

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Кондратюк Денис Сергійович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Обґрунтування вибору критерія оптимізації системи електропостачання
відповідальних споживачів електроенергії
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Кондратюк Д. С.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Гончаренко Юрій Павлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології
(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2024

АНОТАЦІЯ

Кондратюк Д. С. Обґрунтування вибору критерія оптимізації системи електропостачання відповідальних споживачів електроенергії

Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2024.

Основною метою кваліфікаційної роботи є дослідження математичної моделі оптимізації, та формування моделі, критерію оптимальності, а також обмежень при розподіл установок компенсації реактивної потужності.

Робота спрямована на вирішення актуальної проблеми оптимізації систем електропостачання відповідальних споживачів.

Ключові слова: критерій оптимізацій, відповідальні споживачі, електричні мережі, якість електроенергії.

ABSTRACT

Kondratyuk D. S. Justification of the choice of criterion for optimizing the electricity supply system of responsible consumers of electricity

Qualifying work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polissia National University, Zhytomyr, 2024.

The main goal of the qualification work is the research of the mathematical model of optimization, and the formation of the model, the criterion of optimality, as well as limitations in the distribution of reactive power compensation units.

The work is aimed at solving the actual problem of optimization of power supply systems for responsible consumers.

Keywords: optimization criterion, responsible consumers, electric networks, quality of electricity.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СХЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВІДПОВІДАЛЬНИХ СПОЖИВАЧІВ	6
1.1 Аналіз системи гарантованого електропостачання	8
1.2 Аналіз системи гарантованого електропостачання	10
Висновки по розділу 1	17
РОЗДІЛ 2. ВИБІР КРИТЕРІЯ ОПТИМІЗАЦІЇ СЕП	18
2.1 Компенсація реактивною потужності	19
2.2 Завдання і критерії оптимізації режимів	26
Висновки по розділу 2	28
РОЗДІЛ 3. НЕЛІНІЙНІ ОПТИМІЗАЦІЙНІ ЗАВДАННЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	29
3.1 Графічна ілюстрація завдання нелінійного програмування	30
3.2 Градієнтний метод	32
3.3 Метод невизначених множників Лагранжа	34
3.4 Завдання оптимального розподілу активної потужності в енергосистемі	36
3.5 Завдання оптимального розподілу компенсуючих пристроїв в системах електропостачання	38
Висновки по розділу 3	40
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	41
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	42

ВСТУП

Розвиток ринкових відносин у електроенергетиці, високі вимоги до надійності та якості електричної енергії, інтенсифікація технологічних процесів, що впливають на режими роботи електроустановок, неминуче веде до необхідності оцінки їх впливу та на проблему оптимізації схем та параметрів електропостачання.

У даний час завдання оптимізації придбали велике значення, особливо в галузі електроенергетики. Електроенергетика пронизує все народне господарство і утворює ієрархію великих керованих систем, управління розвитком та функціонуванням яких можливе лише на основі сучасних методів оптимізації

У зв'язку з цим, оптимізація завдань енергетики як у частині виробничо-господарської діяльності, так і в розрахунку режимів з застосуванням сучасних методів і технічних засобів, з метою забезпечення доцільних економічних і надійних показників, є актуальним завданням.

Об'єктом дослідження являються – відповідальні споживачі.

Мета роботи – дослідження математичної моделі оптимізації, та формування моделі, критерію оптимальності, а також обмежень при розподіл установок компенсації реактивної потужності.

Особливість випускної кваліфікаційної роботи полягає у оптимізації електропостачання відповідальних споживачів

Результати дослідження – робота спрямована на вирішення актуальної проблеми оптимізації систем електропостачання відповідальних споживачів.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Гончаренко Ю. П., Кондратюк Д. С. ЗАВДАННЯ І КРИТЕРІЇ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Біоенергетичні системи: Матеріали VIII міжнародної науково-практичної конференції «Біоенергетичні системи». 12-14 листопада 2024 р. Житомир: Поліський національний університет, 2024. 31-33 с.

Гончаренко Ю. П., Кондратюк С. О. ПРО ОПТИМІЗАЦІЙНІ ЗАВДАННЯ
В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2024» 31 жовтня 2024 року. Житомир: Поліський національний університет, 2024.- С 123-125.

Кондратюк Д. С. ЗАВДАННЯ ОПТИМАЛЬНОГО РОЗПОДІЛУ
АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2024» 31 жовтня 2024 року. Житомир: Поліський національний університет, 2024.- С 105-107.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СХЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВІДПОВІДАЛЬНИХ СПОЖИВАЧІВ

Майже всі промислові об'єкти та громадсько-адміністративні будівлі містять у своїй структурі електроприймачі першою категорії і особливої групи по безперебійності електропостачання. Перераховані електроприймачі в своїй більшості чутливі до перерв електропостачання та відхилень параметрів якості електроенергії від номінальних. До таких об'єктів відносяться [1]: нафтопереробні підприємства - перша категорія: всі електроприймачі, що приймають участь у технологічному процесі і відносяться до систем пожежогасіння. Особлива група: - електродвигуни повітряних охолоджувачів продуктів, електрозасувки, автоматизовані системи управління технологічним процесом (АСУ ТП) (розподілена система управління і протиаварійний захист - РСУ/ПАЗ), релейна захист та автоматика (РЗіА), системи евакуаційного висвітлення [1];

- хімічні комбінати;

- металургійні підприємства - перша категорія: лінії безперервного розливання сталі, прокатні стани, електроножиці, холодильники, печі для розігріву прокату[1];

- особлива група: АСУ ТП, РЗіА, евакуаційне висвітлення;

- цементні заводи;

- газо- та нафтопроводи - перша категорія: все електроустаткування компресорних та перекачувальних станцій; особлива група: електрозасувки, АСУ ТП, РЗіА, системи евакуаційного освітлення;

- кар'єри;

- інформаційно-обчислювальні комплекси;

- системи власних потреб електростанцій .

Для забезпечення електропостачання особливою групи електроприймачів першої категорії має передбачатися додаткове живлення від третього незалежного джерела живлення, що взаємно резервується. Як третє незалежне джерела живлення для особливою групи електроприймачів і в якості другого

незалежного джерела живлення для решти електроприймачів першою категорії можуть бути використані місцеві електростанції, електростанції енергосистем (зокрема, шини генераторної напруги), призначені для цих цілей агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї і т.п.

Приймачі електроенергії I категорії повинні забезпечуватись електроенергією від двох незалежних взаємно резервуючих джерел живлення, та перерва їх електропостачання при порушенні електропостачання від одного джерела живлення може бути допущена лише на час автоматичного відновлення живлення [1].

Для електропостачання особливою групи приймачів електроенергії I категорії повинно передбачатися додаткове живлення від третього незалежного взаємно резервуючого джерела живлення [1]. Незалежним джерелом живлення приймача електроенергії або групи приймачів електроенергії називають джерело живлення, на якому зберігається напруга в межах, регламентованих ПУЕ для післяаварійного режиму, при зникненні його на другому або інших джерелах живлення цих приймачів.

До незалежних джерел живлення відносять дві секції або системи шин однієї або двох електростанцій і підстанцій при одночасному дотриманні наступних двох умов:

1) кожна секція або система шин в свою чергу має живлення від незалежного джерела живлення;

2) секції (системи) шин не пов'язані між собою або мають зв'язок, автоматично що відключаються при порушенні нормальної роботи однієї секції (системи) шин.

У якості третього незалежного джерела живлення для особливою групи приймачів електроенергії та як друге незалежне джерело живлення для інших приймачів I категорії використовують місцеві електростанції, електростанції енергосистем, спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї і т. п. [1]. Якщо резервуванням електропостачання не можна забезпечити необхідну безперервність технологічного процесу або якщо

резервування електропостачання економічно недоцільно, здійснюють технологічне резервування [1]. Електропостачання приймачів електроенергії I категорії з особливо складним технологічним процесом, що вимагає тривалого часу на відновлення робочого режиму, за наявності техніко-економічних обґрунтувань з дійснюють від двох незалежних взаємно резервуючих джерел живлення, до яким пред'являють додаткові вимоги, обумовлені особливостями технологічного процесу.

1.1 Аналіз системи гарантованого електропостачання

Спочатку розглянемо схему живлення з наскрізними подвійними магістралями. Така схема наведена на рис.1.1.

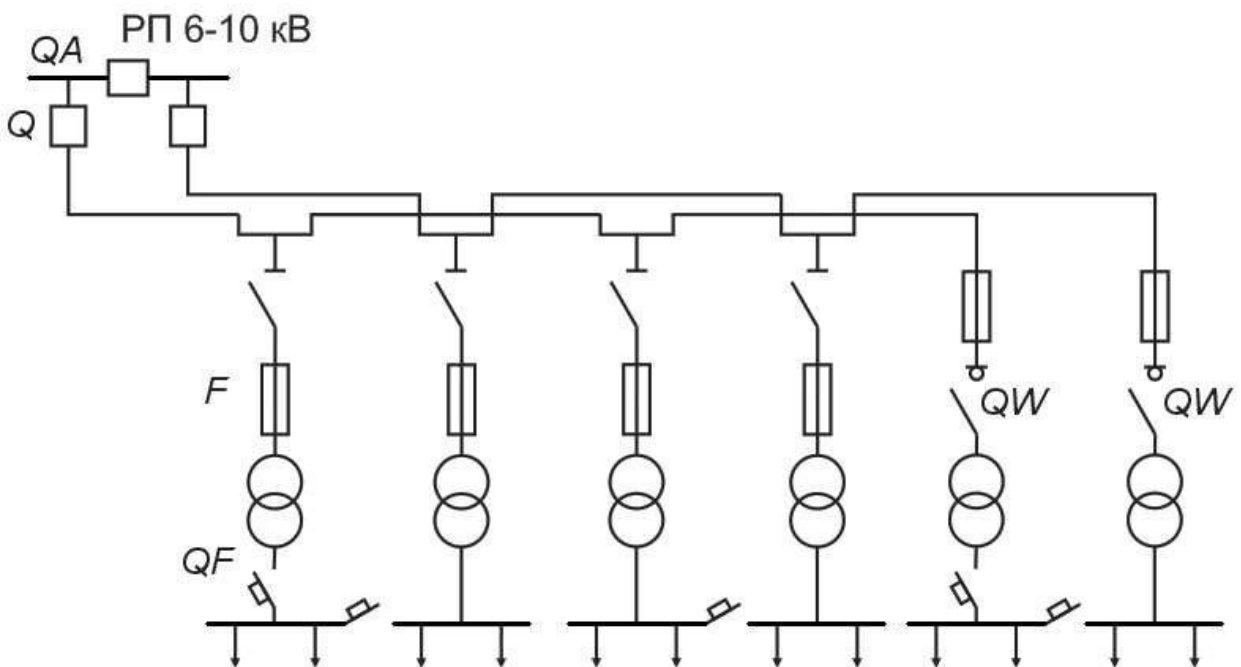


Рисунок 1.1 - Характерна схема живлення наскрізними подвійними магістралями в системі внутрішнього електропостачання промислового підприємства

Така схема застосовується, коли необхідно зберегти переваги магістральних схем та забезпечити високу надійність живлення. У даній мережі при пошкодженні будь-якої живильної магістралі вищої напруги надійне забезпечення живлення відбувається по другій магістралі завдяки автоматичному перемикачню споживачів на секцію нижчих шин напруги

трансформатора, який залишається у роботі. Це перемикання відбувається з часом 0,1-0,2 с, що практично не відбивається на електропостачання споживачів.

При проектуванні та експлуатації систем електропостачання промислових підприємств, як правило, рідко зустрічаються схеми, побудовані тільки по радіальному або тільки по магістральному принципам. Зазвичай відповідальні і великі споживачі або приймачі живляться за радіальної схемою.

Середні і дрібні споживачі групують, і їх живлення здійснюють по магістрального принципу. Таке рішення дозволяє створити схему внутрішнього електропостачання з найкращими техніко-економічними показниками. на рисунку 1.2 наведено така змішана схема живлення.

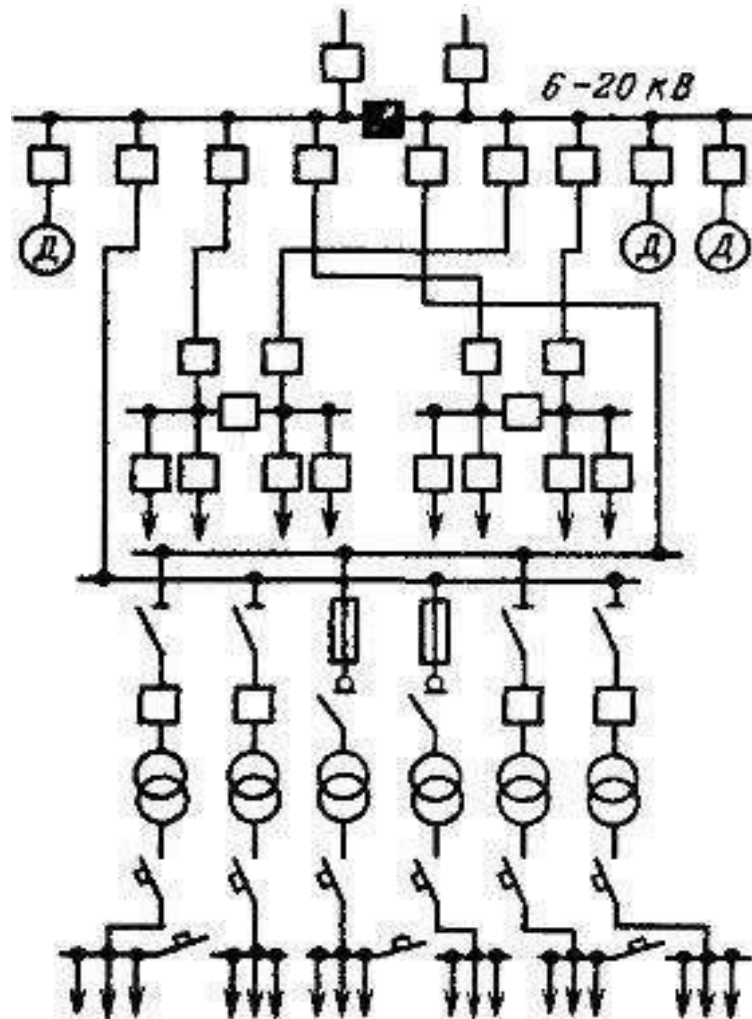


Рисунок 1.2 - Характерна змішана (радіально-магістральна) схема живлення системи внутрішнього електропостачання промислового підприємства

1.2 Аналіз системи гарантованого електропостачання

Для електричних мереж спільного призначення в Україні характерно низька якість електричної енергії - відключення, високочастотний шум, відхилення частоти, провали напруги та ін. висновку Технічного регламенту з електромагнітної сумісності обладнання [3], вимоги ДСТУ EN 50160:2014 до показниками якості електричної енергії (ПЯЕ) енергопостачальними і енергорозподільчими організаціями, як правило, не виконуються [2,4]. Крім того, вимоги щодо якості електроенергії, встановлені в ДСТУ, найчастіше недостатньо високі в відношенні сучасного телекомунікаційного обладнання.

Очевидно, що підключення до реально існуючих електричних мереж високотехнологічного обладнання, чутливого до погіршення якості електричної енергії (комп'ютерів, активного обладнання обчислювальних мереж, телекомунікаційної апаратури, банківського і офісного обладнання), пов'язано не тільки з підвищеним ризиком порушення функціонування, але і виходу даного обладнання з ладу.

У цих умовах встановлення статичних джерел безперебійного живлення (ДБЖ), що працюють в режимі "on-line" (подвійного перетворення), як засоби отримання електроенергії необхідної якості, є необхідною передумовою забезпечення стійкою роботи комп'ютерного і телекомунікаційного обладнання. Крім того, для сучасного обладнання характерне застосування імпульсних блоків живлення з нелінійним характером споживання. Використання потужних трифазних ДБЖ із подвійним перетворенням для живлення такого роду обладнання є оптимальним, оскільки дозволяє уникнути перевантажень нейтральних кабелів вхідних електромереж і обладнання трансформаторних підстанцій. Потужні ДБЖ структури "on-line" є основою побудови систем гарантованого енергопостачання (СГЕ) та забезпечують якісну роботу підключеною до них навантаження як в штатному режимі (при наявності електроживлення на вході), так і в автономному режимі (при відключенні вхідний) мережі електроживлення) за рахунок енергії,

накопиченої в акумуляторних батареях. Як правило, такі системи проектуються для роботи в автономному режимі протягом проміжку часу від кількох хвилин до кількох годин. При необхідності забезпечення роботи підключеною навантаження в терміни більше тривалого часу в якості резервного джерела енергії в комплекс включаються автономні електрогенераторні установки, побудовані на базі двигунів внутрішнього згоряння (як правило, дизельних).

В даний час час найбільше поширення отримали дві основні структури СГЕ-централізована і розподілена (локалізована). Централізована система містить одне ДБЖ, до якого підключені все відповідальні споживачі. У розподіленій системі кожен споживач (або група локальних споживачів) запитується від окремого (локального) ДБЖ. Узагальнена схема системи гарантованого енергопостачання, побудованою по розподіленою схемою, зображена на рисунку 1.3.

Основною перевагою такої системи є можливість її реалізації без переробки мережного розведення, особливо при використанні "розеткових" ДБЖ, простота нарощування або зміни конфігурації. При відмові одного з ДБЖ відбувається відключення тільки частини системи, і, при наявності одного апарату в "холодному" резерві, наслідки відмови можуть бути усунені в перебіг кількох хвилин. Іншим важливим перевагою цією системи може бути також те, що при відповідному виборі типів ДБЖ для їх розміщення не потрібновиділення спеціальних приміщень.

Недоліком розподіленої системи є неефективне використання ресурсів акумуляторних батарей через неможливість забезпечення однакового навантаження для всіх ДБЖ. Час автономної роботи всією системою визначається найбільш навантаженим апаратом з найбільш розрядженими при попередніх відключеннях живлення батареями, при цьому час автономної роботи не може бути збільшено відключенням навантаження від інших ДБЖ. Іншим суттєвим недоліком цією системи є її низька стійкість при перевантаженні, викликаних помилковим підключенням додатковго

навантаження або коротким замиканням. Підвищена чутливість до перевантажень обумовлена тим, що запас потужності локальних ДБЖ може бути порівняним з пусковою потужністю не тільки кондиціонера або пылососа (5-10 кВт), а також лазерного принтера або ксерокопіювального апарату (2-5 кВт) і навіть кольорового монітора з екраном розміром 19-21 дюйм із петлею розмагнічування (1-2 кВт).

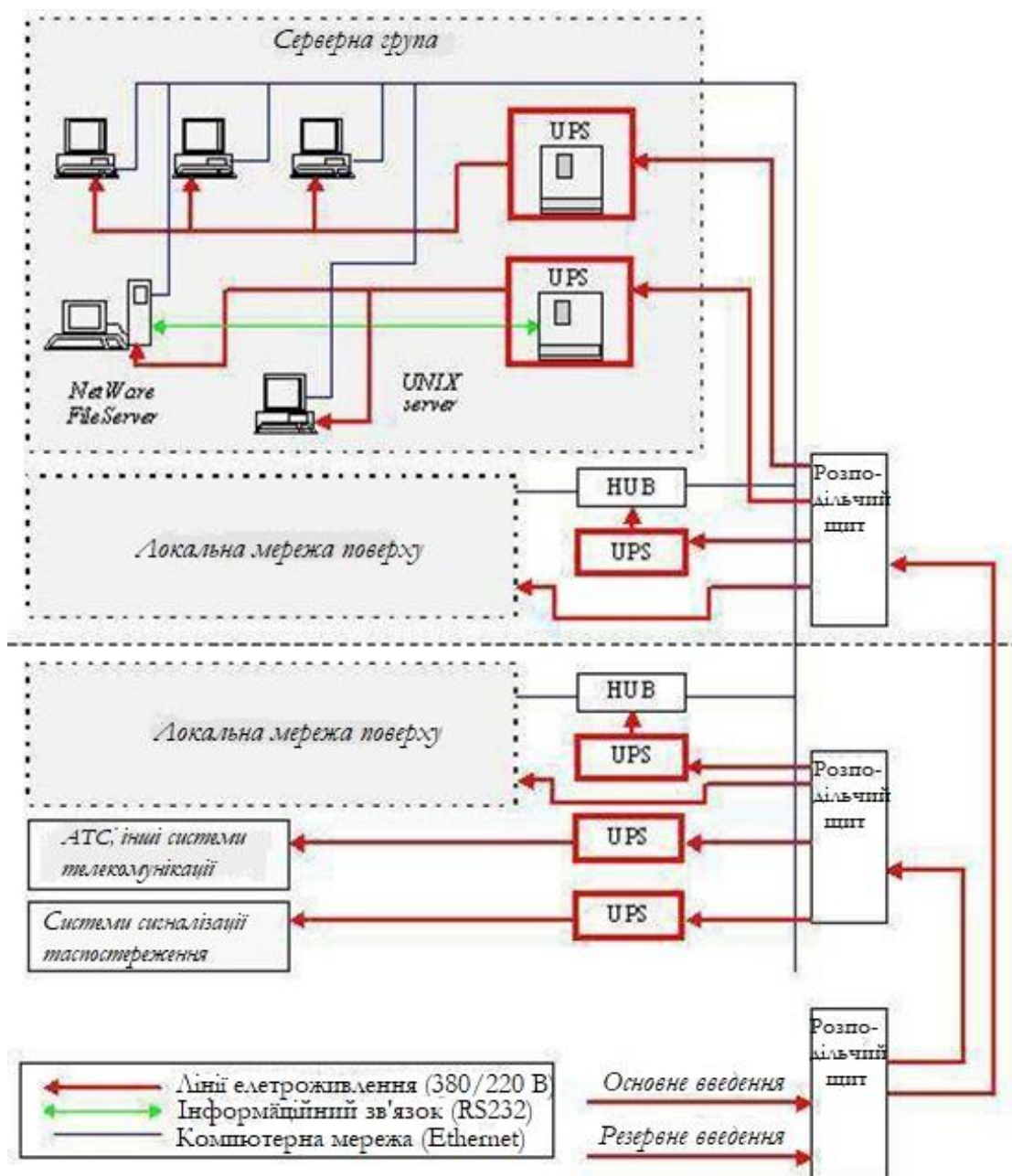


Рисунок 1.3 - Розподілена СГЕ

Інший істотний недолік розподіленої СГЕ має місце при використанні великої кількості однофазних ДБЖ. Як вже зазначалося вище, значна частина сучасного комп'ютерного та телекомунікаційного

обладнання має блоки живлення, що характеризуються нелінійним характером споживання ($\cos\phi = 0.7-0.8$). При підключенні кількох подібних споживачів до однофазної мережі (з робочою напругою 220 В), яка є складовою частиною трифазної мережі енергопостачання (робоча напруга 380 В), в нейтральному провіднику виникають струми, пікові значення яких можуть перевищувати значення струмів у фазних провідниках. З урахуванням того факту, що електричні мережі в нашій країні виконуються з нейтральним провідником меншого (порівняно з фазним) перерізу, неминучі перевантаження та виникнення перешкод у нейтралі, які призводять до зниження надійності мережі електроживлення.

Підвищення надійності електроживлення можливо при прокладці кабельних мереж з великим (в 1.5-1.7 рази) перетином нейтрального провідника порівнянні з фазними провідниками. Слід відмітити, що такі роботи в частині міських мереж енергопостачання, як правило, надзвичайно утруднені.

Переваги цієї системи (рисунки 1.4) визначаються концентрацією запасу потужності і ємності батарей. Така система менше чутлива до локальних навантажень і навіть витримує короткі замикання, перехідний опір яких перевищує деяку величину, що визначається запасом вихідної потужності ДБЖ. Збільшення часу автономності досягається простим відключенням менше відповідальних споживачів.

Іншою перевагою централізованої СГЕ, побудованої на базі потужного трифазного ДБЖ, є виключення перевантажень нейтрального провідника на вході ДБЖ, що підвищує надійність всієї мережі електроживлення, і, що суттєво, не вимагає проведення робіт з перекладки кабельних ліній, за якими здійснюється енергопостачання будівлі.

Недоліком централізованої системи є більш висока порівняно з розподіленою системою ймовірність локальної відмови, виражається у безточенні споживачів через несправності розгалуженої вихідної мережі електроживлення або виходу з ладу (пов'язаного з виникненням короткого

замикання в ланцюзі живлення) одного з споживачів.

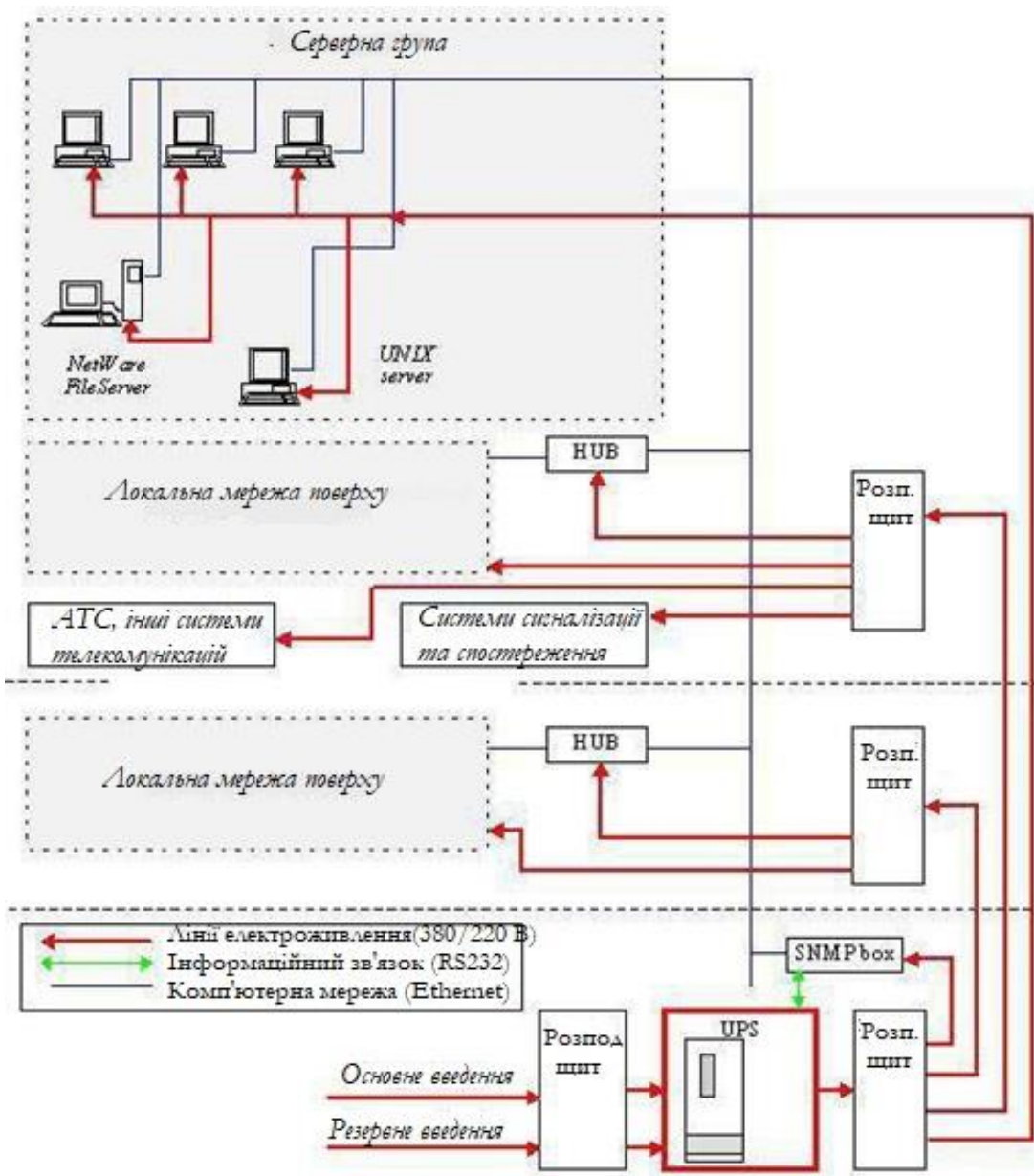


Рисунок 1.4 - Централізована система СГЕ

Вартість апаратних коштів централізованою системи при рівній потужності і однакових схемотехнічних рішеннях ДБЖ, природно, нижче в порівнянні з розподіленою системою, однак при виборі даної структури СГЕ необхідно враховувати вартість можливого переобладнання мережі електроживлення в випадку реконструкції чинної системи, а також необхідність виділення спеціального приміщення і кваліфікованого персоналу.

У чистому вигляді кожна з розглянутих систем застосовується достатньо

рідко. Використання централізованої системи доцільно при концентрації обладнання, виконуючого єдине завдання і що складається з компонентів одного класу надійності і однакового по характеристикам енергоспоживання. Такі системи застосовуються, як правило, у видавничих комплексах, великих центрах супутникового зв'язку і т. п. Типовими для розподіленої системи є такі адміністративні установи (мерія, міністерство), у яких велика кількість персональних ЕОМ працюють у режимі незалежних робочих станцій, часто без об'єднання їх в локальну обчислювальну мережу.

Для усунення недоліків кожною з систем на практиці застосовують дворівневу систему, яка представляє собою комбінацію централізованої та розподіленої системи. Завдання оптимізації такої системи з точки зору потужності і вартості обладнання складається в визначенні найбільш відповідальних споживачів та мінімізації числа груп споживачів шляхом відповідного конфігурування локальною обчислювальною мережі.

При виборі дворівневої структури, крім установки одного ДБЖ великої потужності (або комплексу паралельно функціонуючих ДБЖ, розташованих в одному місці (як правило, поблизу електричного введення вбудинок), окремі найбільш відповідальні споживачі захищаються за допомогою локальних ДБЖ меншої потужності. Метою такого резервування є захист такого обладнання, як, наприклад, файлові сервери і найбільш відповідальні робочі станції управління ЛПЗ (ліній повітряного зв'язку), комунікаційне обладнання, системи зв'язку від знеструмлення внаслідок аварій кабельної мережі всередині будівлі, спричинених локальними ушкодженнями, короткими замиканнями або перевантаженнями (у тому числі мережі чистого електроживлення, підключеною до основного ДБЖ).

При виборі будь-якого з варіантів побудови гарантованої системи енергопостачання на базі ДБЖ при необхідності забезпечення тривалої роботи в автономному режимі (тобто при відключенні вхідної електромережі) такий комплекс доповнюється однієї або декількома дизельними генераторними установками (ДГУ) для забезпечення тривалої автономної роботи (протягом

десятьквiв годин i бiльше). Такi генератори комплектуються системою автоматичного запуску i глушиння з комутацiєю навантаження i можуть бути додатково забезпеченi пультами вiддаленого управлiння та контролю.

Узагальнена схема дворiвневої СГЕ показана на рис.1.5.

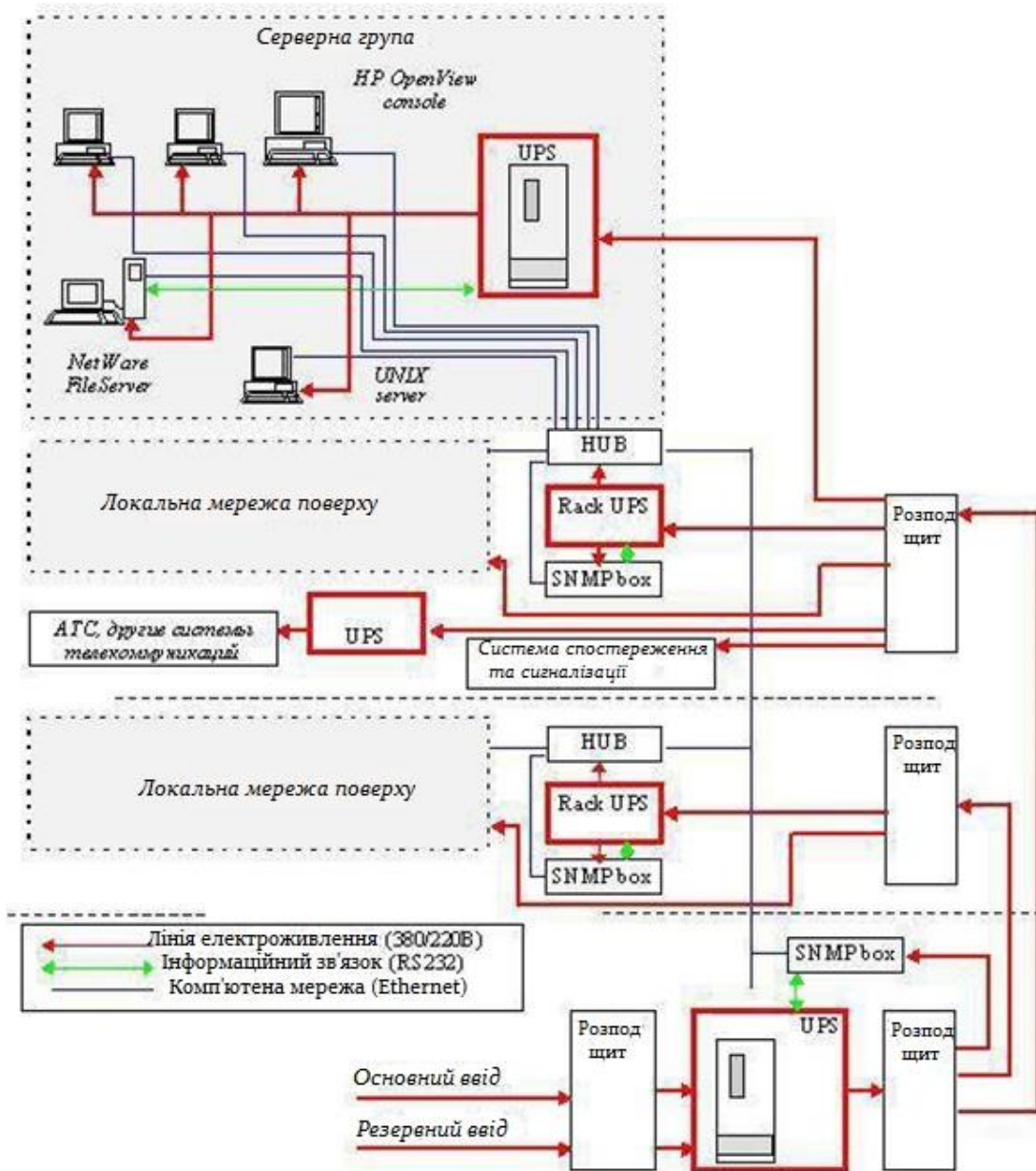


Рисунок 1.5 - Узагальнена схема дворiвневої СГЕ

Висновки по першому роздiлу

Показанi приклади побудови систем та проведено аналіз схем

електропостачання відповідальних споживачів.

Визначено, що найбільш раціональним варіантом являється побудова гарантованої системи енергопостачання на базі дворівневої схеми електропостачання.

ВИБІР КРИТЕРІЯ ОПТИМІЗАЦІЇ СЕП

В даний час завдання оптимізації СЕП промислового призначення складаються у наступному.

Перше завдання це доведення до мінімуму числа ступенів трансформації у існуючих СЕП. Слід вважати, що три ступені трансформації більш чим достатньо. Водночас ми маємо, як правило, кількість ступенів трансформації, що сягає п'яти-шести. На кожному щаблі трансформації губиться до 5-7% всієї живильної потужності яка проходить через неї [5].

Друга завдання це застосування підвищених напруги. Рішення цього завдання дозволяє вдало вирішити перше завдання зменшення втрат потужності в трансформаторах на всіх ступенях напруги та в самій системі СЕП за рахунок зменшення струму.

На наших СЕП не застосовується напруга 20 кВ і водночас вона широко застосовується у всіх країнах світу. Наприклад, у Болгарії існують системи електропостачання з двома сходами трансформації, живлення здійснюється по лініям 220 кВ, перша трансформація на понижувальних підстанціях 220/20 кВ. Далі розподіл електроенергії на напрузі 20 кВ і друга трансформація безпосередньо у приймачів електроенергії 10; 6; 0,55; 0,4 і 0,23 кВ [3]. Ефективність таких систем велика, забезпечується мінімум втрат потужності, покращується якість електроенергії і умови регулювання, зменшуються відхилення напруги.

Третя завдання має пряме ставлення до відхилення напруги. При застосуванні напруги 20 кВ для розподільчих систем замість 6 та 10 кВ зниження відхилень напруги за рахунок зменшення втрат напруги дозволить підвищити якість електроенергії, полегшити нормативну продуктивність виробничих механізмів і значно скоротити вплив відхилень напруги на характеристики освітлювальних приладів.

Четверте завдання пов'язане з появою в системах промислового електропостачання приймачів електроенергії з нелінійними характеристиками

(електричні печі, потужні напівпровідникові випрямні підстанції та т.д.), що наводить до спотворення кривий напруги. Напруга стає несинусоїдальною, з'являються вищі гармонійні складові, збільшуються втрати потужності. Крім того, поява вищих гармонійних складових обумовлює виникнення резонансів струмів, які виводять із ладу за рахунок нагріву і пробоїв статичні конденсатори, встановлювані для компенсації реактивної потужності електромережі.

П'ята завдання виникає внаслідок не симетрії напруги і струмів. Не симетрія погіршує якість електричної енергії, викликає додаткові втрати електроенергії, погіршує роботу двигунів, трансформаторів, кабелів і т. п.

Шоста завдання пов'язана з раціоналізацією систем промислового електропостачання, ведучою до скорочення витрати електроенергії і непродуктивних втрат. Таким чином, побудова оптимальної системи електропостачання припускають рішення всіх завдань зазначених вище.

2.1 Компенсація реактивною потужності

Одним з основних питань, які вирішуються як на стадії проектування, так і в процесі експлуатації систем електропостачання (СЕР) промислових об'єктів, є компенсація реактивної потужності (РП) [10, 12]. Відповідно до чинних нормативних документів та керуючими технічними матеріалами як основний засіб компенсації РП на промислових підприємствах слід застосовувати силові конденсатори [13]. Для компенсації РП в електричних мережах загального призначення, як правило, застосовуються комплектні конденсаторні установки (КУ), що містять крім конденсаторів різне допоміжне електроустаткування: комутаційні і захисні апарати, розрядні резистори, пристрої керування тощо [6]. На промислових підприємствах в першу чергу слід використовувати КУ напругою до 1 кв. Високовольтні конденсаторні батареї, що випускаються заводами-виробниками на номінальну напругу 6,3 та 10,5 кВ, можуть застосовуватися лише на промислових підприємствах з безперервним режимом роботи при техніко-економічному обґрунтуванні [14].

Розглянемо, як впливає компенсація РП у мережі ного підприємства на загальні втрати активної потужності в лінії електропередачі з обліком діелектричних втрат в конденсаторі. Для цього розглянута схема електричної мережі, наведена на рис. 2.1.

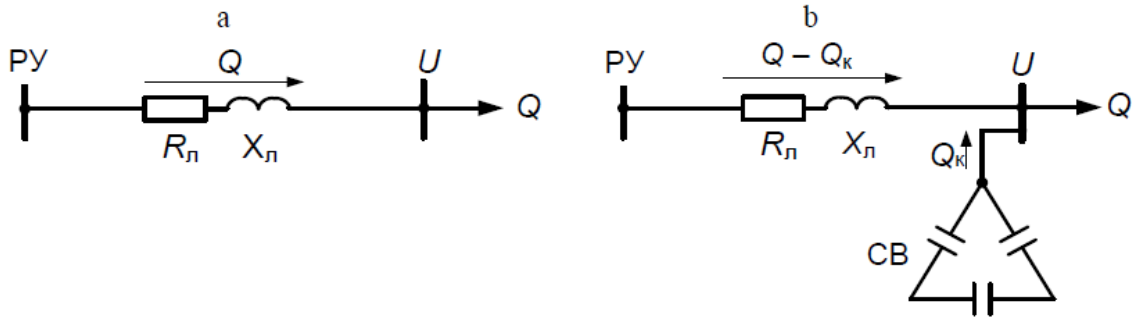


Рисунок 2.1. Схема електричної мережі: а - без компенсуючого пристрою; б - з конденсаторною установкою

Лінія електропередачі, що має активний ($R_{л}$) та індуктивний ($X_{л}$) опори, приєднана до шин розподільчого пристрою (РП) трансформаторної підстанції (або розподільчого пункту). Лінія живить споживача електроенергії з реактивним навантаженням Q . При відсутності КУ з мережі живлення (напругою до 1 кВ або 10 (6) кВ) по лінії передається реактивна потужність Q (рис. 2.1а). Зазначимо, що тут не враховано втрати реактивної потужності в лінії та її зарядна потужність, так як вони незначні у зв'язку з тим, що в СЕП промислових підприємств, як правило, застосовуються кабельні лінії щодо невеликої довжини.

Якщо до шин споживача електроенергії підключити конденсаторну установку СВ, генеруючу реактивну потужність $Q_{к}$ (Рис.2. 1б), то споживана з мережі 10 (6) кВ РП зменшиться і складе величину ($Q - Q_{к}$). При цьому знизиться реактивне навантаження лінії електропередачі, отже, втрати активної потужності, спричинені проходженням по лінії реактивного струму.

Величина, на яку знижуються втрати активної потужності в активному опорі лінії електропередачі за рахунок застосування КУ, визначається по формулі [11]

$$\delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2, \quad (2.1)$$

де $\Delta P_1, \Delta P_2$ - втрати активної потужності в лінії, обумовлені реактивним навантаженням до і після включення компенсуючого пристрої відповідно, кВт.

Формула (2.1) може бути представлена в наступному вигляді:

$$\delta P_{\text{л}} = \frac{Q^2}{U^2} \cdot R_{\text{л}} \cdot 10^{-3} - \frac{(Q - Q_{\text{к}})^2}{U^2} \cdot R_{\text{л}} \cdot 10^{-3}, \quad (2.2)$$

де $R_{\text{л}}$ - активний опір однієї фази лінії, Ом; Q – реактивна навантаження споживача, що живиться по лінії, квар; $Q_{\text{к}}$ - потужність КУ наприкінці лінії, квар; U – дійсна напруга лінії електропередачі, кВ.

Після перетворення (2.2) отримаємо

$$\delta P_{\text{л}} = (2QQ_{\text{к}} - Q_{\text{к}}^2) \frac{R_{\text{л}}}{U^2} \cdot 10^{-3}. \quad (2.3)$$

Як видно з вирази (2.3) $\delta P_{\text{л}}$ має позитивне значення (тобто. втрати потужності знижуються) тільки за умови $2QQ_{\text{к}} \geq Q_{\text{к}}^2$. В інших випадках $\delta P_{\text{л}} \leq 0$.

У розрахунках слід враховувати, що в самих КУ також мають місце втрата активної потужності. І тут величина, на яку знижуються втрати активної потужності в лінії електропередачі при компенсації реактивною потужності, визначається за виразом [11]

$$\delta P_{\text{л}} = (2QQ_{\text{к}} - Q_{\text{к}}^2) \frac{R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}^2} \cdot 10^{-3} - k_{\text{ку}} Q_{\text{к}}, \quad (2.4)$$

де $k_{\text{ку}}$ - питомі втрати активною потужності в компенсуючих пристроях, кВт/квар.

Реактивну потужність споживача електроенергії, передану по лінії до включення КУ, визначимо як

$$Q = \frac{U^2}{X_{\text{н}}}, \quad (2.5)$$

де $X_{\text{н}}$ - реактивне опір навантаження, кОм.

Потужність, генерована КУ, залежить від величини підведеної напруги. Номінальна потужність КУ $Q_{\text{кн}}$ генерується тільки при умові, що в точці її підключення напруга електричної мережі U дорівнює номінальній напрузі КУ $U_{\text{ном}}$. При фактичних значеннях напруги U , відмінних від $U_{\text{ном}}$,

потужність КУ складе [9]

$$Q_{\kappa} = Q_{\kappa n} \frac{U^2}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (2.6)$$

Запишемо (2.4) з урахуванням формул (2.5) і (2.6)

$$\delta P_{\text{л}} = \left(2 \frac{U^2}{X_{\text{н}}} Q_{\kappa} \frac{U^2}{U_{\text{ном}}^2} - \left(Q_{\kappa n} \frac{U^2}{U_{\text{ном}}^2} \right)^2 \right) \frac{R_{\text{л}}}{U^2} \cdot 10^{-3} - k_{\text{ку}} Q_{\kappa n} \frac{U^2}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (2.7)$$

Вираз (2.7) представимо в вигляді

$$\delta P_{\text{л}} = \left(2 \frac{U^4}{X_{\text{н}}} \frac{Q_{\kappa n}}{U_{\text{ном}}^2} - Q_{\kappa n}^2 \frac{U^4}{U_{\text{ном}}^4} \right) \frac{R_{\text{л}}}{U^2} \cdot 10^{-3} - k_{\text{ку}} Q_{\kappa n} \frac{U^2}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (2.8)$$

Виконаємо подальші перетворення аналізованої залежності:

$$\delta P_{\text{л}} = \left(2 \frac{U^2}{X_{\text{н}}} \frac{Q_{\kappa n}}{U_{\text{ном}}^2} - Q_{\kappa n}^2 \frac{U^2}{U_{\text{ном}}^4} \right) R_{\text{л}} \cdot 10^{-3} - k_{\text{ку}} Q_{\kappa n} \frac{U^2}{U_{\text{ном}}^2}; \quad (2.9)$$

$$\delta P_{\text{л}} = \left(Q_{\kappa n} 2 \frac{U^2}{U_{\text{ном}}^2 X_{\text{н}}} - Q_{\kappa n} \frac{U^2}{U_{\text{ном}}^2} \frac{Q_{\kappa n}}{U_{\text{ном}}^2} \right) R_{\text{л}} \cdot 10^{-3} - k_{\text{ку}} Q_{\kappa n} \frac{U^2}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (2.10)$$

В результаті отримаємо наступну формулу для розрахунку ступеня зниження втрат активною потужності в лінії електропередачі при установці у споживача компенсуючого пристрою:

$$\delta P_{\text{л}} = Q_{\kappa n} \frac{U^2}{U_{\text{ном}}^2} \left(\left(\frac{2}{X_{\text{н}}} - \frac{Q_{\kappa n}}{U_{\text{ном}}^2} \right) R_{\text{л}} \cdot 10^{-3} - k_{\text{ку}} \right). \quad (2.11)$$

Вираз (2.11) дозволяє досліджувати залежність величини $\delta P_{\text{л}}$ від змінних що входять до неї. У статті розглядається вплив величини напруги електричної мережі на зниження втрат потужності в лінії електропередачі з урахуванням діелектричних втрат у конденсаторах. При цьому передбачається, що значення напруги задається живильним силовим трансформатором і незначно змінюється по довжині лінії.

Дійсна напруга, яка підведена до затискачів КУ, можна визначити як

$$U = \alpha U_{\text{ном}}, \quad (2.12)$$

де α - коефіцієнт, що показує, у скільки разів фактичне значення напруги відрізняється від $U_{\text{ном}}$.

Підприємствами електротехнічної промисловості конденсатори на напрузі до 1 кВ випускаються з різними значеннями $U_{\text{ном}}$ (220, 230, 380, 400, 415 і т. д.). При проектуванні, як правило, вибираються комплектні КУ, у яких $U_{\text{ном}}$ дорівнює номінальній напрузі мережі. У той же час КУ включаються в різних точках мережі, в яких фактично напруга U може відрізнятись від номінального значення через зміни втрат напруги в елементах системи електропостачання при нерівному графіку електричного навантаження.

До мережі напругою до 1 кВ підключаються освітлювальні і силові електроприймачі, для яких нормується усталене відхилення напруги δU_y від номінального значення. Нормально допустимі значення δU_y на виводах електроприймачів електричної енергії дорівнюють $\pm 5\%$. Таким чином, при однакових номінальних напругах КУ та електричної мережі коефіцієнт α можна розглядати як допоміжний параметр якості електроенергії, який в нормальному режимі має значення від 0,95 до 1,05.

У мережах 6–10 кВ промислових підприємств у нормальних умовах експлуатації напруга може змінюватись в межах $\pm 5\%$ від номінального значення. У той же час у них застосовуються КУ з конденсаторами, які мають номінальні напруги 6,3 і 10,5 кВ. Отже, в високовольтних електроустановках коефіцієнт $\alpha = 0,95-1,00$.

Запишемо вираз (2.11) з урахуванням (2.12):

$$\delta P_{\text{л}} = Q_{\text{кн}} \alpha^2 \left(\left(\frac{2}{X_{\text{н}}} - \frac{Q_{\text{кн}}}{U_{\text{ном}}^2} \right) R_{\text{л}} \cdot 10^{-3} - k_{\text{ку}} \right). \quad (2.13)$$

Дослідимо функцію (2.13) з допомогою похідних [9]. Знайдемо її точки екстремуму, а також інтервали зростання і спадання, продиференціювавши $\delta P_{\text{л}}$ з основи α :

$$\delta P'_{\text{л}} = 2Q_{\text{кн}} \alpha \left(\left(\frac{2}{X_{\text{н}}} - \frac{Q_{\text{кн}}}{U_{\text{ном}}^2} \right) R_{\text{л}} \cdot 10^{-3} - k_{\text{ку}} \right). \quad (2.14)$$

Похідна представляє собою лінійну функцію, рівну нулю при $\alpha = 0$. Ця точка розбиває всю область визначення цієї функції на два інтервали: $(-\infty, 0)$ та $(0, \infty)$. Знаки похідної ліворуч і праворуч критичної точки $\alpha = 0$ відзначені на рис. 2.2.

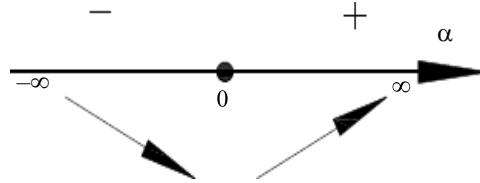


Рисунок 2. 2. До дослідження знаку похідної

Очевидно, що точка $\alpha = 0$ є точкою мінімуму функції, яка зменшується на інтервалі $(-\infty, 0)$ і зростає на інтервалі $(0, \infty)$.

Виконаємо графічне дослідження отриманої залежності (2.13). Функція представляє собою параболу, гілки якої спрямовані вгору, а вершина знаходиться у точці мінімуму функції $(0, 0)$. Водночас при аналізі графічного зображення функції (2.13) слід враховувати два фактора, які обмежують область значень аргументу функції α [10]:

- в відповідно з фізичним змістом параметра α область його визначення включає в себе лише невід'ємні числа ($\alpha \geq 0$);
- згідно вимогам, пред'явленим до параметрам якості електричної енергії, зокрема щодо гранично допустимих відхилень напруги від номінального значення, коефіцієнт α повинен належати проміжок $[0,95; 1,05]$.

Побудова графіка функції (2.13) з урахуванням всіх накладених на аргумент функції обмежень дозволяє наочно проілюструвати відповідь на питання, зростає або зменшується величина зниження втрат активної потужності у лінії електропередачі при компенсації реактивної потужності з обліком втрат в КУ при зміні напруги мережі в нормованих кордонах: $\pm 5\%$ від величини $U_{\text{ном}}$.

При $\alpha = 1$, тобто при підведеній до КУ напрузі, що дорівнює номінальній, формула для розрахунку величини зниження втрат потужності $P_{\text{лн}}$ в лінії при

встановлення КУ має вигляд

$$\delta P_{ли} = Q_{кн} \left(\left(\frac{2}{X_n} - \frac{Q_{кн}}{U_{ном}^2} \right) R_l \cdot 10^{-3} - k_{ку} \right). \quad (2.15)$$

З урахуванням (2.15) формулу (2.13) представимо як

$$\delta P_{л} = \alpha^2 \delta P_{ли}. \quad (2.16)$$

Очевидно, що при $\alpha = 1$ для КУ забезпечується найбільш раціональний режим за напругою. Тому будемо розглядати його як базовий при оцінці ступеня зміни втрат потужності при установці у електричній мережі промислового підприємства КУ. Тоді відносно зниження втрат активної потужності в лінії електропередачі при використанні КУ

$$\delta P_{лв}(\alpha) = \frac{\delta P_{л}}{\delta P_{ли}} = \alpha^2. \quad (2.17)$$

Побудуємо графік функції (2.17) і відобразимо на ньому межі допустимою області визначення параметра α в відповідно з зазначеними вище обмеженнями, що накладаються на цей параметр (Рис. 2.3).

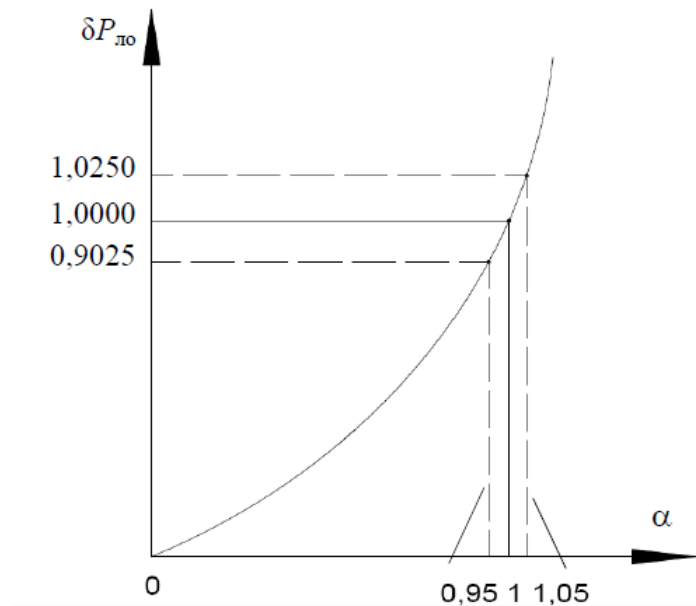


Рисунок 2.3. Графік залежності $\delta P_{лв}(\alpha) = \alpha^2$

З графіка рис.2.3 видно, що функціональна залежність представляє собою частину правої гілки параболи, обмежену асимптотами $\alpha=0,95$ та $\alpha=1,05$.

Величина $\delta P_{\text{лв}}(\alpha)$ зростає на нормальному інтервалі значень α . Найбільш можливе значення $\delta P_{\text{лвmax}}$ функція приймає при $\alpha=1,05$, а найменше при $\alpha=0,95$. Відносні максимальне і мінімальне значення величини зниження втрат потужності в лінії електропередачі відповідно рівні:

$$\delta P_{\text{лв}}(\alpha)_{\text{max}} = 1,025 \quad \delta P_{\text{лв}}(\alpha)_{\text{min}} = 0,9025.$$

З даних формул випливає, що при збільшенні підведеної напруги U на 5% значення $\delta P_{\text{л}}$ по відношенню до $\delta P_{\text{лн}}$ зростає на 2,5%, а при зниженні U на 5% зменшується на 9,75%. Гранично допустиме зниження напруги призводить до істотного зменшення $\delta P_{\text{лв}}(\alpha)$, у той час як підвищення напруги в допустимих межах незначно впливає на відносне зниження втрат активної потужності лінії електропередачі.

Отримані залежності можуть використовуватися з метою оцінки ступеня зниження втрат активної потужності при застосуванні компенсуючих пристроїв у системах електропостачання промислових підприємств.

2.2 Завдання і критерії оптимізації режимів

Сутність оптимального керування нормальними режимами роботи електроенергетичної системи полягає в тому, щоб забезпечити при мінімальних затратах за певний період надійне постачання споживачів електроенергією необхідної якості.

Способи оптимального управління режимами можуть бути різними [8]:

- за рахунок вибору конфігурації електричних мереж;
- вибором переліку задіяного в роботу обладнання;
- управлінням режимними параметрами енергосистеми.

Висока складність процесу оптимального управління режимами визначається не тільки великою кількістю керованих елементів, але і тим, що різні регульовані та настроювані параметри потрібно підтримувати оптимальними на великій території.

Оптимізацією режиму електроенергетичної системи займаються на різних рівнях:

- при проектуванні, коли розглядаються режими на тривалий період (на перспективу) - 1-5, 5-10, 10-20 років;

- при розгляді персоналом енергетичної служби перспективних режимів на добу, місяць, сезон;

- при розгляді поточного режиму оперативним персоналом станцій, електричних мереж, енергосистеми.

Оптимальний режим енергосистеми – це режим з допустимих, тобто. що задовольняють умовам надійності та якості електроенергії, за якого забезпечується мінімум сумарної витрати умовного палива (замикають витрати на паливо) при заданому в кожен момент часу навантаженні споживачів.

Основні завдання, розв'язувані при оптимізації режиму:

- аналіз та розподіл активних потужностей в енергосистемі між генераторами електричних станцій та між електричними станціями, який відповідає мінімуму сумарної витрати умовного палива, з урахуванням активних втрат потужності в мережах. Ця завдання вирішується методом відносних приростів;

- визначення такого режиму оптимізації електричної мережі, який приводить до зменшення сумарних втрат активної потужності в мережах, за рахунок оптимального вибору потужності та місця встановлення компенсуючих пристроїв, вибору коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку при обліку технічного обмеження. Це та наступне завдання вирішуються шляхом вирішення рівнянь встановленого режиму з використанням градієнтного методу;

- знаходження оптимальних потужностей станцій, потужностей та місць розміщення компенсуючих пристроїв; модулів і фаз напруги у всіх вузлах при врахуванні технічних обмежень на параметри режиму;

- визначення оптимального складу працюючого обладнання.

Розрахунок оптимального режиму енергосистеми полягає у знаходженні такого режиму, в якому досягається мінімум цільової функції: $F(X, Y) = \min$. У

якості цільової функції оптимізації режиму приймають витрата умовного палива або витрати на паливо.

При вирішенні більш часткового завдання - оптимізації режиму електричної мережі з напруги, реактивної потужності та коефіцієнтів трансформації в якості цільовий функції приймають мінімум сумарних втрат активною потужності в мережах: $\Delta P_{\Sigma} = \min$. У результаті багаторазових розрахунків усталених режимів знаходиться такий режим, при якому сумарні втрати активною потужності мінімальні і витримуються технічні обмеження [7]:

- напруга в кожному вузлі не повинна виходити за технічно допустимі значення (закон зустрічного регулювання напруги): $U_{j\min} \leq U_i \leq U_{j\max}$;

- $I_i \leq I_{i\text{доп}}$ - тобто. потокорозподіл повинен відповідати пропускну здібності електричних мереж (припустимому струму нагріву);

-потужність компенсуючих пристроїв не повинна виходити за технічно допустимі значення: $Q_{j\min} \leq Q_i \leq Q_{j\max}$;

-коефіцієнти трансформації трансформаторів зв'язку мереж з різними номінальними напругами повинні відповідати реально існуючим: $K_{j\min} \leq K_i \leq K_{j\max}$.

Висновки по другому розділу

Розглянуто критерії оптимізації СЕП. Критеріями оптимізації є: мінімум сумарної витрати умовного палива, мінімум втрат активної потужності у мережах.

визначених локальних екстремумів вибирається один глобальний екстремум.

Для випадку (3.4) оптимізаційна завдання вирішується тричі: в діапазоні зміни змінних $d_i \leq x_i \leq a_i$, в діапазоні $a_i \leq x_i \leq b_i$ і в діапазоні $b_i \leq x_i \leq D_i$.

У результаті отримуємо три локальних екстремуму. Потім глобальний екстремум вибирається з трьох локальних екстремумів.

Найбільш простими завданнями нелінійного програмування є завдання безумовної оптимізації. У цих завданнях шукається абсолютний екстремум цільової функції без обмежень та граничних умов.

З курсу вищої математики відомо, що в точці екстремуму (мінімуму, максимуму) нелінійною функції всі її приватні похідні рівні нулю. Отже, знаходження екстремуму нелінійної функції n змінних необхідно визначити її приватні похідні по всім змінним і прирівняти їх до нуля. Рішення отриманої системи n рівнянь з n невідомими дасть значення змінних, при яких досягається екстремум функції.

Слід зазначити, що точне вирішення системи рівнянь у загальному випадку системи нелінійних рівнянь, є досить складною задачею. Тому для відшукування екстремуму нелінійної функції часто використовуються інші методи, зокрема градієнтні методи.

Завдання безумовної мінімізації на практиці зустрічаються рідко, проте методи їх вирішення є основою вирішення більшості практичних завдань умовної оптимізації. У цих завданнях шукається умовний екстремум цільовий функції, тобто. екстремум функції при наявності обмежень і граничних умов.

У більшості практичних оптимізаційних завдань шукані змінні приймають тільки позитивні або нульові значення. У цьому випадку граничні умови мають вигляд

$$x_i \geq 0, \quad i=0,1,2,\dots n. \quad (3.5)$$

Подальше будуть розглядатися завдання безумовної та умовної оптимізації, за допомогою яких знаходиться один екстремум цільової функції при граничних умовах виду (3.5).

3.1 Графічна ілюстрація завдання нелінійного програмування

Графічну ілюстрацію нелінійною оптимізаційного завдання розглянемо для випадку двох змінних x_1 і x_2 . Нехай нелінійна цільова функція

$$Z(x_1, x_2) \quad (3.6)$$

має вигляд, показаний на рисунку 3.1.

Перетнемо функцію Z площинами, паралельними горизонтальній площині. Точки перетину спроектуємо на площину x_1, x_2 . На площині x_1, x_2 отримаємо замкнуті концентричні криві. На кожній із цих замкнутих кривих значення цільової функції незмінно [8]

$$Z = const \quad (3.7)$$

Отримані замкнуті криві $Z = const$ називаються лініями однакового рівня цільової функції Z .

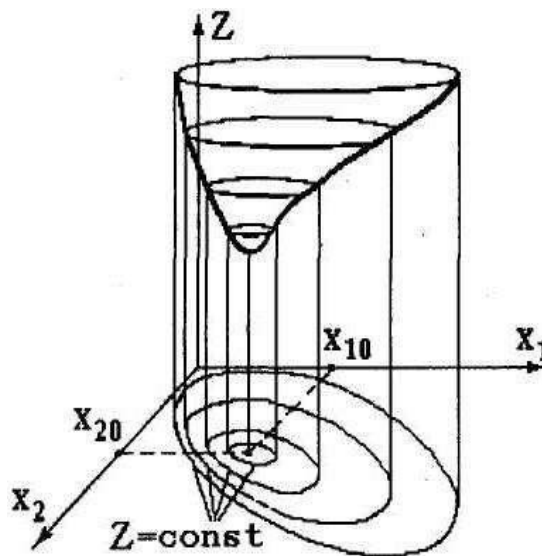


Рисунок 6- Нелінійна цільова функція $Z(x_1, x_2)$ і її представлення лініями рівного рівня $Z = const$

Відповідно, нелінійну функцію двох змінних $Z(x_1, x_2)$ можна представити у двомірній площині x_1, x_2 лініями рівного рівня $Z = const$. Ці концентричні лінії стягуються в точку з координатами x_{10} і x_{20} , що є мінімумом цільової функції Z .

Обмеження (3.5) можуть бути лінійними та нелійними, заданими у

вигляді нерівностей чи рівностей. При розгляді задач лінійного програмування, лінійні обмеження представляють собою прямі лінії. Очевидно, що нелінійні обмеження будуть представляти собою криві лінії. При обмеження-рівностей допустимі значення змінних належать прямій (кривій) лінії, при обмеження-нерівності допустимі значення змінних належать напівпростору, розташованому по одну сторону від прямої (кривої) лінії.

На рисунку 3.2 показаний випадок, коли обмеження 1 і 2 є лінійними нерівностями, а обмеження 3 – нелінійною нерівністю. Штрихування у кожного обмеження спрямоване у бік допустимих значень змінних.

Як і в випадку лінійного завдання, система обмежень утворює в просторі змінних x_1 і x_2 область Ω допустимих значень змінних. У загальному випадку ця область представляє собою замкнутий багатогранник (багатогранник або на рис.3.2) з прямолінійними і криволінійними гранями.

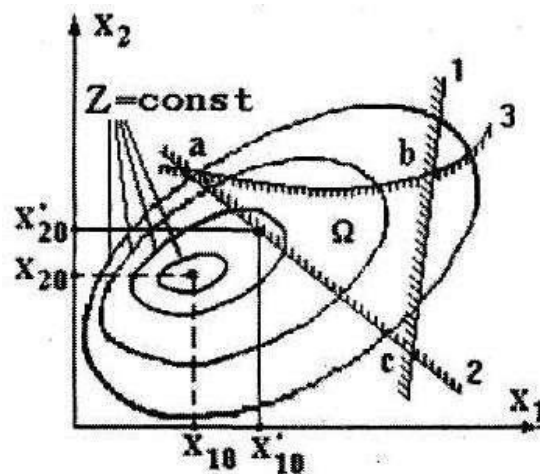


Рисунок 3.2 - Ілюстрація області Ω допустимих значень змінних та відносного мінімуму функції Z

Оптимальне рішення може лежати на одній із граней області Ω або всередині цієї області.

Для випадку, наведеного на рис.3.2, оптимальному рішення відповідає

точка з координатами x'_{10} і x'_{20} яка лежить на одній із граней ас області Ω . Ця точка представляє собою відносний мінімум функції Z , тобто. мінімум функції Z при наявності обмежень [8].

3.2 Градієнтний метод

Як слідує з назви, ці методи рішення нелінійних оптимізаційних завдань використовують поняття градієнта функції . Градієнтом функції $Z(x_1, x_2 \dots x_n)$ називається вектор [8]

$$\text{grad}Z = \frac{\partial Z}{\partial x_1} \cdot \bar{i} + \frac{\partial Z}{\partial x_2} \cdot \bar{j} + \dots + \frac{\partial Z}{\partial x_n} \cdot \bar{k}, \quad (3.8)$$

де $\bar{i}, \bar{j}, \dots, \bar{k}$ - одиничні вектора (орти).

Величина цього вектора визначається по виразу [8,15]

$$|\text{grad}Z| = \sqrt{\left(\frac{\partial Z}{\partial x_1}\right)^2 + \left(\frac{\partial Z}{\partial x_2}\right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial Z}{\partial x_n}\right)^2}. \quad (3.9)$$

З (3.8) і (3.9) видно, що функція, градієнт якої визначається, повинна бути диференційованою по всім n змінним.

Фізичний сенс градієнта функції в тому, що він показує напрямок (3.8) і швидкість (3.9) найбільшої зміни функції в точці, що розглядається. Якщо в деякій точці $\text{grad}Z = 0$, функція у цій точці не змінюється (не зростає і не зменшується). Ця точка відповідає екстремуму функції.

Сутність градієнтних методів рішення нелінійних оптимізаційних завдань пояснимо для випадку відшукування абсолютного мінімуму функції двох змінних $Z(x_1, x_2)$, ілюстрованого на рисунку 3.3. Цей мінімум знаходиться вточці з координатами x_{10} і x_{20} .

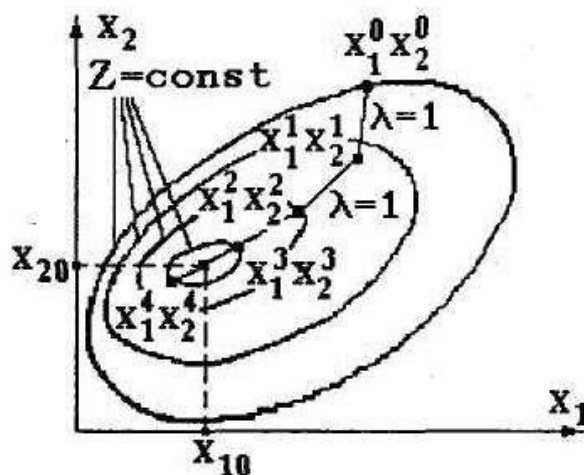


Рисунок 3.3 - Ілюстрація градієнтного методу з постійним кроком $\lambda = 1$

У відповідно з граничними умовами (3.5) областю Ω допустимих значень змінних буде перший квадрант системи координат і x_1 і x_2 . У цій області довільно оберемо вихідне (нульове) наближення - точку з координатами x_1^0, x_2^0 . Значення цільової функції в цій точці складає Z^0 . Відповідно до виразу (3.9) розрахуємо в даній точці величину градієнта функції Z .

Виконаємо крок одиничною довжини ($\lambda = 1$) в напрямку спадання функції Z .

У результаті виконаного кроку отримаємо перше наближення-точку з координатами x_1^1, x_2^1 . Значення цільовий функції в цієї точці складає Z^1 .

Далі обчислювальна процедура повторюється: послідовно отримуємо 2-е, 3-тє і 4-те наближення - точки з координатами x_1^2, x_2^2 , x_1^3, x_2^3 і x_1^4, x_2^4 . Цільове значення функції в цих точках відповідно складають Z^2 , Z^3 і Z^4 .

З рисунка 3.3 видно, що в результаті обчислювального процесу послідовно здійснюється "спуск" до мінімуму функції Z .

Обчислювальна процедура закінчується, коли відносна зміна цільової функції на попередньому i -му та наступному $(i+1)$ -му кроках виявляється менше заданою точності обчислень ε [14]:

$$(Z_i - Z_{i-1})/Z_i \leq \varepsilon. \quad (3.10)$$

Розглянута обчислювальна процедура носить назву градієнтного методу з постійним кроком. У цьому методі всі кроки виконувались однаково] довжини $\lambda=1$. Метод достатньо простий. Основний його недолік - велика ймовірність зацилювання обчислювального процесу на околиці мінімуму функції Z . У відповідно з рис. 3.2 обчислювальний процес зациклиться між точками з координатами x_1^3, x_2^3 та x_1^4, x_2^4 . При цьому в якості шуканого рішення слід прийняти одну з цих точок.

Для отримання більше точного результату необхідно вибрати крок меншою довжини. При цьому обсяг обчислень (кількість кроків) збільшиться.

Таким чином, точність і обсяг обчислень в градієнтному методі з постійним кроком визначаються величиною цього кроку.

3.3 Метод невизначених множників Лагранжа

Звичайно, що рішення завдань умовної оптимізації значно складніше ніж рішення завдань безумовної оптимізації. Природно прагнення зведення завдання умовної оптимізації (пошуку відносного екстремуму) до більше простої задачі безумовної оптимізації (пошуку абсолютного екстремуму). Така процедура здійснюється в методі Лагранжа.

Необхідно знайти умовний екстремум нелінійною функції [8]:

$$Z(x_1, x_2, \dots, x_n) \rightarrow \text{extr} \quad (3.11)$$

n змінних, при m обмеженнях.

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= b_1, \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) &\geq b_2, \\ &\dots\dots\dots \\ f_m(x_1, x_2, \dots, x_n) &\leq b_m, \end{aligned} \quad (3.12)$$

Обмеження-нерівності перетворюються в рівності, а вільні члени переносяться в ліві частини обмежень, тобто. система (3.12) наводиться до виду:

Лагранжа (3.14) або відносного мінімуму цільової функції при обмеженнях (3.13).

Рішення системи (3.15) виконується відомими методами обчислювальної математики. Якщо система (3.15) лінійна, використовується, як правило, метод Гауса. Якщо система (3.15) нелінійна - метод Ньютона.

3.4 Завдання оптимального розподілу активної потужності в енергосистемі

Одним із важливих оптимізаційних завдань електроенергетики є завдання розподілу сумарної активної потужності споживачів енергосистеми між електричними станціями цієї системи. Розглянемо це завдання загалом у вигляді для найбільш простого випадку, коли в енергосистемі є тільки теплові електростанції, працюючі на одному виді палива.

У існуючій енергосистемі необхідно так розподіляти активну навантаження між електростанціями, щоб витрати на вироблення електроенергії були б мінімальними. Основною складовою цих витрат є вартість палива. Тому в якості мінімізованої цільової функції приймемо сумарну витрату палива у енергосистемі.

Нехай в енергосистемі є n теплових електростанцій. Для агрегатів кожної електростанції відомі видаткові характеристики, тобто. залежності витрати палива від активної потужності P ; вироблюваної станцією. Ці видаткові характеристики мають нелінійний характер і наступний загальний вигляд:

$$B_i(P_i), \quad i=0,1,2,\dots n. \quad (3.17)$$

Цільова функція представлятиме собі суму таких нелінійних залежностей [14]:

$$Z=B_1(P_1)+ B_2(P_2)+\dots+ B_n (P_n) \rightarrow \min. \quad (3.18)$$

В енергосистемі повинен дотримуватися баланс потужностей, відповідно до яким сума вироблюваних станціями потужностей повинна бути дорівнює сумарній споживаній потужності:

$$P_1+P_2+\dots+P_n=P_{\text{спож.}} \quad (3.19)$$

реактивну потужність. У відмінність від активної потужності реактивну потужність можна отримати безпосередньо у споживачів від спеціальних джерел реактивної потужності

Основна ідея компенсації реактивною потужністю полягає в наступному. Розглянемо найпростішу схему електропостачання (рисунок 3.4), що включає в себе лінію з активним опором R , зв'язуючу джерело живлення напругою U та споживач потужності $P+jQ$.

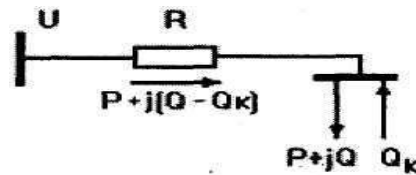


Рисунок 3.4 - Найпростіша схема компенсації реактивною потужністю

Втрати активної потужності в лінії за відсутності у споживача компенсуючого пристрою ($Q_k = 0$) складають [16]

$$\Delta P = (P^2 + Q^2) \cdot R / U^2, \quad (3.23)$$

при установці у споживача компенсуючого пристрої ($Q_k \neq 0$) ці втрати зменшаться до величини

$$\Delta P = (P^2 + (Q - Q_k)^2 \cdot R) / U^2. \quad (3.24)$$

Таким чином, компенсація реактивною потужністю дозволяє зменшити втрати активної потужності в схемі електропостачання і, отже, покращити техніко-економічні показники цієї схеми.

З виразів (3.23) і (3.24) видно, що втрати потужності ΔP мають дві складові: втрати від протікання по лінії активної потужності P та втрати від протікання по лінії реактивною потужності Q або $(Q - Q_k)$. Оскільки компенсація реактивною потужністю впливає тільки на другу складову втрат, надалі розглядаються втрати від протікання по лініях тільки реактивних потужностей.

При проектуванні схеми електропостачання, як правило, мінімізуються грошові витрати на цю схему. Зниження втрат потужності за рахунок установки компенсуючих пристроїв зменшує витрати на схему, оскільки

кожен втрачений кВт потужності необхідно виробити на електростанціях і, отже, витратити на це кошти. Однак і компенсуючі пристрої вимагають грошових витрат.

У зв'язку з цим виникає завдання визначення оптимальної потужності компенсуючих пристроїв, яка відповідає мінімуму сумарних витрат. Таке завдання відноситься до задачі безумовною оптимізації і може бути вирішене, наприклад, градієнтними методами.

Для системи електропостачання величина сумарної потужності компенсуючих пристроїв Q_k може бути заданою якимись технічними умовами. У цьому випадку задану потужність Q_k потрібно оптимальним чином розподілити всередині системи електропостачання. Це вже завдання умовної оптимізації і вирішується, наприклад, методом Лагранжа.

Висновки по третьому питанню

Зроблено математичний аналіз отриманих функціональних залежностей, які можуть використовуватися при прийнятті рішень щодо компенсації реактивної потужності в системах електропостачання виробничих об'єктів.

ВИСНОВКИ

Складниками математичних, фізичних та техніко-економічних знань до проблеми оптимізації задачі електропостачання є системний підхід та системний аналіз, методи обчислювальної математики, програмування та розгляд їх як динамічної системи.

Оптимізаційні завдання електропостачання є нелінійними з одним або декількома екстремумами. Прості завдання оптимізації, як наприклад, розрахунок розподілу заданою сумарною реактивною потужності по вузлам електропостачання доцільно вирішувати як завдання безумовної оптимізації.

У даній роботі проведено аналіз методів оптимізації електропостачання, обраний критерій оптимальності.

Зроблено математичний аналіз отриманих функціональних залежностей, які можуть використовуватися при прийнятті рішень щодо компенсації реактивної потужності в системах електропостачання виробничих об'єктів.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок/ МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ/ Наказ №476 від 21.07.2017р.- Київ, 2017.
2. Про затвердження Переліку національних стандартів для цілей застосування Технічного регламенту з електромагнітної сумісності обладнання, сформованого на основі Рішення з імплементації Комісії (ЄС) 2019/1326 від 05.08.2019. Наказ 15.01.2021 № 74 МІНІСТЕРСТВО РОЗВИТКУ ЕКОНОМІКИ, ТОРГІВЛІ ТА СІЛЬСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА УКРАЇНИ
3. Технічний регламент з електромагнітної сумісності обладнання. Постанова Кабінету Міністрів України від 29 липня 2009 р. № 785
4. Параметри якості електроенергії в точках приєднання споживачів в нормальних умовах експлуатації . Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310.
5. ДСТУ 3466-96 Якість електроенергії. Терміни та визначення..
6. Богачов В.С. Підвищення якості енергії у мережах електроживлення споживачів //ЕЛЕКТРО. 2011. № 1. - С. 47-51.
- 7.Васильева И.К. Численные методы оптимизации : учеб. пособие по лаб. практикуму / И.К. Васильева, П.Е. Ельцов. – Х. : Нац. аэрокосм. ун-т "Харьк. авиац. ин-т", 2009. – 65 с.
8. Основы теории оптимизации. Безусловная оптимизация К.2.ч.1. Киев:"Освіта України", 2011. - 544 с. ISBN 978-966-7599-50-8
9. Шестеренко В. Є. Компенсація реактивної потужності як ефективний засіб зниження втрат електроенергії / В. Є. Шестеренко, І. Є. Ізволенький // Наукові праці Національного університету харчових технологій. - 2015. - Т. 21, №5.-С.169-178.
10. О.М. Максимчук, Л.В. Кушвид, Л.М. Костик, І.М. Сисак, КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ / Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя, Україна//Матеріали VII Міжнародної науково-

технічної конференції молодих учених та студентів. Актуальні задачі сучасних технологій – Тернопіль 28-29 листопада 2018.

11. М.М. Свідницький, Ю.С. Приходько, Т.Т. Сердюк, О.М. Максимчук
АНАЛІЗ ТА ВИБІР МЕТОДІВ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ
ПОТУЖНОСТІ В МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ /Тернопільський
національний технічний університет імені Івана Пулюя, Україна//Матеріали
VII Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів.
Актуальні задачі сучасних технологій – Тернопіль 28-29 листопада 2018.

12. <https://www.rbc.ua/rus/news/parazitna-energiya-elektromerezhi-k-kompensuvati-1703495539.html>

13. <https://electrocontrol.com.ua/ua/stati-sxemy-i-spravochnaya-informaciya/obshhie-svedeniya-o-kompensacii-reaktivnoj-moshhnosti.html>

14. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 174 с.

15. Сінчук, О. М., Бойко, С. М., Городній, О. М., Долударєва, Я. С., & Димерець, А. В. (2020). Метод оптимізації режимів роботи енергетичного обладнання гірничорудних підприємств. Технічні науки та технології, (3(21), 242–248.

16. Ю.А. Веремійчук В.П. Опришко І.В. Притискач О.С. Ярмолук .
ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЦЕСІВ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СПІЛЬНОТИ/ Збірник "Праці
Інституту електродинаміки Національної академії наук України" є науковим
фаховим виданням відкритого доступу у галузі технічних наук. У збірнику
містяться статті з результатами досліджень за такими науковими
напрямами://Вип.68, 30.09.2024 127 с.