

Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет

**О. Д. Демов**

**ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЦЕСУ ВПРОВАДЖЕННЯ  
КОМПЕНСУВАЛЬНИХ УСТАНОВОК  
В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ  
ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИХ КОМПАНІЙ**

**Монографія**

Вінниця  
ВНТУ  
2016

**УДК 621:311**

**ББК 31.27**

**Д30**

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № \_\_\_ від \_\_\_\_\_ р.)

Рецензенти:

**Ю. І. Тугай**, доктор технічних наук

**П. Д. Лежнюк**, доктор технічних наук, професор

**Демов, О. Д.**

Д30 Оптимізація процесу впровадження компенсувальних установок в розподільних електричних мережах енергопостачальних компаній : монографія / О. Д. Демов. – Вінниця : ВНТУ, 2016. – 98 с.

ISBN 978-966-641-

У роботі розглядаються питання підвищення ефективності використання компенсувальних установок шляхом розробки та реалізації системи впровадження установок компенсації реактивної потужності в розподільні електричні мережі на основі їх декомпозиції.

Монографія може бути рекомендована інженерно-технічному персоналу енергетичних підприємств та проектних організацій для більш успішного проведення заходів зі зниження втрат електроенергії в розподільних мережах. Книга може бути також використана студентами електротехнічних спеціальностей при вивченні курсів «Електропостачання», «Енергозбереження в системах електропостачання» і «Електричні системи та мережі».

**УДК 621:311**

**ББК31.27**

**ISBN 978-966-641-**

©О. Демов, 2015

## ЗМІСТ

	Перелік умовних позначень.....	5
	ВСТУП.....	6
1	ПРОБЛЕМИ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	7
1.1	Аналіз основних положень розрахунку компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах.....	7
1.2	Аналіз існуючих методів декомпозиції електричних мереж.....	10
1.3	Вплив живильних мереж на компенсацію реактивної потужності в розподільних мережах.....	12
1.4	Особливості розрахунку компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах енергопостачальних компаній.....	16
	Висновки до розділу 1.....	18
2	ОСНОВНІ ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ ВПРОВАДЖЕННЯ КОНДЕНСАТОРНИХ УСТАНОВОК В РОЗПОДІЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ.....	19
2.1	Вихідні положення.....	19
2.2	Вибір показників впровадження конденсаторних установок.....	22
2.3	Поетапне впровадження конденсаторних установок .....	28
2.3.1	Поетапне впровадження конденсаторних установок за мінімумом втрат.....	29
2.3.2	Поетапне впровадження конденсаторних установок за мінімумом приведених затрат.....	31
2.4	Декомпозиція електричної мережі при розрахунку компенсації реактивної потужності.....	37
2.4.1	Критерій декомпозиції.....	37
2.4.2	Декомпозиція функції втрат активної потужності.....	38
2.4.3	Декомпозиція функції втрат активної потужності при фінансових обмеженнях.....	40
2.4.4	Декомпозиція функції зниження втрат активної потужності на основі формули Тейлора.....	42
2.4.5	Декомпозиція функції приведених затрат.....	45
	Висновки до розділу 2.....	49
3	ВПРОВАДЖЕННЯ КОНДЕНСАТОРНИХ	

	УСТАНОВОК В РОЗПОДІЛЬНІ МЕРЕЖІ ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИХ КОМПАНІЙ.....	51
3.1	Формування функції зниження втрат активної потужності.....	51
3.2	Поетапний розрахунок компенсації реактивної потужності в розподільних мережах.....	55
3.3	Компенсація втрат реактивної потужності трансформаторів трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ..	63
3.4	Вплив КУ промислових споживачів на компенсацію реактивної потужності в розподільних мережах енергопостачальних компаній.....	70
3.5	Коригування вхідних реактивних потужностей.....	77
3.6	Використання місцевих електростанцій для компенсації реактивної потужності .....	81
	Висновки до розділу 3.....	84
	Висновки.....	85
	Література.....	86

## **ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ**

- КУ – конденсаторні установки
- ВРП – вхідна реактивна потужність
- ТП – трансформаторна підстанція
- МЕ – місцева електростанція
- ЕК – енергопостачальна компанія
- ВКУ, НКУ – високовольтні та низьковольтні конденсаторні установки
- КРП – компенсація реактивної потужності

## ВСТУП

Установлення компенсувальних установок в розподільних електричних мережах дозволяє значно знизити втрати електричної енергії, що потребує відповідного визначення потужностей КУ і місць їх установлення [1]. В існуючих методах розв'язання цієї задачі [2–4] вважається, що підприємства, на балансі яких знаходяться мережі, мають можливість установити всі КУ одночасно відповідно до результатам розрахунків, а проміжні кроки з впровадження результатів при цьому не розглядаються. В дійсності фінансові можливості енергетичних підприємств, як правило, обмежені, і це унеможлиблює процес установлення КУ в усіх вузлах розподільних мереж одночасно, що в свою чергу потребує розподілення їх впровадження в часі (часової декомпозиції) [5, 6].

Вказані методи базуються на розв'язанні задачі розрахунку КРП для всіх розподільних електричних мереж в цілому. Таке розв'язання ускладнено тому, що окремі підприємства електричних мереж, економічно можуть впроваджувати КУ незалежно одне від одного. Це зумовлює необхідність розділення електричної мережі при розрахунку КРП (просторової декомпозиції електричної мережі).

Відсутність системи впровадження КУ в розподільні електричні мережі, яка б враховувала з однієї сторони економічну незалежність окремих частин розподільних мереж, а з іншої – їх фізичну нероздільність, приводить до неповного використання КУ для зниження втрат електроенергії.

Таким чином, виникає задача підвищення ефективності використання компенсувальних установок шляхом розробки та реалізації системи впровадження установок компенсації реактивної потужності в розподільні електричні мережі на основі їх декомпозиції.

Для досягнення цієї мети в монографії розроблено методи декомпозиції, які дозволять проводити розрахунок КРП в окремих частинах розподільних електричних мереж з врахуванням впливу інших їх частин і, відповідно, забезпечити додаткове зниження втрат електроенергії у вказаних мережах.

Монографія може бути рекомендована інженерно-технічному персоналу енергетичних підприємств та проектних організацій для проведення заходів зі зниження втрат електроенергії в розподільних мережах. Книга може бути також використана студентами електротехнічних спеціальностей при вивченні курсів «Електропостачання», «Енергозбереження в системах електропостачання» та «Електричні системи та мережі».

# **1 ПРОБЛЕМИ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ**

Перехід до ринкових форм управління державою поставив вимоги щодо адаптації, уточнення методичних рішень в енергетиці до сучасних техніко-економічних механізмів взаємодії постачальників і споживачів електричної енергії.

В частині розрахунків КРП це означає розробку систем, що будуть стимулювати до оптимального споживання реактивної потужності і відображати реальні затрати на її виробництво і передачу; підвищувати ефективність функціонування всього комплексу пристроїв КРП в електричних мережах як енергосистеми так і її споживачів. Основною складовою цих систем є планування впровадження КУ. Існуючі методи цього планування не в повній мірі враховують техніко-економічні умови генерації, транспортування та споживання реактивної енергії і, відповідно, потребують аналізу та визначення напрямків їх вдосконалення, що і є предметом досліджень у цьому розділі. При проведенні аналізу звертається увага на розв'язання задачі КРП для всіх електричних мереж в цілому, а з іншого боку – на доцільності її розв'язання в окремих частинах мережі з врахуванням впливу інших. Такий підхід потребує аналізу: основних положень розрахунку КРП в розподільних електричних мережах; існуючих методів їх декомпозиції; впливу живильних мереж на компенсацію реактивної потужності в розподільних мережах (рис. 1.1).

## **1.1 Аналіз основних положень розрахунку КРП в розподільних електричних мережах**

Питання зменшення втрат в електричних мережах України є однією з основних задач цих мереж. Ці втрати зросли майже вдвічі перевищують аналогічні показники західних країн [7].

Технологічні втрати активної електроенергії разом з так званими «комерційними втратами» станом на 2014 рік склали 14,7 % при нормативних технологічних втратах 13,9 %. Значного зниження цих втрат можна досягти за рахунок КРП в розподільних електричних мережах. Відомо, що близько 80 % ефекту від заходів зі зниження технологічних втрат в цих мережах приходиться на КРП [1].

Проведення цих заходів забезпечується існуючими методами розрахунку КРП, які розглянуті в роботах [8–34] таких вчених, як О. О. Глазунов, В. А. Веніков, Г. Е. Поспелов, В. Г. Холмський, Н. А. Мельніков, Ю. В. Щербина, В. В. Зорін, Г. М. Каялов,

Н. А. Солдаткіна, І. М. Маркович, В. Г. Кузнєцов, Б. С. Рогальський,  
П. Д. Лежнюк, Ю. І. Тугай, Ю. Є. Варецький, М. С. Сегеда,  
О. С. Яндульський, Д. Б. Банін.



Рисунок 1.1 – Схема аналізу існуючих методів КРП в розподільних електричних мережах

Основні положення цих робіт наведені в табл. 1.1. Із зазначеного в таблиці зупинимось на основних критеріях оптимізації КРП:

- економічні: максимальне зниження втрат електроенергії, мінімальний термін окупності, мінімум приведених затрат на передачу та генерацію реактивної потужності [3, 15, 16, 24];
- технічні: забезпечення балансу реактивної потужності [9, 25], покращення рівнів напруги [14, 18, 19, 25, 30], збільшення пропускної спроможності [16].

Розв'язання задачі КРП полягає у визначенні таких потужностей і місць установлення КУ, які забезпечують виконання вибраного критерію.

Інвестування впровадження КУ може визначатися, виходячи з інтересів держави. В такому випадку найкращий варіант впровадження КУ визначається за мінімумом приведених затрат на передачу та генерацію реактивної потужності як по мережах ЕК, так і споживачів. Такий підхід доцільно застосовувати, коли всі мережі знаходяться на балансі однієї організації, наприклад, держави і задана нормативна величина економічної ефективності [4, 16, 30, 32, 33]. Але в сьогоденних ринкових умовах розрахунок КРП доцільно проводити у відповідності до показників, які визначають загальний економічний стан підприємства (економічна ефективність використання капітальних вкладень, прибуток, рентабельність) [35–39].



Таблиця 1.1 – Коротка характеристика існуючих методів розрахунку КРП в розподільних електричних мережах

№ п. п.	Ознака методу	Сутність методу
1	За критерієм оптимізації	Забезпечення оптимальних значень показників використання КУ при виконанні технічних обмежень [9, 11, 12, 13, 15, 22, 33]
2	За балансовою приналежністю	Окреме розв'язання задач КРП в розподільних мережах споживачів [16, 23, 24] та енергопостачальних компаній [3, 16, 30]
3	За постановкою	Проектні: вибір місць розташування та потужностей КУ [8–18]; експлуатаційні: підвищення ефективності використання існуючих КУ [21, 22]
4	За використанням математичного апарату	Метод дискретної оптимізації, градієнтний та ітераційний методи [12, 28]
5	Системні, локальні	Системні: розв'язання задачі в розподільних мереж з врахування впливу живильних [3, 4, 20, 22]. Локальні: розв'язання задачі в розподільних мереж без врахування впливу живильних [23, 24]

Таким чином, критерії впровадження КУ можуть бути різними в залежності від економічних умов, в яких знаходяться підприємства, і це потребує аналізу економічних показників впровадження та використання КУ в розподільних електричних мережах.

В ринкових умовах підприємства впроваджують КУ відповідно до свого фінансового становища, що необхідно враховувати при розробці відповідних методів впровадження КУ. Тобто установлення КУ є процесом (послідовністю заходів, направлених на установлення КУ) і виникає питання: як його реалізувати? Очевидно цей процес потрібно розділити в часі (провести його часову декомпозицію).

Фізично будь-яке рішення щодо КРП в одній частині розподільних мережах впливає на розв'язання задачі в інших частинах цих мереж. Відповідно існуючі методи розрахунку КРП базуються на тому, що ці розрахунки потрібно проводити одночасно для всіх електричних мереж. З іншого боку енергетичні підприємства є незалежними економічними суб'єктами, які самостійно вирішують доцільність інвестування різних напрямків своєї діяльності, в тому числі і придбання КУ. Це потребує розділення мережі на частини, тобто її декомпозиції при розв'язанні задачі. Окрім того, проектування КУ в різних частинах розподільних мереж відбувається по-різному і в різний час, що також потребує ділення цих мереж на частини (декомпозиції мережі).

Проведемо аналіз існуючих методів декомпозиції електричних мереж з метою використання їх для розрахунку КРП в розподільних електричних мережах.

## 1.2 Аналіз існуючих методів декомпозиції електричних мереж

Основні положення декомпозиції, які можна використати при розв'язанні задачі КРП, наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 Основні положення декомпозиції, які можна використати при розв'язанні задачі КРП

	Назва методу декомпозиції	Сутність методу
Декомпозиція процесу розвитку мережі (часова декомпозиція)		
1	Часова декомпозиція при оптимізації розвитку мереж	Планування розвитку електричної мережі на основі динамічного програмування [40–42]
2	Елементи часової декомпозиції впровадження КУ	Коригування потужностей КУ проводиться відповідно зміни параметрів мережі [43, 44]
Декомпозиція структури мережі (просторова декомпозиція)		
Методи декомпозиції, які використовуються при оптимізації мереж		
3	Декомпозиції мережі на основі декомпозиції математичної моделі	Спрощення процесу оптимізації шляхом спрощення математичної моделі оптимізації [45–48]
4	Дослідження складних систем частинами (метод Крона, діакоптика)	В основу методу покладено розрахунок режиму електричного кола по частинам, що дозволяє проводити декомпозицію складних систем при їх аналізі [49]
5	Декомпозиція мереж на основі їх ієрархії	Ділення мереж при їх оптимізації на: мережі районів, підприємства електричних мереж, електричні мережі електроенергетичних систем (ЕЕС); електричні мережі єдиної ЕЕС
Елементи декомпозиції, які використовуються при розрахунку КРП		
6	Ділення мережі на розподільні та живильні	Розрахунок КРП в розподільних електричних мережах з врахуванням впливу живильних [16, 22, 30]
7	Ділення схеми мережі в точці поточкорозподілу	Оптимальний розподіл реактивної потужності в одних частинах мережі не залежить від параметрів інших частин мережі [53]

Із зазначеного у табл. 1.2 зупинимось на змісті основних методів декомпозиції.

В [40, 41] розроблені принципи планування розвитку електричних мереж на основі динамічного програмування, яке дозволяє значно зменшити кількість варіантів розвитку. При цьому показані переваги дискретного програмування. Математичні моделі розвитку значно спрощуються через неврахування слабких зв'язків між окремими частинами електричних мереж.

В [42] розглядаються глобальні задачі планування розвитку енергосистем. Процес розвитку розглядається як марківський, що дає можливість застосовувати динамічне програмування. Сформовані основні принципи розвитку енергосистем: системний підхід, критерії оптимізації, математичні моделі оптимізації; прогнозування споживання електроенергії. Розвиток мережі інтерпретується як коригування її схеми та елементів, зумовлене ростом навантажень.

Розв'язання задачі в часі з урахуванням зростання реактивних навантажень запропоноване в [43], а в [44] – з урахуванням розвитку, як мереж підприємства, так і мереж енергосистеми. Але в цих роботах не розглядається оптимізація протягом процесу впровадження.

У [44] показано, що розвиток мереж і зростання навантажень приводить до необхідності корегування потужностей КУ у вузлах мереж. Проте, не обґрунтовується послідовність вузлів, в яких доцільно корегувати КУ.

Таким чином, в існуючих методах оптимізації розвитку мереж враховується їх часова декомпозиція. Також розглядається можливість часової декомпозиції процесу впровадження КУ. Але така можливість науково не обґрунтована.

Існуючі методи декомпозиції структури мереж розділено на такі, які використовуються при розрахунку та оптимізації режимів електричних мереж [45–48] і при розв'язанні задачі КРП в цих мережах [16, 22, 30, 53]. При цьому декомпозиції мережі передують декомпозиція математичної моделі, яка описує досліджуваний процес [45, 54]. Ця математична модель враховує основні параметри процесу оптимізації, нехтуючи певною кількістю факторів, які чинять на оптимізацію незначний вплив [55].

Класичним методом декомпозиції складних систем є метод Крона (діакоптика) [49]. В основу методу покладено розрахунок режиму електричного кола частинами, що дозволяє проводити декомпозицію мереж. Метод в основному орієнтований на розрахунок режиму мережі, а для оптимізаційних задач його застосування не досліджене. Крім того, інваріантність методу щодо втрат потужності є проблематичною, а в нашому випадку ця умова є головною.

При оптимізації режимів електричних мереж найбільш доцільним є їх ділення (декомпозиція) за ієрархічною ознакою: мережі районів,

підприємства електричних мереж, електричні мережі електроенергетичних систем (ЕЕС); електричні мережі єдиної ЕЕС [51].

В існуючих методах розрахунку КРП використовуються елементи такої декомпозиції. Мережі діляться на живильні і розподільні. Розрахунок КРП в розподільних електричних мережах проводиться з врахуванням впливу живильних [16, 22, 30]. При цьому найбільш продуктивним може бути композиційне моделювання, яке використовує властивості ієрархічності систем для їх розділення (декомпозиція за слабкими зв'язками), коли отримана при цьому похибка виявляється в зоні невизначеності оптимальних рішень [55].

Ієрархія електричних мереж в певній мірі враховується в існуючих роботах за розрахунком КРП. Наприклад, при певних умовах оптимальний розподіл реактивної потужності в одних частинах мережі не залежить від параметрів інших частин мережі, що дозволяє проводити декомпозицію мережі при розв'язанні задачі КРП [56].

При розрахунку КРП ділення мереж також може проводитися в точках її розподілу потоків енергії, що дозволяє представити електричні мережі при розрахунку КРП деревоподібними підсхемами [53], які отримують живлення від мереж 110 кВ і вище. Таке представлення мережі дозволяє спростити рішення не тільки щодо вибору і розміщенню додаткових КУ, але і щодо регулювання напруги. Але цей підхід необґрунтований.

В [16, 22] декомпозиція проводиться шляхом двоетапного розрахунку КРП. На першому етапі розраховується вплив живильних мереж на процес КРП в розподільних, а на другому проводиться розрахунок цього процесу.

Проведений аналіз існуючих методів декомпозиції при розрахунку та оптимізації режимів електричних мереж показав:

- в існуючих методах розрахунку і оптимізації електричних мереж використовуються методи декомпозиції, в основу яких покладено декомпозицію математичної моделі;
- існуючі методи розрахунку КРП використовують елементи декомпозиції, але вони науково необґрунтовані;
- на КРП в розподільних електричних мережах впливають живильні мережі, що потребує аналізу цього впливу.

### **1.3 Вплив живильних мереж на компенсацію реактивної потужності в розподільних мережах**

Вплив живильних мереж на компенсацію реактивної потужності в розподільних мережах відображено в табл. 1.3. Розглянемо детальніше впливи, описані в таблиці.

Якщо розрахунок КРП проводиться за мінімумом приведених затрат на передачу та генерацію реактивної потужності, то вплив живильних мереж відображається реактивною потужністю, яку доцільно передавати від живильних мереж в розподільні (ВРП). Проведемо аналіз цього впливу для розрахункової схеми, показаної на рис. 1.2.

В розподільних мережах в якості компенсувальних установок використовуємо КУ, які встановлюються на шинах 0,4 кВ трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ з питомими затратами на установлення та експлуатацію  $Z_{КУ}$ .

В цьому випадку матриця оптимальних значень ВРП знаходиться відповідно до [4, 44]:

$$Q_c^{opt} = R^{-1} \cdot C, \quad (1.1)$$

де  $R$  – матриця вузлових активних опорів мережі, сформована по відношенню до вузлів навантаження;  $C$  – стовпчикова матриця, всі елементи якої

$$C = \frac{Z_{КУ} \cdot U_n^2}{2c_0},$$

де  $c_0$  – питома вартість втрат потужності [16];  $U_n$  – номінальна напруга мережі.

Таблиця 1.3 – Вплив живильних мереж при розрахунку КРП в розподільних мережах

№ п. п.	Ознака впливу	Сутність впливу
1	Задана вхідна реактивна потужність для розподільної мережі	Вхідна реактивна потужність визначається за мінімумом затрат на передачу і генерацію реактивної потужності по живильних і розподільних мережах [3, 4, 16, 44]
2	Заданий коефіцієнт потужності для розподільної мережі	Коефіцієнт потужності визначається техніко-економічним станом розподільних мереж [34]
3	Задано рівні напруги на вході в розподільну мережу	Рівні напруги визначаються нормальною роботою споживачів [14]

4	Врахування зменшення втрат активної потужності в живильних мережах при КРП в розподільних	Втрати визначаються через еквівалентні економічні характеристики живильних мереж [20, 30]
---	---	---

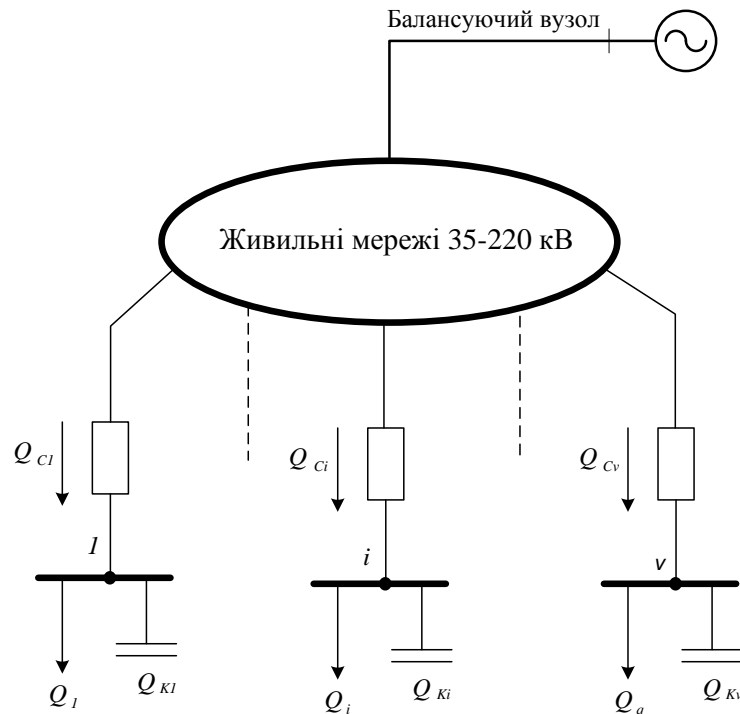


Рисунок 1.2 – Розрахункова схема для розв’язання задачі за мінімумом приведених затрат на передачу та генерацію реактивної потужності

На рис. 1.2:  $Q_i, Q_{Ci}$  – відповідно, реактивні навантаження та ВРП для  $i$ -го вузла;  $Q_{Ki}$  – потужності КУ, установлені в  $i$ -му вузлі;  $i = 1 \dots v$ .

Відповідно, матриця величин потужностей КУ, які доцільно установити в вузлах мережі, запишеться таким чином:

$$\mathbf{Q}_{КУ} = \mathbf{Q} - \mathbf{R}^{-1}\mathbf{C}, \quad (1.2)$$

де  $\mathbf{Q}$  – матриця, елементами якої є величини  $Q_i$ .

При визначенні потужності КУ за формулою (1.2) враховуються інтереси, як живильних, так і розподільних мереж.

Цей метод має такі недоліки.

1. В ринкових умовах різні частини мереж знаходяться на балансі різних підприємств, які мають різні економічні інтереси. Це потребує декомпозиції розрахункової схеми.

2. Існуючі методи розрахунку КРП не враховують те, що до мереж ЕК постійно приєднуються нові споживачі, і це потребує коригування ВРП для усіх вузлів електричної мережі.

В [34] вплив живильних мереж на розподільні задається нормованим коефіцієнт потужності, що науково необґрунтовано.

В [14, 52] напруга в вузлах живильних мереж визначається режимом реактивної потужності. Відповідно, ВРП для розподільної мережі визначається необхідним рівнем напруги.

Оскільки основним критерієм розрахунку КРП є зниження втрат, то вплив живильних мереж доцільно визначати зменшенням втрат в цих мережах при КРП в розподільних мережах [16, 30]. Цей розрахунок є громіздким і потребує великого об'єму інформації, що зумовлює необхідність еквівалентування живильних мереж при розрахунку КРП. Еквівалентування проводиться на основі затрат на передавання реактивної енергії по мережах ЕК до розподільних мереж [36]. Проаналізуємо це еквівалентування більш детально.

На рис. 1.3 живильні мережі представлені еквівалентним джерелом реактивної потужності  $M$ , від якого живиться розподільна мережа з реактивним навантаженням  $Q_i$ .

Функція втрат активної потужності в мережах ЕК від реактивного навантаження  $Q_i$ , визначається таким чином:

$$\Delta P(Q_i) = \sigma_i Q_i + \frac{\delta}{2} Q_i^2, \quad (1.3)$$

де  $\sigma_i$  та  $\delta_i$  – перша та друга похідні від функції сумарних втрат активної потужності в мережах енергосистеми  $\Delta P(Q_i)$  по реактивному навантаженню  $Q_i$  [30].

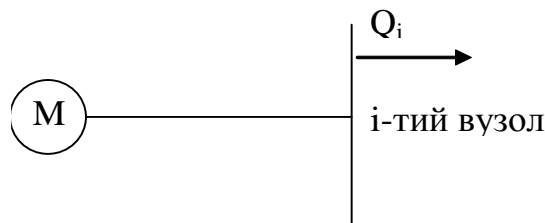


Рисунок 1.3 – Схема підключення розподільної мережі до  $i$ -го вузла енергосистеми

Матриці величин  $\sigma$  та  $\delta$  для мережі енергосистеми визначаються як

$$\sigma = \frac{2}{U^2} \mathbf{RQ}; \quad \delta = \frac{2}{U^2} \mathbf{R}_{kk}, \quad (1.4)$$

де  $R_{kk}$  – діагональні елементи матриці вузлових активних опорів  $\mathbf{R}$ .

З формули (1.4) видно, що економічні характеристики еквівалентного джерела реактивної потужності  $M$  залежать не тільки від реактивного навантаження  $i$ -го вузла, а і від реактивних навантажень інших вузлів енергосистеми.

Вплив живильних мереж визначається також з допомогою економічних еквівалентів реактивної потужності (ЕЕРП).

Існує низка методів з визначення ЕЕРП. В [36] показано, що величину ЕЕРП можна визначити як

$$D_i = \frac{d[\Delta P(Q_i)]}{dQ_i}. \quad (1.5)$$

Відповідно, величину приросту функції  $\Delta P_i(Q_i)$  при зміні  $Q_i$  на величину  $\Delta Q_i$  можна визначати як

$$\delta P_i = D_i \Delta Q_i, \quad (1.9)$$

якщо  $\Delta Q_i \ll Q_{pi}$ , де  $Q_{pi}$  – розрахункове реактивне навантаження  $i$ -го вузла.

При розрахунку величини  $\delta P_i$ , зумовленої навантаженням  $Q_{pi}$ , формула (1.6) дає велику похибку. Крім того в цьому випадку величина  $D_i$  залежить від реактивних навантажень всіх вузлів мережі, що ускладнює розрахунок.

В [57, 58] рекомендується розраховувати середнє значення ЕЕРП:

$$D_{ic} = \frac{\Delta P_{pi}}{Q_{pi}}, \quad (1.7)$$

де  $\Delta P_{pi}$  – втрати активної потужності, створені навантаженням  $Q_{pi}$ .



З формули (1.7) видно, що величина  $D_{ic}$  залежить від величини  $Q_{pi}$ . Тобто при різних значеннях  $Q_{pi}$  для одного і того ж вузла будемо мати різні величини  $D_{ic}$ . Це є недоліком цього підходу, оскільки ЕЕРП характеризує умови передачі потужності  $Q_i$  і не має залежати від величини цієї потужності.

Таким чином, виникає задача вдосконалення методів еквівалентування живильних мереж при розрахунку КРП в розподільних.

#### **1.4 Особливості розрахунку компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах енергопостачальних компаній**

Розподільні мережі знаходяться на балансі енергопостачальних компаній або споживачів. Відповідно, можна виділити два напрямки розв'язання задачі: розрахунок КРП в розподільних мережах ЕК і споживачів. Хоча фізичні процеси КРП відбуваються однаково в цих мережах, вони мають певні техніко-економічні особливості, що впливають на розв'язання задачі.

Реактивні навантаження розподільних мереж ЕК створюють комунально-побутові споживачі, величина яких співмірна з промисловими [59], і задача їх компенсації є актуальною для міських та сільських розподільних мереж ЕК. Але комунально-побутові споживачі, які споживають 20000 кВт×год електроенергії і менше, не платять за реактивну енергію [36] і не проводять заходів з КРП. Відповідно, ці заходи повинні проводити ЕК, які неповною мірою використовують КРП для зниження втрат в своїх розподільних мережах. Основною причиною цього є неврахування впливу живильних мереж при розрахунку економічної ефективності КУ [30].

Крім того, не сприяють впровадженню КУ в розподільні мережі ЕК:

- з одного боку надто дорогі засоби компенсації, в основному імпортного виробництва, а з іншого – занижена вартість втрат, для визначення якої використовують оптовий тариф замість роздрібного, і суттєве зниження розрахункових реактивних навантажень і, відповідно, втрат від перетікань реактивної енергії;
- застосування для розрахунку КРП відомих методик не дозволяє обґрунтувати високий рівень КРП (значні терміни окупності);
- енергопостачальні компанії не можуть установити КУ в усіх навантажувальних вузлах одночасно через дефіцит коштів;

– в існуючих методиках розрахунку КРП не враховується те, що розподільні мережі ЕК живлять одночасно промислові і комунально-побутові споживачі, що дозволяє обґрунтувати більш високий ступінь КРП [44, 59].

Значну частину реактивних навантажень розподільних мереж енергопостачальних компаній (ЕК) становлять втрати реактивної потужності в трансформаторах підстанцій 10/0,4 кВ. Ці втрати протягом року створюють значні втрати електроенергії у вказаних мережах і тому виникає доцільність їх компенсації. Існуючі методи розрахунку компенсації реактивної потужності в розподільних мережах ЕК [3, 4] не враховують цю обставину, що зумовлює необхідність розробки методу розрахунку компенсації вказаних втрат реактивної потужності.

В розподільних мережах ЕК з'явилося багато місцевих електростанцій. В [34, 60, 61] показано, що їх генератори можуть покривати значне реактивне навантаження розподільних мереж і знижувати втрати електроенергії в мережах 35, 110 кВ.

Зокрема у вказівках [34], за якими проводився розрахунок КРП з 1961 року по 1974 рік, рекомендоване значення коефіцієнта потужності для споживачів, які живились безпосередньо від МЕ, рівнялось 0,85. Тим самим однозначно визначалась доцільність використання цих електростанцій для КРП. Також в інструкції [61] вхідну реактивну потужність для споживачів, які мають синхронні машини, рекомендується знаходити як  $Q_v = Q_\phi - 0,7 \cdot Q_{cm}$ , ( $Q_\phi$  – фактичне реактивне навантаження споживача,  $Q_{cm}$  – реактивна потужність синхронних машин). Наведена формула практично однозначно визначає доцільність використання синхронних генераторів МЕ для КРП.

З іншого боку в існуючих методах з розрахунку КРП [4, 30] не показано, яким чином враховувати вплив живильних мереж при розрахунку вказаного використання МЕ.

Таким чином, виникає необхідність в розробці методу розрахунку впровадження компенсуювальних установок в розподільні мережі ЕК, який би враховував взаємний вплив рішень щодо КРП в живильних та розподільних мережах ЕК і наявність МЕ.

## Висновки до розділу 1

Проведений аналіз існуючих методів розрахунку КРП в розподільних електричних мережах ЕК показав необхідність розробки

системи впровадження компенсувальних установок. Це потребує розв'язання задач, які показані на рис. 1. 4.

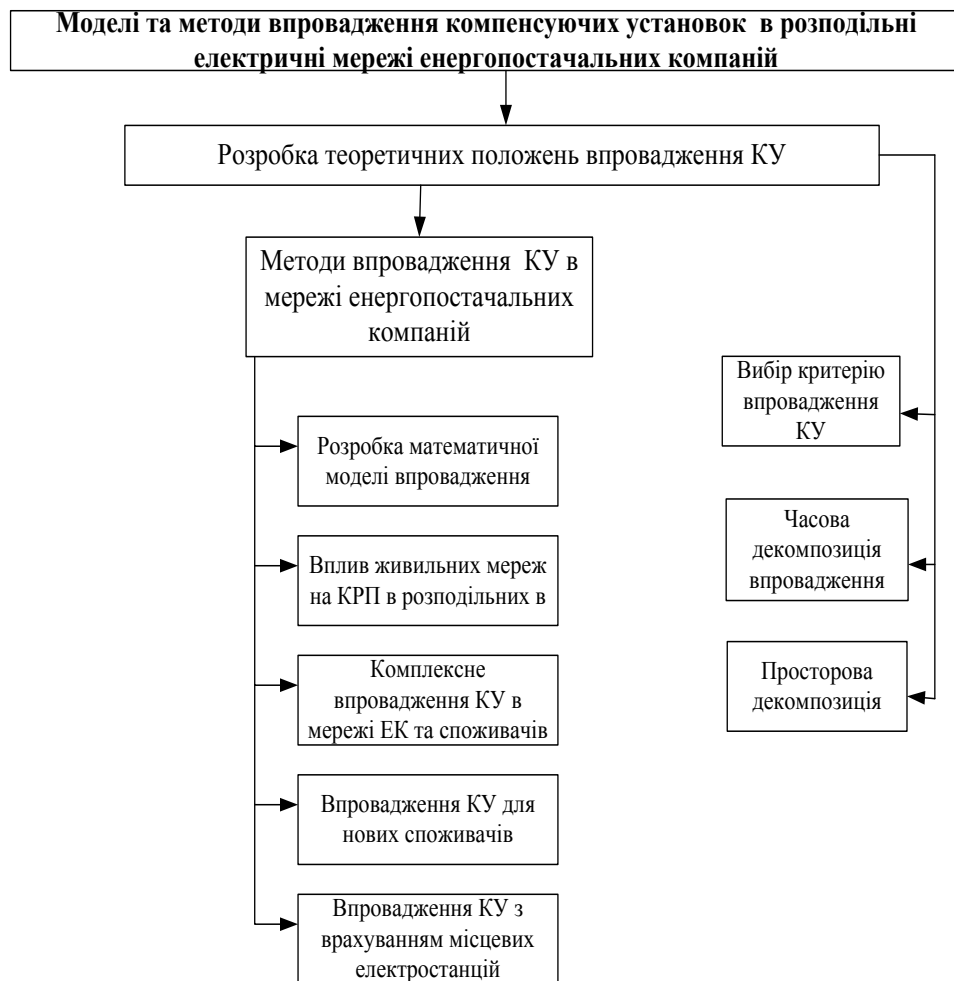


Рисунок 1.4 – Сформовані задачі роботи і зв'язки між ними

## 2 ОСНОВНІ ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ ВПРОВАДЖЕННЯ КУ В РОЗПОДІЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ

На сьогоднішній день відсутні методи розрахунку впровадження КУ (визначення послідовності встановлення КУ та їх потужностей) в розподільні електричні мережі, які б в повній мірі враховували ринкові відносини між енергетичними підприємствами та технічні умови встановлення КУ. Це потребує розробки основних теоретичних положень цього впровадження, які б давали можливість враховувати вказані умови і розробити відповідні методи.

### 2.1 Вихідні положення

Впровадження проектних рішень щодо компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах, одержаних за існуючими методами [4, 16, 24, 30], неможливе в силу технічних та фінансових обмежень і розтягується на тривалий період, що дозволяє розглядати його як процес. Під процесом впровадження КУ будемо розуміти послідовність установаження КУ в тих або інших вузлах електричної мережі в певні моменти часу, які визначаються існуючою системою планування [38].

Перехід електричної мережі з поточного стану в оптимальний представимо функцією економічного показника  $K(A_t, Q_{kt}, Q_t, t)$ , яка залежить від часу  $t$  ( $t = 1, 2, \dots, T$ , де  $T$  – період впровадження), векторів потужностей КУ та реактивних навантажень, відповідно,  $Q_{kt}$ ,  $Q_t$ ;  $A_t$  – матриця, елементи якої формуються техніко-економічними характеристиками мережі.

Оскільки впровадження проводиться протягом періоду  $T$ , то задачу доцільно оцінювати за інтегральним значенням показника за цей період:

$$K_{\Sigma} = \int_0^T K(A_t, Q_{kt}, Q_t, t) dt. \quad (2.1)$$

При цьому необхідно забезпечити виконання техніко-економічних умов функціонування мережів, на які впливає установаження КУ

$$\sum_1^n C_t Q_{kt} \leq D_t, \quad (2.2)$$

де  $C_t$  – прямокутна матриця коефіцієнтів, які визначаються параметрами мережі;  $D_t$  – матриця-стовпець, елементи якої визначаються техніко-економічними обмеженнями.

Основними характеристиками впровадження КУ є функції зниження втрат потужності  $\delta P(Q_{kt})$  та енергії  $\delta W(Q_{kt})$  в залежності від потужності КУ  $Q_{kt}$ . Проведемо аналіз цих функцій для елементарної мережі (рис. 2.1).

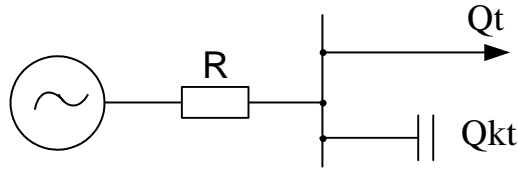


Рисунок 2.1 – Схема елементарної мережі: R – активний опір мережі,  $Q_t$ ,  $Q_{kt}$  – відповідно, реактивне навантаження мережі та потужність КУ для часу  $t$

Для заданої мережі функція  $\delta W(Q_{kt})$  запишеться таким чином:

$$\delta W(Q_{kt}) = \frac{R}{U_n^2} (2Q_t Q_{kt} - Q_{kt}^2) t. \quad (2.3)$$

На рис. 2.2 показано графіки функцій: а –  $\delta W(Q_{kt}, t)$ ; б –  $\delta P(Q_{kt})$ . З графіка 2.2а видно, що величини зниження втрат електроенергії  $\delta W(Q_{kt}, t)$  залежать, як від потужності КУ  $Q_{kt}$ , так і від тривалості їх використання  $t$ . При  $t = \text{const}$  одержуємо залежність

$$\delta P(Q_{kt}) = \frac{R}{U_n^2} (2Q_t Q_{kt} - Q_{kt}^2), \quad (2.4)$$

графік якої є лінією перерізу поверхні  $\delta W(Q_k, t)$  і показаний на рис. 2.2.б.

Залежність  $\delta W(Q_k, t)$  є сукупністю графіків  $\delta P(Q_{kt})$ , які показують зміну зниження втрат потужності в залежності від потужності КУ для моменту часу  $t$  (етапу впровадження).

Практично  $t$  змінюється дискретно відповідно до існуючої системи планування [38]. Виникає питання, яку потужність КУ необхідно встановити на кожному етапі?

Цю задачу можна розв'язати двома способами:

- забезпечуючи найкраще рішення на кожному етапі;
- приймаючи рішення на кожному з етапів таким, щоб забезпечити найкращий результат за весь період впровадження.

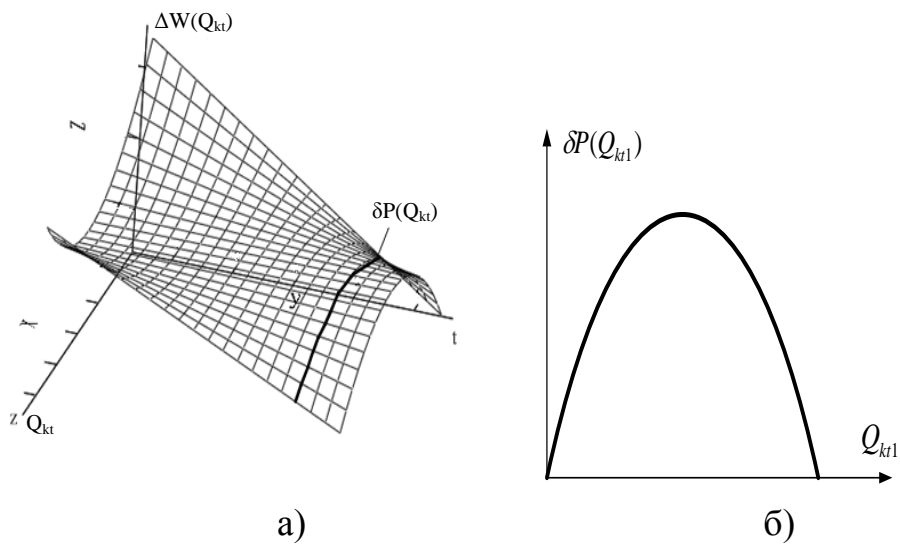


Рисунок 2.2 – Графіки функцій: а –  $\delta W(Q_{kt}, t)$ ; б –  $\delta P(Q_{kt})$

В обох випадках на кожному етапі розрахунки необхідно проводити з врахуванням всіх електричних мереж, що практично реалізувати досить складно, і це потребує спрощення розрахункової схеми.

При проведенні досліджень прийняті наступні допущення.

1. У роботі розглядається перша частина комплексної задачі зниження втрат і поліпшення рівнів напруги за рахунок раціонального вибору місць розташування і потужностей КУ в мережі. Оскільки задачу зниження втрат за допомогою компенсувальних установок можна вважати відносно самостійною, то напругу на першому етапові розрахунку приймаємо рівною її номінальному значенню [17, 62, 63].

Наведемо основні аргументи, які дозволяють робити таке припущення.

Можливі два аспекти забезпечення допустимих відхилень напруги: перевірка цих відхилень після вибору КУ за мінімумом втрат або безпосередньо в процесі вказаного вибору.

Доцільність першого аспекту, який використовується в роботі, зумовлена тим, що:

- обмеження накладається на залежні змінні (незалежними є потужності КУ), що значно ускладнює реалізацію другого аспекту;
- КРП, як правило, сприяє покращенню рівнів напруги [17];
- забезпечити нормовані відхилення напруги у розподільній електричній мережі вдається за допомогою силових трансформаторів, а КРП використовується як допоміжний засіб регулювання напруги [62, 63].

2. Оскільки КУ практично відсутні в розподільних мережах ЕК, то проектування впровадження КУ проводиться окремо від проектування і монтажу інших елементів мереж [30], і задача планування впровадження КУ має самостійний характер.

3. Розрахункова схема мережі має один балансуєчий вузол (підстанція 330, 220/110 кВ).

Таким чином, впровадження КУ в розподільні електричні мережі потребує розроблення теоретичних положень оцінки, аналізу та оптимізації процесу впровадження КУ, а саме:

- вибору критеріїв оптимізації впровадження КУ, які б враховували сучасні техніко-економічні умови мереж ЕК;

- формування принципів оптимізації протягом всього терміну впровадження з врахуванням взаємного впливу окремих етапів впровадження;

- формування принципів оптимізації одного етапу впровадження, які дозволяють враховувати ефект в усіх електричних мережах і в той же час зменшити об'єм розрахункової схеми.

## **2.2 Вибір показників впровадження конденсаторних установок**

При виборі показників оптимізації необхідно врахувати, що в ринкових умовах для електричних мереж ЕК однозначно не вимагається установлення КУ, а дається можливість визначати доцільність їх використання [36, 38]. Обґрунтувати цю доцільність можна шляхом економічного порівняння вказаного установлення з іншими варіантами виробничого і комерційного інвестування, що відображає реальні економічні умови функціонування мереж і сприяє впровадженню КУ [39].

Що є економічним критерієм доцільності впровадження КУ в електричні мережі?

В умовах ринку придбання КУ є одним з варіантів виробничого інвестування. Економічну ефективність такого інвестування доцільно визначати за абсолютною економічною ефективністю капітальних вкладень і очікуваним прибутком виробництва реактивної енергії [37–39]. Такий підхід дозволяє керівникові підприємства порівнювати інвестування КУ з інвестуванням інших виробничих і комерційних операцій, які характеризуються певними величинами економічної ефективності.

Проведемо аналіз величин економічної ефективності капітальних вкладень в КУ. Капітальні вкладення в КУ дають річне зниження експлуатаційних витрат на виробництво і передачу реактивної енергії в мережах підприємства. Економічна ефективність капітальних

вкладень в КУ показує швидкість зниження вказаних витрат залежно від величини капітальних вкладень в КУ. Аналогічний сенс має ця величина і для інвестицій в інші виробничі і комерційні напрями. Природно, чим вища ця швидкість, тим швидше окуповуються вкладені кошти. Завдяки цій властивості величина економічної ефективності дозволяє порівнювати різні варіанти інвестування і вибирати найкращий варіант. Відповідно, підприємство вкладає кошти в КУ тільки в тому випадку, якщо вони забезпечують вищу ефективність, ніж вкладення їх в інші виробничі і комерційні операції. При цьому необхідно враховувати, що збільшення ступеня компенсації реактивної потужності приводить до зменшення ефективності КУ. Тобто, мережа має можливість змінювати ефективність інвестування КУ. Ця обставина дає можливість встановлювати таку величину КУ, яка відповідає економічним можливостям мережі [64–66].

З іншого боку КУ забезпечує процес виробництва реактивної енергії. Економічна доцільність такого виробництва характеризується величиною прибутку і рентабельності. Як розуміти прибуток і рентабельність виробництва реактивної потужності за допомогою КУ?

Використання КУ для виробництва реактивної потужності забезпечує зменшення витрат і, відповідно, плати за електричну енергію. Це дає зниження собівартості продукції і, відповідно, збільшення прибутку від реалізації цієї продукції. Таким чином, під прибутком виробництва реактивної енергії за допомогою КУ доцільно розуміти ту частину прибутку від реалізації основної продукції, яка обумовлена вказаним зменшенням плати за електричну енергію. Відповідно, рентабельність виробництва реактивної енергії за допомогою КУ визначається як вказаний прибуток віднесений до сумарних витрат на виробництво реактивної енергії [39, 65].

Проведемо кількісний аналіз величин економічної ефективності впровадження КУ, прибутку і рентабельності їх використання для мережі, заданій матрицями активних вузлових опорів  $\mathbf{R}$  і середніх реактивних навантажень  $\mathbf{Q}_c$ . Крім того, задані: тариф на активну енергію  $T$ ; питома вартість КУ –  $c_k$ ;  $T_{ку}$  – тривалість роботи КУ протягом року;  $p$  – частка відрахувань на амортизацію, обслуговування і ремонт КУ.

При установленні в  $j$ -му вузлі мережі КУ потужністю  $Q_{kj}$  величина економічної ефективності інвестицій в КУ  $p_{kj}$  відповідно до [39] розраховується як



$$p_{kj} = \frac{\Delta B_j}{c_k Q_{kj}}, \quad (2.5)$$

де  $\Delta B_j$  – зниження витрат на передачу реактивної енергії за рахунок установлення КУ потужністю  $Q_{kj}$ ;  $c_k Q_{kj}$  – капітальні вкладення в КУ;  $j = 1, \dots, n$ , де  $n$  – загальна кількість вузлів, в яких встановлюються КУ.

Величина витрат  $\Delta B_j$  визначається як

$$\Delta B_j = (\Delta P_j^{\text{до}} - \Delta P_j^{\text{після}}) T T_{\text{КУ}} - c_k p Q_{kj}, \quad (2.6)$$

де  $\Delta P_j^{\text{до}}, \Delta P_j^{\text{після}}$  – величини втрат активної потужності в мережі, відповідно, до і після установки КУ в  $j$ -му вузлі.

Величини  $\Delta P_j^{\text{до}}, \Delta P_j^{\text{після}}$  визначаються як

$$\Delta P_j^{\text{до}} = \frac{1}{U_{\text{н}}^2} \begin{pmatrix} Q_{c1} \\ Q_{c2} \\ \vdots \\ Q_{cj} \\ \vdots \\ Q_{cn} \end{pmatrix}^t \times \begin{pmatrix} R_{11} R_{12} \dots R_{1n} \\ R_{21} R_{22} \dots R_{2n} \\ \dots \\ \dots \\ R_{n1} R_{n2} \dots R_{nn} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} Q_{c1} \\ Q_{c2} \\ \vdots \\ Q_{cj} \\ \vdots \\ Q_{cn} \end{pmatrix}; \quad (2.7)$$

$$\Delta P_j^{\text{після}} = \frac{1}{U_{\text{н}}^2} \begin{pmatrix} Q_{c1} \\ Q_{c2} \\ \vdots \\ Q_{cj} - Q_{kj} \\ \vdots \\ Q_{cn} \end{pmatrix}^t \times \begin{pmatrix} R_{11} R_{12} \dots R_{1n} \\ R_{21} R_{22} \dots R_{2n} \\ \dots \\ \dots \\ R_{n1} R_{n2} \dots R_{nn} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} Q_{c1} \\ Q_{c2} \\ \vdots \\ Q_{cj} - Q_{kj} \\ \vdots \\ Q_{cn} \end{pmatrix}, \quad (2.8)$$

де  $R_{jj}$  – вхідний опір  $j$ -го вузла;  $R_{jg}$  – взаємний опір  $j$ -го і  $g$ -го вузлів;  $j, g = 1 \dots n$ .

Підставимо значення  $\Delta P_j^{\text{до}}, \Delta P_j^{\text{після}}$  в (2.6), а  $\Delta B_j$  – в (2.5) і отримаємо:

$$p_{kj} = \frac{\Delta B_j}{c_k Q_{kj}} = \frac{T_{\text{КУ}} T}{U_{\text{н}}^2 c_k} \left( 2 Q_{cj} R_{jj} - Q_{kj} R_{jj} + 2 \sum_{\substack{g=1 \\ g \neq j}}^{n-1} Q_{cj} R_{jg} \right) - p. \quad (2.9)$$

Якщо врахувати, що всі величини в (2.5), окрім  $Q_{kj}$ , є постійними, то залежність  $p_{kj}(Q_{kj})$  можна представити як лінійну:

$$p_{kj} = C - DQ_{kj}, \quad (2.10)$$

$$\text{де } C = \frac{2T_{KY}T}{U_H^2 c_k} \left( Q_{cj} R_{jj} + \sum_{\substack{g=1 \\ g \neq j}}^{n-1} Q_{cj} R_{jg} \right) - p; \quad D = \frac{T_{KY}T}{U_H^2 c_k} R_{jj}.$$

Очевидно, максимальне значення ефективності забезпечується мінімальною потужністю секції КУ  $Q_{c \min} : p_{kj}^{\max} = A - DQ_{c \min}$ .

Величина річного прибутку  $\Pi_j$  від установки КУ потужністю  $Q_{kj}$  визначається як різниця між зменшенням плати за активну енергію і собівартістю виробництва реактивної енергії (витрати на ремонт і експлуатацію КУ).

$$\Pi_j = (\Delta P_j^{\text{до}} - \Delta P_j^{\text{після}}) T_{KY} T - c_k p Q_{kj}. \quad (2.11)$$

Підставимо значення  $\Delta P_j^{\text{до}}$  та  $\Delta P_j^{\text{після}}$  у формулу (2.11), отримаємо:

$$\Pi_j = \frac{T_{KY}T}{U_H^2} \left( 2Q_{cj} Q_{kj} R_{jj} - Q_{kj}^2 R_{jj} + 2Q_{kj} \sum_{\substack{g=1 \\ g \neq j}}^{n-1} Q_{cj} R_{jg} \right) - c_k p Q_{kj}. \quad (2.12)$$

Тобто, в цьому випадку прибуток виробництва реактивної потужності КУ рівний зниженню витрат на генерацію і передачу реактивної потужності за рахунок установки цих пристроїв [66].

Оптимальна величина  $Q_{kj}$ , яка відповідає максимуму  $\Pi_j$ , визначається з умови  $\frac{d\Pi_j}{dQ_{kj}} = 0$  таким чином:

$$Q_{kj}^{\text{опт}} = \frac{c_k p U_H^2}{2T_{KY} T R_{jj}} + Q_{cj} + \frac{1}{R_{jj}} \sum_{\substack{g=1 \\ g \neq j}}^{n-1} Q_{cj} R_{jg}. \quad (2.13)$$

Підставимо значення  $Q_{kj}^{\text{опт}}$  у формулу (2.12) і отримаємо величину максимального прибутку:

$$P_j^{\max} = \frac{T_{\text{КУ}} T}{U_{\text{н}}^2} R_{jj} (Q_{kj}^{\text{опт}})^2. \quad (2.14)$$

Розділимо праву і ліву частини рівняння (2.12), відповідно, на праву і ліву частини (2.14) і отримаємо:

$$P_{j^*} = 2Q_{kj^*} - Q_{kj^*}^2, \quad (2.15)$$

$$\text{де } P_{j^*} = \frac{P_j}{P_j^{\max}}; \quad Q_{kj^*} = \frac{Q_{kj}}{Q_{kj}^{\text{опт}}}.$$

Залежність  $P_{j^*} = f(Q_{kj^*})$  наведена на рис. 2.3, графік 1. Ця залежність показує, наскільки змінюється прибуток  $P_{j^*}$ , в порівнянні з її максимальним значенням, при відхиленні  $Q_{kj^*}$  від оптимального значення (точка 1, 1). Її можна використовувати тільки в межах області оптимального рішення, оскільки рівняння (2.15) має місце тільки у вказаних межах. Тобто, це рівняння може бути використане для аналізу чутливості максимального прибутку при зміні потужності КУ. З графіка видно, що п'ятипроцентне відхилення потужності КУ від оптимального значення приводить до зменшення прибутку на 0,25 % і, відповідно, оптимальне рішення можна вважати економічно стійким [67–70].

Рентабельність виробництва реактивної енергії відповідно до [39] визначається як відношення прибутку  $P_j$  до собівартості виробництва:

$$G_{kj} = \frac{P_j}{pc_k Q_{kj}} = \frac{T_{\text{КУ}} T}{U_{\text{н}}^2 pc_k} \left( 2Q_{cj} R_{jj} - Q_{kj} R_{jj} + 2 \sum_{g=1}^{n-1} Q_{cj} R_{jg} \right) - 1. \quad (2.16)$$

Залежність  $G_{kj}(Q_{kj})$  можна записати як

$$G_{kj} = \frac{1}{p} (C - DQ_{kj}). \quad (2.17)$$

З формул (2.10) і (2.17) випливає, що

$$p_{kj} = pG_{kj}. \quad (2.18)$$

Максимальна величина рентабельності відповідає максимальній величині прибутку і визначається відповідно до (2.16) з врахуванням (2.14):

$$G_{kj}^{\max} = \frac{T_{\text{КУ}} T}{U_{\text{н}}^2 c_k p} R_{jj} Q_{kj}^{\text{опт}}. \quad (2.19)$$

Сумарні витрати на виробництво реактивної енергії КУ (собівартість виробництва реактивної енергії) визначається за допомогою коефіцієнта  $p$ :

$$Z_{Qj} = p c_k Q_{kj}. \quad (2.20)$$

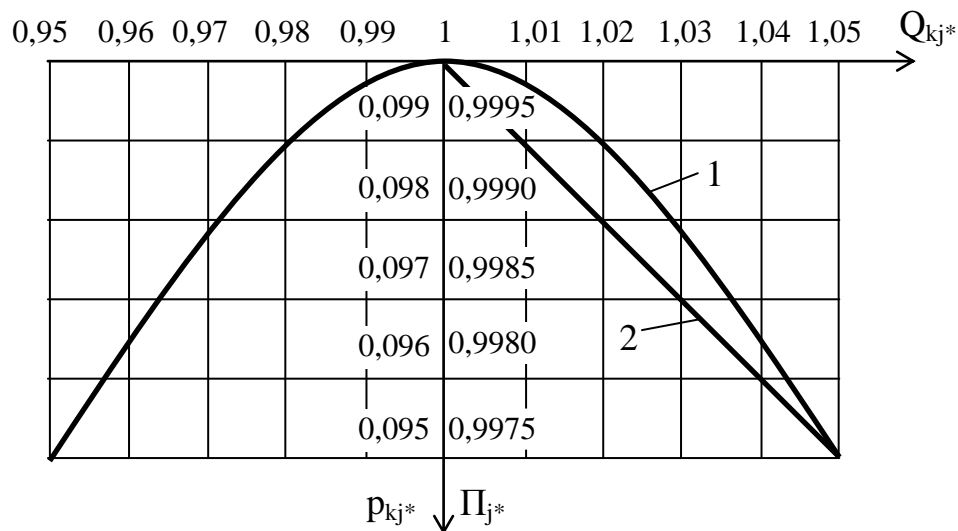


Рисунок 2.3 – Графіки залежностей: 1 –  $\Pi_{kj^*}(Q_{kj^*})$ ; 2 –  $P_{kj^*}(Q_{kj^*})$

Величина цих витрат при оптимальному значенні  $Q_{kj}$

$$Z_{Qj}^o = p c_k Q_{kj}^{\text{опт}}. \quad (2.21)$$

Відносне значення цих витрат

$$Z_{Qj^*} = \frac{Z_{Qj}^o}{Z_{Qj}^o} = Q_{kj^*}. \quad (2.22)$$

Відповідно до [39] знаходимо відносне значення рентабельності:

$$G_{kj^*} = \frac{2Q_{kj^*} - Q_{kj^*}^2}{Q_{kj^*}} = 2 - Q_{kj^*}. \quad (2.23)$$

З формули (2.23) випливає, що п'ятипроцентне оптимальне відхилення потужності КУ від його оптимального значення приводить до п'ятипроцентного відхилення рентабельності  $\{2 - (1 - 0,05) = 1,05\}$ .

Таким чином, оптимальне рішення щодо рентабельності не володіє економічною стійкістю. Відповідно, величина рентабельності виробництва реактивної потужності може використовуватися для економічного порівняння цього процесу з іншими технологічними процесами [69, 70].

Враховуючи (2.23), рівняння, аналогічне (2.18), можна записати так:

$$p_{kj^*} = p(2 - Q_{kj^*}), \quad (2.24)$$

де  $p_{kj^*} = \frac{P_{kj}}{P_{kj}^{\max}}$ ;  $P_{kj}^{\max}$  – максимальне значення  $P_{kj}$ .

На рис. 2.3 показана залежність  $p_{kj^*}(Q_{kj^*})$  для  $p = 0,1$ , графік 2. 3 графіка видно, що п'ятипроцентне відхилення потужності КУ від оптимального значення приводить до відхилення економічної ефективності від його максимального значення на 5%. Тобто, оптимальне рішення щодо економічної ефективності не є економічно стійким [67].

Враховуючи, що економічна ефективність капітальних вкладень в більшій мірі характеризує проектні завдання, а рентабельність – експлуатаційні [39], то для економічної характеристики оптимізації процесу впровадження КУ доцільно використовувати першу характеристику. Але при цьому необхідно враховувати особливості мереж, які впливають на процес впровадження КУ.

До таких особливостей розподільних мереж ЕК відносяться:

- затрати на установлення та експлуатацію КУ в мережах ЕК в різних вузлах різні і більші, ніж в мережах споживачів [44];

- ЕК одержують від установлення КУ в мережах споживачів зниження втрат практично без затрат, але з іншого боку при цьому зменшується плата за реактивну енергію споживачами енергопостачальній компанії [22].

### 2.3 Поетапне впровадження конденсаторних установок

В п. 2.1 запропоновано впровадження КУ проводити поетапно. Виникають питання: чи впливає розв'язання задачі на одному етапові

на її розв'язання на інших етапах? Як знайти розв'язання, яке забезпечує максимальний ефект за період впровадження? Щоб відповісти на ці питання, проведемо дослідження.

При цьому будемо вважати, що:

- параметри схеми мережі й навантаження змінюються періодично після закінчення етапу;
- за критерій оптимальності процесу установлення КУ протягом розрахункового періоду приймаємо сумарні втрати електроенергії або приведені затрати за цей період [16, 30].

### 2.3.1 Поетапне впровадження по КУ за мінімумом втрат

Проведемо аналіз взаємного впливу рішень щодо впровадження КУ  $t$ -го та  $(t + 1)$ -го етапів впровадження КУ для схеми, яка наведена на рис. 2.1.  $t$ -й етап впровадження характеризується еквівалентним опором мережі  $r_t$  та, відповідно, реактивним навантаженням і потужністю КУ –  $Q_t, Q_{kt}$ .

На  $t$ -му етапі впровадження встановлюємо КУ потужністю  $Q_{kt}$ , а на  $(t + 1)$ -му етапі –  $Q_{k,t+1}$ . Установлення КУ потужністю  $Q_{kt}$  на  $t$ -му етапі дає зниження втрат:

$$\delta P_t = A(2Q_t \cdot Q_{kt} - Q_{kt}^2), \quad (2.25)$$

а на  $(t + 1)$ -му етапі –

$$\delta P_{t+1} = A(2Q_{t+1} \cdot Q_{k,t+1} - Q_{k,t+1}^2), \quad (2.26)$$

де  $A = \frac{r_t}{U_H^2}$ .

Знайдемо величину зниження сумарних втрат за  $(t + 1)$ -й етап, вважаючи, що вона є сумою знижень окремо від КУ потужністю  $Q_{kt}$  і  $Q_{k,t+1}$  (принцип суперпозиції).

$$\delta P_{\Sigma} = \delta P_t + \delta P_{t+1} = A(2Q_t \cdot Q_{k,t} - Q_{k,t}^2) + A(2Q_{t+1} \cdot Q_{k,t+1} - Q_{k,t+1}^2). \quad (2.27)$$

Проведемо перевірку принципу суперпозиції для нашого випадку. Для цього безпосередньо знайдемо зниження втрат на  $(t + 1)$ -му етапі від КУ потужністю  $Q_{kt} + Q_{k,t+1}$ :

$$\begin{aligned}
\delta P_{\Sigma}^* &= A \left( 2Q_{t+1} \cdot (Q_{k,t} + Q_{k,t+1}) - (Q_{k,t} + Q_{k,t+1})^2 \right) = \\
&= A \left( \left[ (2Q_t \cdot Q_{k,t} - Q_{k,t}^2) \right]^2 + \left[ 2Q_{t+1} \cdot Q_{k,t+1} - Q_{k,t+1}^2 \right] - 2Q_{k,t} Q_{k,t+1} \right) = \quad (2.28) \\
&= (\delta P_t + \delta P_{t+1} - 2AQ_{k,t} Q_{k,t+1}).
\end{aligned}$$

Тобто принцип суперпозиції не виконується. Це пояснюється нелінійністю функції зниження втрат. Очевидно ця нелінійність і зумовлює вплив КУ  $Q_{kt}$  на зниження втрат від  $Q_{k,t+1}$  на  $(t+1)$ -му етапі впровадження.

Таким чином, сумарне зниження втрат протягом  $t$ -го і  $(t+1)$ -го етапів необхідно визначати за формулою

$$\delta P_{\Sigma} = \delta P_t + \delta P_{t+1} - 2AQ_{k,t} Q_{k,t+1}. \quad (2.29)$$

Знайдемо оптимальні значення  $Q_{kt}$  і  $Q_{k,t+1}$ , які забезпечують максимальне зниження сумарних втрат.

Можливі такі постановки задачі:

- 1)  $Q_{kt} = \text{const}$ , потрібно знайти оптимальне значення  $Q_{k,t+1}$ ;
- 2) змінними є  $Q_{kt}$  і  $Q_{k,t+1}$ .

**1 випадок:**  $Q_{kt} = \text{const}$ ;  $Q_{k,t+1} - \text{var}$ .

$$\delta P_{\Sigma} = A \left( 2Q_t \cdot Q_{k,t} - Q_{k,t}^2 + 2Q_{t+1} \cdot Q_{k,t+1} - Q_{k,t+1}^2 - 2Q_{k,t} \cdot Q_{t+1} \right); \quad (2.30)$$

$$\frac{d(\delta P_{\Sigma})}{dQ_{k,t+1}} = A(2Q_{t+1} - 2Q_{k,t} - 2Q_{k,t+1}) = 0.$$

Відповідно, оптимальна потужність КУ на  $(t+1)$ -му етапі

$$Q_{k,t+1}^o = Q_{t+1} - Q_{kt}.$$

**2 випадок:**  $Q_{kt}, Q_{k,t+1} - \text{var}$ .

Визначаємо  $Q_{kt}, Q_{k,t+1}$  аналогічно випадку 1:

$$Q_{kt}^o = Q_t; \quad Q_{k,t+1}^o = Q_{t+1}.$$

Наведені формули показують незалежність оптимальних потужностей КУ на кожному етапі встановлення від потужностей КУ інших етапів.

Проведемо аналіз взаємного впливу рішень щодо впровадження КУ на  $t$ -му та  $(t + 1)$ -му етапах на основі принципів динамічного програмування [71] для загального випадку.

Зниження втрат, яке ми одержимо від установаження КУ на всіх кроках, починаючи з  $t$ -го, складається зі зниження на  $t$ -му етапі  $\delta P_t$  плюс умовне оптимальне зниження на всіх наступних етапах, починаючи з  $(t + 1)$ -го –  $\delta P_{t+1}$ .

$$\delta P_{\Sigma t} = \delta P_t(S, U_t) + \delta P_{t+1}(S, U_t), \quad (2.31)$$

де  $S$  – стан мережі, який вона набула в результаті попередніх кроків;  $U_t$  – процедура впровадження КУ на  $t$ -му кроці.

Очевидно, яким би не був стан мережі в результаті попередніх кроків впровадження КУ, ми повинні вибирати впровадження на найближчому кроці так, щоб воно, в сукупності з впровадженням на всіх наступних кроках забезпечувало максимальне зниження втрат за період впровадження  $T$ :

$$\delta P_{\Sigma t}^{\max} = \max_{t=1}^{t=T} \{ \delta P_t(S, U_t) + \delta P_{t+1}(S, U_t) \}, \quad (2.32)$$

де  $\delta P_t$  – зниження на  $t$ -му кроці;  $\delta P_{t+1}$  – умовне оптимальне зниження на всіх наступних кроках, починаючи з  $(t + 1)$ -го.

Якщо на кожному етапі встановлювати КУ невеликої потужності, то  $\delta P_t$  буде визначати градієнт функції зниження втрат на  $t$ -му кроці, а  $\delta P_{t+1}$  – градієнт функції зниження втрат на  $t + 1$ -му кроці. Максимум цієї функції досягається рухом у напрямку максимального її градієнта [72]. Відповідно, забезпечуючи максимальне зниження втрат на кожному етапі, ми тим самим забезпечуємо максимальне зниження втрат за весь період впровадження.

В цьому сенсі можна говорити про незалежність установаження КУ на кожному етапі  $i$ , відповідно, про декомпозицію процесу впровадження КУ.

Таким чином, величини потужностей КУ, які забезпечують максимальне зниження втрат за період впровадження, на кожному етапі впровадження не залежать від реактивних навантажень інших етапів.



### 2.3.2 Поетапне впровадження конденсаторних установок за мінімумом приведених затрат

Проведемо аналіз поетапної оптимізації впровадження КУ за мінімумом приведених затрат для елементарної мережі (див. рис. 2.1). Параметри мережі такі ж, як і в підрозділі 2.3.1. Крім того, кожному етапу відповідає своє значення вартості питомих втрат активної потужності  $c_{ot}$ .

За критерій оптимальності процесу встановлення КУ протягом розрахункового періоду приймаємо мінімум сумарних приведених затрат за цей період [16].

Величини  $r_t$ ,  $Q_t$ ,  $c_{ot}$  визначають оптимальну величину КУ для кожного етапу, яка відповідає мінімуму приведених затрат на передачу та генерацію реактивної потужності протягом цього етапу. Якщо постійно підтримувати значення потужності КУ оптимальним, то на початку кожного етапу (крім першого) необхідно проводити зміну (реконструкцією) потужності КУ.

Реконструкції на початку  $t$ -го етапу можна уникнути, якщо на початку  $(t-1)$ -го встановити величину  $Q_{КУ}$ , орієнтуючись на параметри  $t$ -го етапу. Потужність КУ на  $t$ -му етапі може бути зорієнтована на параметри будь-якого наступного етапу ( $k = 2, \dots, T$ ; де  $T$  – розрахунковий період).

Спочатку розглянемо можливі варіанти розв'язання задачі визначення доцільної потужності КУ для  $T = 2$  за умови, що змінюється тільки значення опору  $r_t$ , а величини  $Q_t$  і  $c_{ot}$  залишаються постійними. Зміна величини опору  $r_t$  викликана розвитком мережі і тому:

$$\frac{r_1}{r_2} = S > 1.$$

У цьому випадку можливі два варіанти розв'язання задачі.

#### **1 варіант**

На першому році розвитку мережі встановлюємо КУ із орієнтацією на еквівалентний опір другого року  $r_2$ . Потужність батарей конденсаторів  $Q_{KV1}$  визначається відповідно до мінімуму функції приведених затрат:

$$Z_1 = B(Q_{c2})^2 r_1 + 3_{КУ} (Q - Q_{c2}) + \left[ B(Q_{c2})^2 r_2 \right] b_1^2, \quad (2.33)$$

як

$$Q_{КУ1} = Q - \frac{3_{КУ}}{2Br_2},$$

де  $b_1$  – коефіцієнт приведення [38];  $B = \frac{c_0}{U_H^2}$ .

В таких умовах немає необхідності в реконструкції КУ на другому році розвитку мережі, й величина сумарних витрат на передачу й генерацію реактивної потужності визначиться як:

$$Z_1 = B(Q_{c2}^{опт})^2 r_1 + 3_{КУ} (Q - Q_{c2}^{опт}) + \left[ B(Q_{c2}^{опт})^2 r_2 \right] b_1^2, \quad (2.34)$$

де  $Q_{c2}^{опт} = \frac{3_{КУ}}{2Br_2}$  – оптимальна величина реактивної потужності, передана споживачеві.

## 2 варіант

На першому році встановлюємо КУ, потужність яких дорівнює

$$Q_{КУ1} = Q - \frac{3_{КУ}}{2Br_1},$$

а на другому – проводимо реконструкцію КУ, що полягає в демонтажі частини КУ потужністю, яка визначається за формулою

$$\Delta Q_{КУ} = Q_{КУ2} - Q_{КУ1} = \frac{3_{КУ}}{2B} \left( \frac{1}{r_2} - \frac{1}{r_1} \right). \quad (2.35)$$

Величина витрат у другому випадку буде дорівнювати:

$$Z_2 = B(Q_{c1}^{опт})^2 r_1 + 3_{КУ} (Q - Q_{c1}^{опт}) + \left[ B(Q_{c2}^{опт})^2 r_2 + (\mu - \omega) \Delta Q_{КУ} \right] b_1^2, \quad (2.36)$$

де  $Q_{c1}^{опт} = \frac{3_{КУ}}{2Br_1}$ ;  $\mu$  – питома вартість реконструкції КУ;  $\omega$  – ліквідаційна вартість КУ.

З огляду на те, що  $r_2 = \frac{r_1}{S}$ , а  $Q_{c2}^{\text{опт}} = Q_{c1}^{\text{опт}} S$ , визначимо різницю витрат першого й другого варіантів:

$$\Delta Z = Z_1 - Z_2 = S^2 B \left( Q_{c1}^{\text{опт}} \right)^2 r_1 - S \left[ Z_{\text{КУ}} Q_{c1}^{\text{опт}} + Q_{c1}^{\text{опт}} (\mu - \omega) \right] + 3_{\text{КУ}} Q_{c1}^{\text{опт}} - B \left( Q_{c1}^{\text{опт}} \right)^2 r_1 + Q_{c1}^{\text{опт}} (\mu - \omega). \quad (2.37)$$

Оскільки затрати на реконструкцію КУ незначні  $\mu \ll \omega$ , а ліквідаційна вартість  $\omega \approx 3_{\text{КУ}}$ , то вираз (2.37) можна представити як

$$\Delta Z = B r_1 \left( Q_{c1}^{\text{опт}} \right)^2 \left( S^2 - 1 \right) > 0. \quad (2.38)$$

Позитивне значення величини означає те, що витрати в першому варіанті більші за витрати в другому варіанті й економічно більш прийнятним є рішення, що передбачає реконструкцію батарей конденсаторів [44].

На рис. 2.4 показана схема можливих шляхів зміни потужності КУ залежно від поетапної зміни величин  $Q_t$ ,  $r_t$  і  $c_{0t}$  для розрахункового періоду тривалістю  $T$ . На першому етапі потужність КУ може бути зорієнтована на параметри будь-якого етапу  $t = 1, \dots, T$ ; на другому –  $2, \dots, T$  і на етапі  $T$  – тільки на параметри етапу  $T$ .

Стан КУ визначається оптимальною величиною їхньої потужності, зорієнтованої на параметри  $t$ -го етапу.

Величина приведених затрат на генерацію й передачу реактивної потужності, а також на реконструкцію КУ по кожному з можливих шляхів розвитку потужностей КУ визначається за виразом:

$$Z = \sum_1^T \left( \frac{c_{0t}}{U_{\text{н}}^2} Q_{ct}^2 r_t + 3_{\text{КУ}} \Delta Q_{\text{КУ}t} \right) b_1^t + \mu \sum_2^{T-1} \Delta Q_{\text{КУ}t} b_1^t, \quad (2.39)$$

де  $Q_{ct}$  – величина реактивної потужності, передана споживачеві на  $t$ -му етапі.

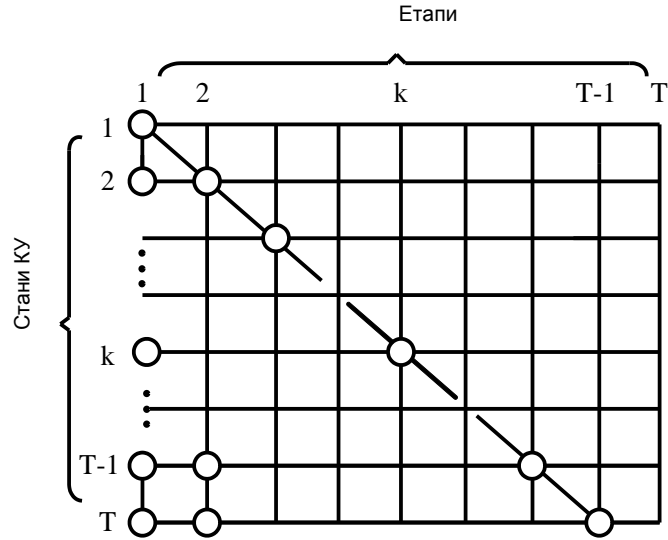


Рисунок 2.4 – Схема можливих шляхів зміни потужностей КУ

Оскільки  $\mu \ll 3_{КУ}$ , то останнім доданком у виразі (2.39) можна знехтувати, і мінімум цього виразу буде відповідати сумі мінімумів функцій виду:

$$3_t = \left( \frac{C_{ot}}{U_H^2} Q_{ct}^2 r_t + 3_{КУ} \Delta Q_{КУt} \right) b_1^t. \quad (2.40)$$

Відповідно, оптимальні величини  $Q_{ct}$ ,  $Q_{КУt}$  будуть рівні:

$$Q_{ct}^o = \frac{3_{КУ} U_H^2}{C_{ot} r_t}; \quad (2.41)$$

$$Q_{КУt} = Q_t - Q_{ct}^o, \quad 1, 2, 3, \dots, T, \quad (2.42)$$

а оптимальний шлях розвитку КУ буде 1,2,3,..., T. На рис. 2.4 цей шлях показаний суцільною лінією. Величина потужності конденсаторних установок, яку необхідно встановлювати на кожному етапі, визначиться як

$$\Delta Q_{КУt} = Q_{КУt} - Q_{КУt-1} = Q_t - Q_{t-1} + \frac{3_{КУ} U_H^2}{C_{ot} r_t} \left( \frac{1}{C_{o,t-1} r_{t-1}} - \frac{1}{C_{ot} r_t} \right). \quad (2.43)$$

Проаналізуємо розв'язання задачі для мережі, яка характеризується на кожному етапі розвитку матрицею вузлових активних опорів  $R_t$ , матрицею реактивних навантажень  $Q_t$ .

Якщо врахувати, що додаткові витрати на реконструкцію мережі, пов'язану зі зміною потужностей КУ на кожному етапі, порівняно малі, то оптимальним шляхом розвитку КУ буде шлях, що забезпечує мінімум функції витрат

$$Z = \frac{1}{U_H^2} \sum_1^T Q_{ct}^T R_t Q_{ct} b_1^t + Z_{КУ} \sum_2^T (\bar{1} \Delta Q_{КУ}) b_1^t, \quad (2.44)$$

де  $Q_{ct}$  – матриця потоків реактивної потужності, переданих споживачам на  $t$ -му етапі розвитку;  $\Delta Q_{КУt}$  – матриця приростів потужностей КУ у вузлах мережі;  $\bar{1}$  – стовпцева транспонована одинична матриця.

Функцію (2.44) можна представити як суму опуклих функцій виду

$$Z_t = \left[ \frac{c_{ot}}{U_H^2} Q_{ct}^T R_t Q_{ct} + Z_{КУ} (\bar{1} \Delta Q_{КУt}) \right] b_1^t. \quad (2.45)$$

У такому випадку мінімум функції (2.45) є сумою мінімумів зазначених доданків. Мінімум кожного доданка відповідає величинам оптимальних потоків реактивної потужності, переданих споживачам на  $t$ -му етапі розвитку мережі:

$$Q_{ct} = R_t^{-1} C_t, \quad (2.46)$$

де  $C_t$  – стовпцева матриця, елементи якої рівні:

$$C_{tj} = \frac{Z_{КУ} U_H^2}{C_{ot}}, \quad (2.47)$$

де  $j = 1, \dots, n$ ;  $n$  – кількість вузлів в мережі.

Таким чином, рішення, прийняте на одному етапі, не впливає на рішення, прийняте на наступному етапі. На кожному етапі в  $j$ -му вузлі необхідно встановлювати потужність КУ величиною:

$$\Delta Q_{КУtj} = Q_{tj} - Q_{t-1,j} - (Q_{ctj}^o - Q_{c,t-1,j}^o), \quad (2.48)$$

де  $Q_{ij}$  – реактивне навантаження  $j$ -го вузла на  $t$ -му етапі;  $Q_{ctj}$  – реактивна потужність, передана від мережі живлення в  $j$ -й вузол на  $t$ -му етапі.

Величина  $\Delta Q_{куij}$  визначає приріст економічно доцільної потужності КУ на  $t$ -му етапі в  $j$ -му вузлі. Її складові показують, відповідно:  $Q_{tj} - Q_{t-1,j}$  – ріст реактивного навантаження в  $j$ -му вузлі;  $Q_{ctj}^o - Q_{c,t-1,j}^o$  – розвиток мереж системи й споживача [44, 73].

При переважанні росту навантажень величина  $\Delta Q_{куij}$  – позитивна, а при переважанні розвитку мереж – негативна. У більшості випадків переважає ріст навантажень, і потужності КУ у вузлах мережі необхідно збільшувати.

Негативна величина потужності  $\Delta Q_{куij}$  вказує на економічну доцільність демонтажу частини потужності КУ. Однак здійснювати це практично недоцільно, тому що більший ступінь компенсації реактивної потужності в порівнянні з оптимальним рішенням має технічні переваги: більша економія електричної енергії, можливість регулювати напругу в  $j$ -му вузлі в більш широких межах і т. д.

Таким чином, при поетапному розвитку мереж і росту навантажень оптимальні потужності КУ у всіх вузлах мережі визначаються тільки її параметрами на заданому етапі і коректувати ці потужності необхідно, виходячи зі стану поточного періоду.

Розрахунок КРП на кожному етапі впровадження для всієї електричної мережі [3, 4] є складним і це спонукає до спрощення задачі. Таким спрощенням є розділення електричної мережі при розв'язанні задачі КРП на частини (декомпозиції електричної мережі).

## **2.4 Декомпозиція електричної мережі при розрахунку компенсації реактивної потужності**

### **2.4.1 Критерій декомпозиції**

Ділення мережі на частини (декомпозиція) і розв'язання задачі КРП окремо для кожної з частин можливе тільки в тому випадку, якщо результат цього розв'язання буде таким же, як при розв'язанні задачі одночасно для всієї мережі.

Основною умовою можливості декомпозиції є рівність показників стану КРП мережі до декомпозиції і після неї:

$$\alpha_{\Sigma}(Q_{КУl}) = \sum_{i=1}^n \alpha_i(Q_{КУi}) + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \alpha_{ij}(Q_{КУi}, Q_{КУj}), \quad (2.49)$$

де  $\alpha_{\Sigma}(Q_{КУl})$  – показник стану КРП для всієї електричної мережі, який є функцією від величини потужностей КУ  $Q_{КУl}$  при розв'язанні задачі без декомпозиції;  $l = 1, \dots, s$ ;  $s$  – кількість вузлів електричної мережі, в яких установлені КУ;  $\alpha_i(Q_{КУi})$  – показник КРП  $i$ -ї підсистеми, який є функцією величин потужностей компенсувальних установок, встановлених в  $i$ -й підсистемі  $Q_{КУi}$ ;  $i = 1, \dots, n$ ;  $n$  – кількість підсистем електричної мережі;  $\alpha_{ij}(Q_{КУi}, Q_{КУj})$  – показник взаємовпливу  $i$ -ї та  $j$ -ї підсистем, який є функцією величин потужностей КУ, встановлених в  $i$ -й та  $j$ -й підсистемах  $Q_{КУdi}, Q_{КУkj}$ ;  $d_i = 1, \dots, h_i$ ,  $k_j = 1, \dots, h_j$ ,  $h_i$ , де  $h_i, h_j$  – кількості вузлів, відповідно,  $i$ -ї та  $j$ -ї підсистем електричної мережі, в яких установлено КУ;  $\sum_{i=1}^n h_i = \sum_{j=1}^n h_j = s$  [74, 75].

Розглянемо декомпозицію функції втрат активної потужності від перетоків реактивної в електричних мережах відповідно до умови (2.49).

#### 2.4.2 Декомпозиція функції втрат активної потужності

Відповідно до формули (2.7) величина втрат активної потужності в електричній мережі, зумовлених реактивним навантаженням  $Q_{cj}$ , визначається як

$$\begin{aligned} \Delta P_j = & \frac{1}{U_H^2} \cdot (2 \cdot Q_{cj} \cdot (Q_{c1} \cdot R_{1,j} + Q_{c2} \cdot R_{2,j} + \dots + \\ & + Q_{cj-1} \cdot R_{j-1,j} + Q_{cj+1} \cdot R_{j+1,j} + \dots + Q_{cn} \cdot R_{nj}) + \\ & + Q_{cj}^2 \cdot R_{jj}). \end{aligned} \quad (2.50)$$

З (2.50) видно, що величину  $\Delta P_j$  можна розділити на дві складові: величину втрат, яка зумовлена власне реактивним навантаженням  $j$ -го вузла:

$$\Delta P_{jj} = \frac{1}{U_H^2} \cdot Q_{cj}^2 \cdot R_{jj},$$

та величину втрат, зумовлену накладанням реактивних потоків  $j$ -го  $Q_{cj}$  та всіх інших вузлів:

$$\Delta P_{ij} = \frac{2 \cdot Q_{cj}}{U_H^2} \cdot (Q_{c1} \cdot R_{1,j} + Q_{c2} \cdot R_{2,j} + \dots + Q_{cj-1} \cdot R_{j-1,j} + Q_{cj+1} \cdot R_{j+1,j} + \dots + Q_{cn} \cdot R_{nj}).$$

Сумарну величину втрат для всієї мережі можна представити так:

$$\Delta P^\Sigma = \frac{1}{U_H^2} \cdot \sum_{j=1}^n Q_{cj}^2 \cdot R_{jj} + \frac{2}{U_H^2} \cdot \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Q_{ci} \cdot Q_{cj} \cdot R_{ij}, \quad (2.51)$$

або

$$\Delta P^\Sigma = \sum_{j=1}^n \Delta P_{jj}^\Sigma + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \Delta P_{ij}^\Sigma. \quad (2.52)$$

Складова

$$\Delta P_{jj}^\Sigma = \frac{1}{U_H^2} \cdot \sum_{j=1}^n Q_{cj}^2 \cdot R_{jj}$$

враховує втрати, зумовлені безпосередньо реактивними навантаженнями вузлів. Назвемо цю складову власними втратами. Складова

$$\Delta P_{ij}^\Sigma = \frac{2}{U_H^2} \cdot \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Q_{ci} \cdot Q_{cj} \cdot R_{ij}$$

враховує втрати від накладання реактивних навантажень  $i$ -го та  $j$ -го вузлів електричної мережі. Назвемо ці втрати спільними втратами [76, 77].

Аналіз наведених формул показує, що основною задачею декомпозиції функції втрат є ділення спільних втрат



$$\Delta P(Q_{ci}, Q_{cj}) = f_1(Q_{ci}) + f_2(Q_{cj}), \quad (2.53)$$

де  $f_1(Q_{ci})$  – функція, яка залежить тільки від величини  $Q_{ci}$ ;  $f_2(Q_{cj})$  – функція, яка залежить тільки від величини  $Q_{cj}$ .

Таке ділення в загальному випадку неможливе. Якби ця умова виконувалась, то не було б фізичного впливу реактивних навантажень одних вузлів на інші. Це можливо тільки в випадку, коли навантаження не мають спільних ділянок живлення, наприклад, для розподільної підсистеми, яка складається з радіальних ліній.

Покажемо декомпозицію радіальних електричних мереж при розрахунку КРП за критерієм мінімального значення втрат активної потужності від перетоків реактивної і при заданому значенні ВРП  $Q_3$ :

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n \Delta P_i \rightarrow \min; \\ \sum Q_{ci} = Q_3. \end{cases} \quad (2.54)$$

Для розв'язання задачі використаємо метод невизначених множників Лагранжа:

$$F = \lambda(\sum Q_{ci} - Q_3) + \sum_{i=1}^n \Delta P_i \rightarrow \min,$$

де  $\lambda$  – множник Лагранжа;  $Q_{ci}$  – ВРП  $i$ -го вузла.

Продиференціюємо цю функцію за змінними  $\lambda$  і  $Q_{ci}$ :

$$\begin{cases} \frac{\partial F}{\partial Q_{ci}} = \lambda + 2 \frac{Q_{ci} \cdot R_i}{U_n^2}; \\ \frac{\partial F}{\partial \lambda} = \sum Q_{ci} - Q_3, \end{cases} \quad (2.55)$$

та в результаті розв'язання системи лінійних рівнянь (2.55) отримаємо вираз для визначення оптимальних значень ВРП вузлів:

$$Q_{ci}^o = Q_3 \cdot \frac{R_e}{R_i}, \quad (2.56)$$

де  $R_e$ ,  $R_i$  – відповідно, еквівалентний активний опір мережі та активний опір  $i$ -ї лінії.

З (2.56) видно, що потік  $i$ -ї лінії радіальної лінії не залежить від реактивних навантажень інших ліній. Це дає можливість проводити декомпозицію радіальної електричної мережі при розв'язанні задачі.

Оскільки в цьому випадку задачу КРП можна розв'язувати в кожній з цих ліній без урахування інших, то таку декомпозицію можна назвати абсолютною.

### 2.4.3 Декомпозиція функції втрат при фінансових обмеженнях

В сучасних економічних умовах впровадження КУ проводиться в умовах дефіциту коштів і, відповідно, встановлення КУ проводять тільки в певній частині цих мереж. Розглянемо декомпозицію для мережі, яка має  $n$  вузлів, а КУ установлюють тільки в  $k$  вузлах. Тоді величину втрат можна представити як

$$\Delta P = \frac{1}{U_H^2} \cdot \begin{vmatrix} \mathbf{Q}_k \\ \mathbf{Q}_{n-k} \end{vmatrix}^t \cdot \begin{vmatrix} \mathbf{R}_{kk} & \mathbf{R}_{k,n-k} \\ \mathbf{R}_{n-k,k} & \mathbf{R}_{n-k,n-k} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \mathbf{Q}_k \\ \mathbf{Q}_{n-k} \end{vmatrix}, \quad (2.57)$$

де  $\mathbf{R}_{kk} = \begin{vmatrix} \mathbf{R}_{11} \dots \mathbf{R}_{1k} \\ \dots \\ \mathbf{R}_{k1} \dots \mathbf{R}_{kk} \end{vmatrix}$  – матриця вузлових активних опорів частини

мережі, в якій відбувається впровадження КУ;

$\mathbf{R}_{n-k,n-k} = \begin{vmatrix} R_{k+1,k+1} \dots R_{k+1,n} \\ \dots \\ R_{n,k+1} \dots R_{nn} \end{vmatrix}$  – матриця вузлових активних опорів

частини мережі, у якій установлення КУ не буде проводитися;

$\mathbf{R}_{k,n-k} = \begin{vmatrix} R_{1,k+1} \dots R_{1n} \\ \dots \\ R_{k,k+1} \dots R_{kn} \end{vmatrix}$  – матриця взаємних опорів  $k$ -го і  $(n-k)$ -го вузлів;

$$R_{n-k,k} = \begin{vmatrix} R_{k+1,1} \dots R_{k+1,k} \\ \dots \\ R_{n1} \dots R_{nk} \end{vmatrix} - \text{матриця взаємних опорів } (n - k)\text{-го і } k\text{-го}$$

вузлів;  $Q_k$  – матриця реактивних навантажень вузлів частини мережі, у яких здійснюється впровадження КУ;  $Q_{n-k}$  – матриця реактивних навантажень вузлів мережі, в якій впровадження КУ не буде здійснюватися.

У результаті відповідних перетворень отримаємо таку величину втрат:

$$\Delta P = \frac{1}{U_H^2} \cdot \left( Q_k^t \cdot R_{kk} \cdot Q_k + Q_k^t \cdot R_{k,n-k} \cdot Q_{n-k} + Q_{n-k} \cdot R_{n-k,k} \cdot Q_k + Q_{n-k}^t \cdot R_{n-k,n-k} \cdot Q_{n-k} \right). \quad (2.58)$$

Складові  $Q_k^t \cdot R_{kk} \cdot Q_k$  і  $Q_{n-k}^t \cdot R_{n-k,n-k} \cdot Q_{n-k}$  – це є власні втрати вузлів  $k$  та  $(n - k)$ , а складові  $(Q_k^t \cdot R_{k,n-k} \cdot Q_{n-k})$  та  $(Q_{n-k} \cdot R_{n-k,k} \cdot Q_k^t)$  – спільні втрати вузлів  $k$  та  $(n - k)$ . У цьому випадку зменшення втрат здійснюється за рахунок устанавлення КУ в  $k$  вузлах і змінними є втрати

$$\Delta P_k = \frac{1}{U_H^2} \cdot \left( Q_k^t \cdot R_{kk} \cdot Q_k + Q_k^t \cdot R_{k,n-k} \cdot Q_{n-k} + Q_{n-k} \cdot R_{n-k,k} \cdot Q_k^t \right),$$

а складова втрат

$$\Delta P_{n-k} = \frac{1}{U_H^2} \cdot Q_{n-k}^t \cdot R_{n-k,n-k} \cdot Q_{n-k} \quad (2.59)$$

не змінюється в процесі розрахунку і є постійною.

Таким чином, у цьому випадку декомпозиція полягає у розділенні втрат на дві частини:  $\Delta P_k$  – що змінюються в процесі розрахунку КРП в  $k$  вузлах частини мережі та  $\Delta P_{n-k}$  – що не змінюються в процесі розрахунку КРП в  $(n - k)$  вузлах існуючої мережі. Розрахунок КРП проводиться шляхом мінімізації тільки  $\Delta P_k$ , що дозволяє зменшити об'єм розрахункової мережі, і, відповідно, зменшити затрати на збір інформації та розрахунок КРП, порівняно з існуючими методами.

В п. 2.2 показано, що одним з основних показників КРП є зниження втрат. Розглянемо декомпозицію цієї функції.

#### 2.4.4 Декомпозиція функції зниження втрат активної потужності на основі формули Тейлора

Розглянемо декомпозицію функції зниження втрат, яка залежить від величини вектора зниження реактивних навантажень вузлів електричної мережі.

Зміна координат вектора реактивних навантажень  $Q$  на величину  $\Delta Q$  зумовлює зміну функції величини втрат  $\Delta P(Q) = \frac{1}{U_H^2} \cdot Q^T \cdot R \cdot Q$  на величину  $\delta P(Q)$ , яку можна знайти за допомогою формули Тейлора [72]:

$$\delta P(Q) = (\nabla P(Q))^T \cdot \Delta Q + \frac{1}{2} \Delta Q^T \cdot \nabla^2(\Delta P(Q)) \cdot \Delta Q, \quad (2.60)$$

де  $\nabla P(Q)$  – вектор-стовпець перших похідних від функції  $\Delta P(Q)$  за змінними координат вектора реактивних навантажень  $Q_i$ ;  $\nabla^2(\Delta P(Q))$  – симетрична матриця других похідних від функції  $\Delta P(Q)$  за змінними  $Q_i$ . Відповідно до [30] матриці  $\nabla P(Q)$  і  $\nabla^2(\Delta P(Q))$  визначаються як

$$\nabla P(Q) = \frac{2}{U_H^2} \cdot \begin{vmatrix} R_{11} & \dots & \dots & R_{1s} \\ R_{21} & \dots & \dots & R_{2s} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ R_{s1} & \dots & \dots & R_{ss} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ \dots \\ Q_s \end{vmatrix}; \quad (2.61)$$

$$\nabla^2(\Delta P(Q)) = \frac{2}{U_H^2} \cdot \begin{vmatrix} R_{11} & \dots & \dots & R_{1s} \\ R_{21} & \dots & \dots & R_{2s} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ R_{s1} & \dots & \dots & R_{ss} \end{vmatrix}. \quad (2.62)$$

де  $R_{ff}$  – вхідний опір  $f$ -го вузла;  $R_{fp}$  – взаємний опір  $f$ -го та  $p$ -го вузлів;  $f, p = 1, \dots, s; f \neq p$ .

Підставляємо (2.61), (2.62) в (2.60) з врахуванням  $\Delta Q_f = Q_{Kf}$ ,  $\Delta Q_p = Q_{Kp}$  і одержимо:

$$\delta P(Q_K) = \frac{2}{U_n^2} \cdot \left[ \begin{array}{c|c} R_{11} \dots R_{1s} & Q_1 \\ \hline R_{21} \dots R_{2s} & Q_2 \\ \dots & \dots \\ R_{s1} \dots R_{ss} & Q_s \end{array} \right]^{-T} \cdot \left[ \begin{array}{c} Q_{K1} \\ Q_{K2} \\ \dots \\ Q_{Ks} \end{array} \right] - \frac{1}{U_n^2} \cdot \left[ \begin{array}{c|c} Q_{K1} & R_{11} \dots R_{1s} \\ \hline Q_{K2} & R_{21} \dots R_{2s} \\ \dots & \dots \\ Q_{Ks} & R_{s1} \dots R_{ss} \end{array} \right]^T \cdot \left[ \begin{array}{c} Q_{K1} \\ Q_{K2} \\ \dots \\ Q_{Ks} \end{array} \right] =$$

$$= \frac{2}{U_n^2} \cdot \left( \sum_{f=1}^s Q_{Kf} \cdot R_{ff} \cdot Q_f + \sum_{p=1}^s \sum_{f=1}^s Q_{Kf} \cdot R_{pf} \cdot Q_f - \frac{1}{2} \cdot \sum_{f=1}^s Q_{Kf}^2 \cdot R_{ff} + \sum_{f=1}^s \sum_{p=1}^s Q_{Kf} \cdot Q_{Kp} \cdot R_{fp} \right). \quad (2.63)$$

Формула (2.63) відображає декомпозицію функції зниження втрат  $\delta P(Q_K)$  відповідно до (2.49). Вона ділить цю функцію на дві складові: перша – зниження втрат активної потужності, зумовлене тільки потужністю  $Q_{Kf}$ ; друга складова  $\delta P(Q_{Kf}, Q_{Kp})$  враховує зниження втрат активної потужності, зумовлене спільною дією КУ  $Q_{Kf}$  і  $Q_{Kp}$ . Це дозволяє проводити аналіз зменшення втрат, зумовлений кожною КУ окремо [77].

Декомпозиція вказаної функції при установленні КУ в одному вузлі довільної мережі згідно з (2.63) запишеться таким чином:

$$\delta P(Q_{Kf}) = \frac{1}{U_n^2} \cdot \left( R_{ff} \cdot (2Q_{Kf} \cdot Q_f - Q_{Kf}^2) + 2 \cdot Q_{Kf} \cdot \sum_{\substack{p=1 \\ f \neq p}}^s Q_p \cdot R_{fp} \right). \quad (2.64)$$

Формула (2.64) дозволяє виділити з всієї схеми мережі її частину (рис. 2.6), яка бере участь у розрахунку компенсації реактивного навантаження  $f$ -го вузла.

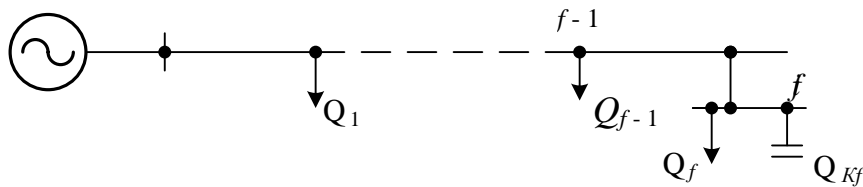


Рисунок 2.6 – Частина розрахункової мережі, яка бере участь у розрахунку компенсації реактивного навантаження  $f$ -го вузла

Використовуючи формулу (2.64), здійснимо декомпозицію елементарної мережі, заступна схема якої наведена на рис. 2.7, при установленні КУ в першому вузлі.

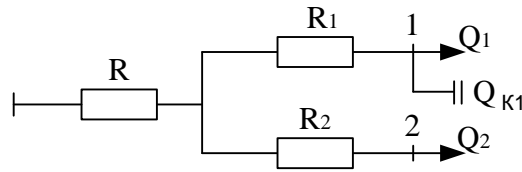


Рисунок 2.7 – Заступна схема елементарної мережі:  $R$  – значення активного опору живильної мережі;  $R_1, R_2$  – еквівалентні активні опори мереж першої та другої частин електричної мережі;  $Q_1, Q_2$  – реактивні навантаження, відповідно, першого та другого вузлів

Знайдемо функцію  $\Delta P(Q)$  і величину  $\delta P(Q_{K1})$  для мережі, зображеної на рис. 2.7:

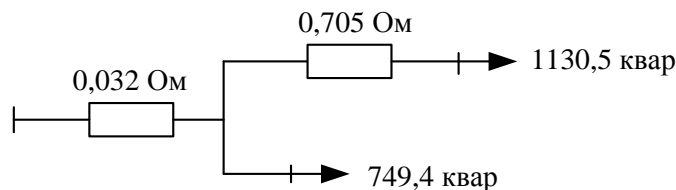
$$\Delta P(Q) = \frac{1}{U_n^2} \cdot \left[ (Q_1 + Q_2)^2 \cdot R + Q_1^2 \cdot R_1 + Q_2^2 \cdot R_2 \right];$$

$$\begin{aligned} \delta P(Q_{K1}) &= \frac{2}{U_n^2} \cdot \begin{vmatrix} R \cdot (Q_1 + Q_2) + R_1 \cdot Q_1 \\ R \cdot (Q_1 + Q_2) + R_2 \cdot Q_2 \end{vmatrix}^T \cdot \begin{vmatrix} Q_{K1} \\ 0 \end{vmatrix} - \frac{1}{U_n^2} \cdot \begin{vmatrix} Q_{K1} & 0 \\ 0 & Q_{K1} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} R + R_1 & R \\ R & R + R_2 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} Q_{K1} \\ 0 \end{vmatrix} = \\ &= \frac{1}{U_n^2} \cdot \left( 2 \cdot Q_{K1} \cdot (R \cdot (Q_1 + Q_2) + R_1 \cdot Q_1) - Q_{K1}^2 \cdot (2 \cdot R + R_1) \right). \end{aligned}$$

При  $R = 0,032$  Ом;  $R_1 = 0,705$  Ом;  $Q_1 = 1130,5$  квар;  $Q_2 = 749,4$  квар;  $U_n = 10$  кВ функція  $\delta P(Q_{K1})$  запишеться як

$$\delta P(Q_{K1}) = 17 \cdot Q_{K1} - 7,7 \cdot 10^{-3} \cdot Q_{K1}^2.$$

Ця функція дозволяє виділити з заданої мережі її частину, яка бере участь в розв'язанні задачі КРП (рис. 2.8).



## Рисунок 2.8 – Розрахункова мережа

Як видно з рис. 2.8, запропонований підхід зменшує об'єм початкової мережі і, відповідно, затрати на збір інформації для неї [78–81].

### 2.4.5 Декомпозиція функції приведених затрат

Функція приведених затрат на передачу та генерацію реактивної потужності відповідно до [4] та формули (2.52) запишеться як

$$Z = \frac{c_0}{U_H^2} \left( \sum_{j=1}^n \Delta P_{jj} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \Delta P_{ij} \right) + 3_{\text{КУ}} \sum_1^n (Q_j - Q_{cj}) \quad (2.65)$$

або

$$Z = \frac{c_0}{U_H^2} \sum_{j=1}^n \Delta P_{jj} + 3_{\text{КУ}} \sum_1^n (Q_j - Q_{cj}) + \frac{c_0}{U_H^2} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \Delta P_{ij}.$$

Аналогічно з (2.52) складова

$$Z_{jj} = \frac{c_0}{U_H^2} \cdot \sum_{j=1}^n Q_{cj}^2 \cdot R_{jj} + 3_{\text{КУ}} \sum_1^n (Q_j - Q_{cj}) \quad (2.66)$$

показує затрати, зумовлені безпосередньо реактивними навантаженнями вузлів (власні затрати).

Складова

$$Z_{ij} = \frac{2}{U_H^2} \cdot \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Q_{ci} \cdot Q_{cj} \cdot R_{ij}$$

враховує затрати від накладання реактивних навантажень  $i$ -го та  $j$ -го вузлів електричної мережі (спільні затрати).

Порівняння формул (2.52) і (2.65) показує, що декомпозиція функції затрат може проводитися аналогічно декомпозиції функції втрат.

Розглянемо два випадки декомпозиції функції приведених затрат: для радіальної мережі та при наявності в мережі низьковольтних і високовольтних КУ.

Покажемо декомпозицію радіальної електричної мережі при розв'язанні задачі КРП по мінімуму приведених затрат. Відповідно

(1.1) матриця оптимальних значень потоків реактивної потужності запишеться як

$$\mathbf{Q}_c^{\text{опт}} = \mathbf{Y} \cdot \mathbf{C}, \quad (2.67)$$

де  $\mathbf{Y}$  – матриця вузлових активних провідностей мережі, яка визначається як  $\mathbf{Y} = \mathbf{R}^{-1}$ .

Для радіальної мережі матриця  $\mathbf{Y}$  запишеться як

$$\mathbf{Y} = \begin{pmatrix} Y_{11} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y_{22} & 0 & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & Y_{ii} & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & Y_{kk} \end{pmatrix},$$

де  $Y_{11}, Y_{22}, Y_{ii}, Y_{nn}$  – власні провідності вузлів.

Підставимо значення  $\mathbf{Y}$  в (2.67) і одержимо:

$$\mathbf{Q}_c^{\text{опт}} = \begin{pmatrix} Y_{11} \cdot C_1 \\ Y_{22} \cdot C_2 \\ \dots \\ Y_{ii} \cdot C_i \\ \dots \\ Y_{kk} \cdot C_k \end{pmatrix}, \quad (2.68)$$

де  $Y_{ii} \cdot C_i$  – оптимальний реактивний потік  $i$ -ї лінії радіальної електричної мережі.

З (2.68) видно, що оптимальні потоки ліній не залежать один від одного. Іншими словами при розрахунку КРП за критерієм мінімуму затрат на передавання і генерування реактивної енергії радіальна мережа ділиться на незалежні підсистеми. У кожній з підсистем можна проводити розрахунки окремо і отримати такий же результат, як і при розрахунку у всій електричній мережі в цілому. Тобто, таку декомпозицію можна назвати абсолютною.

Покажемо декомпозицію електричної мережі при розв'язанні задачі за мінімумом приведених затрат для мережі, заступна схема якої показана на рис. 2.9, при умові встановлення в ній ВКУ, НКУ.



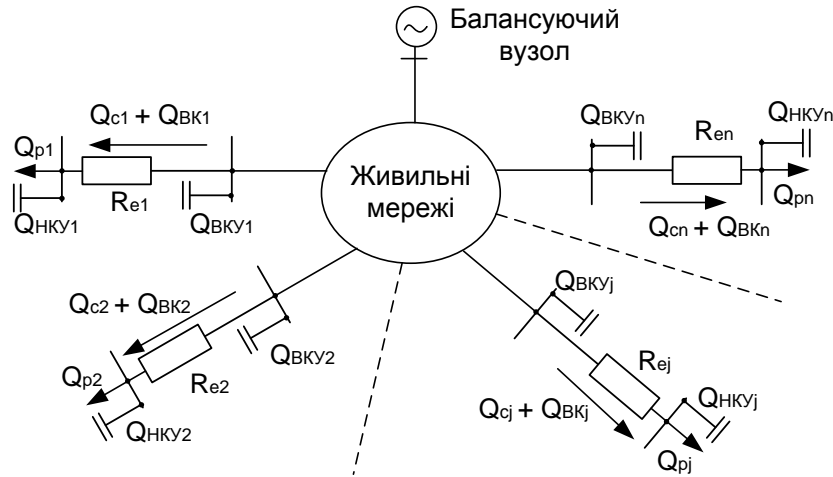


Рисунок 2.9 – Заступна схема розрахункової мережі:  $R_{ej}$  – значення активного опору розподільчої мережі, яка живиться від  $j$ -го вузла живильної мережі;  $Q_{ВКУj}$ ,  $Q_{НКУj}$  – значення потужностей, відповідно, ВКУ та НКУ;  $Q_j$  – розрахункове реактивне навантаження  $j$ -го вузла живильної мережі;  $Q_{cj}$  – значення реактивного потоку, що передається від живильної мережі до  $j$ -го навантажувального вузла;  $Q_{ВКj}$  – значення реактивної потужності, генерованої  $j$ -ю ВКУ

Оптимальні потоки реактивної потужності відповідають мінімуму функції приведених затрат:

$$\begin{aligned}
 Z = & \frac{c_0}{U_H^2} \cdot \left( \mathbf{Q}_c^t \cdot \mathbf{R}_ж \cdot \mathbf{Q}_c + \sum_{j=1}^n R_{ej} (Q_{cj} + Q_{ВКj})^2 \right) + 3_{ВКУ} \cdot \sum_{j=1}^n Q_{ВКj} + \\
 & + 3_{НКУ} \cdot \sum_{j=1}^n (Q_j - Q_{cj} - Q_{ВКj}) \rightarrow \min,
 \end{aligned} \tag{2.69}$$

за умови 
$$Q_{ВКj} \geq 0; \quad Q_{НКj} \geq 0, \tag{2.70}$$

де  $\mathbf{R}_ж$  – матриця вузлових активних опорів живильної мережі;  $\mathbf{Q}_c$  – матриця-стовпець потоків реактивних потужностей  $Q_{cj}$ ;  $Q_{НКj}$  – значення реактивної потужності, генерованої  $j$ -ю НКУ;  $3_{ВКУ}$ ,  $3_{НКУ}$  – питомі затрати, відповідно, ВКУ та НКУ.

Продиференціюємо функцію (2.69) за незалежними змінними  $Q_{cj}$ ,  $Q_{BKj}$  і одержимо систему двох лінійних рівнянь:

$$\begin{cases} \frac{2 \cdot c_0}{U_n^2} \cdot \left( (Q_{c1} \cdot R_{j1} + Q_{c2} \cdot R_{j2} + \dots + Q_{cj} \cdot R_{jj} + \dots + Q_{cn} \cdot R_{jn}) + Q_{cj} \cdot R_{ej} + Q_{BKj} \cdot R_{ej} - 3_{HKY} \right) = 0; \\ \frac{2c_0}{U_n^2} \cdot (Q_{cj} \cdot R_{ej} + Q_{BKj} \cdot R_{ej}) + 3_{BKU} - 3_{HKY} = 0. \end{cases} \quad (2.71)$$

Віднімемо, відповідно, праві та ліві частини приведених рівнянь, одержимо:

$$\frac{2C_0}{U_n^2} \cdot (Q_{c1} \cdot R_{j1} + Q_{c2} \cdot R_{j2} + \dots + Q_{cj} \cdot R_{jj} + \dots + Q_{cn} \cdot R_{jn}) - 3_{BKU} = 0.$$

З цього рівняння знайдемо оптимальне значення  $Q_{cj}$ :

$$Q_{cj}^o = \frac{3_{BKU} \cdot U_n^2}{2R_{jj} \cdot C_0} - \frac{Q_{c1} R_{j1}}{R_{jj}} - \frac{Q_{c2} R_{j2}}{R_{jj}} - \dots - \frac{Q_{cn} R_{jn}}{R_{jj}}. \quad (2.72)$$

Підставимо значення  $Q_{cj}^o$  в друге рівняння системи (2.71) та знайдемо оптимальне значення  $Q_{BKj}$ :

$$Q_{BKj}^o = \frac{(3_{HKY} - 3_{BKU}) U_n^2}{2R_{ej} C_0} - \frac{3_{BKU} U_n^2}{2R_{jj} C_0} + \frac{Q_{c1} R_{j1}}{R_{jj}} + \frac{Q_{c2} R_{j2}}{R_{jj}} + \dots + \frac{Q_{cn} R_{jn}}{R_{jj}}. \quad (2.73)$$

З (2.72) видно, що оптимальний потік реактивної потужності в живильних мережах  $Q_{cj}^o$  залежить від параметрів цих мереж та ВКУ, але не залежить від параметрів розподільчих мереж. Це справедливо при можливості установа ВКУ і виконанні умови (2.70).

Сумарний оптимальний потік реактивної потужності, який передається від живильних електричних мереж та ВКУ в  $j$ -й навантажувальний вузол, визначається як  $Q_{\Sigma j}^o = Q_{cj}^o + Q_{BKj}^o$  або

$$Q_{\Sigma j}^o = \frac{(3_{HKY} - 3_{BKU}) \cdot U_n^2}{2R_{ej} \cdot C_0}. \quad (2.74)$$

З формули (2.74) видно, що при виконанні умови (2.70) розрахунок оптимальних потоків реактивної потужності в розподільних мережах можна проводити без урахування параметрів живильних мереж [77].

Таким чином, при наявності в ЕМ високовольтних та низьковольтних КУ вхідний оптимальний потік  $j$ -ї підсистеми  $Q_{cj}^o$  не залежить від параметрів цієї підсистеми, тобто оптимізація потоків реактивної потужності в живильних мережах не залежить від параметрів розподільних мереж, що дозволяє спростити розрахунок КРП в цих мережах. Іншими словами при розв'язанні цієї задачі має місце абсолютна декомпозиція.

## Висновки до розділу 2

1. Обґрунтовано, що в якості ринкових показників розрахунку компенсації реактивної потужності в розподільних мережах доцільно використати:

- зниження втрат активної енергії від перетоків реактивної;
- приведені затрати на передавання і генерування реактивної потужності;
- ефективність впровадження КУ в розподільні мережі ЕК найбільш доцільно оцінювати зниженням втрат, а в мережі споживачів – зниженням плати за реактивну енергію та економічною ефективністю.

2. Розроблена декомпозиція процесу впровадження КУ показує, що величини потужностей КУ, які забезпечують максимальне зниження втрат електроенергії на кожному етапі впровадження, не залежать від реактивних навантажень інших етапів.

3. Декомпозиція функції приведених затрат показала, що при поетапному розвитку мереж і росту навантажень оптимальні потужності КУ визначаються тільки параметрами мережі на заданому етапі.

4. Розроблено нові моделі декомпозиції електричних мереж, які полягають в розділенні функцій критеріїв компенсування реактивної потужності на дві складові (змінну і незмінну в процесі розрахунку), що дозволяє проводити розв'язання задачі КРП в окремих підсистемах з врахуванням впливу інших підсистем.

5. На основі формули Тейлора запропонована модель розділення функції зниження втрат на дві складових: перша – зниження втрат активної потужності, зумовлене дією окремих КУ; друга – зниження втрат активної потужності, зумовлене спільною дією КУ, що дозволяє

проводити декомпозицію мережі. Це дозволяє відокремити від всієї схеми мережі ту її частину, яка бере участь в розрахунку КРП, і, відповідно, його спростити.

6. При наявності в електричних мережах високовольтних та низьковольтних КУ оптимізація потоків реактивної потужності в мережах живлення не залежить від параметрів розподільних мереж, що дозволяє провести декомпозицію мереж при розрахуванні КРП і, відповідно, спростити цей розрахунок.

### 3 ВПРОВАДЖЕННЯ КУ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ ЕК

Розроблені в розділі 2 принципи просторової декомпозиції дозволяють проводити розрахунок КРП в окремих частинах мережі, забезпечуючи оптимальне розв'язання в цілому для всієї мережі. Це дозволяє розробити метод визначення послідовності місць установлення та потужностей КУ для розподільних мереж з врахуванням впливу живильних. Розв'язання цієї задачі потребує формування функції зниження втрат в електричних мережах в залежності від потужностей КУ.

#### 3.1 Формування функції зниження втрат активної потужності

Аналіз функції зниження втрат активної потужності від потужностей КУ проведемо для розрахункової схеми, яка показана на рис. 3.1. Ця схема складається з живильних та розподільних мереж. З рис. 3.1 видно, що розподільні мережі складаються з  $q$  розподільчих підсистем,  $i = 1, \dots, q$ , а  $i$ -та розподільна підсистема складається з  $k_i$  розподільних дерев,  $l_i = 1, \dots, k_i$ . Мережа дерева  $l_i \in$  розімкнutoю і має  $n_{li}$  навантажувальних вузлів,  $s_{li} = 1, \dots, n_{li}$ .

Сумарні втрати потужності в розрахунковій схемі від реактивних навантажень розподільних мереж можна представити як

$$\Delta P = \Delta P_{жс} + \Delta P_p, \quad (3.1)$$

де  $\Delta P_{жс}, \Delta P_p$  – відповідно, величини втрат потужності в живильній та розподільних мережах.

Втрати в живильній мережі

$$\Delta P_{ж} = \frac{1}{U_n^2} Q_{ж}^t R_{ж} Q_{ж}, \quad (3.2)$$

де  $Q_{ж} = \begin{pmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ \vdots \\ Q_i \\ \vdots \\ Q_q \end{pmatrix}$  – матриця реактивних навантажень живильної мережі.

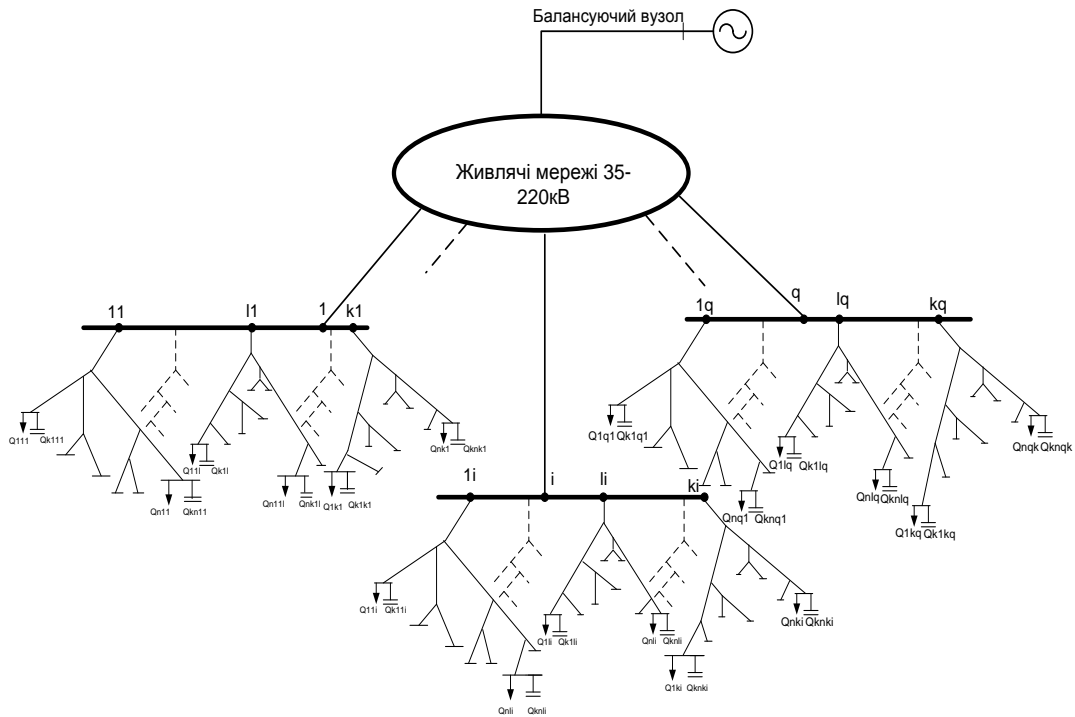


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема при оптимізації потоків реактивної потужності в розподільних електричних мережах.

Реактивне навантаження  $i$ -го вузла живильної мережі ( $i$ -ї розподільної підсистеми)

$$Q_i = \bar{1} Q_{li},$$

де  $Q_{li} = \begin{pmatrix} Q_{1li} \\ Q_{2li} \\ \cdot \\ \cdot \\ Q_{nli} \end{pmatrix}$  – матриця реактивних навантажень  $l$  дерева  $i$ -ї

розподільної підсистеми,  $\bar{1}$  – транспонована одинична матриця.

Втрати в мережах  $l$  дерева  $i$ -ї розподільної підсистеми

$$\Delta P_{li} = \frac{1}{U_n^2} Q_{li}^t R_{li} Q_{li}, \quad (3.3)$$

де  $R_{li}$  – матриця вузлових активних опорів  $l$  дерева  $i$ -ї розподільної підсистеми.

Втрати потужності в мережах  $i$ -ї розподільної підсистеми

$$\Delta P_{pi} = \sum_{l_i=1}^{l_i=k_i} \Delta P_{pli} . \quad (3.4)$$

Сумарні втрати в розподільних мережах визначаються як

$$\Delta P_p = \sum_{i=1}^q \Delta P_{pi} = \sum_{i=1}^q \sum_{l_i=1}^{l_i=k_i} \Delta P_{pli} , \quad (3.5)$$

або

$$\Delta P_p = \frac{1}{U_H^2} \sum_{i=1}^{i=q} \sum_{l=1}^{l=k_i} \mathbf{Q}_{li}^t \mathbf{R}_{li} \mathbf{Q}_{li} . \quad (3.6)$$

Відповідно, сумарні втрати потужності в розрахунковій схемі

$$\Delta P = \frac{1}{U_H^2} \left( \mathbf{Q}_{ж}^t \mathbf{R}_{ж} \mathbf{Q}_{ж} + \sum_{i=1}^{i=q} \sum_{l_i=1}^{l_i=k_i} \mathbf{Q}_{li}^t \mathbf{R}_{li} \mathbf{Q}_{li} \right) . \quad (3.7)$$

Величина зниження втрат в живильних при установленні КУ в  $s$ -му вузлі КУ  $l_i$ -го дерева та розподільних мережах відповідно. (2.64) визначиться як

$$\delta P_{ж} = \frac{1}{U_H^2} \cdot \left( 2Q_{ks_{li}} \cdot \sum_{i=1}^{i=q} Q_i R_{ij}^{ж} + R_{ii}^{ж} \cdot (2 \cdot Q_i Q_{ks_{li}} - Q_{ks_{li}}^2) \right) , \quad (3.8)$$

де  $Q_i = \sum_{li=1}^{ni} Q_{li}$  – реактивне навантаження  $i$ -ї розподільної підсистеми;

$R_{ij}^{ж}$  – спільний опір  $i$ -го та  $j$ -го вузлів живильної мережі;  $R_{ii}^{ж}$  – вхідний опір  $i$ -го вузла.

Формула (3.8) дозволяє виділити з розрахункової схеми (див. рис. 3.1) ту частину живильної мережі, яка враховується в розв'язанні задачі при установленні КУ в  $s$ -му вузлі КУ  $l_i$  дерева (рис. 3.2).

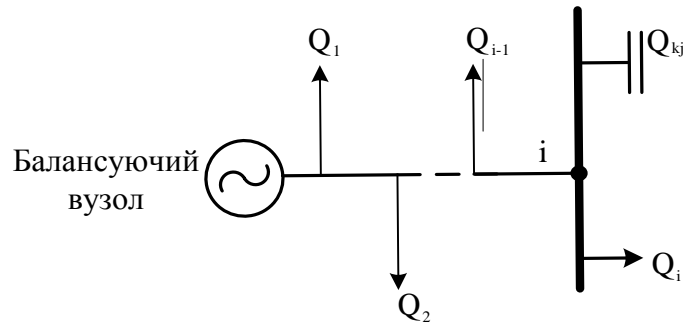


Рисунок 3.2. – Розрахункова схема частини живильної мережі, яка враховується в розв’язанні задачі при установленні КУ в  $s$ -му вузлі  $l_i$ -го дерева

Аналогічно формуємо формулу зниження втрат і розрахункову схему для розподільних мереж (рис. 3.3):

$$\delta P_p = \frac{1}{U_n^2} \cdot \left( 2Q_{ks_{li}} \cdot \sum_{\substack{p_{li}=1 \\ p_{li} \neq s_{li}}}^{p_{li}=n_{li}} Q_{p_{li}} \cdot R_{p_{li}s_{li}} + R_{s_{li}s_{li}} \cdot (2 \cdot Q_{s_{li}} \cdot Q_{ks_{li}} - Q_{ks_{li}}^2) \right), \quad (3.9)$$

де  $Q_{p_{li}}$  – реактивне навантаження  $p_{li}$ -го вузла  $l_i$ -го дерева.

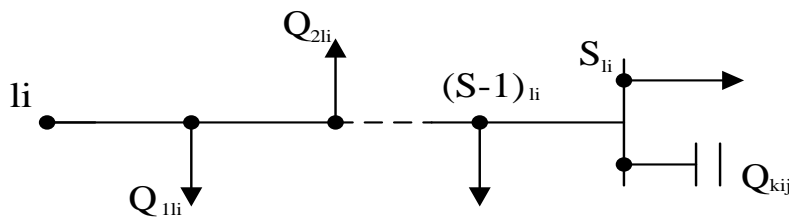


Рисунок 3.3 – Розрахункова схема частини розподільної мережі, яка враховується в розв’язанні задачі при установленні КУ в  $s$ -му вузлі  $l_i$ -го дерева

Сумарне зниження втрат  $\delta P_\Sigma$  визначається як

$$\delta P_\Sigma = \frac{2Q_{ks_{li}}}{U_n^2} \times \left( \sum_{\substack{p_{li}=1 \\ p_{li} \neq s_{li}}}^{p_{li}=n_{li}} Q_{s_{li}} \cdot R_{p_{li}s_{li}} + R_{s_{li}s_{li}} \cdot \left( Q_{s_{li}} - \frac{Q_{ks_{li}}}{2} \right) + \sum_{i=1}^{i=q} Q_i \cdot R_{ij}^{\text{жс}} + R_{ii}^{\text{жс}} \cdot \left( Q_i - \frac{Q_{ks_{li}}}{2} \right) \right). \quad (3.10)$$

Таким чином, установлення КУ в розподільних мережах дає



зниження втрат в частині розрахункової мережі (див. рис. 3.1), об'єм якої визначається за допомогою декомпозиції. З формули (3.10) видно, що установлення КУ потужністю  $Q_{k_{si}}$  в різних вузлах дає різну величину  $\delta P_{\Sigma}$ . Це дає можливість проводити поетапний розрахунок КРП в розподільних мережах на основі їх декомпозиції.

### 3.2 Поетапний розрахунок КРП в розподільних мережах

Розглянемо розрахунок КРП в межах мереж  $l_i$ -го дерева (рис. 3.4). Така задача може виникати:

- при установленні КУ тільки в вузлах одного фідера;
- при спорудженні нового фідера.

Оптимальним процесом впровадження КУ будемо вважати таку послідовність їх установлення, яка досягається максимальним зниженням втрат електроенергії за період впровадження, при заданій сумарній потужності КУ.

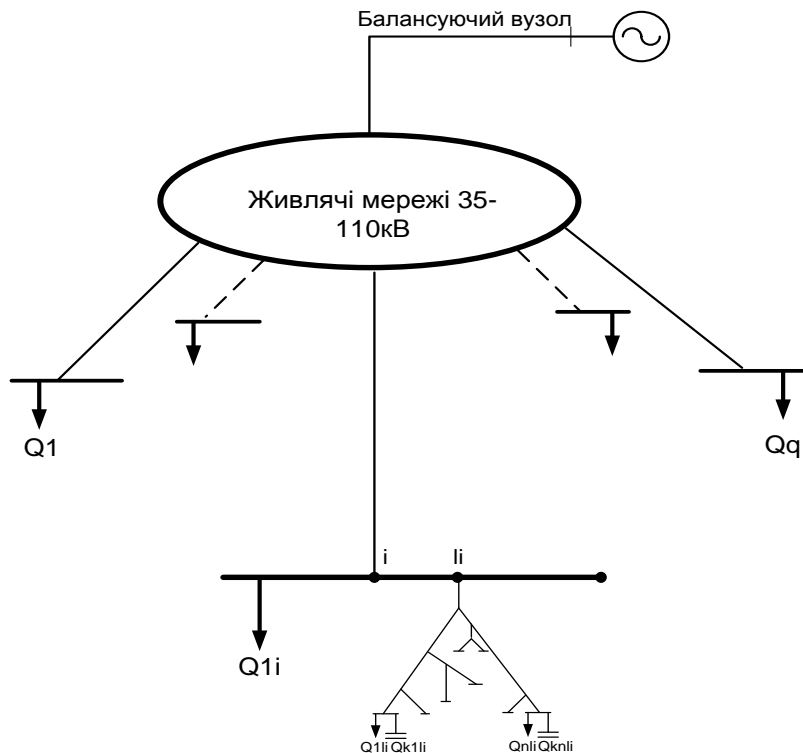


Рисунок 3.4. – Розрахункова схема при розв'язанні задачі для одного дерева

Максимальне зниження втрат на  $j$ -му етапі розрахунку визначається покроковим перебором всіх можливих місць установлення КУ:

$$\delta P_j^{\max} = \max_{s_{li}=1}^{n_{li}} (\delta P_{s_{li}}), \quad (3.11)$$

де  $j = 1 \dots q$ ;  $q$  – поточна кількість етапів розрахунку.

Один крок розв'язання задачі полягає в розрахунку зниження втрат при установленні КУ в  $s_{li}$ -му вузлі  $li$ -го дерева  $\delta P_{s_{li}}$ . Етап розрахунку – це сукупність кроків з визначення місця установлення і потужності КУ, яка забезпечує максимальне зниження втрат на цьому етапі  $\delta P_j^{\max}$ .

При переборі здійснюється перевірка виконання таких обмежень.

1. Неможливість зворотних перетоків реактивної потужності

$$\sum_{j=1}^q Q_{ks_{li}j} < Q_{s_{li}}. \quad (3.12)$$

2. Величина потужності  $Q_{ks_{li}j}$  на  $q$ -му етапі розрахунку узгоджується з фінансовими можливостями мережі:

$$\sum_{j=1}^q \sum_{s_{li}=1}^{n_{li}} Q_{ks_{li}j} c_k \leq B_3, \quad (3.13)$$

де  $B_3$  – задана величина коштів, яка визначає задану величину потужності КУ  $Q_{кз}$ .

3. Допустимість рівнів напруги в вузлах установлення КУ:

$$U_{s_{li}} < U_{\text{доп}}, \quad (3.14)$$

де  $U_{\text{доп}}$  – допустимий рівень напруги.

При переборі необхідно врахувати, що в більшості вузлів розподільних мереж установлення КУ неможливе з технічних причин.

Оскільки оптимальне встановлення КУ на  $j$ -му етапі розрахунку не впливає на оптимізацію на  $j+1$ -му етапі [44], то сумарне максимальне зниження втрат  $\delta P_{\Sigma}^{\max}$  визначиться як

$$\delta P_{\Sigma}^{\max} = \sum_{j=1}^m \delta P_j^{\max}, \quad (3.15)$$

$m$  – кількість етапів розрахунку.

Сума величин  $\delta P_j^{\max}$  на  $q$ -му кроці відповідно до (3.15) дозволяє знайти максимальне зниження втрат за всі попередні етапи, включаючи  $q$ -й, за рахунок потужності  $Q_{kq}$ :

$$\delta P_{\Sigma}^{\max}(Q_{kq}) = \sum_{j=1}^{j=q} \delta P_j^{\max}, \quad (3.16)$$

де  $\sum_{j=1}^q Q_{ks_{li}j} = Q_{kq}$ .

Результати розрахунків за формулами (3.9)–(3.16) дозволяють побудувати залежність  $\delta P_{\Sigma}^{\max} = f(Q_{kq})$ . Функція  $f(Q_{kq})$  відображає залежність максимального зниження втрат на кожному етапі від величини сумарної потужності  $Q_{kq}$ . Наявність цієї залежності дозволяє знайти максимально можливе зниження втрат від заданої величини коштів (сумарної потужності КУ  $Q_{k3}$ )  $\delta P_3^{\max} = f(Q_{kq})$  і навпаки – оптимальну сумарну потужність КУ  $Q_{k\Sigma}^o$  для забезпечення заданої величини втрат  $f_3$ :

$$Q_{k\Sigma}^o = f_3^{-1}(Q_{k\Sigma}),$$

де  $f_3^{-1}(Q_{k\Sigma})$  – значення функції, оберненої  $f(Q_{k\Sigma})$  при заданій величині втрат  $f_3$  [82–85].

Залежність  $f(Q_{k\Sigma})$  можна інтерпретувати як траєкторію оптимального процесу установлення КУ, координати якої дають можливість знаходити оптимальне розв'язання задачі компенсації реактивної потужності в електричних мережах при заданій величині коштів.

Згідно з наведеними положеннями на рис. 3.5 показано алгоритм розрахунку траєкторії оптимального процесу поетапного впровадження КУ в розподільній мережі енергопостачальних компаній для мереж  $l_i$ -го дерева.

Крім розглянутого випадку встановлення КУ можливе в таких частинах розрахункової схеми: мережах кількох дерев однієї підстанції (рис. 3.6); мережах кількох дерев різних підстанцій (рис. 3.7); для всієї розрахункової схеми (див. рис. 3.1).

Для розрахунку компенсації реактивної потужності в межах мереж двох дерев  $i$ -ї розподільної підсистеми (однієї підстанції) (див. рис. 3.6) будується розрахункова схема і проводиться розрахунок,

відповідно, того ж алгоритму (рис. 3.5).

1. Визначаємо вузли, в яких можна установити КУ
2. Розрахуємо  $\delta P_p$
3. Розрахуємо  $\delta P_{жс}$
4. Розрахуємо  $\delta P_{\Sigma}$
5. Вибираємо вузол з максимальним значенням  $\delta P_j^{\max}$
6. Перевіряємо обмеження  $\sum_{j=1}^q Q_{kslij} < Q_{sli}$
7.  $\sum_{j=1}^q Q_{kslij} = Q_{sli}$
8. Перевіряємо обмеження  $\sum_{j=1}^q \sum_{sli=1}^{nli} Q_{kslij} \leq Q_{kз}$
9.  $\sum_{j=1}^q \sum_{sli=1}^{nli} Q_{kslij} = Q_{kз}$
10. Будуємо залежність  $\delta P_{\Sigma}^{\max}(Q_{kз})$
11. Кінець розрахунку

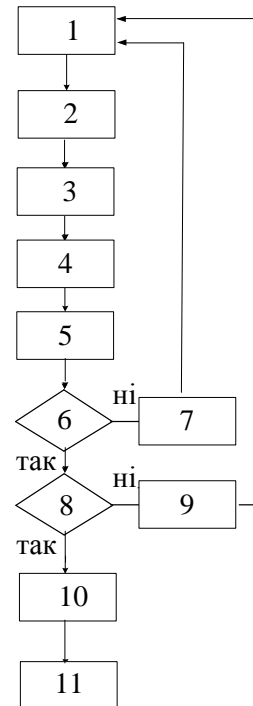


Рисунок 3.5 – Алгоритм розрахунку траєкторії оптимального процесу поетапного впровадження КУ в розподільній мережі енергопостачальних компаній при умові дефіциту коштів

Для мереж двох дерев різних підсистем (рис. 3.7), задача розв’язується так само, як і для одного дерева. Тобто ми застосовуємо поетапну оптимізацію. При цьому на кожному кроці також використовується декомпозиція. Такий підхід дає можливість розв’язувати задачу в цілому для всієї розрахункової мережі, враховуючи тільки її частину.

Проведені дослідження дають можливість сформулювати алгоритм оптимального впровадження КУ в розподільній мережі ЕК (див. рис. 3.1) таким чином:

1. Визначаємо підсистеми та дерева в них, в вузлах яких доцільно проводити впровадження КУ.
2. Перевіряємо технічні умови встановлення КУ у вибраних вузлах.
3. Формуємо розрахункову мережу.

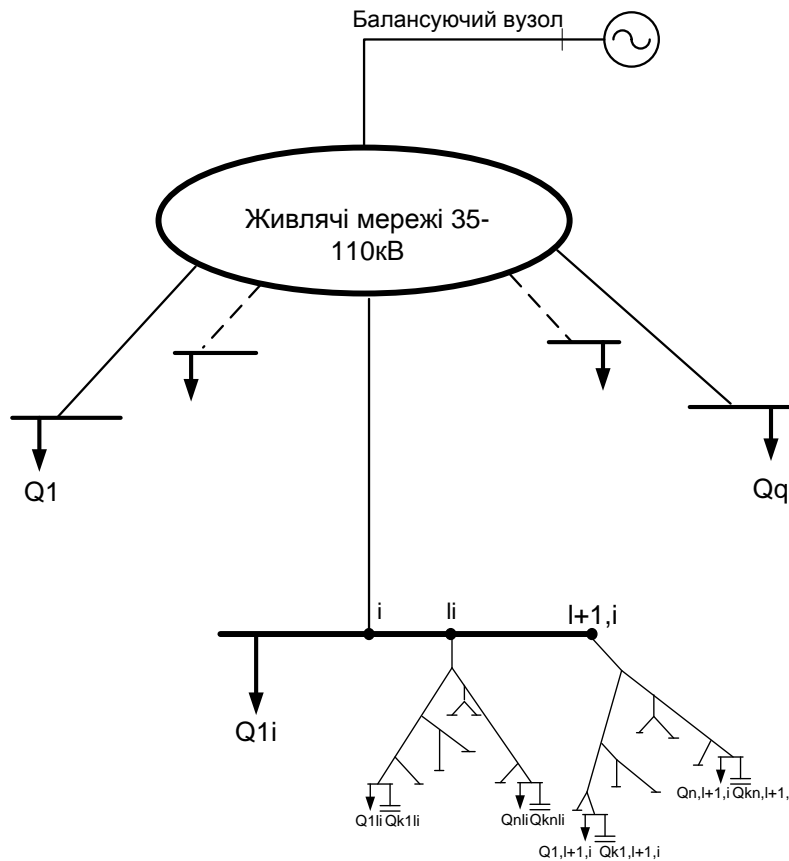


Рисунок 3.6. – Розрахункова схема при розв’язанні задачі для двох дерев

4. Для одержаної розрахункової мережі проводимо розрахунок за алгоритмом (див. рис. 3.5).

В результаті одержуємо таку послідовність етапів установлення КУ в розрахунковій схемі, якій на кожному етапі відповідає максимальне зниження втрат електроенергії.

**Приклад розрахунку.** На рис. 3.8а показана розрахункова схема ділянки електричної мережі та її основні параметри. Розрахункові реактивні навантаження задані в квар. В табл. 3.1 наведені величини активних опорів елементів заданої схеми, приведених до номінальної напруги мережі  $U_n = 10$  кВ.

Використовуючи методи декомпозиції, знайти послідовність установлення КУ, якщо фінансові можливості РМ дозволяють установити КУ потужністю 300 квар.

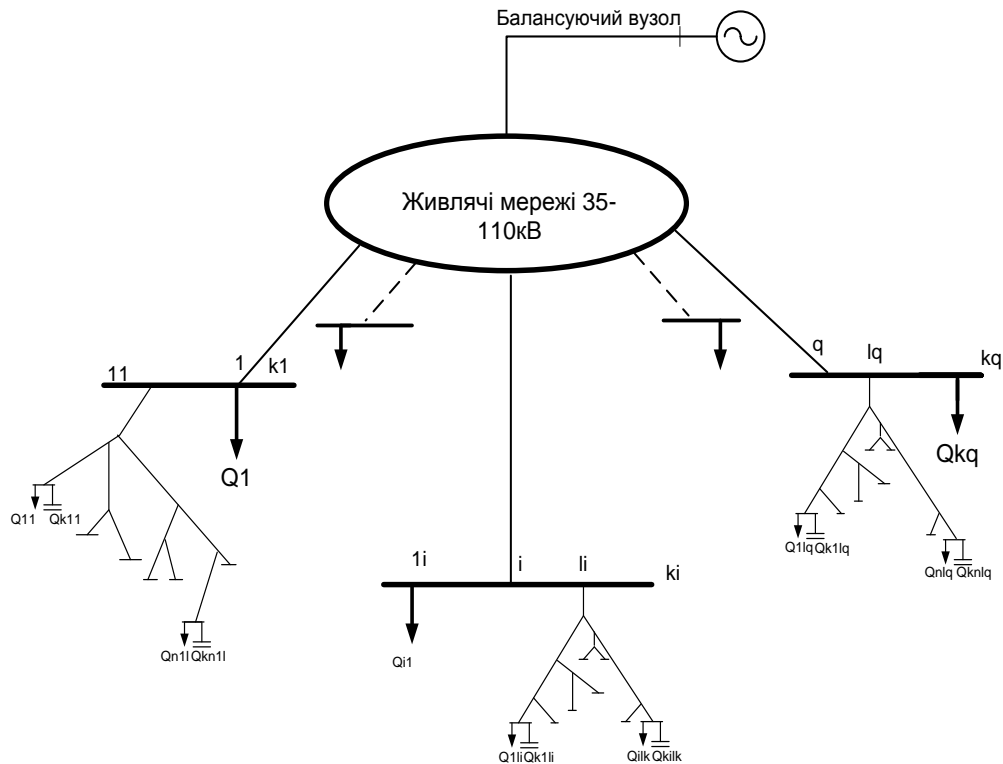


Рисунок 3.7. – Розрахункова схема при розв’язанні задачі для дерев різних підстанцій

Таблиця 3.1 – Приведені величини активних опорів елементів заданої схеми

Назва елемента на схемі	ТМ-250	ТМ-400	ТМ-630	Ділянки кабельних ліній			
				9-10	9-8	8-7	7-6
Активний опір елемента, Ом	6	3,7	1,9	0,056	0,73	0,05	0,13

При установленні КУ в 1-му вузлі відповідно до розробленого методу декомпозиції розрахункові схеми розподільної та живильної мереж будуть мати вигляд, показаний на рис. 3.8б, в.

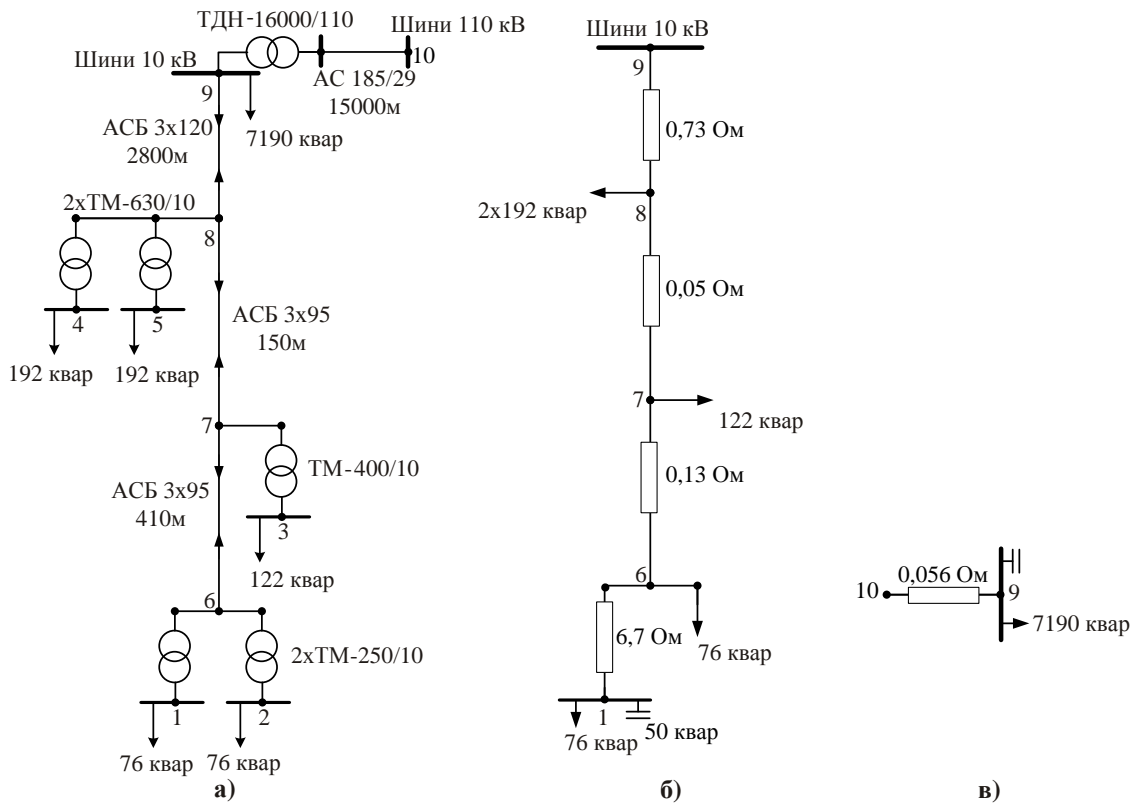


Рисунок 3.8 – Розрахункові схеми: а – задана схема;  
 б – схема розподільної мережі, одержана на основі декомпозиції;  
 в – схема живильної мережі, одержана на основі декомпозиції

Зниження втрат активної потужності в розрахунковій схемі розподільної мережі визначиться як

$$\begin{aligned} \delta \Delta P_{p11} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot \left[ Q_{KV1} \cdot 2 \cdot (Q_2 \cdot (R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) + Q_3 \cdot (R_{7-8} + R_{8-9}) + \right. \\ & Q_4 \cdot (R_{8-9}) + Q_5 \cdot (R_{8-9})) + (R_{1-6} + R_{6-7} + R_{7-8} + R_{8-9}) \cdot (2 \cdot Q_1 \cdot Q_{KV1} - Q_{KV1}^2) \left. \right] = \\ &= \frac{1}{10^2} \cdot \left[ 50 \cdot 2 \cdot (76 \cdot (0,13 + 0,05 + 0,73) + 122 \cdot (0,05 + 0,73) + 192 \cdot 0,73 + 192 \cdot 0,73 + \right. \\ & \left. + 6440 \cdot 0,032) + (6 + 0,13 + 0,05 + 0,73) \times (2 \cdot 76 \cdot 50 - 50^2) \right] = 797,05 \text{ Вт} \end{aligned}$$

Аналогічно знаходимо величини  $\delta(\Delta P)_{ij}$  для інших вузлів:

$$\delta \Delta P_{p13} = 853,2 \text{ Вт};$$

$$\delta \Delta P_{p14} = \delta \Delta P_{p15} = 812,85 \text{ Вт}.$$

За результатами розрахунків на рис. 3.9 наведено графік залежності зниження втрат в розподільних мережах від зміни сумарної потужності КУ.

При установленні КУ в 1-му вузлі відповідно до розробленого методу декомпозиції, розрахункова схема живильної мережі буде мати вигляд, показаний на рис. 3.9в, а зниження втрат активної потужності в цій мережі визначиться як

$$\begin{aligned}\delta \Delta P_{ж1} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot \left( 2 \cdot 7190 \cdot Q_{КУ1} - Q_{КУ1}^2 \right) \cdot R_{9-10} = \\ &= \frac{1}{10^2} \cdot \left( 2 \cdot 7190 \cdot 50 - 50^2 \right) \cdot 0,056 = 401,24 \text{ (Вт)}; \\ \delta \Delta P_{ж2} &= \frac{1}{U_H^2} \cdot \left( 2 \cdot 7190 \cdot Q_{КУ2} - Q_{КУ2}^2 \right) \cdot R_{9-10} = \\ &= \frac{1}{10^2} \cdot \left( 2 \cdot 7190 \cdot 100 - 100^2 \right) \cdot 0,056 = 799,68 \text{ (Вт)};\end{aligned}$$

Аналогічно знаходимо величини  $\delta P_{ж}$  для інших вузлів:

$$\delta P_{ж3} = 1195,32 \text{ (Вт)}; \delta P_{ж4} = 1588,16 \text{ (Вт)}; \delta P_{ж5} = 1978,2 \text{ (Вт)};$$

$$\delta P_{ж6} = 2365,44 \text{ (Вт)}; \delta P_{ж7} = 2749,88 \text{ (Вт)}; \delta P_{ж8} = 3131,52 \text{ (Вт)};$$

$$\delta P_{ж9} = 3510,36 \text{ (Вт)}; \delta P_{ж10} = 3886,4 \text{ (Вт)}.$$

Відповідно до цих розрахунків на рис. 3.9 наведено залежність зниження втрат в живильних мережах і сумарне зниження втрат в розподільних та живильних мережах від зміни сумарної потужності КУ [84].

В результаті отримаємо, що КУ доцільно установлювати послідовно в таких вузлах: 3–4–5–1–2–4–5–3–4–5.

Реактивні навантаження розподільних підсистем формуються не тільки реактивними навантаженнями споживачів  $Q_{Sli}$ , а і втратами реактивної потужності в трансформаторах ТП 10/0,4 кВ розподільних мереж. Ці втрати створюють постійне реактивне навантаження в вузлах 1 – q (шини 10 кВ підстанцій 35–220/10 кВ). Відповідно, виникає проблема компенсації цих втрат.



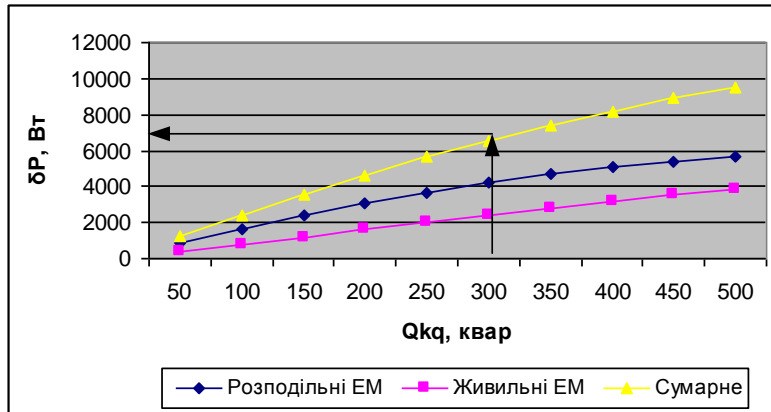


Рисунок 3.9 – Графіки функції зниження втрат: в розподільних, живильних мережах та їх сумарного зниження від сумарної потужності КУ

### 3.3 Компенсація втрат реактивної потужності трансформаторів ТП 10/0,4 кВ

Проведемо аналіз ефективності компенсації втрат реактивної потужності в трансформаторах 10/0,4 кВ. Для цього живильні мережі представимо еквівалентним опором  $R$  відносно вузла, до якого підключена розподільна мережа з реактивним навантаженням  $Q$  і втратами реактивної потужності в трансформаторах 10/0,4 кВ  $\Delta Q$  (рис. 3.10).

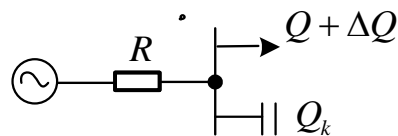


Рисунок 3.10 – Розрахункова схема елементарної мережі для розрахунку компенсації втрат реактивної потужності в трансформаторах 10/0,4 кВ

При установленні КУ потужністю  $Q_k$  зниження втрат в живильній мережі визначається як

$$\delta P(Q_k) = \frac{R}{U_n^2} (2QQ_k - Q_k^2), \quad (3.17)$$

На рис. 3.11 наведено графік функції  $\delta P(Q_k)$ .

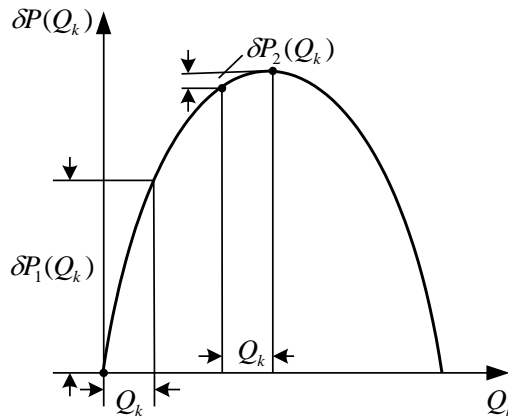


Рисунок 3.11 – Графік функції  $\delta P(Q_k)$

Величина

$$\xi = \frac{\delta P(Q_k)}{Q_k} \quad (3.18)$$

визначає питоме зниження втрат за рахунок установлення КУ потужністю 1 квар. Ця величина має різне значення в різних зонах зміни  $Q_k$  (рис. 3.11). З цього рисунка видно, що

$$\frac{\delta P_1(Q_k)}{Q_k} > \frac{\delta P_2(Q_k)}{Q_k},$$

або  $\xi_1 > \xi_2$ .

Відповідно до (3.17) і (3.18) знаходимо величини  $\xi_1, \xi_2$  та  $\frac{\xi_1}{\xi_2}$ :

$$\xi_1 = (2Q - Q_k) \frac{R}{U_n^2}; \quad \xi_2 = \frac{Q_k R}{U_n^2};$$

$$\frac{\xi_1}{\xi_2} = \frac{(2Q - Q_k) \frac{R}{U_n^2}}{Q_k \frac{R}{U_n^2}} = \frac{2Q}{Q_k} - 1.$$

Якщо враховувати, що  $Q_k = \Delta Q = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{\text{тр}} = \frac{I_{xx}}{100} \frac{S}{k_3} = \frac{I_{xx}}{100 \sin \varphi} \frac{Q}{k_3}$ , то

$$\frac{\xi_1}{\xi_2} = \frac{200 \cdot \sin \phi \cdot k_3}{I_{xx}} - 1,$$

де  $I_{xx}$  – струм холостого ходу;  $S_{тр}$  – потужність трансформатора;  
 $k_3 = \frac{S}{S_{тр}}$  – коефіцієнт завантаження трансформатора;  $S$  – повне навантаження мережі;  $\sin \varphi = \frac{Q}{S}$ .

За умови, що для розподільних мереж  $k_3 = 0,7$ , а струм холостого ходу для трансформаторів (100–630) кВА цих мереж  $I_{xx} = 2\%$  і  $\sin \varphi = 0,45$ , одержимо:

$$\frac{\xi_1}{\xi_2} = \frac{2 \cdot 0,45 \cdot 0,7}{0,02} - 1 = \frac{0,63}{0,02} = 31,5.$$

Таким чином, питоме зниження втрат в інтервалі  $(Q; Q - \Delta Q) \xi_1$  більше цього зниження в інтервалі  $(\Delta Q; 0) \xi_2$  в 31,5 раз.

Розглянемо розв'язання задачі для магістральної розподільної мережі (рис. 3.12). При цьому мережі 35–220 кВ представляємо еквівалентним джерелом реактивної потужності з економічними характеристиками  $\sigma, \delta$  [30], які дозволяють знаходити зниження втрат в живильних мережах ЕК при установленні КУ в розподільній мережі.

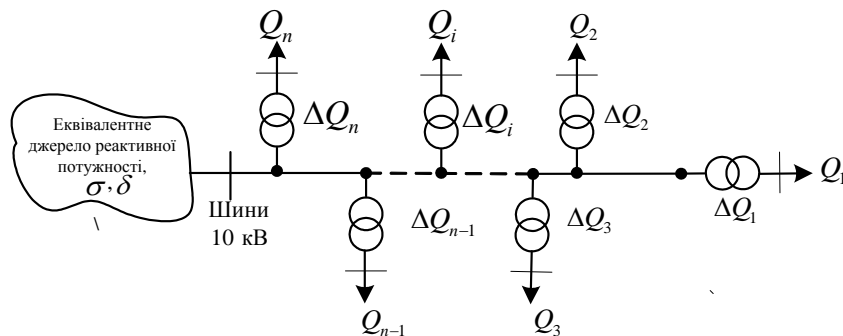


Рисунок 3.12 – Електрична схема магістральної розподільної мережі:  
 $Q_i$  – реактивне навантаження  $i$ -го вузла мережі;  
 $\Delta Q_i$  – втрати реактивної потужності в трансформаторах  $i$ -ї трансформаторної підстанції

Визначимо такі місця установлення та потужності КУ, при яких досягається максимальне зниження втрат.

Якщо врахувати, що для компенсації реактивних втрат ТП 10/0,4 кВ конденсаторні установки доцільно підключати тільки на стороні 10 кВ вказаних ТП, то розрахункова схема прийме вигляд, зображений на рис. 3.13.

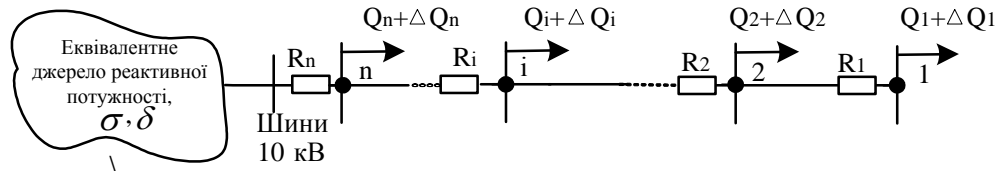


Рисунок 3.13 – Розрахункова схема мережі 10 кВ, в якій проводиться установлення високовольтних КУ

При установленні в  $i$ -му вузлі КУ потужністю  $Q_{ki}$ , отримаємо таке зниження втрат в розподільній мережі:

$$\delta P_i = \frac{1}{U_n^2} \left[ R_{ii} (2Q_i Q_{ki} - Q_{ki}^2) + 2 \sum_{j=1}^{i-1} Q_j Q_{ki} R_{ij} \right]. \quad (3.19)$$

а в живильній –

$$\delta P_{ж} = \sigma_i Q_{ki} + \delta_i Q_{ki} Q - \frac{\delta_i}{2} Q_{ki}^2, \quad (3.20)$$

де  $R_{ii}$  – вхідний опір  $i$ -го вузла;  $R_{ij}$  – взаємний опір  $i$ -го та  $j$ -го вузлів;  $Q_i, Q_j$  – реактивні навантаження  $i$ -го та  $j$ -го вузлів;  $Q$  – сумарне реактивне навантаження мережі.

Сумарне зниження втрат в розподільній та живильній мережах

$$\delta P_i^{\Sigma} = \frac{1}{U_n^2} \left[ R_{ii} (2Q_i Q_{ki} - Q_{ki}^2) + 2 \sum_{j=1}^{i-1} Q_j Q_{ki} R_{ij} \right] + \sigma Q_{ki} + \delta Q_{ki} Q - \frac{\delta}{2} Q_{ki}^2. \quad (3.21)$$

З формули (3.21) видно, що установлення КУ потужністю  $Q_{ki}$  в різних вузлах дає різну величину  $\delta P_i^\Sigma$ . Це дає можливість вибрати таке місце установлення КУ, яке забезпечує найбільше зниження втрат  $\delta P_i^{\max}$ . Оскільки розрахункова схема (рис. 3.13) є магістральною, то максимального зниження втрат можна досягнути при встановленні КУ в найбільш віддалених вузлах. Тобто, послідовність вузлів, в яких доцільно установлювати КУ, повинна бути такою: 1, 2, ..., n.

Оскільки в нашому випадку  $Q_{ki} = \Delta Q_i$ , то відповідно до (3.21) максимальне зниження втрат потужності

$$\delta P_i^{\max} = \frac{1}{U_n^2} \left[ R_{ii} (2Q_i \Delta Q_i - \Delta Q_i^2) + 2 \sum_{j=1}^{i-1} Q_j \Delta Q_i R_{ij} \right] + \sigma \Delta Q_i + \delta \Delta Q_i Q - \frac{\delta}{2} \Delta Q_i^2. \quad (3.22)$$

Результати розрахунків за формулою (3.22) дозволяють побудувати графік оптимального впровадження високовольтних КУ для компенсації реактивних втрат в трансформаторах 10/0,4 кВ

$\delta P_\Sigma^{\max}(Q_{kq})$ . При цьому  $\sum_{i=1}^q Q_{ki} = Q_{kq}$ ; q – кількість вузлів, в яких установлюють КУ [86]. Побудова проводиться аналогічно впровадженню низьковольтних КУ за формулами (3.13), (3.14).

Відповідно до розрахованого зниження втрат можна визначити економічну ефективність вкладання коштів в КУ  $p_i$  та термін окупності цих вкладень  $T_{oki}$ .

### Приклад

Розрахувати залежності  $\delta P_\Sigma^{\max}(Q_{km})$ ;  $p_i(Q_{km})$  і  $T_{oki}(Q_{km})$  для магістральної розподільної мережі (див. рис. 3.8а) за умови, що КУ використовуються тільки для компенсації реактивних втрат в трансформаторах ТП 10/0,4 кВ.

Еквівалентні характеристики живильної мережі

$$\sigma = 0,012 \frac{\text{кВт}}{\text{квар}}; \quad \delta = 6,8 \cdot 10^{-6} \frac{\text{кВт}}{\text{квар}^2}.$$

З технічних причин установлення високовольтних КУ можливе тільки в вузлі 8.

Питома потужність нерегульованих високовольтних КУ становить  $C_k = 20$  грн/квар, а тариф на активну електроенергію для підприємства електричних мереж –  $T = 0,35$  грн/кВт год.

Розв'язання

Відповідно до вищенаведених положень на рис. 3.14 зображена розрахункова схема мережі.

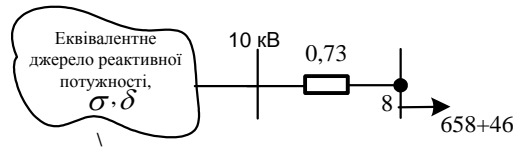


Рисунок 3.14 – Розрахункова схема

За формулою (3.19) знайдемо зниження втрат активної потужності в розрахунковій мережі при покроковому установленні КУ потужністю 10 квар у 8 вузлі:

– зниження втрат в на першому кроці

$$\delta P_{18} = \frac{1}{10^2} [0,73 \cdot (2 \cdot (384 + 122 + 152 + 40) \cdot 10 - 10^2)] = 101,18 \text{ Вт};$$

– зниження втрат на інших кроках знаходиться аналогічно:

$$\delta P_{28} = 99,72 \text{ Вт}; \quad \delta P_{38} = 98,258 \text{ Вт}; \quad \delta P_{48} = 96,798 \text{ Вт}.$$

За формулою (3.20) знайдемо зниження втрат активної потужності в живильній мережі при покроковому встановленні КУ в 8-му вузлі:

– зниження втрат в на першому кроці

$$\delta P_{ж1} = \left( 0,012 \cdot 10 + 6,8 \cdot 10^{-6} \cdot 10 \cdot 698 - \frac{6,8 \cdot 10^{-6}}{2} \cdot 10^2 \right) \cdot 10^3 = 167,124 \text{ Вт};$$

$$\delta P_{ж2} = 166,44; \quad \delta P_{ж3} = 165,76; \quad \delta P_{ж4} = 165,08 \text{ Вт}.$$

Отримані результати розрахунку наведені в табл. 3.2.

Економічну ефективність та термін окупності високовольтних КУ на першому кроці розрахунку визначаємо як

$$p_1 = \frac{\delta P_i^\Sigma \cdot T \cdot 8760}{C_k \cdot Q_{k1}} = \frac{(101,178 + 167,124) \cdot 0,35 \cdot 8760 \cdot 10^{-3}}{20 \cdot 10} = 4,113 \text{ роки}^{-1};$$

$$T_{ок1} = \frac{1}{p_1} = \frac{1}{4,113} = 0,243 \text{ роки}.$$

На інших кроках розрахунків  $P_i$  та  $T_{оки}$  проводиться аналогічно [85, 86].

Результати розрахунків зведено в табл. 3.3. З таблиці видно, що установлення високовольтних КУ для компенсації втрат реактивної потужності в трансформаторах 10/0,4 кВ забезпечує значне зниження втрат електроенергії при мінімальному терміні окупності цих КУ.

Таблиця 3.2 – Зниження втрат в заданій мережі при установленні КУ

Зниження втрат	Сумарна потужність, при установленні КУ в вузлі 8, квар			
	10	20	30	40
В розподільних мережах, Вт	101,178	200,896	299,154	395,952
В живильних мережах, Вт	167,124	33,568	499,332	664,416
Сумарне зниження в розподільних та живильних мережах, Вт	268,302	53,464	798,486	1060

Таблиця 3.3. – Термін окупності і економічна ефективність установлених КУ

Економічна ефективність та термін окупності	Сумарна потужність, при установленні КУ в вузлі 8, квар			
	10	20	30	40
Економічна ефективність, $p_i$ , роки <sup>-1</sup>	4,113	4,097	4,08	4,064
Термін окупності, $T_{оки}$ , роки	0,243	0,244	0,245	0,246

Як показано в п. 2.4.2, впроваджувати КУ доцільно в рамках окремих підсистем ЕК, але з врахуванням їх взаємного впливу. При цьому найбільший вплив на впровадження КУ в розподільні мережі ЕК мають КУ промислових споживачів [44, 59]. Виникає питання: який ступінь цього впливу?

### 3.4 Вплив КУ промислових споживачів на КРП в розподільних мережах ЕК

Проведемо аналіз впливу КУ промислових споживачів на впровадження КУ в розподільні мережі ЕК для спрощеної схеми мережі, заступна схема якої показана на рис. 3.15. Оскільки в п. 1.4 показано, що компенсацію реактивних навантажень комунально-побутових споживачів здійснює ЕК, то будемо вважати, що це навантаження ЕК.

Величина втрат активної потужності, створених навантаженнями ЕК та промислових споживачів, в заданій мережі

$$\Delta P = \frac{1}{U_H^2} \left[ (r_{ж} + r_{ек}) Q_{ек}^2 + (r_{ж} + r_{пс}) Q_{пс}^2 + 2 Q_{ек} Q_{пс} r_{ж} \right].$$

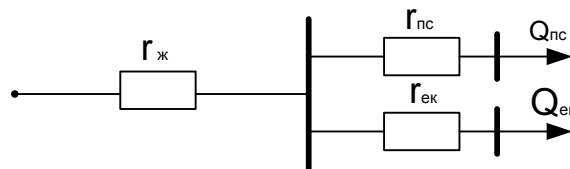


Рисунок 3.15 – Заступна схема узагальненої мережі живлення промислових споживачів та ЕК:  $Q_{ек}$ ,  $Q_{пс}$  – реактивні навантаження ЕК (комунально-побутових споживачів) та промислових споживачів;  $r_{ж}$ ,  $r_{ек}$ ,  $r_{пс}$  – еквівалентні опори, відповідно, живильних мереж, розподільних мереж ЕК та промислових споживачів

Очевидно, перша і друга складові втрат  $\Delta P$  створені безпосередньо першим і другим навантаженнями. Третя складова є спільними втратами цих навантажень  $\Delta P_{сп}$ .

Розглянемо розподіл спільних втрат між комунально-побутовими та промисловими споживачами. Необхідно відмітити, що знайти природній розподіл вказаних втрат є неможливим і більш правильно говорити про такий розподіл відповідно до певних критеріїв. Зокрема в [87] розподіл вказаних втрат, проводиться пропорційно до величин реактивних навантажень споживачів, що є логічним. Відповідно, цю складову розподіляємо між 1-м і 2-м споживачами на дві частини

$$\Delta P_{сп}^{ек} \text{ і } \Delta P_{сп}^{пс} \text{ [88]:}$$



$$\frac{\Delta P_{\text{СП}}^{\text{ЕК}}}{\Delta P_{\text{СП}}^{\text{ПС}}} = \frac{Q_{\text{ЕК}}}{Q_{\text{ПС}}}; \quad (3.23)$$

і знаходимо частку ЕК:

$$\Delta P_{\text{СП}}^{\text{ЕК}} = \frac{2r_{\text{Ж}}}{U_{\text{Н}}^2} Q_{\text{ЕК}} \cdot Q_{\text{ПС}} \frac{Q_{\text{ЕК}}}{Q_{\text{ЕК}} + Q_{\text{ПС}}}. \quad (3.24)$$

Приймаючи за базисну величину втрати, які створюються безпосередньо навантаженням ЕК в живильних мережах:

$\Delta P_{\text{б}} = \frac{Q_{\text{ЕК}}^2}{U_{\text{Н}}^2} r_{\text{Ж}}$ , знайдемо відносну величину втрат:

$$\Delta P_{\text{СП}^*}^{\text{ЕК}} = \frac{2}{1 + \frac{Q_{\text{ЕК}}}{Q_{\text{ПС}}}}. \quad (3.25)$$

На рис. 3.16 показана залежність величини  $\Delta P_{\text{СП}^*}^{\text{ЕК}}$  від відносної величини реактивного навантаження промислового споживача

$Q_{\text{ПС}^*} = \frac{Q_{\text{ПС}}}{Q_{\text{ЕК}}}$  за умови, що комунально-побутове реактивне навантаження постійне. У цьому випадку зменшення  $\Delta P_{\text{СП}^*}^{\text{ЕК}}$  викликане тільки зменшенням  $Q_{\text{ПС}}$ .

З графіка видно, що питоме зниження втрат, що створюються реактивним навантаженням комунально-побутових споживачів, за рахунок зменшення реактивного навантаження промислового споживача можна представити як  $\varepsilon = \frac{ac}{ab}$ .

Очевидно, що

$$\varepsilon_1 > \varepsilon_2, \quad (3.26)$$

$$\text{де } \varepsilon_1 = \frac{a_1 c_1}{a_2 b_2}; \quad \varepsilon = \frac{a_2 c_2}{a_2 b_2}.$$

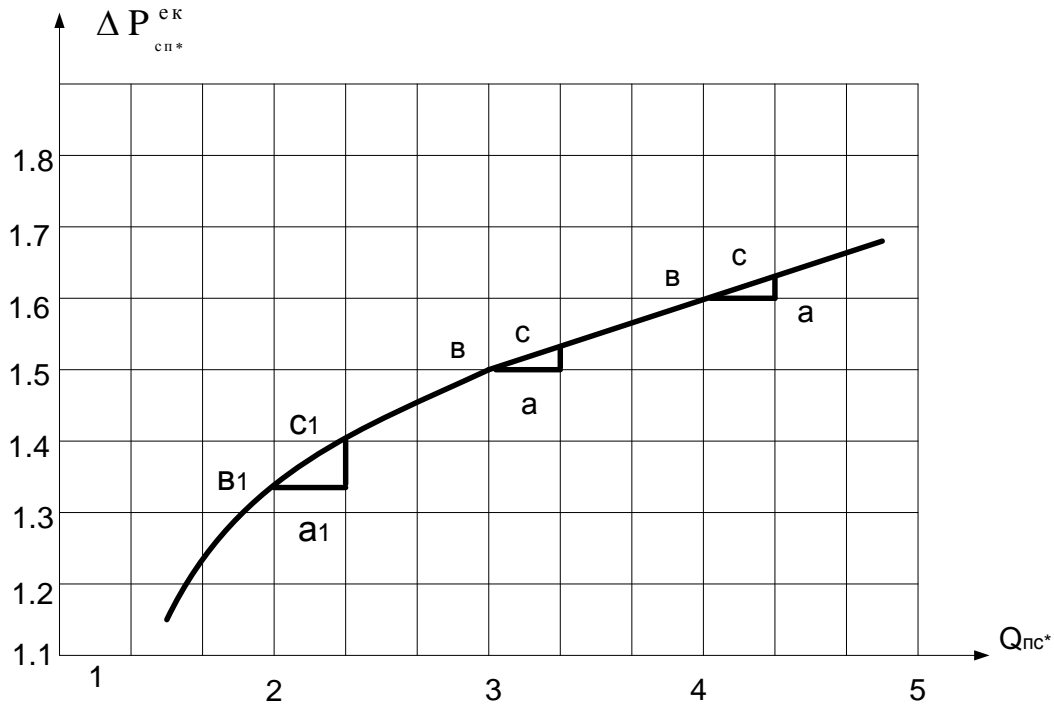


Рисунок 3.16 – Залежність відносної величини втрат, створених комунально-побутовим реактивним навантаженням, від величини реактивного навантаження промислового споживача

Таким чином, зменшення втрат активної потужності, створених реактивними навантаженням комунально-побутових споживачів, за рахунок компенсації реактивного навантаження промислового споживача відбувається тим ефективніше, чим більше відношення  $\frac{Q_{ек}}{Q_{пс}}$ .

Якщо поточне значення реактивного навантаження промислового споживача визначати як різницю між величиною  $Q_{пс}$  і потужністю КУ промислового споживача  $Q_{пс}^{пот} = Q_{пс} - Q_{ку}$ , а відношення величин  $Q_{ек}$  і  $Q_{пс}$  позначити через  $\alpha = \frac{Q_{ек}}{Q_{пс}}$  і ступінь компенсації реактивного

навантаження промислового споживача – через  $\beta_{п} = \frac{Q_{ку}}{Q_{пс}}$ , то величина

$\Delta P_{сп*}^{ек}$  визначиться як

$$\Delta P_{сп*}^{ек} = \frac{2}{1 + \frac{\alpha}{1 - \beta_{п}}} \quad (3.27)$$

Сумарні відносні втрати, що створюються реактивним навантаженням комунально-побутових в живильних мережах, визначаються таким чином:

$$\Delta P_{\text{ек}^*}^{\text{ж}} = \frac{2}{1 + \frac{\alpha}{1 - \beta_{\text{п}}}} + 1. \quad (3.29)$$

На рис. 3.17 показані залежності  $\Delta P_{\text{ек}^*}^{\text{ж}}(\beta_{\text{п}})$  для різних значень  $\alpha$ .

Оскільки відповідно до [3] втрати, які створюють комунально-побутові ЕК в живильній та розподільній мережі, рівні, то їх сумарна величина запишеться як

$$\Delta P_{\text{ек}^*} = \frac{4}{1 + \frac{\alpha}{1 - \beta_{\text{п}}}} + 2. \quad (3.30)$$

На рис. 3.18 показано залежність  $\Delta P_{\text{ек}^*}(\beta_{\text{п}})$  для різних значень  $\alpha$ .

Таким чином, змінюючи ступінь компенсації реактивної потужності в мережах промислового споживача, можна суттєво змінити втрати активної потужності, що створюються реактивним навантаженням комунально-побутових споживачів [44].

Проведемо аналогічний аналіз взаємного впливу реактивних навантажень комунально-побутових (споживачі ЕК) та промислових споживачів для довільної мережі. Нехай в  $i$ -му вузлі підключено споживач ЕК, а в  $j$ -му – промисловий споживач. Спільні втрати на  $R_{ij}$  опорі

$$\Delta P_{ij} = 2Q_i Q_j \frac{R_{ij}}{U_n^2}.$$

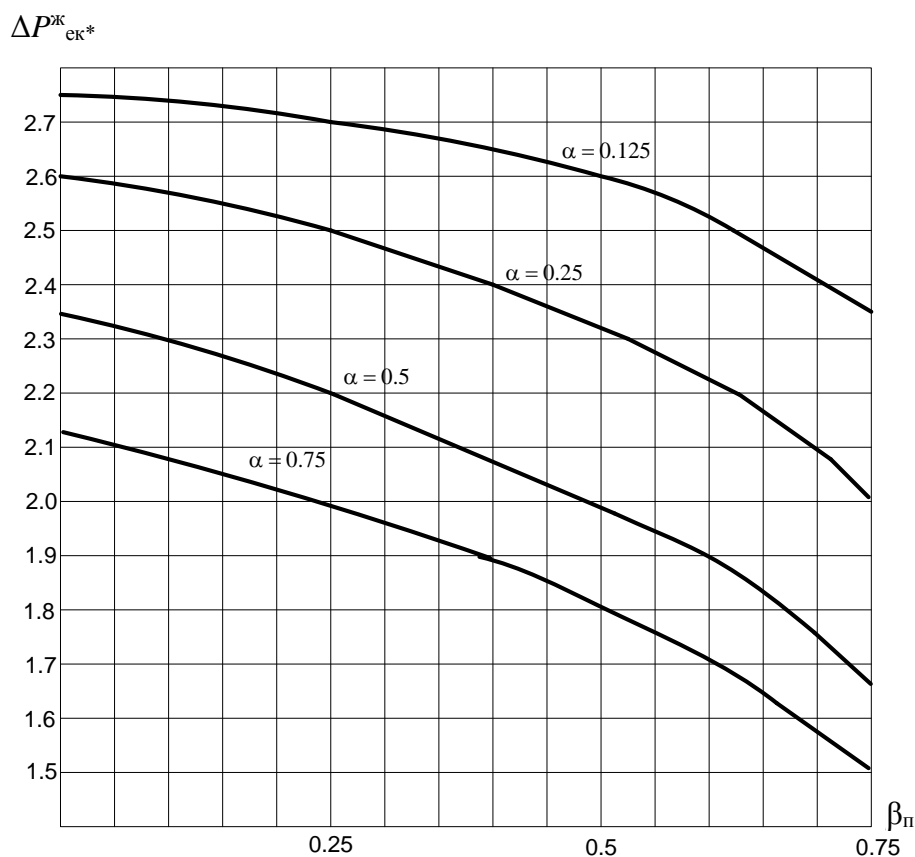


Рисунок 3.17 – Залежності відносної величини втрат активної потужності, що створюються реактивним навантаженням комунально-побутових споживачів в живильних мережах, від ступеня компенсації реактивної потужності промислового споживача

Знайдемо вплив  $j$ -го реактивного навантаження на втрати, створені реактивним навантаженням  $i$ -го вузла. Розділимо спільні втрати  $i$ -го та  $j$ -го споживачів дві частини  $\Delta P_i$  та  $\Delta P_j$  пропорційно їх реактивним навантаженням:

$$\frac{\Delta P_i}{\Delta P_j} = \frac{Q_i}{Q_j}. \quad (3.31)$$

Враховуючи, що  $\Delta P_i + \Delta P_j = 2Q_i Q_j \frac{R_{ij}}{U_H^2}$ , знаходимо:

$$\Delta P_i = \frac{2Q_i Q_j}{U_H^2} R_{ij} \frac{Q_i}{Q_i + Q_j} = \frac{2Q_i^2}{U_H^2} R_{ij} \frac{Q_j}{Q_i + Q_j}. \quad (3.32)$$

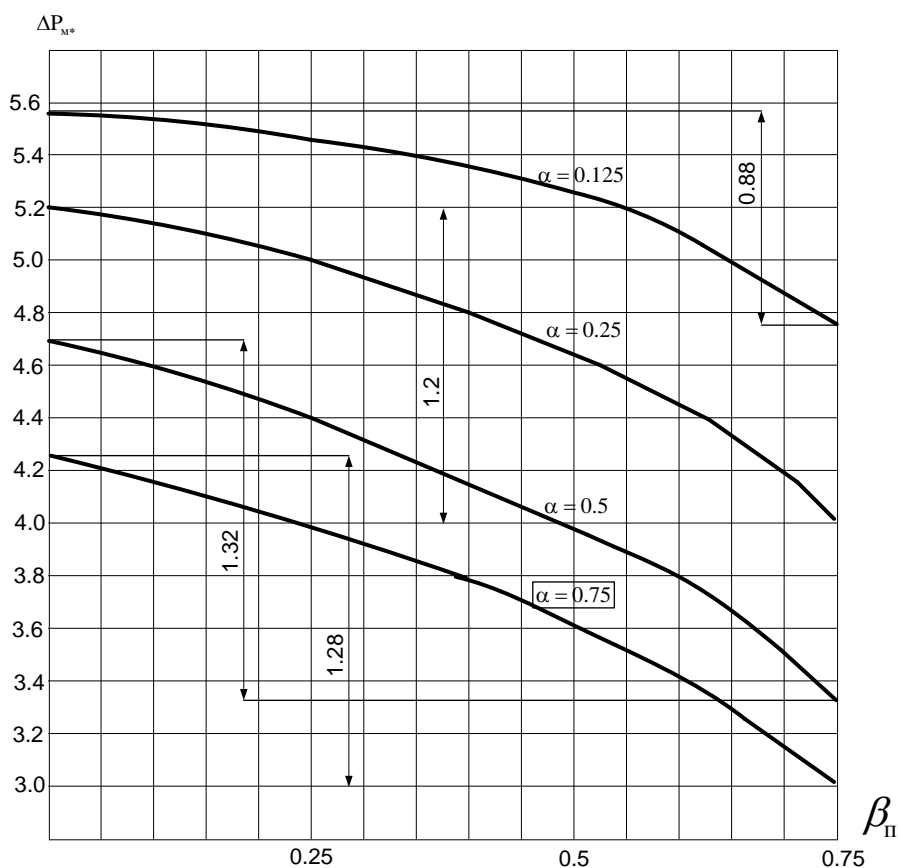


Рисунок 3.18 – Залежність  $\Delta P_{ек*}(\beta_{п})$  для різних значень  $\alpha$

Якщо врахувати, що  $\frac{Q_j}{Q_i} = \alpha_{ji}$ , а власні втрати, які створює

реактивне навантаження  $Q_i$  на активному опорі  $R_{ij}$  –  $\Delta P_i^{r_{ij}} = \frac{Q_i^2}{U_H^2} R_{ij}$ ,

то

$$\Delta P_i = \Delta P_i^{r_{ij}} \frac{\alpha_{ji}}{1 + \alpha_{ji}}. \quad (3.33)$$

Формула (3.33) дозволяє враховувати взаємний вплив реактивних навантажень споживачів при розрахунку компенсації реактивної потужності в розподільних мережах.

Таким чином, величина зменшення втрат від установалення КУ в мережах ЕК залежить не тільки від реактивних навантажень комунально-побутових споживачів, а від і реактивних навантажень промислових споживачів, які живляться від цих мереж. Причому величина реактивних навантажень цих споживачів на перспективу

визначається неоднозначно, оскільки це зв'язано з загальним економічним станом споживачів, який в ринкових умовах однозначно не прогнозується. Тобто між ЕК та промисловими споживачами, які живляться від цих мереж, в процесі впровадження КУ складається «гральна ситуація». Це зумовлює доцільність застосування гральних методів при розрахунку впровадження КУ в мережі ЕК.

Розглянемо можливість впровадження КУ в мережі ЕК (див. рис. 3.15) на основі гральних методів [89]. Нехай в ролі гравця В виступає промисловий споживач, а гравця А – комунально-побутовий споживач. В якості виграшу вибираємо зниження втрат в мережі ЕК  $\delta P_{AB}$ . В цьому випадку це зниження втрат на опорі  $r_{ж}$ .

Установлення КУ певної потужності в мережі комунально-побутового споживача назвемо стратегією А, а установлення КУ в мережах промислового споживача назвемо стратегією В. Нехай є  $m$  можливих стратегій  $A_1, A_2, \dots, A_m$  у гравця А, а у гравця В, відповідно, –  $B_1, B_2, \dots, B_m$ . Припустимо, що кожна сторона обрала якусь визначену стратегію: один гравець стратегію  $A_i$ , інший –  $B_j$ .

Якщо відомі значення  $\delta P_{AB}$  при кожній парі стратегій, то ці значення можна записати у вигляді платіжної матриці, рядки якої відповідають стратегіям  $A_i$ , а стовпчики – стратегіям  $B_j$  (табл. 3.4).

Таблиця 3.4 – Матриця гри промислових і комунально-побутових споживачів (платіжна матриця)

$A_i \backslash B_j$	$B_1$	$B_2$	...	$B_n$
$A_1$	$\delta P_{11}$	$\delta P_{12}$	...	$\delta P_{1n}$
$A_2$	$\delta P_{21}$	$\delta P_{22}$	...	$\delta P_{2n}$
...	...	...	...	...
$A_m$	$\delta P_{m1}$	$\delta P_{m2}$	...	$\delta P_{mn}$

Елементи цієї матриці визначають зниження втрат в мережі ЕК, які створюються накладання реактивних навантажень ЕК та промислового споживачів. Для ЕК оптимальному рішенню відповідає найбільше значення цього зниження. Це значення можна записати таким чином:

$$A_{\text{опт}} = \max_i \max_j \delta P_{ij}. \quad (3.34)$$

Формула (3.34) дозволяє враховувати оптимальний вплив промислових споживачів на зниження втрат в живильних мережах ЕК при впровадженні КУ в цих мережах.

### 3.5 Коригування вхідних реактивних потужностей

Розвиток мереж і підключення нових споживачів зумовлюють необхідність коригування потужностей КУ в вузлах електричних мереж [90].

При приєднанні до мережі ЕК нового споживача відповідно до (1.2) матриця оптимальних значень КУ  $Q_{КУп}$  запишеться як

$$Q_{КУп} = Q_{п} - (R_{п}^{-1}) \cdot C, \quad (3.35)$$

де  $Q_{п}, R_{п}$  – відповідно, матриці  $Q, R$  після приєднання нового споживача.

Очевидно, оптимальні значення потужностей КУ у  $i$ -му вузлі електричної мережі до і після приєднання нового споживача не рівні між собою:

$$Q_{КУi} \neq Q_{КУpi}, \quad (3.36)$$

Відповідно, необхідно змінювати їх потужність на значення

$$\Delta Q_{КУi} = |Q_{КУi} - Q_{КУpi}|. \quad (3.37)$$

Оскільки функція приведених затрат на передачу та генерацію реактивної потужності має пологий характер в зоні оптимального розв'язку, то такі зміни доцільно проводити з урахуванням економічної стійкості оптимального розв'язання задачі компенсування реактивної потужності [67]. Умова цієї стійкості запишеться так:

$$\frac{Z_{п}}{Z_{опт}} - 1 < \xi_{д}, \quad (3.38)$$

де  $Z_{п}$  – поточне значення затрат на передавання та генерування реактивної потужності в електричній мережі, що відповідає

частковому коригуванню ВРП;  $Z_{\text{опт}}$  – значення цих затрат, що відповідає коригуванню ВРП усіх споживачів (оптимальному розв’язуванню задачі після приєднання нового споживача);  $\xi_D$  – задана величина відхилення поточних затрат від оптимальних.

Виконання нерівності (3.38) дозволяє проводити коригування ВРП не для всіх споживачів, а тільки для їх певної кількості.

Завдяки економічній стійкості оптимального розв’язання задачі компенсування реактивної потужності можна визначити ВРП для нового споживача при незмінності потужностей КУ всіх діючих споживачів. Якщо після цього умова (3.38) не виконується, то необхідно коригувати ВРП існуючих вузлів. Виникає питання: яким чином проводити це коригування, щоб забезпечити економічно-прийнятне рішення?

Коригування ВРП необхідно проводити таким чином, щоб забезпечити максимальне зниження затрат при мінімальній кількості таких коригувань. Відповідно математична модель оптимізації процесу коригування ВРП запишеться так:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^v \delta Z_i^{\max}(Q_{ki}) \rightarrow \max; \\ v \rightarrow \min; \\ \sum_{i=1}^v \delta Z_i^{\max}(Q_{ki}) > Z_{\text{п}} - Z_{\text{опт}}(1 + \xi_D), \end{cases} \quad (3.39)$$

де  $\delta Z_i^{\max}(Q_{ki})$  – максимальне зниження затрат на  $i$ -му кроці коригування ВРП;  $Q_{ki}$  – значення потужності КУ в  $i$ -му вузлі після коригування;  $v$  – кроки коригування ВРП.

Розв’язання математичної моделі (3.39) базується на знаходженні максимального значення затрат  $\delta Z_i^{\max}$  при мінімальній кількості коригувань  $v$ . Величині  $\delta Z_i^{\max}$  відповідає вузол, для якого коригування ВРП дає найбільше зниження затрат на  $i$ -му кроці коригування:

$$\delta Z_i^{\max} = \max[\delta Z_1, \delta Z_2, \dots, \delta Z_n]. \quad (3.40)$$



Розраховуємо значення поточних затрат після вказаного коригування ВРП і перевіряємо умову (3.38). Якщо ця умова не виконується, то відповідно до (3.40) знову знаходимо вузол, в якому необхідно проводити коригування.

Відповідно до наведених положень на рис. 3.19 показано алгоритм коригування ВРП з урахуванням впливу економічної стійкості [90–93].



Рисунок 3.19 – Блок-схема алгоритму коригування ВРП з урахуванням економічної стійкості

### Приклад

Визначити доцільність коригування ВРП для споживачів розподільчої мережі 10 кВ, заступна схема якої наведена на рисунку 3.20, при приєднанні до неї нового споживача. На схемі показані існуючі потоки реактивної потужності до приєднання нового споживача, реактивні навантаження споживачів в кварах і величини активних опорів елементів в Ом, приведені до напруги 10 кВ. Мережа

приєднана до шин 10 кВ підстанції 110/10 кВ. Також до шин 10 кВ приєднані інші споживачі з реактивним навантаженням  $Q_{in} = 6059,5$  квар. Допустиме відхилення затрат від оптимального значення  $\xi_{д} = 0,05$ . Питома вартість КУ – 180 грн/квар, час найбільших втрат активної енергії для даної мережі  $\tau = 2800$  год, тариф на активну енергію  $T = 0,69$  грн/кВт·год,  $p = 0,15$ .

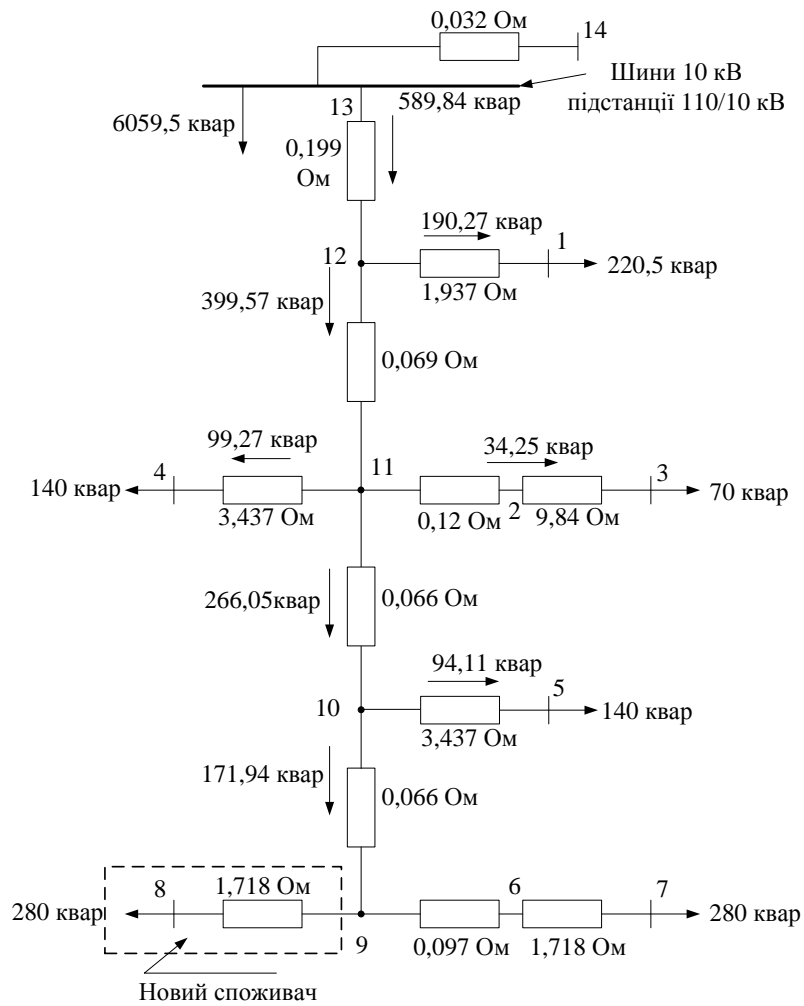


Рисунок 3.20 – Заступна схема мережі при приєднанні до неї нового споживача

Розв'язання

1. Відповідно до (1.1) знаходимо значення ВРП для нового споживача при незмінності потужностей КУ всіх діючих споживачів:

$$Q_{сн}^{опт} = 146,63 \text{ квар.}$$

2. Відповідно до [92] розраховуємо поточне значення затрат на передавання та генерування реактивної потужності в електричній мережі:

$$Z_{\text{п}} = 15528,86 \text{ грн/рік.}$$

3. Визначаємо значення затрат, що відповідає оптимальному розв'язуванню задачі після приєднання нового споживача [92]:

$$Z_{\text{опт}} = 15509,6 \text{ грн/рік.}$$

4. Знаходимо значення відхилення поточних затрат від оптимальних:

$$\xi = \frac{Z}{Z_{\text{опт}}} - 1 = \frac{15528,86}{15509,6} - 1 = 0,0012;$$
$$\xi = 0,12 \text{ \%}.$$

Оскільки  $\xi < \xi_{\text{д}}$ , то у цьому випадку недоцільно коригувати ВРП діючих споживачів.

Таким чином:

1. Приєднання нових споживачів до мереж ЕК потребує коригування ВРП.

2. Коригування ВРП доцільно проводити з урахуванням економічної стійкості оптимального розв'язання задачі компенсування реактивної потужності, що дозволить зменшити кількість коригувань і, відповідно, затрати на їх реалізацію.

### 3.6 Використання МЕ для КРП в розподільних мережах

В методі розрахунку впровадження КУ, викладеному в п. 3.2, не враховуються МЕ, генератори яких можуть покривати значне реактивне навантаження споживачів і знижувати втрати електроенергії в живильних мережах 35, 110 кВ. Проведемо аналіз цієї можливості для схеми, яка показана на рис. 3.21, при таких припущеннях:

– передача реактивної потужності від місцевої електростанції в мережі енергосистеми недоцільна, тому що вона пов'язана зі значними втратами [61];

– вважаємо, що потужність енергосистеми значно більша потужності МЕ, тому при розв'язанні задачі не враховуємо зміни напруги у вузлі підключення МЕ до мереж енергосистеми.

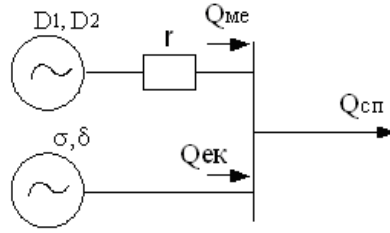


Рисунок 3.21 – Розрахункова схема МЕ:  $Q_{ек}$ ,  $Q_{ме}$  – реактивні потужності, які передаються споживачам, відповідно, від ЕК та МЕ;  $Q_{сп}$  – реактивне навантаження споживачів;  $D_1$ ,  $D_2$  – технічні характеристики генератора МЕ;  $r$  – активний опір лінії, яка з’єднує МЕ з вузлом живильних мереж

Представляємо живильні мережі ЕК еквівалентним джерелом реактивної потужності з економічними характеристиками  $\sigma$ ,  $\delta$ , які визначають втрати активної потужності в мережах енергосистеми при передачі по них реактивної. Ці характеристики визначаються відповідно до (1.4).

Задачу розглянемо для випадку, коли МЕ знаходиться на балансі ЕК і критерієм КРП є мінімум втрат потужності. Задача полягає в пошуку таких величин  $Q_{ме}$ ,  $Q_{ек}$ , які забезпечують мінімум функції:

$$\Delta P = \sigma Q_{ек} + \frac{\delta}{2} Q_{ек}^2 + \frac{D_1}{Q_H} Q_{ме} + \frac{D_2}{Q_H^2} Q_{ме}^2 + \frac{Q_{ме}^2}{U_H^2} \cdot r \quad (3.41)$$

при обмеженні:  $Q_{ме} \leq Q_{гр}$ ,

де  $Q_H$  – номінальна реактивна потужність генератора;  $Q_{гр}$  – гранична величина реактивної потужності генератора, яка визначається допустимим струмом генератора.

Якщо врахувати, що  $Q_{ек} = Q_{сп} - Q_{ме}$ , то

$$\Delta P = \sigma(Q_{сп} - Q_{ме}) + \frac{\delta}{2}(Q_{сп} - Q_{ме})^2 + \frac{D_1}{Q_H} Q_{ме} + \frac{D_2}{Q_H^2} Q_{ме}^2 + \frac{Q_{ме}^2}{U_H^2} \cdot r. \quad (3.42)$$

Оптимальна значення  $Q_{ме}^0$  визначається з умови

$$\frac{d\Delta P}{dQ_{ме}} = -\sigma - \delta Q_{сп} + \delta Q_{ме} + \frac{D_1}{Q_H} + \frac{2D_2}{Q_H^2} Q_{ме} + 2 \frac{Q_{ме}}{U_H^2} \cdot r. \quad (3.43)$$

Відповідно, знаходимо:

$$Q_{\text{ме}}^0 = \frac{\sigma + \delta Q_{\text{сп}} - \frac{D_1}{Q_{\text{н}}}}{\delta + 2 \left( \frac{D_2}{Q_{\text{н}}^2} + \frac{r}{U_{\text{н}}^2} \right)} \quad (3.44)$$

та оптимальну величину реактивної потужності, яку доцільно передавати з мереж ЕК:

$$Q_{\text{ек}}^0 = Q_{\text{сп}} - Q_{\text{ме}}^0. \quad (3.45)$$

Підтримання величини  $Q_{\text{ек}}^0$  забезпечує зниження втрат в мережах ЕК на величину [94–96]:

$$\delta P_{\text{ек}} = \sigma Q_{\text{ме}}^0 + \delta \cdot \left( Q_{\text{сп}} \cdot Q_{\text{ме}}^0 - \frac{1}{2} (Q_{\text{ме}}^0)^2 \right). \quad (3.46)$$

### Приклад

Для схеми, що показана на рис. 3.21, знайти реактивну потужність, яку доцільно передавати від МЕ споживачам при таких даних:  $D_1 = 19,6$  кВт;  $D_2 = 12,2$  кВт;  $Q_{\text{н}} = 1290$  кВАр;  $U_{\text{н}} = 10$  кВ;  $\sigma = 0,017$  кВт / кВАр;  $\delta = 8 \cdot 10^{-6}$  кВт/кВАр<sup>2</sup>. МЕ підключена до вузла ЕК кабелем ААБ 3×150 довжиною 0,250 км з питомим опором  $r_0 = 0,256$  Ом/км. Середнє реактивне навантаження споживачів 2500 кВАр.

Розв'язання

Знаходимо активний опір кабельної лінії:

$$r = 0,250 \cdot 0,256 = 0,064 \text{ Ом}.$$

Розв'язуємо задачу за мінімумом втрат потужності. Оптимальне значення  $Q_{\text{ме}}^0$  у цьому випадку

$$Q_{\text{ме}}^0 = \frac{0,017 + 8 \cdot 10^{-6} \cdot 2500 - \frac{19,6}{1290}}{8 \cdot 10^{-6} + 2 \cdot \left( \frac{12,2}{1290^2} + \frac{0,064 \cdot 10^{-3}}{10^2} \right)} = 910,8 \text{ квар}.$$

Відповідно до (3.46) знаходимо зменшення втрат в мережах ЕК:

$$\delta P_{ек} = 30,38 \text{ кВт.}$$

### **Висновки до розділу 3**

1. Розроблено декомпозиційний метод впровадження КУ в розподільні мережі енергопостачальних компаній, який дозволяє:

- проводити розрахунок КРП в окремих частинах розподільних мереж, враховуючи їх взаємний вплив та вплив живильних мереж;
- врахувати компенсацію реактивної потужності за допомогою генераторів місцевих електростанцій, що дає можливість додаткового зниження втрат в мережах ЕК.

2. Показано, що установлення високовольтних КУ для компенсації втрат реактивної потужності в трансформаторах 10/0,4 кВ забезпечує значне зниження втрат електроенергії при мінімальному терміну окупності цих КУ.

3. Приєднання нових споживачів до мереж енергопостачальних компаній потребує коригування вхідних реактивних потужностей. Економічна стійкість розв'язання задачі КРП дозволяє зменшити кількість коригувань і, відповідно, затрати на їх реалізацію.

## Висновки

У монографії одержала подальший розвиток теорія впровадження установок компенсації реактивної потужності в електричні мережі на основі їх декомпозиції, що дозволяє додатково знизити затрати на вказане впровадження. Наведемо основні результати роботи:

1. В результаті аналізу існуючих методів розрахунку компенсації реактивної потужності в електричних мережах показана необхідність розробки системи впровадження КУ.

2. Показано, що оцінку обсягів інвестування впровадження КУ в розподільні електричні мережі доцільно проводити:

- для ЕК за мінімумом втрат;
- для споживачів за величиною економічної ефективності капітальних вкладень, яка дозволяє врахувати різні фінансові можливості підприємств;
- при заданій економічній ефективності за мінімумом приведених затрат, що дає змогу вибрати найкращий варіант впровадження КУ.

3. Розроблено моделі просторово-часової декомпозиції процесу розрахунку КРП в електричних мережах, що дає можливість проводити поетапне впровадження компенсуючих установок, забезпечуючи максимальне значення показника ефективності капітальних вкладень.

4. Розроблено декомпозиційний метод впровадження КУ в розподільчі мережі енергопостачальних компаній, який дозволяє:

- проводити розрахунок компенсації реактивної потужності в окремих частинах розподільних мереж, враховуючи їх взаємний вплив;
- враховувати вплив КУ промислових споживачів на зниження втрат в мережах ЕК, що підвищує ефективність використання цих КУ;
- врахувати використання генераторів місцевих електростанцій для компенсації реактивних навантажень розподільних мереж 10 кВ, що дає можливість додаткового зниження втрат в мережах живлення.

## ЛІТЕРАТУРА

1. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю. С. Железко. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.
2. Холмский В. Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей / В. Г. Холмский. – М. : Высшая школа, 1975. – 280 с.
3. Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах / Ю. С. Железко. – М. : Энергоиздат, 1981. – 200 с.
4. Ковалев И. Н. Выбор компенсирующих устройств при проектировании электрических сетей / И. Н. Ковалев. – М. : Энергоатомиздат, 1990.–200 с.
5. Будзко И. А. Электроснабжение сельсьскохозяйственных предприятий и населенных пунктов. / И. А. Будзко, М. С. Левин. – М. : Агропромиздат, 1985. – 319 с.
6. Метод впровадження конденсаторних установок в районні електричні мережі / [А. А. Чаленко, А. О. Демов, О. Д. Демов, Хінді Айман Тахер] // Енергетика и электрификация. – 2003. – № 2. – С. 35–39.
7. Павловський В. В. Инженерный расчет потерь мощности и энергии в электрических сетях, основанный на моделировании установившихся режимов. / В. В. Павловський, Г. Е. Куденко // Электрические сети и системы. – 2004. – № 3. – С. 17–22.
8. Поспелов Г. Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г. Е. Поспелов, Н. Сыч. – М. : Энергоиздат, 1981. – 216 с.
9. Мельников Н. А. Электрические сети и системы / Н. А. Мельников. – М. : Энергия, 1969. – 456 с.
10. Мельников Н. А. Реактивная мощность в электрических сетях / Н. А. Мельников. – М. : Энергия. – 1975. – 128 с.
11. Маркович И. М. Режимы электрических систем / И. М. Маркович. – М. : Энергия, 1969. – 352 с.
12. Электрические системы, Т. 2. Электрические сети / под ред. В. А. Веникова. – М. : Высшая школа, 1971. – 438 с.
13. Холмский В. Г. Решение проектной задачи оптимального распределения реактивных мощностей методом потенциалов затрат / В. Г. Холмский, Ю. В. Щербина, С. В. Колесников // Электрические сети и системы. – 1968. – Львов : Высшая школа. – Вып. 4. – С. 69.
14. Мельников Н. А. Регулирование напряжения в электрических сетях / Н. А. Мельников, Л. А. Солдаткина. – М. : Энергия, 1968. – 124 с.



15. Железко Ю. С. Стратегия снижения потерь и повышения качества электроэнергии в электрических сетях / Ю. С. Железко // Электричество. – 1992. – № 5. – С. 6–12.
16. Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях [Утв. Госэнергонадзором СССР 30.08.73]. – М. : Энергия, 1974. – 73 с.
17. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. / Ю. С. Железко. – М. : ЭНАС, 2009. – 456 с.
18. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи : навч. посіб. / М. С. Сегеда. – Львів : Каменяр, 1999. – 296 с.
19. Варецкий Ю. О. Регулирование напряжения в сети за помощью статического компенсатора / Ю. О. Варецкий // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 1999. – № 5. – С. 69–73.
20. Экономичные эквиваленты реактивной мощности. Математический та чисельний аналіз. / [О. С. Яндульський, М. Д. Банін, А. М. Боднар, А. В. Гнатовський] // Промелектро – 2004. – № 1. – 22–33 с.
21. Баркан Л. Д. Автоматическое управление режимом батарей конденсаторов. / Л. Д. Баркан. – М. : Энергия, 1978. – 112 с.
22. Рогальський Б. С. Методи розрахунку електроспоживання і компенсуючих установок та системи управління ними (на промислових підприємствах, включаючи нерудні кар'єри): дис. д-ра техн. наук : 05.09.03 / Б. С. Рогальський. – Дніпропетровськ, 1999. – 301 с.
23. Гительсон С. М. Экономические решения при проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий. / С. М. Гительсон. – М. : Энергия, 1971. – 256 с.
24. Грейсух М. В. Расчеты по электроснабжению промышленных предприятий / М. В. Грейсух, С. С. Лазарев. – Энергоатомиздат, 1971. – 312 с.
25. Глазунов А. А. Электрические сети и системы: издание четвертое, переработанное и дополненное / А. А. Глазунов, А. А. Глазунов. – М. : Госэнергоиздат, 1960. – 368 с.
26. Зорин В. В. К вопросу об оплате за реактивную электрическую энергию. / В. В. Зорин // Технічна електродинаміка, 2004. – № 1. – 68–72 с.
27. Зорин В. В. Моделирование и оптимизация режимов электрических сетей: автореф. дис. на здобуття наук. ступ. д-ра техн. наук: спец. 05.14.02 // В. В. Зорин «Електричні станції, мережі та управління ними». – Моск. енерг. ін-т. – М., 1983. – 34 с.
28. Кузнецов В. Г. Оптимизация режимов электрических сетей / В. Г. Кузнецов, Ю. И. Тугай, В. А. Баженов. – К. : Наукова думка, 1992. – 216 с.

29. Лежнюк П. Д. Взаємовплив електричних мереж і систем / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. Б. Бурикін. – Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008. – 122 с.
30. Карпов Ф. Ф. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях / Ф. Ф. Карпов. – М. : Энергия, 1975. – 184 с.
31. Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии / Ю. С. Железко. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.
32. Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий [Утв. Главэлектромонтажем Минмонтажспецстроя СССР приказом № 9–12–17 от 3.10.1984]. – М. : 1984.
33. Основы построения промышленных сетей / [Г. М. Каялов, С. А. Каждан, И. Н. Ковалев, Э. Г. Куренный]. – М. : Энергия, 1978. – 112 с.
34. Руководящие указания по повышению коэффициента мощности в установках потребителей электрической энергии. – М. : Госэнергоиздат, 1961. – 20с.
35. Методика визначення економічно доцільних обсягів компенсації реактивної енергії, яка перетікає між електричними мережами електропередавальної організації та споживача (основного споживача та субспоживача) [Затверджено наказом № 1 Міністерства палива та енергетики України від 05.01.2006 р.
36. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами // Офіційний вісник України. – 2002. – № 6. – С. 25–31.
37. Гудко Є. І. Про доцільність установлення конденсаторних батарей у промислових електричних мережах у сучасних економічних умовах / Є. І. Гудко, О. Д. Демов, Л. Б. Терешкевич // Енергетика і електрифікація. – 1997. – № 2. – С. 30–31.
38. Указания по расчету экономической эффективности. Утв. Минэнерго Украины приказом № 1 ПС от 23.02.95. – Министерство энергетики и электрификации. – К. – 51 с.
39. Економіка підприємства. Під ред. С. Ф. Покропивного. В 2 т. – К. : Хвиля-Прес, 1995. – 782 с.
40. Далє В. А. Динамическая оптимизация развития электрических сетей. / В. А. Далє, З. П. Кришан, О. Г. Паэгле. – Рига : Зинатне, 1990. – 248 с.
41. Далє В. А. Динамическое программирование в расчетах развития электрических сетей / В. А. Далє, З. П. Кришан, О. Г. Паэгле. – Рига, 1969. – 120 с.

42. Арзамасцев Д. А. Модели оптимизации развития энергосистем. / Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес, А. Л. Мызин. – М. : Высшая школа, 1987. – 272 с.
43. Козырь В. Н. Исследования условия оптимальной компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: автореф. дис. канд. техн. наук: 05.09.03 / В. Н. Козырь. – М. : Моск. энерг. ин-т, 1973. – 29 с.
44. Демов А. Д. Определение входных реактивных мощностей для городских потребителей электроэнергии. дис. канд. техн. наук: 05.14.02 / А. Д. Демов. – К. : Киевск. политехн. ин-т. –1984. – 140 с.
45. Павловский Ю. Н. Декомпозиция моделей управляемых систем. (Сер. «Математика кибернетика»; № 8) / Ю. Н. Павловский. – М. : Знание, 1985. – 32 с.
46. Моисеев Н. Н. Математические задачи системного анализа. / Н. Н. Моисеев. – М. : Наука, 1981.
47. Крумм Л. А. Анализ и управление установившимися состояниями электроэнергетических систем. / Л. А. Крумм, А. З. Гамм. – Новосибирск : Наука, 1987. –230 с.
48. Горнштейн В. М. Методы оптимизации режимов энергосистем. / В. М. Горнштейн, Б. П. Мирошниченко, А. В. Пономарев. – М. : Энергия, 1981. – 336с.
49. Крон Г. Исследование сложных систем по частям. / Г. Крон. – М. : Наука, 1981. – 542 с.
50. Мелентьев Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / Л. А. Мелентьев. – М. : Высшая школа, 1976. – 336 с.
51. Веников В. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В. А. Веников, В. Г. Журавлев, Т. А. Филиппова. – М. : Энергоиздат, 1981. – 464 с.
52. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
53. Сиуда И. П. Алгоритм расчета мощности компенсирующих устройств в сетях электроэнергетических систем / И. П. Сиуда, В. И. Свешников // Известия академии наук СССР, 1978. – № 2. – С. 148–152.
54. Бусленко Н. П. Лекции по теории сложных систем / Н. П. Бусленко, В. В. Калашников, И. В. Коваленко. – М. : Советское радио, 1973 – 440 с.
55. Горбачов В. О. Технології моделювання систем. / В. О. Горбачов. – Харків : Компанія СМІТ, 2005. – 180 с.
56. Журавлев В. Г. Применение принципа сокращения схемы для наиболее выгодного размещения источников реактивной мощности /

В. Г. Журавлев, В. Д. Арион // Промышленная энергетика – 1976. – № 4. – С. 36–39.

57. Концепція компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів та енергопостачальних компаній / [Б. С. Рогальський, О. М. Нанака, А. В. Праховник і ін.] // Энергетика и электрификация. – 2005. – № 6. – С. 23–30.

58. Нанака О. М. Формування умов оптимальності компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів і енергопостачальних компаній. автореф. дис. канд. техн. наук: 05.09.03 / О. М. Нанака. – Вінниця : Вінницький національний технічний університет, 2011. – 12 с.

59. Зорин В. В. Особенности определения мест установки и мощности батарей конденсаторов в узлах городской сети / В. В. Зорин, А. Д. Демов // Республиканский межведомственный научно-технический сборник : Электрические сети и системы. – Львов : Высшая школа, 1981. – Вып. 17. – С. 108–112.

60. Инструкция по системному расчету реактивной мощности в электрических сетях. – М. : Союзтехэнерго, 1981. – С. 112–125.

61. Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях // Промышленная энергетика. – 1990. – № 7. – С. 50–55.

62. Омельчук А. О. Обґрунтування раціональних параметрів і режимів джерел реактивної потужності в електричних мережах різних рівнів напруги / А. О. Омельчук, А. М. Скрипник // Энергетика і автоматика. – 2012. – № 4. – С. 1–6.

63. Омельчук А. О. Щодо балансу реактивної потужності в мережах живлення в нових нормативних перетоках реактивної потужності в Україні. / А. О. Омельчук, А. М. Скрипник, В. С. Трондюк // Науковий вісник НУБіП України. Серія «Техніка та енергетика АПК». – 2011. – № 161. – С. 111–119.

64. Железко Ю. С. Окупаемость конденсаторных установок / Ю. С. Железко. – Электрические станции. – 1977. – Т. 2. – С. 11–13.

65. Демов Олександр. Аналіз економічних характеристик впровадження та використання конденсаторних установок в мережах промислових підприємств / Демов Олександр, Хінді Айман Тахер, Борис Володимир // Праці УІІ Міжнар. конф. «Контроль і управління в складних системах». – Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2003. – 174 с.

66. Демов О. Д. Планування електроспоживання промислових підприємств та управління ним. Монографія / О. Д. Демов. – Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2001. – 103 с.

67. Электрические системы. Кибернетика электрических систем / [Ю. Н. Астахов, В. А. Веников, Ю. Н. Горский и др.] ; под ред. В. А. Веникова. – М. : Высшая школа, 1974. – 328 с.

68. Астахов Ю. Н. Применение критериального метода в электроэнергетике. / Ю. Н. Астахов, П. Д. Лежнюк. – К. : УМК ВО, 1989. – 139 с.

69. Демов О. Д. Аналіз економічних показників установлення конденсаторних батарей в промислових електричних мережах з урахуванням ринкових умов / О. Д. Демов, Хінді Айман Тахер // Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах. – 2000. – № 2. – С. 79–82.

70. Демов О. Д. Аналіз рентабельності використання конденсаторних в промислових електричних мережах. / О. Д. Демов // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2000. – № 1.

71. Вентцель Е. С. Исследование операций: задачи, принципы, методология / Е. С. Вентцель. – М. : Наука, 1988. – 208 с.

72. Реклейтис Г. Оптимизация в технике. В 2-х книгах. Книга 1 / Г. Реклейтис, А. Рейвиндран, К. Рэгсдел ; пер. с англ. к. т. н. В. Я. Алтаева, В. И. Моторина. – М. : Мир, 1986. – 347 с.

73. Демов А. Д. Перспективное решение вопросов компенсации реактивной мощности в электрических сетях с помощью батарей конденсаторов / А. Д. Демов // Информационные и моделирующие системы в электронике и электроэнергетике. – К. : Наукова думка, 1980. – 140 – 142 с.

74. Демов О. Д. Декомпозиція функції зниження втрат від реактивних навантажень електричних мереж на основі формули Тейлора./ О. Д. Демов, О. В. Слободянюк, О. П. Паламарчук // «Оптимальне керування електроустановками» : міжн. науков.-техн. конф., 2011 р. : тези допов. – Вінниця. – С. 67.

75. Демов О. Д. Декомпозиція функції зниження втрат від реактивних навантажень електричних мереж на основі формули Тейлора / О. Д. Демов, О. П. Паламарчук // Конференції КУСС-2010 : міжнар. наук.-техн. конф. : тези допов. – Вінниця, 2010. – С. 169.

76. Демов О. Д. Абсолютна та відносна декомпозиції електричних мереж при розрахунку компенсування реактивної потужності в них / О. Д. Демов, О. П. Паламарчук // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2010. – № 2. – С. 44–49.

77. Демов О. Д. Декомпозиція електричних мереж при розрахуванні компенсування реактивної потужності в них / О. Д. Демов, О. П. Паламарчук // Вісник національного університету Львівська політехніка, Електроенергетичні та електромеханічні системи. – № 637. – 2009. – С. 24–27.

78. Демов О. Д. Декомпозиція функції втрат активної потужності в електричних мережах при розрахунку компенсації реактивної потужності / О. Д. Демов, О. П. Паламарчук // Вісник КДУ. – № 3. – 2010. – С. 117–120.

79. Демов О. Д. Декомпозиція електричних мереж при розрахунку компенсації реактивної потужності на основі формули Тейлора / О. Д. Демов, В. С. Закарчевська // Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах : міжнар. наук.-техн. конф. : тези допов. – Луцьк, 2012. – С. 133–135.

80. Декомпозиція функції зниження втрат при розрахунку компенсації реактивної потужності на основі формули Тейлора / [В. М. Пірняк, О. Д. Демов, О. В. Слободянюк, О. П. Паламарчук] // Енергетика та електрифікація.– 2012. – № 3. – С. 36–39.

81. Демов О. Д. Використання формули Тейлора для декомпозиції електричних мереж при розрахунку компенсації реактивної потужності на основі. / О. Д. Демов, О. В. Слободянюк, Д. А. Базалицький // Електронний журнал «Наукові праці Вінницького національного університету». – 2012. – № 9. – С. 1–5.

82. Демов О. Д. Компенсація втрат реактивної реактивної потужності в трансформаторах 10/0,4 кВ розподільних мереж енергопостачальних компаній / О. Д. Демов, А. Б. Миндюк, І. О. Бандура // Оптимальне керування електроустановками : міжнар. наук.-техн. конференція : тези допов. – Вінниця, 2011. – С. 68.

83. Демов О. Д. Розрахунок поетапного впровадження конденсаторних установок в розподільні мережі енергопостачальних компаній / О. Д. Демов, І. О. Бандура, Ю. А. Григораш // Проблеми і перспективи енергозбереження комунального господарства і промислових підприємств : міжнар. наук. сем. : тези допов. – Луцьк, 2010. – С. 65–68.

84. Демов О. Д. Розрахунок поетапного впровадження конденсаторних установок в розподільні мережі енергопостачальних компаній при дефіциті коштів/ О. Д. Демов, А. Б. Миндюк, І. О. Бандура // Новини енергетики. – 2011. – Вип. № 38. – 44 с.

85. Демов О. Д. Визначення послідовності місць установлення конденсаторних установок в мережах енергопостачальних компаній / О. Д. Демов, Ю. А. Григораш, О. І. Бандура // КУСС-2010 : міжнар. наук.-техн. конф. : тези допов. – Вінниця, 2010. – С. 170.

86. Демов О. Д. Компенсація втрат реактивної реактивної потужності в трансформаторах 10/0,4 кВ розподільних мереж енергопостачальних компаній / О. Д. Демов, А. Б. Миндюк, І. О. Бандура // Новини енергетики. – 2011. – С. 27–31.

87. Толасов А. Г. Потери на транзит электроэнергии и их распределение между участниками энергообмена / А. Г. Толасов // Электрические станции. – 2002. – № 1. – С. 20–25.

88. Демов О. Д. Розподіл втрат від передачі реактивної потужності в мережах енергопостачальних компаній між споживачами. / О. Д. Демов, А. Ж. Войнаровський, В. В. Захаров // Промелектро. – 2006. – № 1. – С. 12–15.

89. Дюбин Г. Н. Введение в прикладную теорию игр / Г. Н. Дюбин, В. Г. Суздаль. – М. : Наука, 1981. – 336 с.

90. Демов А. Д. Корректирование входных реактивных мощностей промышленных предприятий. / А. Д. Демов, Н. П. Свиридов // Республиканский межведомственный научно-технический сборник «Электрические сети и системы». – К. : Вища школа, 1986. – Вып. 22. – С. 61–65.

91. Метод коректування вхідних реактивних потужностей / [О. Д. Демов, М. П. Свиридов, О. П. Паламарчук, В. В. Захаров] // Електронний журнал «Наукові праці Вінницького національного університету». – 2008. – № 1. – С. 1–5.

92. Демов О. Д. Коригування вхідних реактивних потужностей споживачів з урахуванням економічної стійкості / О. Д. Демов, О. П. Паламарчук // Технічна електродинаміка, 2009. – № 5. – С. 44–47.

93. Демов О. Д. Оптимізація процесу коректування вхідних реактивних потужностей споживачів / О. Д. Демов, О. П. Паламарчук // КУСС–2008 : міжнар. наук.-техн. конф. : тези допов. – Вінниця, 2008. – 151 с.

94. Використання сільських електростанцій для зниження втрат електроенергії в електричних мережах / [О. Д. Демов, Н. М. Гуменна, О. П. Паламарчук, В. В. Захаров] // Енергетика і електрифікація. – № 8. – 2007. – С. 37–40.

95. Демов О. Д. Використання місцевих електростанцій для компенсації реактивної потужності в розподільчих мережах енергопостачальних компаній / [О. Д. Демов, О. П. Паламарчук, В. В. Захаров, Н. М. Гуменна] // Промелектро, 2007. – № 3. – С. 23–26.

96. Демов О. Д. Ще раз про доцільність використання місцевих електростанцій для компенсації реактивної потужності в розподільчих мережах енергопостачальних компаній / [О. Д. Демов, О. П. Паламарчук, В. В. Захаров, Н. М. Гуменна] // Промелектро, 2008. – № 2. – С. 44–46.

Наукове видання

**Демов Олександр Дмитович**

Монографія

**ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЦЕСУ ВПРОВАДЖЕННЯ  
КОМПЕНСУВАЛЬНИХ УСТАНОВОК  
В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ  
ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИХ КОМПАНІЙ**

Редактор Н. Мазур

Оригінал-макет підготовлено О. Демовим

інницький національний технічний університет,  
КІВЦ ВНТУ,  
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,  
ВНТУ, ГНК, к. 114.  
Тел. (0432) 59-85-32.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи  
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.  
Підписано до друку \_\_\_\_\_ р.  
Формат 29,7.42<sup>1</sup>/<sub>4</sub> Папір офсетний.  
Гарнітура Times New Roman.  
Друк різнографічний. Ум. др. арк. ....  
Наклад 100 прим. Зам № .....

Віддруковано у Вінницькому національному технічному університеті,  
в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі,  
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,  
ВНТУ, ГНК, к. 114.  
Тел. (0432) 59-81-59

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи  
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.