

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

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота  
на правах рукопису

Лясоцький Сергій Сергійович

УДК 621.359.4

## КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Аналіз методологічних основ та методів координації добових режимів  
роботи системи енергопостачання споживачів  
(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

Лясоцький С. 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)

## АНОТАЦІЯ

Лясоцький С. С. Аналіз методологічних основ та методів координації добових режимів роботи системи енергопостачання споживачів. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2022.

Основною метою роботи є розробка математичних моделей та методів координації добових режимів систем електропостачання та споживачів, на базі взаємовідносин між енергопостачальною організацією та споживачами.

Створена математична модель та розроблений метод оптимізації добових режимів активних споживачів різного поєднання належності розподільчої електричної мережі мережевої компанії, споживача, енергопостачальної організації.

**Ключові слова:** математична модель, електрична мережа, енергопостачальна організація, метод координації.

## ABSTRACT

Lyasotskyi S. S. Analysis of methodological foundations and methods of coordination of daily modes of operation of the energy supply system of consumers. Qualification work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polish National University, Zhytomyr, 2022.

The main goal of the work is the development of mathematical models and methods of coordination of daily regimes of power supply systems and consumers, based on the relationship between the energy supply organization and consumers.

A mathematical model was created and a method was developed to optimize the daily regimes of active consumers of various combinations of ownership of the distribution network of the network company, the consumer, and the energy supply organization.

**Keywords:** mathematical model, electrical network, energy supply organization, coordination method.

## ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. ПРОБЛЕМИ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА УПРАВЛІННЯ СИСТЕМАМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	7
1.1. Особливості будови систем електропостачання в сучасних умовах та проблеми їх функціонування	7
1.2. Аналіз активних споживачів у концепції інтелектуальних систем електропостачання.	21
Висновки по розділу 1	27
РОЗДІЛ 2. ОПТИМІЗАЦІЯ ДОБОВИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ТА СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	28
2.1. Методи оптимізації добових режимів електроенергетичних систем та систем електропостачання.	28
2.2. Методи багатокритеріального вибору рішень для забезпечення нормального функціонування систем електропостачання та споживачів.	33
Висновки по розділу 2	37
РОЗДІЛ 3. МЕТОДИЧНІ ОСНОВИ ТА МЕТОДИ КООРДИНАЦІЇ ДОБОВИХ РЕЖИМІВ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОСНАБЖЕННЯ І СПОЖИВАЧІВ	38
3.1. Координація добових режимів систем електропостачання та активних споживачів – сценарний підхід	38
3.2. Методика та математична модель координації добових режимів системи електропостачання та споживачів, її модифікації	42
Висновки по розділу 3	49
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	50
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	51

## ВСТУП

**Актуальність роботи.** Добові графіки електричних навантажень електроенергетичних систем (ЕЕС) складаються з графіків окремих споживачів, які зазвичай вкрай нерівномірні. При цьому відомо, що щільність і нерівномірність графіка навантаження сильно впливають на економічні показники ЕЕС. Зміна графіків електричних навантажень (споживаної потужності) споживачів у часі дає можливість суттєво скоригувати сумарний графік електричного навантаження ЕЕС у бік зниження потреби у генеруючих потужностях, і навіть поточних витрат за виробництво і електроенергії.

Сьогодні досі залишаються невирішеними питання оптимального функціонування СЕП з урахуванням активної ролі споживачів. В рамках цієї роботи вирішуються актуальні завдання створення методичних засад, розробки моделей та методів координації добових режимів СЕП та активних споживачів (АС).

**Метою роботи є** розробка математичних моделей та методів координації добових режимів СЕС та споживачів, на базі яких можливе створення механізму взаємовідносин між енергопостачальною організацією (ЕСО) та споживачами щодо усунення дефіцитних ситуацій в енергосистемі.

Досягнення поставленої мети у роботі вирішуються наступні задачі:

1. Створення математичних моделей та розробка методу оптимізації добових режимів активних споживачів за різного поєднання належності розподільчої електричної мережі мережевої компанії, споживача, енергопостачальної організації.

2. Розробка методу визначення компромісного рішення при взаємодії енергопостачальної організації та споживачів у процесі координації добових режимів системи електропостачання та споживачів.

**Об'єктом дослідження є** аналіз проблем спільної роботи енергосистеми та споживачів, від споживача-регулятора, що працює в режимі узгодженому з графіком навантаження ЕЕС, до АС.

**Предметом дослідження є** режими роботи ЕЕС та СЕП, а також методи багатокритеріального вибору рішень для забезпечення нормального функціонування СЕП та споживачів.

**Методи досліджень.** При виконанні досліджень, використовувалися методи системного аналізу, методи математичного моделювання, методи розрахунку режимів систем електропостачання (метод зворотного/прямого ходу), що встановилися, методи оптимізації добових режимів АС, методи вибору компромісних рішень, засновані теорії ігор (теорія контрактів).

### **Практична значимість результатів роботи:**

Розроблені методичні засади, математичні моделі та методи координації режимів роботи СЕП та АС дозволяють ефективно вирішувати такі практичні завдання:

1. Оптимізувати добові режими АС при різному поєднанні належності електричної мережі мережевої компанії, споживачеві, ЕСО.
2. У перспективі реалізувати механізм взаємодії між ЕСО та споживачами, заснований на договірних відносинах учасників, для усунення можливого дефіциту електроенергії (потужності) в енергосистемі.

### **Перелік публікацій автора за темою дослідження :**

Лясоцький С. С. АНАЛІЗ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО СЕКЦІОНУВАННЯ ТА АВТОМАТИЗАЦІЇ УПРАВЛІННЯ АВАРІЙНИМИ РЕЖИМАМИ МЕРЕЖІ..

Студентські читання – 2022: Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «Студентські читання – 2022». 26 жовтня 2022 р. Житомир: Поліський національний університет, 2022.- 400 с.

Гончаренко Ю. П., Лясоцький С. С. МЕТОДИ БАГАТОКРИТЕРІАЛЬНОГО ВИБОРУ РІШЕНЬ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НОРМАЛЬНОГО ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА СПОЖИВАЧІВ

Студентські читання – 2022: Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «Студентські читання – 2022». 26 жовтня 2022 р. Житомир: Поліський національний університет, 2022.- 400 с.

Гончаренко Ю. П., Лясоцький С. С. СЦЕНАРНИЙ ПІДХІД ДЛЯ КООРДИНАЦІЯ ДОБОВИХ РЕЖИМІВ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ.

Студентські читання – 2022: Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «Студентські читання – 2022». 26 жовтня 2022 р. Житомир: Поліський національний університет, 2022.- 400 с.

## РОЗДІЛ 1

### ПРОБЛЕМИ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА УПРАВЛІННЯ СИСТЕМАМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Перехід до ринкових принципів взаємовідносин (відмова від директивних методів на режими електроспоживання споживачів) спонукав підвищити ефективність управління електроспоживанням, що найповніше відповідає економічним інтересам постачальників і споживачів електроенергії. Одним із напрямків вирішення цього завдання є формування нових відносин між суб'єктами ринку при забезпеченні чітко налагоджених взаємовідносин між споживачами та енергопостачальною організацією для організації оптимального функціонування системи електропостачання з активною роллю споживачів електричної енергії.

#### **1.1 Особливості будови систем електропостачання в сучасних умовах та проблеми їх функціонування**

Завданням електропостачання є забезпечення споживачів електричною енергією. У свою чергу сукупність електроустановок, призначених для забезпечення споживачів електричною енергією, називається системою електропостачання (СЕР) [1].

Традиційно основною частиною СЕР є електрична мережна інфраструктура (пристрої передачі, перетворення та розподілення електроенергії), що зв'язує об'єкти електропостачання з центрами живлення. Під об'єктом електропостачання (споживачем електроенергії) слід розуміти окремий електроприймач або їх сукупність, що мають загальний центр (центри) живлення [1, 24]. СЕР може бути визначена як сукупність взаємопов'язаних електроустановок, що здійснюють електропостачання району, міста, підприємства і т.д. [23].

Перші установки, які постачають підприємства електроенергією, з'явилися в середині 19 століття, коли вперше англієць Д. Вулріч поєднав електричний генератор постійного струму з паровою машиною. Після цього

такі установки почали впроваджуватись на фабриках та інших підприємствах. Так виникла потреба споруджувати районні та центральні електростанції.

У 1879 р. Т. Едісон розробив програму, з якою по суті почалася наука про електропостачання. До неї увійшли такі основні аспекти:

- розробка генераторів, що працюють паралельно з електроприймачами;
- розробка раціональних схем розподілу електроенергії;
- розробка надійної конструкції провідників та способів їх прокладання;
- розробка захисту СЕП від струмів короткого замикання;
- виробництво простих та безпечних комутаційних апаратів;
- розробка способів регулювання напруги та частоти генераторів;
- виробництво приладів обліку витрати електроенергії;
- розробка системи стандартизації параметрів та розмірів ламп, електричних апаратів, деталей електропроводки та ін.

В даний час електричні мережі СЕП промислових підприємств, міст, районів мають ряд ознак, що зумовлюють певну спільність методів та засобів розрахунку режимів СЕП, які полягають у наступному [23].

1. Електричні мережі СЕП є складовою розподільчих електричних мереж електроенергетичних систем (ЕЕС). "Зверху" СЕП обмежені живильними шинами напругою 35, 110, 220, 330кВ підстанцій або електростанцій, а "знизу" - ввідними пристроями (ВП) споживачів або конкретними електроприймачами.

2. СЕП характеризуються більшою, ніж системоутворюючі електричні мережі вищих напруг, територіальною щільністю вузлів навантаження та споживачів при меншому територіальному охопленні. Цим зумовлена не менш ніж на порядок більша складність схем заміщення, що використовуються для розрахунку СЕС.

3. Особливість електричних мереж СЕП – це у кожній із систем зазначеного типу кількох рівнів територіальної ієрархії. Кожному з них відповідають мережі, що розрізняються обсягом та типами схем електричних



з'єднань, класом напруги, обсягом автоматизації, конструктивним виконанням мережевих об'єктів (підстанцій, ліній електропередачі (ЛЕП)) тощо.

4. У розрахунках режимів СЕП порівняно з основними та розподільчими мережами ЕЕС необхідний докладніший облік характеристик конкретних споживачів при формулюванні та розробці рішень з управління та розвитку цих систем. Необхідний облік обмежень як згори – з боку ЕЕС, так і знизу – з боку споживачів.

Спільність ознак СЕП стосовно розподільних мереж ЕЕС загалом виключає їх відносної індивідуальності, суть якої у наступному [3]:

1) СЕП промислових та виробничих підприємств характеризуються різноманітним категорюванням споживачів по надійності електропостачання (всього розрізняють три категорії споживачів по надійності електропостачання, з виділенням особливої групи електроприймачів [3]), застосуванням кільцевих, але в основному розімкнених схем електричних з'єднань, ЛЕП переважно в кабель використанні струмопроводів, порівняно високим рівнем автоматизації, а також більшою порівняно з міськими та сільськогосподарськими системами електропостачання територіальною щільністю споживачів та електричних мереж.

2) СЕП міст властиво застосування як замкнутих, так і розімкнених схем електричних з'єднань, як повітряних, так і кабельних ЛЕП та відносно високий рівень мережевого резервування та автоматизації. Особливістю цих систем є різноманітність споживачів та їх категорійності щодо надійності електропостачання, до складу яких входять і промислові, які мають свої внутрішні СЕП.

3) СЕП сільськогосподарського призначення відрізняються переважним застосуванням ЛЕП у повітряному виконанні, широким використанням відкритих підстанцій, розімкнених електричних мереж.

Традиційно СЕП прийнято ділити такі основні групи відповідно до класифікацією споживачів [2]:

- промислові та прирівняні до них (будівельні, транспорт, шахти, рудники, кар'єри, нафтові, зв'язок, комунальне господарство та побутове обслуговування),

- сільськогосподарські,

- побутові,

- суспільно-комунальні (установи, організації, підприємства торгівлі та громадського харчування та ін.).

Крім вищезгаданих СЕП, виділяють автономні СЕП, призначені для електропостачання мобільних та автономних об'єктів (транспортні засоби, судна, літаки, космічні апарати, автономні станції, роботи тощо).

У світовій енергетиці донедавна лише невелика кількість СЕП промислових підприємств мали власні джерела енергопостачання. Ситуація змінилася у зв'язку з активним впровадженням розподіленої генерації (РГ) – малих джерел електроенергії, встановлених у споживачів і 6-35 кВ, що підключаються до вузлів розподільної електричної мережі [14]. Установки РГ можуть бути автономними або включеними в мережу (або мати можливість автономної роботи та підключення до мережі), а також можуть використовувати чисті або відновлювані джерела енергії (ВДЕ) або викопне паливо (найчастіше – природний газ або дизельне паливо) [15].

У світовій практиці РГ розглядають як одну із важливих умов забезпечення енергетичної безпеки. Одночасні аварії численних малих електростанцій досить рідкісні, у них коротші простої, їх легше ремонтувати, вони більш розосереджені географічно. Широке використання малих електростанцій дає можливість уникнути спорудження ЛЕП, підстанцій та введення додаткових великих потужностей, а також мінімізувати технологічні втрати під час передачі електроенергії [14]. РГ забезпечує вибір варіантів та способів місцевого управління, а також дозволяє використовувати місцеве паливо, що сприяє економічному розвитку регіонів.

Важливим фактором є те, що впровадження установок РГ призводить до зміни традиційної централізованої структури ЕЕС до децентралізованої, що

потребує змін у концепціях моніторингу, управління та балансування системи. Інакше СЕП з елементами РГ вимагає встановити зв'язок між виробниками та споживачами електричної енергії для забезпечення керованості всіх елементів мережі [20, 21].

Завдяки розвитку інформаційних систем з'явилася можливість зв'язати виробників та споживачів електроенергії, утворити єдину систему, в якій у покритті графіка навантажень оптимальним шляхом у режимі реального часу братимуть участь і виробники, і споживачі. І тут СЕП мають оперативно реагувати зміну режимів роботи виробників і споживачів, тобто, СЕП також повинні мати керовані елементи, які економічно ефективно змінюватимуть режими роботи електричних мереж.

Такі СЕП утворюють локальні енергетичні системи з РГ [21], пов'язаними з цілком певними споживачами електричними мережами з керованими елементами у вигляді різноманітних компенсаторів реактивної потужності, регуляторів напруги у вузлах мережі, фазоповоротних пристроїв, накопичувачів енергії, автоматичних пристроїв, що дозволяє керувати попитом електроенергію.

Локальні енергетичні системи дозволяють використовувати технологію «інтелектуальних мереж», тобто. здійснювати комплексне управління одночасно і виробниками, і споживачами електроенергії, та електричними мережами. Тоді всі елементи ЕЕС рівноправно братимуть участь в енергопроцесах, що робитиме ці процеси системними. Так з'являється можливість оптимізувати параметри мережі на більш низькому рівні, ніж основна енергосистема, і цим різко підвищити ефективність електропостачання загалом.

Важливим чинником успіху функціонування технології "інтелектуальних мереж" є впровадження розподілених систем автоматизації (DAS) [7]. DAS це системи, що складаються з деякої кількості компонентів, які можуть сприяти автоматизації та дистанційному управлінню розподільчою мережею. Одним із прикладів реалізації такої системи є система управління розподільчими

мережами (Distribution Management System, DMS), розроблена компанією Alstom Grid [8]. Дана система за допомогою різних пристроїв автоматизації, встановлених в мережі, дозволяє аналізувати режим мережі в реальному часі, використовувати дані про годинне споживання електроенергії, визначати місця пошкодження і локалізувати пошкоджені ділянки з метою швидкого відновлення електропостачання споживачів, забезпечувати нормальне функціонування пристроїв регулювання напруги, що дає можливість повнішого контролю рівнів напруги в мережі.

У електроенергетиці України (як та інших країнах) відбувається поступове злиття різних систем автоматизації і створення їх основі інтегрованих автоматизованих систем управління – ІАСУ [6]. Метою створення таких систем є підвищення ефективності технічних та програмних засобів автоматизації та диспетчеризації СЕП для покращення техніко-економічних показників, підвищення якості та надійності електропостачання споживачів. До однієї з таких систем, що успішно розвиваються в даний час у Україні, можна віднести технологію розвитку інтелектуальної енергосистеми з активно-адаптивною мережею (ІЕС ААМ) [12].

ІЕС ААМ це інформаційна система нового типу, що поєднує новітні енергетичні технології, сучасні розподілені системи управління та телекомунікації. Система такого типу створює можливість реалізації нових механізмів взаємодії між виробниками та споживачами електроенергії.

На даний момент до засобів автоматизації СЕП можна віднести застосування таких нових технологій, як:

### **1. Систему автоматичного секціонування та автоматизації управління аварійними режимами мережі.**

Одним з найбільш ефективних способів підвищення надійності електропостачання в повітряних електричних розподільних мережах є автоматизація управління аварійними режимами, при якому забезпечується повна незалежність роботи пунктів секціонування від зовнішнього управління. Цей підхід також отримав назву децентралізованого [13].

Кожен окремий електричний апарат є інтелектуальним пристроєм, який аналізує режими роботи електричної мережі та автоматично здійснює її реконфігурацію в аварійних режимах, тобто, локалізацію місця пошкодження та відновлення електропостачання споживачів неушкоджених ділянок мережі. В даний час апаратом, що відповідає всім вимогам децентралізованого підходу, є вакуумний реклоузер, що є сукупністю вакуумного комутаційного модуля з вбудованою системою вимірювання струмів і напруги та шафи управління з мікропроцесорною системою релейного захисту та автоматики [14].

У перекладі "recloser" означає "перемикач", що автоматизується, керується і налаштовується на певний режим роботи секціонування ЛЕП (рис.1.1).

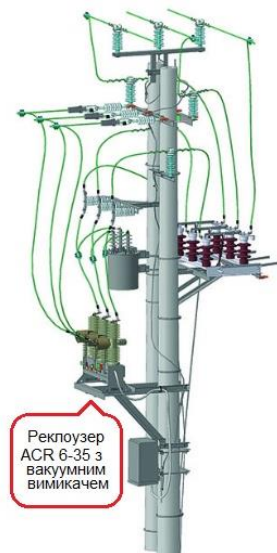


Рисунок 1.1- Приклад установки реклоузера на ПЛ ЛЕП 10-35 кВ.

Використання реклоузерів дозволяє протягом кількох хвилин в автоматичному режимі відновлювати електропостачання споживачів неушкоджених ділянок мережі, знижуючи цим ризик виникнення збитків. Реклоузер об'єднав практично всі види протиаварійного захисту та автоматики, що застосовуються у розподільчих мережах: оперативні перемикачання у розподільній мережі, автоматичне відключення пошкодженої ділянки, автоматичне повторне включення лінії (АПВ), автоматичне відновлення живлення на непошкоджених ділянках мережі (АВР), а також

збір, обробку та передачу інформації про параметри режимів роботи мережі та стан власних елементів на пункт управління.

Основні місця встановлення реклоузерів є:

- багато відгалужені повітряні лінії (ПЛ) 6-10 кВ;
- ПЛ-6 (10) кВ, що мають протяжність лінії понад 20 км;
- ПЛ-6 (10) кВ, що живлять соціально-значущі об'єкти.

Досвід впровадження реклоузерів за кордоном має більш ніж піввікову історію. Однією з перших почала їх виробництво компанія Kyle (США) у 1941 році. Зараз Kyle входить до групи компаній Cooper Power Systems – CPS (США), світового лідера з виробництва вакуумних вимикачів та реклоузерів. Окрім CPS, реклоузери випускають компанії: Soule Materiel Electrique (Франція), Togami Electric (Японія), Whipp & Bourne (Англія), ABB (Швеція\Швейцарія), NEI Reyroll Ltd. (Англія) та інші [13].

Енергокомпанія Детройт-Едіссон (США) зазначає, що впровадження в розподільчі мережі реклоузерів дозволяє їй заощаджувати близько 1 мільйона доларів щорічно лише за рахунок зниження витрат на експлуатаційне обслуговування та регулярну заміну існуючого парку традиційних вимикачів, оскільки реклоузери протягом усього терміну служби (25 років) не вимагають будь-якого обслуговування. Досвід компанії ESKOM (Південна Африка) показав, що впровадження реклоузерів з мікропроцесорним блоком релейного захисту та можливістю інтеграції в систему SCADA значно підвищує надійність мережі та практично повністю виключає можливість відключення споживачів через нестійкі КЗ.

В Україні її перші реклоузери почали застосовувати близько 10 років тому (першість належить компанії «ДТЕК»). У листопаді 2013р. був встановлений перший в Україні реклоузер у мережах ПАТ «Кіровоградобленерго» 35кВ РВА/TEL-35 [9] (рис.1.2) із функцією захисту лінії.



Рисунок 1.2.- ЛЕП 35кВ з реклоузером РВА/TEL-35

Сьогодні провідною компанією в нашій країні по використанню реклоузерів є ДТЕК. В Київських регіональних електромережах ДТЕК реалізовує проєкт оновлення електроінфраструктури області під назвою «Велике оновлення мереж».

До кінця 2021 року компанія, у межах цього проєкту, встановлено 160 реклоузерів, що майже у 5 разів більше ніж у 2020 році.. Загалом у 2021-2025 роках в рамках концепції буде встановлено 445 таких реклоузерів [10].

При впровадженні децентралізованої автоматизації виділення ділянки з пошкодженням та включення резервного живлення відбувається автоматично за лічені секунди. Застосування реклоузерів дозволяє досягти скорочення часу відновлення електропостачання, зниження частоти пошкодження ліній і, отже, обсягу ремонтних робіт. Загалом підвищити надійність та якість електропостачання споживачів.

## **2. "Розумний облік" (smart metering).**

Зарубіжні розробники під терміном "розумний облік" мають на увазі комплексну автоматизацію процесів: 1) зняття показань із лічильників електричної енергії; 2) віддаленого управління приладами обліку; 3) аналізу даних, що збираються [15].

Інтелектуальні лічильники (рис.1.3), які є новими цифровими лічильниками електричної енергії, збирають дані з годинним інтервалом про електроспоживання та передають ці дані за допомогою радіосигналів

електроенергетичним компаніям для контролю та складання рахунків оплати за спожиту електроенергію. Завдяки таким пристроям споживач матиме змогу аналізувати свої дані у реальному часі, самостійно керувати своїм електроспоживанням та отримувати щомісяця звіт із детальною інформацією про своє електроспоживання.



Рисунок 1.3- Вигляд інтелектуального лічильника

Ця технологія сприяє мінімізації витрат, оскільки відпадає необхідність зняття показань зі лічильників вручну, знижує рівень комерційних втрат і дає можливість вести дистанційний контроль роботи мережі.

Нині більшість розвинених країн (Італія, Швеція, Франція, Великобританія та інших.) за зобов'язанням держави працюють над використанням інтелектуальних лічильників [16]. Результатом такої програми є зменшення витрат на зчитування показань приладів обліку, зменшення розкрадань електроенергії, швидке виявлення перерв електропостачання та ефективніша боротьба з неплатниками.

Найбільшим демонстраційним проектом є автоматизація розподільчих мереж американською компанією Avista [15]. Даний проект планується реалізувати в Пулман, штат Вашингтон, джерелом фінансування є міністерство енергетики США.



Усі 14 000 електролічильників замінять інтелектуальними лічильниками Open Way компанії Itron, які будуть пов'язані з центральним офісом через радіомережу 900 МГц. Активне мережеве обладнання, що включає комутаційні прилади, батареї статичних конденсаторів, трансформатори, індикатори пошкоджень та регулятори, з'єднають із оптоволоконним каналом центрального офісу. Система управління розподільчими мережами контролюватиме роботу всіх перерахованих пристроїв і проводитиме збір інформації, що передається для її оцінки. Найбільш надійним абонентам будуть встановлені домашні дисплеї, які матимуть зв'язок із лічильниками. Крім цього, всі користувачі зможуть отримувати та аналізувати дані про споживання електроенергії за допомогою веб-порталу.

Така система керування розподільними мережами зможе забезпечити автоматичне відновлення електропостачання при збоях. Крім того, для зниження втрат електроенергії система зможе регулювати такі параметри, як коефіцієнт потужності та напруги, за допомогою конденсаторних батарей та датчиків напруги, розташованих на всіх використовуваних у проекті фідери. Ця ідея полягає в оптимізації роботи електричної розподільчої системи з урахуванням перепадів напруги, що дозволить споживачам більш економно витрачати електроенергію.

Використання інтелектуальних лічильників у споживачів дає можливість дистанційно контролювати споживання електроенергії, її якість, що в кінцевому рахунку дозволяє знизити втрати та повністю автоматизувати ведення балансів електроенергії.

Інтелектуальні лічильники дозволяють також застосовувати змінні тарифи на електроенергію під час періодів пікових або непікових навантажень та, керуючи груповим вимикачем навантаження, контролювати енергоспоживання.

### **3. Пристрої синхронізованих векторних вимірів (PMU);**

Завдяки синхронізації із системою глобального позиціонування (GPS) технологія PMU (phasor measurement unit) здатна забезпечити спостереження

мережі та синхронізацію вимірювань за часом, що значно підвищує рівень оперативно-диспетчерського керування режимом роботи мережі.

Одним із перших став застосовувати нову технологію для моніторингу та аналізу функціонування мережі в режимі реального часу системний оператор MISO (США) [16]. Нові технології засновані на використанні пристроїв PMU для збору даних від більш ніж 344 пристроїв із частотою 30 разів на секунду. Це дає перевагу перед традиційними технологіями диспетчерського управління та збору даних (SCADA), які проводили вимірювання мережі кожні 2-4 секунди без синхронізації за часом. У 2010 році системний оператор MISO отримав грант на розробку та встановлення PMU в рамках програми модернізації енергосистеми. В рамках даного проекту MISO розробив нові вдосконалені дисплеї для відображення інформації в режимі реального часу (enhanced Real-Time Display - eRTD), що надає можливість геопросторової візуалізації стану мережі. В даний час MISO є провідним системним оператором в галузі застосування та встановлення даних пристроїв.

Одну з найскладніших мереж устрою векторних вимірювань (УВВ) має енергокомпанія Бонневіль у Північній Америці [14]. Ця мережа призначена автоматично здійснювати керуючий вплив при виявленні проблем у системі. УВВ мережі знімають показання струму, частоти та напруги, а також їх часові позначки за допомогою системи GPS. Потім ці вимірювання за допомогою високошвидкісної широкосмугової мережі зв'язку передаються в центри управління компанії. В даний час енергокомпанія отримує дані від 126 УВВ, розміщених на 50 підстанціях та потужних вітрогенераторах. Це на сьогодні є єдиною повністю резервованою мережею УВВ на заході. Внаслідок того, що на кожній ділянці встановлено по два УВВ, що забезпечують надходження двох потоків даних - по одному на кожен диспетчерський центр управління, - обидва центри управління обмінюються кодованими даними, що забезпечує повноцінне резервування.

На Україні в Інституті електродинаміки НАН розроблено електровимірювальний реєструючий прилад (ЕВРП) «Регіна-Ч» [11], який

нічим не поступається кращим закордонними аналогами. Він забезпечує реєстрацію миттєвих значень струмів і напруги, обробляє та зберігає результати вимірювань; відображує у вигляді інформативному для персоналу (текстові повідомлення, графіки, таблиці, осцилограми та ін.), а також передає інформацію на будь-який рівень ієрархії керування з її прив'язкою до сигналів точного часу.

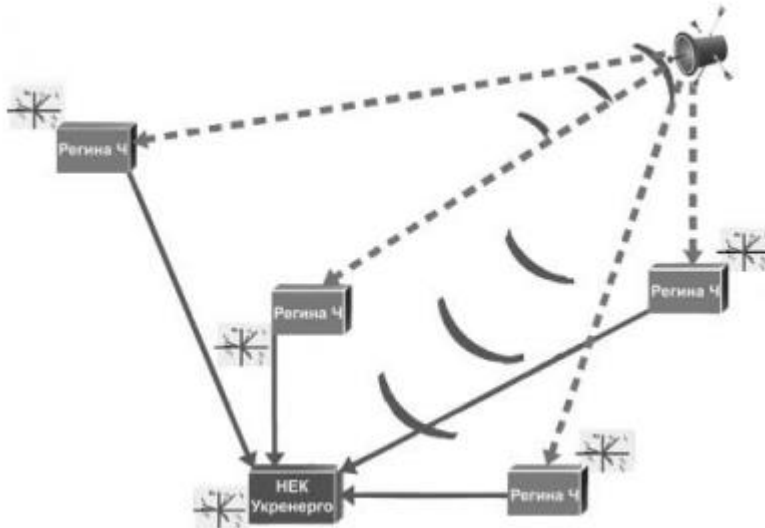


Рисунок 1.4 - Спрощена схема системи моніторингу перехідних режимів ЕО

Система (див. рис. 1) включає один чи декілька реєстраторів сигналів з багатофункціональним вимірювальним перетворювачем (БВП) (вимірює миттєві значення фазних струмів і напруги та розраховує інші електричні параметри), комунікаційний сервер (забезпечує збір, реєстрацію і архівацію даних, які надходять від БВП, надання даних за запитами віддалених споживачів в on-line та off-line режимах та ін.). Передбачено установка монітора для оперативної візуалізації зареєстрованих та розрахованих параметрів, блоку гарантованого електроживлення для забезпечення роботи ЕВРП «Регіна-Ч» підчас тимчасової перерви електроживлення, антени, пристрій синхронізації для прийому сигналів точного часу від GPS та передачі їх в реєстратор.

Система об'єднана в локальну обчислювальну мережу, яка поєднує пристрої моніторингу нижнього рівня та сервер збору даних (Fast Ethernet 100

Мбит/с, TCP/IP) [11]. В диспетчерських центрах (ДЦ) ОЕС (ДП НЕК «Укренерго») та відповідних ЕС встановлюється комп'ютер верхнього рівня для одержання інформації від комунікаційного сервера.

Використання інформації, яка одержана від ЕВРП «Регіна-Ч», надає нові можливості для розв'язання найбільш актуальних задач системного значення, частина яких без таких систем моніторингу не могла бути розв'язана взагалі. Річ йде про створення системи моніторингу перехідних режимів (СМПР), а також про можливість вирішення низки задач (рис. 1.5), що розв'язуються в off-line (вичерпний аналіз аварійних подій; верифікація моделей ЕС і ЕО та ін.) та в on-line режимах (оцінювання стану ЕС та ЕО, моніторинг низькочастотних коливань режимних параметрів для запобігання коливного порушення стійкості, моніторинг допустимості поточних режимів ЕО та ін.) [11].

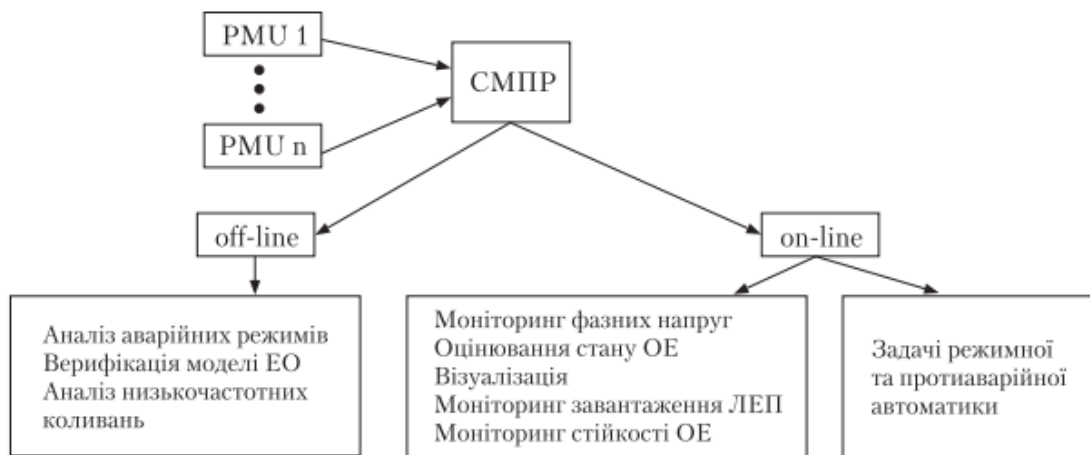


Рисунок 1.5.- Перелік задач, які розв'язуються за допомогою СМПР[11]

**4. Колектори інформації;** їх функції полягають у збиранні інформації від великої кількості інтелектуальних лічильників та моніторингу поточного розподілу в системі.

**5. Інтелектуальні пристрої,** якими є засоби моніторингу електроспоживання; вони дозволяють керувати режимами електроспоживання електроприймачів, коли тарифи на електроенергію стають надто високими.

Прикладами інтелектуальних пристроїв, що дозволяють керувати навантаженнями, є розроблений компанією АВВ повітряний вимикач Emax 2 з електронними розчіплювачами та вбудованою функцією Power Controller

[17]. Також програмно-апаратний комплекс ATS500, розроблений цією ж компанією.

Повітряний вимикач Emax 2 встановлюється як вступний апарат в головних розподільних щитах або розподільних пристроях низької напруги трансформаторних підстанцій. Якщо повітряний вимикач має можливість відключати від мережі і підключати до 15 ліній, що відходять до навантажень, за допомогою подачі керуючих сигналів на електромеханічні приводи апаратів захисту відповідних споживачів, то програмно-апаратний комплекс ATS500 дозволяє значно збільшити кількість апаратів відхідних ліній, керування якими можливо вести з автоматизованого робочого місця. оператора.

Всі перелічені особливості систем електропостачання потребують ретельного вивчення властивостей та характеристик нових елементів мережі, розробки їх математичних моделей роботи у різних режимах. Сучасні технології дають можливість мати поточну інформацію про стан СЕП та споживачів, багатофункціональні автоматичні пристрої управління дозволяють ефективніше вирішувати завдання управління режимами СЕП у режимі реального часу. Тому потрібна розробка нових методів для аналізу режимів роботи СЕП, що включають автоматизовані системи управління, їх надійності, стійкості і т.п. Серед великого комплексу завдань важливе значення мають завдання дослідження добових режимів СЕП та управління цими режимами, що і є предметом даної роботи. У цьому розглядається найважливіший випадок – оптимальне функціонування системи електропостачання з активною роллю споживачів.

## **1.2 Аналіз активних споживачів у концепції інтелектуальних систем електропостачання**

Склад електричного навантаження ЕЕС залежить від розвитку тих чи інших галузей господарства. Зміна навантаження енергосистеми у часі обумовлена режимом роботи підприємств та установ, технологічними

особливостями виробничих процесів, природною освітленістю, температурою повітря та ін.

Повний добовий графік навантаження ЕЕС складається із графіків окремих споживачів. У цьому склад споживачів істотно впливає характер добових графіків навантаження енергосистеми. Якщо енергосистема має значне побутове навантаження, то вечірній максимум, як правило, більший за ранковий. Ця різниця особливо помітна влітку. Влітку максимум настає пізніше і більш пікоподібний, ніж узимку. В енергосистемах з переважанням промислового навантаження є два явно виражені максимуми: ранковий і вечірній.

На конфігурацію добового графіка навантаження впливають освітленість і температура зовнішнього повітря. При малій освітленості вдень навантаження зростає і ранковий пік стає більш тривалим. При низькій температурі повітря навантаження також зростає, переважно у денний час.

Найбільш важливі точки графіка – це режим максимальних навантажень (створює певні вимоги до енергосистеми мати у своєму складі достатній резерв потужності на електростанціях системи) та режим мінімальних навантажень (визначені вимоги до енергосистеми, у цьому випадку, пов'язані з необхідністю наявності у складі енергосистеми маневрених) малим технологічним мінімумом).

Однак, досить часто через різні причини ЕЕС відчувають труднощі з покриттям добових максимумів графіка власних навантажень. Усунення дисбалансу потужності в ЕЕС може бути досягнуто своєчасним введенням нових потужностей, що генерують, на електростанціях ЕЕС або зміною конфігурації та параметрів графіка її навантаження шляхом відповідної деформації графіків споживачів [17].

Завдання поточного та перспективного планування введення генеруючих потужностей є надзвичайно затратним і складним, оскільки параметри електроспоживання мають високий ступінь невизначеності через те, що воно піддається впливу різних соціальних та економічних факторів. При цьому,

крім перспектив дефіциту генерації, завжди є ймовірність того, що електричні потужності, що будуються, виявляться недовантаженими, тобто. якийсь період вони працюватимуть у неефективному режимі.

Тому, альтернативою є зміна параметрів графіка навантаження ЕЕС у час, керуючи електроспоживанням різного роду споживачів електроенергії [18].

Так, перша в історії спроба впливати на споживання електричної енергії була прийнята у 1916 році у Великій Британії, під час першої світової війни. Тоді з метою максимального використання всіх резервів електроенергії було запропоновано переведення часу вперед на весняний, літній та осінній сезони. Це дозволило значно скоротити витрати електроенергії на освітлення за рахунок раціонального використання світлої частини доби та усунути збіг піку промислового навантаження з максимумом електричного освітлення, час якого пов'язаний з астрономічним. Пізніше накопичений у цій галузі досвід перейняли у Росії. У 20-х роках радянські енергетики зіткнулися з іншим завданням: при проектуванні великих ГЕС, які не входять до потужних ЕЕС і не мають водосховищ річного регулювання, виникла проблема використання нерівномірної сезонної потужності ГЕС у Закавказзі. Як один із рішень було розглянуто можливість сезонної роботи деяких промислових споживачів.

Поняття споживач-регулятор (СР) вперше ввів Кукель-Краєвський [18]. Автор під СР мав на увазі споживача, спроектованого спеціально для роботи в режимі, узгодженому з графіком навантаження ЕЕС. Пізніше в було дано більш роз'яснювальне визначення: СР - це споживач, який працює тільки в години добового (нічного) або тижневого (вихідні дні) провалу графіка електричних навантажень. В даний час згідно [5] під поняття СР підпадають електроспоживачі з керованим навантаженням, що впливають на якість електричної енергії, надійність роботи ЕЕС України та надають на оплатній договірній основі послуги із забезпечення виведення ЕЕС України з аварійних ситуацій.

У свою чергу розрізняють три режими регулювання графіка навантаження: добовий, тижневий та річний. Достатньо докладно [19] описані

способи добового регулювання графіка навантаження. Так, вирівнювання графіка може здійснюватися за рахунок переведення найбільш енергоємного обладнання, що працює періодично, з годин максимуму, на інші години доби. Також автор вважає, що у години максимумів навантажень енергосистеми доцільно проводити на підприємствах поточні та профілактичні ремонти технологічного та енергетичного обладнання. Зниження навантаження також може досягатися шляхом розосередження часу пусків великих електроприймачів, створення запасів напівфабрикату за рахунок інтенсифікації їх виробництва поза годинами максимуму. Ще одним заходом щодо вирівнювання добових графіків навантаження є зміщення часу початку та закінчення різних змін з метою суміщення з годинником максимуму навантаження міжзмінних та обідніх перерв на підприємствах; введенням третьої (нічної) зміни для енергоємного обладнання; запровадження різних вихідних днів для підприємств. Проте заходи щодо зміни режиму роботи пов'язані із зміною умов праці персоналу підприємств, тому їх здійснення може бути допущене лише у крайніх випадках. Одним із найвигідніших шляхів зниження піків навантаження є використання на промислових підприємствах СР. При цьому економія коштів, що отримується в енергосистемі, може перевищувати додаткові витрати СР.

У [19] автор пропонує математичну модель заходів з електрозбереження та ущільнення графіків електричного навантаження СР, що включає:

- модернізацію джерел електроосвітлення;
- Переведення в режим регулювання рівнів електричного навантаження промислових виробництв;
- Застосування в якості СР систем електроопалення з акумулюванням тепла.

За кордоном цей напрямок з регулювання енергоспоживання отримало назву управління попитом, що поєднує технічне (споживач-регулятор) та економічне (попит, управління) поняття [19]. У низці країн (Англія, Австралія, навіть ін.) розроблено і реалізуються проекти автоматизованого управління



попитом електроенергію з метою зниження пікових навантажень енергосистем [21]. У роботі [20] автори вважають, що ключовою характеристикою управління попитом буде тимчасовий масштаб управління навантаженням, від кількох годин до кількох секунд. За допомогою створення єдиної комунікаційної системи між навантаженнями (з використанням інтернет-протоколів, Internet Protocol або IP) з'явиться можливість здійснювати індивідуальну автоматизовану комунікацію з навантаженнями та управління попитом здійснюватиметься з мінімальною затримкою за часом.

Нині у межах розробки концепції створення інтелектуальних систем електропостачання (ІСЕ) проблема управління попитом вирішується з урахуванням відповідних договорів енергосистеми з окремими споживачами енергії, побудованих з урахуванням економічних інтересів кожної сторони [17, 21]. Розподільні компанії на основі аналізу різних об'єктів електроспоживання виявляють такі електроприймачі, які в сукупності дозволяють суттєво до 25% знизити пікове навантаження енергосистем. У числі таких електроприймачів зазвичай розглядаються кондиціонери великих житлових, комерційних та адміністративних будівель, електричні водонагрівачі, електроприводи насосів систем зрошення в сільській місцевості та ін..

Однією із цілей концепції ІСЕ є надання споживачам можливостей автоматизованого управління використанням електричної енергії та мінімізації їх витрат на оплату електроенергії [14]. Важливо, що технологія ІСЕ дає споживачам можливість аналізувати їх електроспоживання та керувати споживанням електроенергії ефективніше. Іншими словами, концепція ІСЕ стимулюватиме споживачів до участі у регулюванні навантаження.

У роботі [22] торкнулися основних можливостей, перспектив, прав споживача електричної енергії в інтелектуальній енергетиці. Так, на думку автора, в інтелектуальній енергосистемі кінцевий споживач електроенергії повинен розглядатися як партнер суб'єктів електроенергетики щодо

забезпечення надійної роботи енергосистеми і тим самим набуде статусу «активного».

У роботах [23] під активним споживачем розуміється учасник споживчого ринку електроенергії, який має можливість відповідно до своїх потреб оптимізувати графік завантаження потужностей як з метою мінімізації витрат на електроенергію, так і з метою отримання доходу від продажу електроенергії та потужності.

Згідно [23] мотивацією поведінки АС є забезпечення можливості самостійної зміни споживачами обсягу та функціональних властивостей (рівня надійності, якості тощо) одержуваної електроенергії на підставі балансу своїх потреб та можливостей енергосистеми з використанням інформації про характеристики цін, обсягів постачання електроенергії, надійності, якості та ін.

У роботі [24] чітко сформульовані можливості АС. АС має право вибирати:

- режим свого електроспоживання відповідно до необхідності виконання виробничих планів щодо випуску продукції або забезпечення енергією домогосподарства, оптимізуючи витрати на купівлю електроенергії із зовнішніх ринків;

- ступінь своєї участі у наданні додаткових послуг – регулювання активних та реактивних навантажень (потужностей) для керування з боку системного оператора;

- умови завантаження власної потужності (за її наявності) для формування заявки на купівлю/продаж електроенергії на оптовому та роздрібному ринках.

«Розумні» програми для автоматизації роботи споживача та енергосистеми представлені авторами в роботі [7]. До них відносяться високо-інтелектуальні системи контролю та обліку електричної енергії – лічильники електричної енергії, домашні дисплеї, апаратура зв'язку тощо.

У цій роботі під АС слід розуміти учасника роздрібного ринку електроенергії, який самостійно приймає рішення щодо можливості регулювання графіка власних навантажень з метою мінімізації витрат на покупку електроенергії (потужності).

Як показує досвід зарубіжних країн, основними механізмами, що включають АС у функціонування ІСЕ, є управління попитом та методи економічного стимулювання, насамперед добре продумані тарифи на електроенергію.

Проект встановлення 32 мільйонів інтелектуальних лічильників в Італії став першим прикладом, що демонструє можливі результати впровадження АС у функціонування ІСЕ [16]. Результати проекту показали, що встановлення інтелектуальних лічильників та домашніх дисплеїв стимулювало 57% споживачів, що беруть участь у програмі, на зміну своїх звичок (29,3% відклали використання побутових приладів на вечір; 11,9% намагалися уникати одночасного використання кількох приладів; 7, 5% відключали прилади замість того, щоб залишати їх у режимі очікування (6,6% менш інтенсивно використовували великі побутові прилади). Таким чином, щогодинне відображення поточної ціни на електроенергію підштовхує споживачів до зміни їх побутових звичок з метою зменшення витрат на електроенергію (зміщення часу використання чи зменшення інтенсивності використання електроприладів).

Прогноз, даний у рамках проекту, показує, що звичайний споживач може зменшити електроспоживання на 15%. Очікується, що застосування тарифів в залежності від часу призведе до зменшення електроспоживання на 5-10% та усунення 1% від сумарної потреби в електроенергії на непікові періоди споживання.

### **Висновки по першому розділу**

На основі проведеного аналізу можна виділити ряд основних завдань, після вирішення яких можна досягти реалізації стратегії активного споживача. Так, необхідно:

1) зацікавити споживача в участі у регулюванні графіка навантаження наданням йому пільгових умов або добре продуманих стимулюючих активну поведінку тарифів на електроенергію;

2) підвищити поінформованість кінцевого споживача про ставку тарифу на даний момент;

3) надати споживачеві право самостійно оцінювати рівень своїх можливостей у регулюванні графіка навантаження.

Для спільного вирішення завдань оптимального функціонування СЕП з активною роллю споживачів необхідна розробка відповідної методології, математичних моделей та методів розв'язання задач з урахуванням специфіки СЕП, що включають АС. При цьому завдання дослідження добових режимів СЕП є основним завданням спільного управління СЕП та АС.

## РОЗДІЛ 2

### ОПТИМІЗАЦІЯ ДОБОВИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ТА СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

#### 2.1 Методи оптимізації добових режимів електроенергетичних систем та систем електропостачання

Класичні методи оптимізації стали використовуватися при управлінні режимами енергосистем ще в 20-ті роки, проте особливо широке застосування сучасних методів починається з 50-х років минулого сторіччя.

Основні підходи до управління режимами виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії в енергетичних системах докладно викладено в основних роботах В.А. Венікова [24], В.І. Ідельчика [25], Х.Ф. Фазилова [25], В.М. Горнштейна [26], Л.А. Крума [27].

Завданню добової оптимізації енергетичних режимів завжди приділялася велика увага. Достатньо докладний огляд таких вітчизняних робіт станом на початок 80-х років наведено в [28]. При цьому як розглянуті методи вирішення поставленого завдання застосовуються: градієнтний метод при врахуванні обмежень штрафними функціями, модифікація лінійного програмування, метод наведеного градієнта для комплексної оптимізації миттєвих режимів.

У [28] автором розроблено алгоритми оптимізації добових режимів енергооб'єднань з використанням методів квадратичного (метод невизначених множників Лагранжа) та лінійного програмування (подвійний симплекс-метод, метод обліку двосторонніх обмежень), а також при їх комбінованому використанні.

До СЕП багато в чому застосовуються аналогічні положення. До основних факторів, що визначають економічність режиму системи електропостачання, можна віднести оптимальне розподілення активної та реактивної потужності між генеруючими джерелами, оптимальне розподілення навантажень між підстанціями та окремими системами шин,

вибір оптимальної схеми електропостачання, оптимальне регулювання параметрів режиму, найбільш вигідне використання вторинних енергоресурсів. Як критерій оптимальності можуть використовуватися мінімальні витрати на паливо на теплових місцевих електростанціях, мінімальна вартість втрат електроенергії в мережах при передачі активної та реактивної потужності та в синхронних машинах при виробленні реактивної потужності, мінімальні витрати на придбання електроенергії у енергопостачальних організацій.

Кожна зі сформульованих завдань оптимізації режиму з математичної точки зору зводиться до завдання визначення раціонального режиму, тобто пошуку економічного мінімуму витрат на виробництво, передачу та розподіл електроенергії, до складу якого, як правило, входять нелінійні функції великої кількості змінних.

Таким чином, математичне формулювання завдань управління режимами як ЕЕС, так і СЕП визначає застосування для їх вирішення методів нелінійного програмування. Серед найпоширеніших їх можна назвати метод невизначених множників Лагранжа, різні модифікації градієнтного методу, метод Ньютона другого порядку та інших.

Як показав аналіз, використання цієї групи методів у більшості випадків є досить результативним, проте всі вони мають низку істотних недоліків, які обмежують сферу їх застосування та знижують ефективність. Наприклад, метод Лагранжа добре працює для гладких унімодальних функцій. У тих випадках, коли обчислення похідних по всіх змінних не становить серйозної проблеми, цей підхід також є найефективнішим [24, 28].

Однак варто відзначити, що метод Лагранжа має ряд істотних недоліків, що обмежує сферу його застосування. До них можна віднести загальний недолік аналізованих методів нелінійного програмування – це вимога диференційованості функції, що безпосередньо відбивається на обчислювальних витратах рішення завдання, навіть за можливості визначення часткових похідних функції. Також метод Лагранжа не дозволяє

безпосередньо враховувати обмеження у вигляді нерівностей, що є малохарактерним для завдань електроенергетики.

Головна перевага градієнтного методу перед методом Лагранжа полягає в тому, що даний метод дозволяє враховувати обмеження нерівності [59]. Однак наявність додаткових перетворень при обліку обмежень у вигляді нерівностей можна віднести до недоліку даного методу через громіздкість обчислень. З цією метою передбачено використання разом із базовим методом методу штрафних функцій. Окремо слід зазначити складну процедуру обчислень через диференціювання цільової функції та, як наслідок, трудомісткість її реалізації. Недоліком градієнтного методу є те, що він не гарантує оптимальності знайденого рішення. Цей метод застосовується у унімодальних завданнях, де цільова функція має єдиний локальний екстремум.

Серед основних особливостей градієнтного методу можна виділити те, що він працює досить швидко при вирішенні завдань оптимізації, хоча збіжність даного методу залежить від вибору початкового наближення [26, 29].

Зі всіх ітераційних алгоритмів метод Ньютонів другого порядку є досить точним, універсальним, характеризується високою швидкістю [29]. У той самий час метод дуже погано працює при невдалих початкових наближеннях, і навіть обсяг обчислень у методі Ньютонів кожному кроку значно більше, ніж, наприклад, у методах першого порядку.

В останні кілька десятиліть набули розвитку методи апроксимуючого та сепарабельного програмування [30]. Дані методи передбачають апроксимацію цільової функції відрізками кривих та зведення вихідної задачі до сукупності задач лінійного програмування.

У роботах [31] запропоновано цілу низку методів оптимізації режимів енергосистем: комплексний та узагальнений симплексний методи нелінійного програмування, модифікований метод Ньютонів з апроксимацією матриці Гессе, метод сполучених наведених градієнтів. Методи враховують усі види

обмежень, а також яружність цільової функції. У всіх методах застосовується аналітичний опис цільової функції або апроксимація її будь-яким з поліномів.

У роботі [31] автори представляють новий підхід до розв'язання задач оптимізації режимів енергосистем, що встановилися, заснований на застосуванні дробово-поліноміальних залежностей режимних параметрів від параметрів елементів схеми електричної мережі. На думку авторів, дані залежності дозволяють суттєво прискорити розрахунок, що у свою чергу дає можливість отримувати розв'язання оптимізаційних завдань у режимі реального часу.

В даний час відома велика кількість методів оптимізації як традиційних, так і удосконалених для вирішення різних завдань, що виникають в електроенергетиці. Причому деякі методи є ефективними лише для конкретного завдання та абсолютно не придатними для інших. Підбивши підсумок вищесказаному, можна назвати деякі типові недоліки, характерні більшості традиційних методів оптимізації:

- чутливість до початкового наближення розв'язання задачі;
- наявність додаткових вимог, що пред'являються до математичної моделі завдання у вигляді безперервності, диференційованості та унімодальності критерію оптимізації;
- реалізація складної процедури обчислень внаслідок диференціювання цільової функції;
- нездатність визначати глобальний екстремум досліджуваної функції;
- залежність від виду врахованих обмежень задачі;
- погана пристосованість до завдань із дискретним характером змінних тощо.

Наявність цих та інших недоліків зумовлюють необхідність застосування та дослідження нових нетрадиційних методів вирішення задач оптимізації. Нині розглядаються питання вирішення технічних завдань з допомогою методів штучного інтелекту: нечіткої логіки, штучних нейронних мереж, еволюційних алгоритмів [32,33].



## 2.2 Методи багатокритеріального вибору рішень для забезпечення нормального функціонування систем електропостачання та споживачів

В електроенергетиці при розвитку та функціонуванні електроенергетичної системи завдання вибору (ухвалення рішення) виникають на кожному етапі. Від вибору виробника обладнання, що закуповується, до вибору режимів роботи мережі. При виборі обґрунтування рішення виникає безліч завдань вибору.

Традиційно багатокритеріальні завдання вирішуються такими методами як скаляризація векторного критерію, умовна максимізація, пошук альтернативи із заданими властивостями, знаходження паретівської множини, вибір з використанням багатокритеріальної функції корисності [32]. Розглянемо переваги та недоліки деяких найбільш уживаних методів.

Скаляризація векторного критерію: очевидні переваги поєднання кількох критеріїв в один суперкритерій супроводжуються низкою труднощів та недоліків, які необхідно враховувати при використанні даного методу. Упорядкування точок в багатовимірному просторі не може бути однозначним і повністю визначається видом функції, що впорядковує. Суперкритерій відіграє роль цієї функції, що впорядковує, і її навіть невелика зміна може призвести до того, що нова оптимальна альтернатива буде дуже сильно відрізнятися від старої.

Головна проблема цього підходу – визначення вагових коефіцієнтів. У випадках, коли вагові коефіцієнти визначити не вдається, можна використовувати так званий метод послідовних поступок [34]. Підставою цього є той факт, що зазвичай часткові критерії нерівнозначні і можна їх проранжувати в порядку значущості. Тоді беруть найважливіший критерій, інші задають як обмежень. Потім вирішують оптимізаційну задачу для найважливішого критерію за прийнятих умов інших критеріїв.

На наступному кроці методу оптимізують другий за важливістю критерій, зробивши «поступку» за першим критерієм по відношенню до оптимального значення, знайденому на попередньому кроці. Далі знаходять оптимальне

значення для третього за важливістю критерію, зробивши поступку за другим критерієм. І так далі за всіма критеріями.

У багатокритеріальній задачі, що включає кінцеву безліч можливих рішень і певний на цій множині набір критеріїв, що складається з двох і більше компонентів, які необхідно максимізувати, пошук рішень необхідно проводити в множині Парето [34].

Множина Парето містить у собі такі рішення, які є оптимальними за Парето. Суть цього поняття проста: деякий можливий варіант дій є ефективним (оптимальним за Парето), якщо при заміні його будь-яким іншим варіантом не можна досягти покращення значення, хоча б одного з критеріїв, не погіршивши при цьому значення якогось іншого [34].

Інтерес до теоретико-ігрового підходу в багатокритеріальній постановці завдань в енергетиці виник давно. Однією з перших за допомогою ігрових постановок вирішувалося завдання планування розвитку ЕЕС. [35] закладено основу даного методу з використанням теорії корисності.

В останні кілька десятиліть, у зв'язку з лібералізацією електроенергетики, розробка та дослідження таких завдань суттєво активізувалася. У роботі [35] наведено загальний підхід до багатокритеріального дослідження розвитку ЕЕС, який на основі фундаментальних положень теорії корисності поєднує різні методи аналізу багатьох критеріїв в умовах різних переваг у процесі обґрунтування рішень. Теоретико-ігровий підхід у багатокритеріальній постановці стосовно нагоди кооперації у розвитку кількох економічно незалежних електрогенеруючих компаній на основі оцінок вектора Шеплі з використанням багатокритеріальних функцій корисності запропонований у [34].

Розглянемо докладніше одну з молодих на сьогоднішній день галузь економічної теорії, що утворилася в останні 20-30 років, теорію контрактів, засновану на принципах теорії економічної рівноваги та теорії ігор. Теорія контрактів є ігровий підхід, який розглядається як апарат пошуку компромісних рішень.

Однією з базових моделей теорії контрактів є модель з асиметричною інформацією, більш відома як модель, що погіршує або несприятливого відбору, модель самовідбору [34].

Ця модель передбачає наявність принципала та агента. Суть моделі полягає в тому, що принципал пропонує агенту контракт, при цьому в момент укладання контракту агент має у своєму розпорядженні інформацію, недоступну принципалу (дана інформація називається «типом» агента). Після укладання контракту всі дії та події спостерігаються обома сторонами. Проблема полягає в тому, щоб виявити інформацію та запропонувати агенту оптимальний контракт (який повинен залежати від його типу).

Модель теорії контрактів має такий вигляд [35]:

Нехай агент - помірний покупець, за період, що розглядається, планує купити одну одиницю товару. Його корисність описується функцією

$$U(q, t) = \alpha \cdot q - t, \quad (2.1)$$

де  $q$  - якість товару, який він набуває;  $\alpha$  - ступінь досвідченості покупця;  $t$  - ціна одиниці товару.

Нехай також для будь-якого заданого рівня якості за однаковий приріст більш досвідчені покупці готові заплатити більше, ніж менш досвідчені. Тоді відношення агента до якості товару може приймати одне з двох значень:  $\alpha \in \{\alpha_1, \alpha_2\}$ ,  $0 < \alpha_1 < \alpha_2$ , тобто.  $\alpha_2$  вище цінує якість товару, ніж агент  $\alpha_1$ . Назвемо агента  $\alpha_2$  - досвідченим покупцем, агента  $\alpha_1$  - недосвідченим покупцем. Частка останніх становить  $\beta$ : ймовірність  $p(\alpha = \alpha_1) = \beta$ .

Принципал – локальний монополіст на ринку, може виробляти товар будь-якої якості. У цьому витрати виробництва однієї одиниці товару  $q$  становлять  $c(q)$ .

Під корисністю принципала мається на увазі різниця між його виручкою та витратами

$$\max(t - c(q)) \quad (2.1)$$

Інформація асиметрична. Виробнику відомо, що частка недосвідчених споживачів становить  $\beta$ . На вибір він пропонує два

контракти:  $\{(q_1, t_1); (q_2, t_2)\}$ . При цьому виробник для себе вважає, що контракт  $(q_1, t_1)$  призначений для недосвідченого покупця з низькою якістю товару, а контракт  $(q_2, t_2)$  - для досвідченого покупця з високою якістю товару.

Для знаходження найкращої пари контрактів (контрактів "другого найкращого") необхідно вирішити завдання максимізації прибутку для продавця

$$\max_{t_1, q_1, t_2, q_2} \{\beta \cdot [t_1 - c(q_1)] + (1 - \beta) \cdot [t_2 - c(q_2)]\} \quad (2.3)$$

при умовах

$$\begin{cases} \alpha_1 \cdot q_1 - t_1 \geq \alpha_1 \cdot q_2 - t_2 & (IC_1) \\ \alpha_2 \cdot q_2 - t_2 \geq \alpha_2 \cdot q_1 - t_1 & (IC_2) \\ \alpha_1 \cdot q_1 - t_1 \geq 0 & (IR_1) \\ \alpha_2 \cdot q_2 - t_2 \geq 0 & (IR_2) \end{cases} \quad (2.4)$$

де:

$(IC_i)$ ,  $i=1,2$  - обмеження сумісності по стимулах (incentive compatibility constrains): споживач  $\alpha_i$  надає перевагу контракту, складеному для нього;

$(IR_i)$ ,  $i=1,2$  - обмеження участі (participation constrains) чи індивідуальної раціональності (individual rationality constrains): вони гарантують, кожен тип споживача приймає складений йому контракт.

Два типи споживачів не відрізняються друг від друга: обидва виберуть угоду з низькоякісним товаром  $(q_1, t_1)$ , т.к. плата за одиницю товару в цьому випадку буде меншою.

Після вибору договору споживачами інформація стає симетричною - виробник володіє інформацією, якого типу ставляться дані споживачі. Виробник може отримати більш високий прибуток, запропонувавши досвідченому покупцю на вибір контракт, сформований у процесі торгівлі  $(q_2^*, t_2^*)$ . У цьому випадку виробник має право призначити

максимальну ціну, при якій відбудеться торгівля.

Нині розпочалося активне використання ігрового підходу на вирішення завдання мінімізації витрат споживача для придбання електричної енергії [35]. Так, [36] описана гра, орієнтована на оптимізацію навантаження споживачем. Споживач не зобов'язаний розкривати інформацію про своє навантаження компанії та іншим споживачам, при цьому компанія здатна, вирішуючи завдання, що обговорюється, запропонувати споживачеві стимулюючі тарифи. З іншого боку, у процесі рішення визначаються джерела економії споживача. Низка авторів досліджують ситуації, коли вже заздалегідь визначено тарифи і в цих умовах споживач змінює своє навантаження, щоб максимально заощадити [36]. Є дворівневі постановки, коли розглядаються вертикально інтегровані взаємодії компанії, що генерує, енергопостачальної організації, мережевої компанії і споживача. У цій постановці споживач представлений агреговано без розбиття на типи.

Відмінність завдання, що вирішується в рамках дисертації від вище поданих завдань, полягає в можливості застосування різних, що стимулюють активну поведінку та сформованих на сьогоднішній день законодавчо, тарифів для різних типів споживачів. При цьому тип споживача відповідно до загальноприйнятої класифікації електроприймачів за надійністю електропостачання [36] може бути визначений як споживач, що відноситься до першої, другої, третьої категорії електроприймачів. Тому, ідея завдання кваліфікаційної роботи полягає у формуванні механізму, який дозволяв би, використовуючи лише ринкові важелі (меню тарифів), максимізувати прибуток енергопостачальної організації за умови розмежування типів споживачів та їх зацікавленості оптимізувати графік навантаження з метою отримання виграшу від активної участі.

Таким чином, найбільш привабливим методом для вибору рішення оптимального функціонування системи електропостачання та споживачів є метод, заснований на принципах економічної рівноваги та теорії ігор – теорія контрактів. Даний метод дозволяє будувати договірні відносини між учасниками гри та знаходити компромісні рішення.

### **Висновки по другому розділу**

Проведено огляд методів оптимізації режимів СЕП. Від класичних всіма відомих на сьогоднішній день методів оптимізації (метод невизначених множників Лагранжа, різні модифікації градієнтного методу, метод Ньютона другого порядку) до методів штучного інтелекту.

Також проведено огляд основних методів багатокритеріального вибору рішень. Серед них останнім часом у багатокритеріальній постановці завдань енергетики набув розвитку теоретико-ігровий підхід. Для визначення компромісного рішення при взаємодії енергопостачальної організації та споживачів у процесі координації добових режимів СЕП та споживачів обрано теорію контрактів як найбільш відповідний.

## РОЗДІЛ 3

### МЕТОДИЧНІ ОСНОВИ ТА МЕТОДИ КООРДИНАЦІЇ ДОБОВИХ РЕЖИМІВ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОСНАБЖЕННЯ І СПОЖИВАЧІВ

#### **3.1 Координація добових режимів систем електропостачання та активних споживачів – сценарний підхід**

Певні взаємовідносини між виробником (постачальником) та споживачем у частині постачання електричної енергії виражаються через учасників СЕП: енергопостачальну організацію та споживачів електричної енергії.

Для подальшого дослідження введемо поняття суб'єктів взаємовідносин, що розглядаються в СЕП:

1. Енергопостачальна організація (ЕПО), під якою матимемо на увазі організацію, що здійснює на роздрібному ринку продаж споживачам електричної енергії та потужності, куплених на оптовому ринку (гарантуючий постачальник, незалежні енергозбутові організації), а також має можливість поєднувати цю діяльність з діяльністю по передачу електричної енергії;

2. Споживачі електричної енергії - споживачі, які отримують електричну енергію (потужність) з нормованими параметрами, прийнятими в ЕЕС, для власних побутових чи виробничих потреб.

Кожна група суб'єктів взаємовідносин має інтереси. Так, ЕПО зацікавлена у отриманні максимального прибутку внаслідок своєї діяльності. Інтереси споживачів пов'язані з мінімізацією витрат на купівлю електроенергії, забезпеченням її якості та надійності електропостачання.

Для знаходження точок взаємодії кожної із сторін розглянемо кілька варіантів сценаріїв розвитку взаємовідносин між ЕПО та споживачами.

**Сценарій I:** ЕПО купує електроенергію на оптовому ринку та продає споживачам за роздрібними цінами, виконуючи функцію посередника (рис. 3.1). Режим роботи електричної мережі контролює мережна компанія. Межа балансової приналежності та експлуатаційної відповідальності (далі МВ) проходить по ввідним пристроям та ВП об'єктів споживача, на рисунку 3.1 МВ позначено пунктирною лінією. Врахування електричної енергії, що відпускається споживачам, ведеться за допомогою лічильників електричної енергії (Wh). У цьому сценарії ЕПО взаємодіє з кожним споживачем індивідуально.

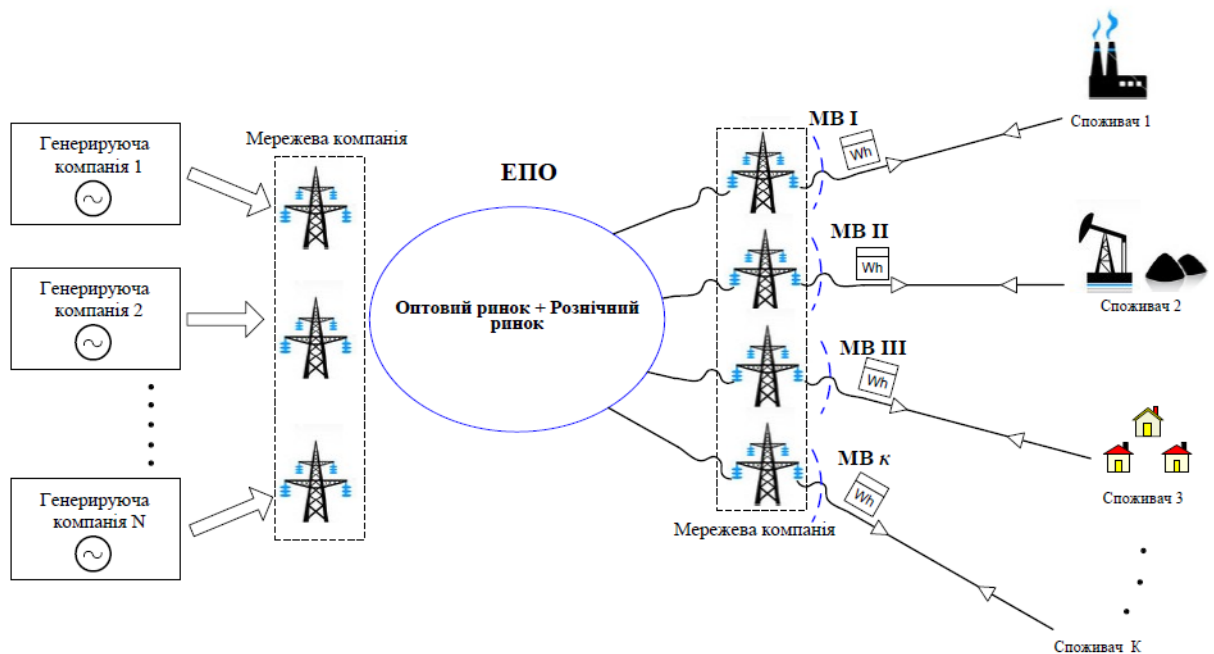


Рисунок 3.1 - Структурна схема СЕП для сценарія I

**Сценарій II:** ЕПО купує електроенергію на оптовому ринку та продає споживачам за роздрібними цінами, при цьому кожен споживач має власну електричну мережу. МВ проходить лінійними порталами що відходять ПЛ від підстанції енергосистеми, рисунку 3.2 МВ позначена пунктирною лінією. Врахування електричної енергії, що відпускається споживачам, ведеться за допомогою лічильників електричної енергії (Wh). В даному випадку, як і в сценарії I, ЕПО взаємодіє з кожним споживачем індивідуально.



**Сценарій III:** ЕПО купує електроенергію на оптовому ринку та продає споживачам за роздрібними цінами, при цьому ЕПО є власником електричної мережі. МВ проходить по вступним пристроям та ВП об'єктів споживачів, на рисунку 2.3 МВ позначена пунктирною лінією. В даному випадку ЕПО здійснює контроль за режимом роботи електричної мережі з огляду на всіх споживачів, що належать даній мережі. Врахування електричної енергії, що відпускається споживачам, ведеться за допомогою лічильників електричної енергії (Wh).

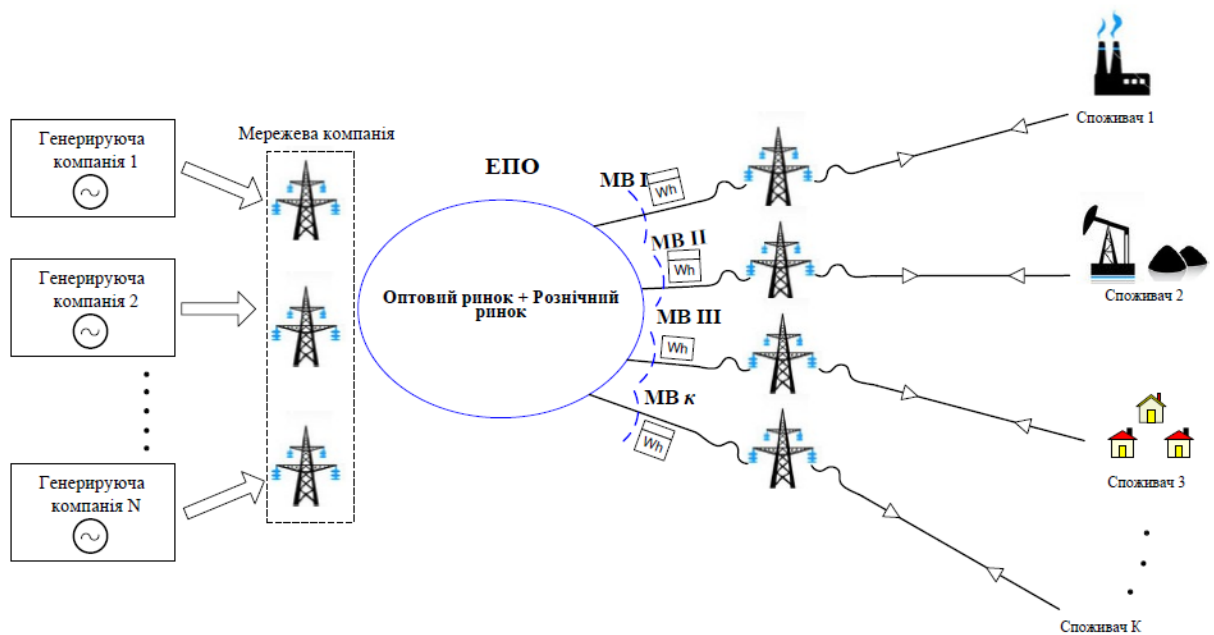


Рисунок 3.2 – Структурна схема СЕП для сценарія II

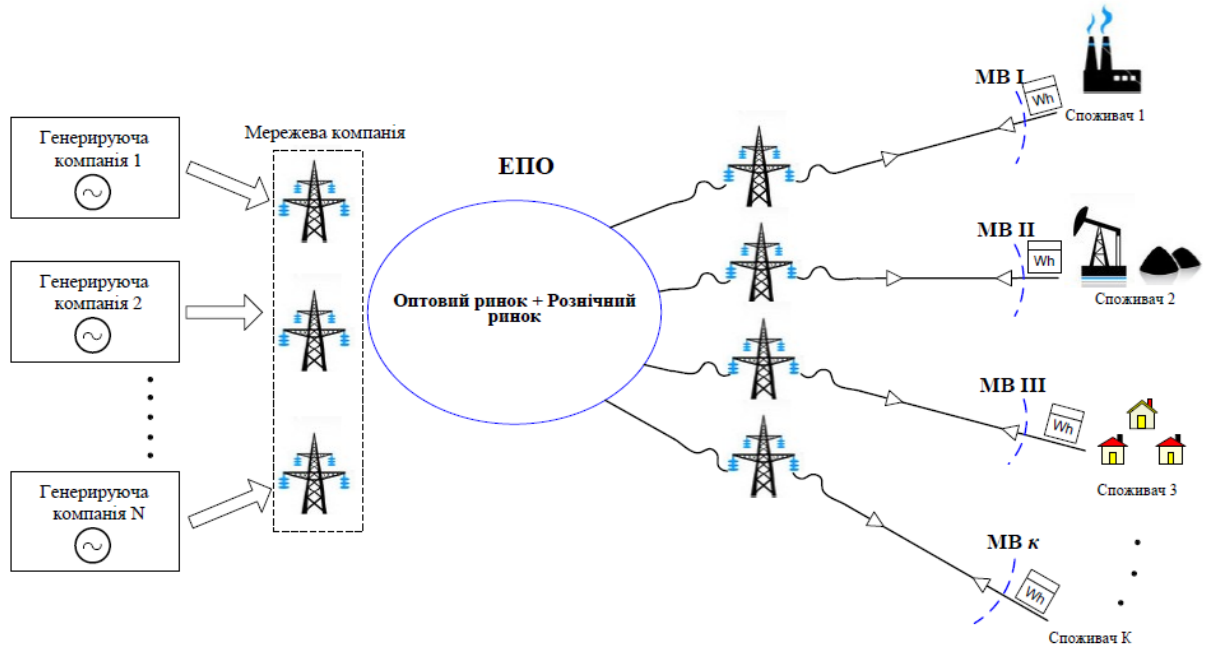


Рисунок 3.3 – Структурна схема СЕП для сценарія III

Подані сценарії взаємовідносин між ЕПО та споживачами є типовими для існуючих схем СЕП та охоплюють усі суб'єкти ринку електричної енергії та потужності, інші ж сценарії є їх симбіозом. Тому завдання координації добових режимів системи електропостачання та активних споживачів проводиться для зазначених сценаріїв та полягає у їх дослідженні, а також знаходженні механізмів стимулювання активної поведінки споживачів у СЕП.

### 3.2 Методика та математична модель координації добових режимів системи електропостачання та споживачів, її модифікації

Можливості споживачів мінімізувати свої витрати на покупку електроенергії у загальному вигляді визначаються критерієм

$$\min \sum_{k=1}^K Z_k, \quad (3.1)$$

де  $Z_k$  – витрати споживача на купівлю електричної енергії (потужності);  $K$  – кількість інтервалів часу, на які розбивається добовий графік споживання електроенергії.

У своїх розрахунках розглянемо законодавчо сформовані тарифи [2], які є найпривабливішими споживачам з погляду можливості управління своїм електроспоживанням, тобто тарифи, що передбачають плату за пікове значення потужності або пікову зону споживання електроенергії. До них відносяться двоставковий тариф із платою за потужність, при піковому значенні максимуму навантаження в енергосистемі, та електроенергію та тариф, що диференціюється по зонах доби.

Тоді при двоставковому тарифі з платою за потужність, при піковому значенні максимуму навантаження в енергосистемі, та електроенергію критерій (2.1) набуде вигляду

$$\min(C_p P_{\max} + \sum_{k=1}^K C_{e,k} \cdot W_k), \quad (3.2)$$

де  $C_p$  - питома вартість одного кіловата добового максимуму навантаження;  $C_{e,k}$  питома вартість однієї кіловат-години електроенергії на інтервалі часу  $k$ ;  $P_{\max}$  - максимум навантаження у споживача (у години визначені енергосистемою);  $W_k$  - кількість споживаної електроенергії на інтервалі часу  $k$ .

При диференційованому тарифі на електроенергію критерій (2.1) буде мати вигляд

$$\min \sum_{t=1}^T C_e^t \sum_{k \in K^t} W_k, \quad (3.3)$$

де  $T$  - кількість зон, на які розбивається добовий графік споживання електроенергії;  $C_e^t$  питома вартість однієї кіловат-години електроенергії в зоні доби  $t$ ;  $K_t$  - множини, що визначають інтервали часу всередині відповідних зон  $t \in T$ .

Розглянемо заходи, які може вжити споживач зменшення витрат на придбання електричної енергії та потужності. Очевидно, ними можуть бути регулювання графіка навантаження, так і деякі експлуатаційні заходи, які може застосувати споживач, не несучи при цьому додаткових капіталовкладень, але зменшуючи витрати на купівлю електричної енергії і

потужності. До таких можна віднести компенсацію реактивної потужності за допомогою встановлених у мережі споживача компенсуючих пристроїв (КУ) або автоматизоване налаштування коефіцієнта трансформації силових трансформаторів, що належать споживачеві.

Для **сценарію I** регулювання добового графіка навантаження з метою зменшення витрат буде припустимим, якщо для споживача будуть застосовані деякі привабливі умови, які дозволяють заздалегідь планувати режим роботи устаткування. Як було сказано вище, до таких можна віднести застосування диференційованого за зонами доби тарифу на електроенергію. Тоді в реальному часі або на добу вперед споживач, володіючи інформацією про величину тарифу, що диференціюється, протягом доби, матиме можливість самостійно приймати рішення про перенесення власного навантаження в зону з меншою ставкою тарифу для мінімізації витрат на купівлю електроенергії та потужності. Або застосування двоставкового тарифу з платою за потужність, при піковому значенні максимуму навантаження в енергосистемі, і електроенергію. У цьому випадку споживач, наприклад, володіючи даними про фактичний розподіл пікових навантажень по годинах доби для енергосистеми [36], намагатиметься спланувати режим електроспоживання таким чином, щоб уникати попадання максимуму власного навантаження пікове значення навантаження у енергосистемі. Очевидно, що ці заходи повинні включати деякі технічні засоби та інформаційні технології отримання, обробки та подання інформації про поточне електроспоживання та поточну ціну електроенергії, а також прогноз цих параметрів на короткий період для створення резерву часу на прийняття рішень. Докладніше приклади використання сучасних технічних засобів викладено у п. 1.2.

Представимо математичну модель для цього сценарію:

До її основи увійде функція витрат споживача (3.1) на купівлю електроенергії (потужності), яка може бути перетворена з урахуванням обраного тарифу до виду (3.2) або (3.3).

Як обмеження для виконання (3.1) приймається

$$W_k \geq W_{k \min}, \quad k = \overline{1, K}; \quad (3.4)$$

$$0 \leq P_k \leq P_{r_k \max}, \quad (3.5)$$

$$t_k \leq t_{r_k \max}, \quad (3.6)$$

Обмеження (3.4) відображає можливі обмеження споживаної електроенергії  $W_{k \min}$  на інтервалі часу  $k$  добового графіка навантаження, що визначаються технологічним мінімумом з урахуванням особливостей технології виробництва (наприклад, технологічна бронь). У разі завдання подібного обмеження потужності вираз (3.4) легко трансформується на заданому інтервалі графіка навантаження. Нерівності (3.5) та (3.6) відображають обмеження на граничну сумарну потужність  $P_{r_k \max}$  та гранично допустимий час  $t_{r_k \max}$  регульованих електроприймачів, перенесення потужності яких до іншої зони графіка навантаження не призведе до зниження продуктивності споживача.

При цьому

$$P_k = \sum_{j=1}^J P_{rj}, \quad (3.7)$$

де  $P_{rj}$  – потужність одиничного регульованого електроприймача;  $J$  – кількість регульованих електроприймачів у споживача.

$$\sum_{k=1}^K W_{\text{before } k} - \sum_{k=1}^K W_{\text{after } k} = 0. \quad (3.8)$$

Обмеження (3.8) відображає баланс електроенергії до та після перенесення потужності споживачем у зону часу з привабливою йому ставкою за електроенергію (потужність).

Важливою умовою при вирішенні оптимізаційної задачі (3.1) – (3.8) є те, що граничні значення регульованого електричного навантаження  $P_{r_k \max}$ , а також можливості її перенесення на інші зони графіка навантаження, повинні визначатися експлуатаційним персоналом споживача, який добре знає його технологічні особливості та здатність адаптуватися до змін електроспоживання.

При цьому основними способами регулювання режимів електроспоживання споживача можуть бути наступні організаційно та організаційно-технічні заходи: перерозподіл у часі (протягом доби) окремих енергоємних процесів (наприклад, за рахунок автоматизації технологічного процесу споживача або за рахунок створення накопичувачів продукції в години мінімальних навантажень в енергосистемі); запровадження других та третіх змін (на однозмінних та двозмінних підприємствах); встановлення міжзмінних перерв (у години максимуму навантаження енергосистеми); суміщення за часом (узгодження) ремонтів агрегатів - великих електроприймачів.

У цьому сценарії контроль за режимом мережі покладено мережеву компанію.

Маючи дані про навантаження споживачів, всі параметри мережі визначаються в ході розрахунку усталеного режиму (УР) мережі. Для розрахунку УР електричних мереж застосовується матричний метод рівнянь вузлових напруг у комплексній формі балансу потужностей у вузлах:

$$\dot{U}_i^2 \dot{Y}_{ii} - U_i^* \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \dot{U}_j \dot{Y}_{ij} = S_i^*, \quad i = \overline{1, n} \quad (3.9)$$

де  $\dot{Y}_{ii}$  - власна провідність  $i$ -го вузла, що дорівнює сумі провідностей гілок, що сходяться в цьому вузлі;  $\dot{Y}_{ij}$  - взаємна провідність  $i$ -го та  $j$ -го вузлів, що дорівнює сумі провідностей гілок, що безпосередньо з'єднують ці вузли;  $S_i^*$  - пов'язаний комплекс потужності, що споживається в  $i$ -му вузлі;  $\dot{U}_i$  - пов'язаний комплекс напруги  $i$ -го вузла;  $i = \overline{1, \dots, n}$  - кількість вузлів у схемі.

Розрахунок УР радіальної мережі з одним джерелом живлення, якими в більшості є СЕП промислових споживачів, може здійснюватися методом зворотного/прямого ходу. Цей метод враховує топологічну специфіку таких мереж і дозволяє вирішувати завдання розрахунку УР електричної мережі за досить повного його математичного опису.

У ході розрахунку УР перевіряються такі обмеження:

1. Напруги у вузлах мережі для інтервалу часу  $k$

$$U_{ik \min} \leq U_{ik} \leq U_{ik \max} \quad (3.10)$$

2. Допустимі струмові навантаження в елементах мережі для інтервалу часу  $k$

$$I_{ijk} \leq I_{ijk \max} \quad (3.11)$$

Оптимізаційна задача (3.1) – (3.11) повністю застосовна на дослідження сценарію I.

Для **сценарію II**, у разі коли споживач володіє електричною мережею (рисунок 3.2), справедливо говорити не тільки про можливість перенесення електричного навантаження, а й про експлуатаційні заходи споживача, які також можуть спричинити зменшення витрат на покупку електричної енергії та потужності.

Сформулюємо завдання даного сценарію. Розіб'ємо її на два рівні.

Перший рівень: в його основу, як і для сценарію I, увійде математична постановка (3.1) – (3.8), що визначає можливості споживача здійснювати перенесення електричного навантаження до зони часу з меншою ставкою тарифу.

Другий рівень: експлуатаційні заходи щодо зменшення втрат активної потужності у належній споживачеві електричній мережі

$$\min \Delta P_l = \sum_{l \in L} R_{lk} I_{lk}^2, \quad k \in I, \quad (3.12)$$

де  $L$  – число гілок у мережі;  $R_{lk}$ ,  $I_{lk}$  – активний опір і струм у галузі  $l$  для інтервалу часу  $k$ .

Мінімізація втрат активної потужності (3.12) досягається в ході розрахунку УР мережі методом (3.9) з урахуванням наступних обмежень для інтервалу часу  $k$  (за умови наявності відповідного обладнання мережі споживача):

1. Межі реактивної потужності компенсуючих пристроїв

$$Q_{ik \min} \leq Q_{KV, ik} \leq Q_{ik \max} \quad (3.13)$$

2. Межі коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів з РПН (пристрій перемикання регулювальних відгалужень під навантаженням)

$$K_{T,ik \min} \leq K_{T,ik} \leq K_{T,ik \max} \quad (3.14)$$

При цьому в ході розрахунку УР перевіряються обмеження щодо напруги у вузлах (3.10) та струмів в елементах мережі (3.11).

Умови (3.10), (3.11), (3.13), (3.14) визначають припустиму область, у межах якої є оптимальний режим для інтервалу часу  $k$  добового графіка навантаження.

Відповідно до встановлених правил [35], за нормованим значенням коефіцієнта реактивної потужності ( $tg\varphi_{нор}$ ) обчислюється економічно доцільне значення реактивної потужності ( $Q_{e, ik}$ ) у кожному вузлі схеми  $n$  і на кожному інтервалі часу  $K$  добового графіка навантаження:

$$\sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^K Q_{e,ik} = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^K P_{p,ik} tg\varphi_{нор}, \quad (3.15)$$

де  $P_{p,ik}$  – розрахункове значення активної потужності у кожному вузлі схеми  $n$  і кожному інтервалі часу  $K$ .

Розрахункове значення реактивної потужності ( $Q_{p,ik}$ ) визначається з виразу

$$\sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^K Q_{e,ik} = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^K P_{p,ik} tg\varphi_{нор}, \quad (3.16)$$

де  $tg\varphi_{p,ik}$  – розрахункове значення коефіцієнта реактивної потужності у кожному вузлі схеми  $n$  і кожному інтервалі часу  $K$ .

Якщо  $Q_{p,ik} \leq Q_{e,ik}$ , то компенсація реактивної потужності не потрібна. В іншому випадку визначаємо потужність КУ ( $Q_{KV,ik}$ ) за формулою:

$$\sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^K Q_{KV,ik} = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^K (Q_{p,ik} - Q_{e,ik}) = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^K P_{p,ik} (tg\varphi_{p,ik} - tg\varphi_{нор}). \quad (3.17)$$

Коефіцієнт трансформації силового трансформатора обчислюється за такою формулою:



$$\sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^K K_{T,ik} = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^K \left( \frac{U_{BH,ik} \cdot (1 + x\Delta R)}{U_{HH,ik}} \right) \quad (3.18)$$

де  $U_{BH,ik}$  – напруга високої сторони обмотки трансформатора у кожному вузлі схеми  $n$  і кожному інтервалі часу  $K$ ;  $U_{HH,ik}$  – напруга низької сторони обмотки трансформатора у кожному вузлі схеми  $n$  і кожному інтервалі часу  $K$ ;  $x\Delta R$  – ступінь регулювання.

Для **сценарію III**, якщо право володіння електричною мережею переходить ЕПО (рисунок 3.3), споживач також має можливість здійснювати перенесення електричного навантаження в зону часу з меншою ставкою тарифу. Однак, контроль за станом електричної мережі в цьому випадку покладається на ЕПО. ЕПО враховує всіх споживачів, підключених до цієї мережі, контролює режим електричної мережі та, у разі його порушення, інформують споживачів про неможливість перенесення потужності в зону часу із привабливою для нього ставкою тарифу за електричну енергію.

Для цього сценарію завдання виглядатиме так. За основу оптимізаційної задачі, аналогічно сценаріям I та II, увійде математична постановка (3.1) – (3.8) та обмеження (3.10), (3.11), що дозволяють ЕПО контролювати режим електричної мережі в ході розрахунку УР.

Варто зазначити, що важливим завданням для всіх трьох сценаріїв є перевірка виконання обмежень за рівнями напруги у вузлах (3.10) і струмами в елементах мережі (3.11) за кожен інтервал часу, при невиконанні яких споживач повинен своєчасно вжити відповідних заходів щодо їх усунення. Наприклад, відмовитися зовсім або зменшити величину регульованої потужності. Для цього у кожного споживача повинні бути складені ранжировані списки керованого навантаження, відповідно до яких експлуатаційний персонал споживача матиме можливість приймати рішення про допустиму величину перенесення навантаження.

Також слід розуміти, що регулювання графіка навантаження споживача супроводжується додатковими витратами, пов'язаними зі зміною режиму його

роботи. У зв'язку з чим остаточне рішення про можливість брати участь у регулюванні графіка навантаження має прийматися самим споживачем шляхом зіставлення величини власних витрат, зумовлених регулюванням електроспоживання, з величиною зниження плати за електроенергію (потужність), отриману в результаті регулювання графіка навантаження.

### **Висновки по третьому розділу**

У третьому розділі на прикладі трьох різних сценаріїв взаємовідносин між ЕПО та споживачем представлена методика координації добових режимів СЕП та активних споживачів.

1. Розроблено методику, математичні моделі та метод оптимізації добових режимів АП у випадках належності розподільчої електричної мережі: мережевої компанії, споживача, енергопостачальної організації.

2. Наведено алгоритм оптимізації для трьох сценаріїв на основі застосування МВ.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Основна спрямованість дослідження даної роботи полягає у розробці методів координації добових режимів СЕП та споживачів, на основі яких можливе створення механізму взаємовідносин між ЕПО та АП щодо усунення дефіцитних ситуацій в енергосистемі.

Показано, що оптимальне функціонування СЕП та АП може бути досягнуто за рахунок взаємодії обох сторін. При цьому учасників взаємодії варто розглядати не ізольовано, а як єдиний комплекс "ЕПО+АП". На прикладі продемонстровано, що спільна взаємодія двох учасників дозволяє впоратися з дефіцитною ситуацією, що виникла в енергосистемі, з урахуванням економічних інтересів кожного учасника, компромісне рішення може бути знайдено в процесі торгів. Загалом для енергосистеми це дозволяє запровадити деяку відстрочку за часом на введення нових генеруючих джерел потужності.

Проте слід зазначити, що споживачі, здійснюючи регулювання графіка власного навантаження, несуть додаткові витрати, зумовлені виконанням своїх виробничих функцій. Структура цих витрат може визначатися такими складовими:

- прямими витратами в період обмеження (вартість перевитрати електроенергії або інших видів енергоносіїв, що використовуються для підтримки технологічного процесу тощо);

- витратами, пов'язаними зі створенням запасу продукції, що витрачається з накопичувача в період зниження навантаження - вартість можливого перевитрати електроенергії (у ряді випадків сировини і матеріалів) при роботі обладнання в зміненому режимі;

- витратами, пов'язаними зі збільшенням зносу обладнання внаслідок частих пусків і зупинок, а також через використання форсування режимів їх роботи.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок./ Наказ Міненерговугілля України від 21.07.2017 № 476
2. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». [Електронний ресурс]. – Режим доступу до стор.<http://mre.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article>.
3. Про затвердження Кодексу систем передачі: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 309.
4. Про затвердження Кодексу систем розподілу: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310.
5. Про затвердження Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 308.
6. Про затвердження Правил ринку: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 307.
7. De Groot, R.J.W. Smart integration of distribution automation applications / R.J.W. De Groot, J. Morren, J.G. Slootweg // 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin, 2012.
8. Джелатко, С. Интеллектуальные сети приносят выгоду/ С. Джелатко, М. Годоров, Б. Келлер // Приложение к журналу " Электроэнергия. Передача и распределение". - 2014. - №1 (22). – С. 22-25.
9. [http://tavrida.ua.com/articles/pilotnyy\\_proekt\\_setevogo\\_primeneniya\\_reklouzera\\_rvatel-35\\_v\\_ukraine.html](http://tavrida.ua.com/articles/pilotnyy_proekt_setevogo_primeneniya_reklouzera_rvatel-35_v_ukraine.html)
10. <https://grids.dtek.com/media-center/press/bolshoe-obnovlenie-setey-dtek-kievskie-regionalnye-elektroseti-povyshaet-nadezhnost-elektrosnabzheniya-blagodarya-reklouzeram/>
11. <http://scinn.org.ua/sites/default/files/pdf/2009/N6/Stognij.pdf>
12. Гусєва, Є. Розвиток активно-адаптивних мереж / Є. Гусєва // Электроенергія. Передача та розподіл. – 2013. – №4 (19). - С. 12-17.
13. Лебедева, Н. Реклоузери: наскільки це вигідно? // КАБЕЛЬ-news, березень №3, 2009.

14. Удовиченко, А. "Розумні" мережі як єдина технологічна система / О. Удовиченко // Електроенергія. Передача та розподіл. – 2013. – №2 (17). - С. 54-57.
15. Цимбал, С. Інтелектуальні технології в електроенергетиці / С. Цимбал, А. Коптелов // ЕнергоРинок. - 2010. - №04 (76). С.57-59.
16. Глобальні проекти Smart Grid. Доповідь європейської комісії // Енергоексперт. - 2011. - №5. С104-108.
17. Stepanov, V.S. The Market-based Methods of Load Rescheduling of Consumers and Power System / V.S. Stepanov, E.V. Kozlova, L.M. Chebotnyagin, K.V. Suslov // Liberalization and Modernization of Power Systems: Smart Technologies for Joint Operation of Power Grids. The 5th International Conference Proceedings. – Irkutsk: Energy Systems Institute, 2012. – pp.254-259.
18. Ханаев, В.В. Потребители-регуляторы: возможности и перспективы применения / В.В. Ханаев // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2008. - №1. – С.59-63.
19. Brooks, B. A. Using real-time control of demand to help balance generation and load / B.A. Brooks Energy Magazine. – 2010.- №3.
20. Molderink, A. Management and control of domestic smart grid technology /A. Molderink, V. Bakker, M.G.C. Bosman, J.L. Hurink, G.J.M. Smit// IEEE Trans.Smart Grid. – 2010. - №2. – pp.109-119.
21. Ravibabu, P. An approach of DSM techniques for domestic load management using fuzzy logic / P. Ravibabu, A. Praveen, C.V. Chandra, P.R. Reddy, M. Teja// IEEEInternational Conference of Fuzzy Systems, 2009.
22. Волкова, І.О. Активний споживач в інтелектуальній енергетиці/І.О. Волкова, Д.Г. Шувалова, Є.А. Сальникова// Академія енергетики. - 2011. - № 2 [40]. - С.50-57.
23. Кобець, Б.Б., Волкова, І.О. Інноваційний розвиток електроенергетики на основі концепції SMART GRID. - М.: ІАЦ Енергія, 2010. - 208с.
24. Вініков, В.А. Оптимізація режимів електростанцій та енергосистем

/ В.А. Вініков, В.Г. Журавльов, Т.А. Пилипова. - М.: Вища школа, 1990. - 352 с.

25. Идельчик, В.И. Расчёты и оптимизация режимов электрических сетей и систем / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.

26. Горнштейн, В.М. Методи оптимізації режимів енергосистем / В.М. Горнштейн. – М.: Енергія, 1981. – 336 с.

27. Крумм, Л.А. Методи оптимізації при управлінні електроенергетичними системами / Л.А. Крумм. – Новосибірськ: Наука, 1981. – 320 с.

28. Маркович, І.М. Режими енергетичних систем/І.М. Маркович. - М.: Енергія, 1969. - 351 с.

29. Каханер, Д. Численные методы и математическое обеспечение / Д. Каханер; пер. с англ. К. Моулер, С. Неш. – М.: Мир, 1998. – 575 с.

30. Бартоломій, П.І. Оптимізація режимів енергосистем методами апроксимуючого та сепарабельного програмування /П.І. Бартоломій, Н.І. Грудінін // Вісті РАН. Енергетика. - 1993. - №1. - С. 72-80.

31. Беляєв, Н.А. Дослідження методів оптимізації режимів роботи енергосистем/Н.А. Беляєв, Н.В. Коровкін, О.В. Фролов, В.С. Чудовий // Електротехніка. – 2013. – №2. - С. 21-29.

32. Goldberg, D.E. Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning. Reading, MA: Addison-Wesley, 1989. – 386 pp.

33. Holland J. Adaptation in Natural and Artificial Systems. – Michigan, 1975.

34. Ногин В.Д. Эволюция принципа Энджворта-Парето / В.Д. Ногин, Н.А. Волкова // Таврический вестник информатики и математики. - 2006. - №1. – С.98- 112.

35. Кини, Р.Л. Принятие решений при многих критериях: предпочтения и замещения / Р.Л. Кини, Х.Райфа. - М.: Радио и связь, 1981. 340 с.

36. Fadlullah, Z. M. GTES: An Optimized Game-Theoretic Demand-Side

Management Scheme for Smart Grid / Z. M. Fadlullah, D. M. Quan, N. Kato, I. Stojmenovic // IEEE Systems journal, V. 8. - 2014. - № 2. – pp.588-597.

37. Chen, H. Autonomous Demand Side Management Based on Energy Consumption Scheduling and Instantaneous Load Billing: An Aggregative Game Approach / H. Chen, Y. Li, R. H. Louie, B. Vucetic // IEEE Transactions on Smart Grid, V.5.- 2014. - №. 4. – pp. 1744-1754.