

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота

на правах рукопису

Бродовський Владислав Леонідович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Обґрунтування методики оптимізації та розробка математичної моделі
комплексів малої розподіленої енергетики

(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

Бродовський В. Л.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Журавльов Валерій Пилипович

(прізвище, ім'я, по батькові)

д.ф-м.н., професор кафедри вищої

та прикладної математики

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2023

АНОТАЦІЯ

Бродовський В. Л. Обґрунтування методики оптимізації та розробка математичної моделі комплексів малої розподіленої енергетики. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2023.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка алгоритмів оптимізації схем і режимів роботи енергетичних комплексів малої розподіленою енергетики, спрямованих на зниження витрат на виробництво енергії.

Практична значимість роботи полягає в створенні методу оптимізації енергетичних комплексів малої розподіленої енергетики довільного складу і методу короткострокового прогнозування енергетичних навантажень при обмеженою інформації про споживачу енергії.

Ключові слова: мала енергетика, цільова функція, оптимізація.

ABSTRACT

Brodovskyi V. L. Justification of the optimization technique and development of a mathematical model of small distributed energy complexes. Qualification work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polissia National University, Zhytomyr, 2023.

The purpose of the qualification work is to develop algorithms for optimizing the schemes and modes of operation of energy complexes of small distributed energy, aimed at reducing energy production costs.

The practical significance of the work consists in the creation of a method of optimizing energy complexes of small distributed energy of arbitrary composition and a method of short-term forecasting of energy loads with limited information about the energy consumer.

Keywords: small energy, objective function, optimization.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1 ЗАДАЧІ ОПТИМІЗАЦІЇ ЕНЕРГЕТИЧНИХ КОМПЛЕКСІВ МАЛОЇ РОЗПОДІЛЕНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ	7
1.1 Місце енергетичних комплексів малої розподіленою енергетики в структурі єдиної енергосистеми країни	7
1.2 Оптимізація енергетичних комплексів малої розподіленої енергетики	13
Висновки по розділу 1	20
РОЗДІЛ 2 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА РОЗРОБКА МЕТОДИКИ ОПТИМІЗАЦІЇ КОМПЛЕКСІВ МАЛОЇ РОЗПОДІЛЕНОЮ ЕНЕРГЕТИКИ	21
2.1 Математична модель комплексів малої розподіленої енергетики. Вибір методу оптимізації	21
2.2 Цільова функція	30
Висновки по розділу 2	35
РОЗДІЛ 3. РІШЕННЯ ОПТИМІЗАЦІЙНОЇ ЗАДАЧІ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З КІЛЬКОМИ АВТОНОМНИМИ ЕНЕРГОУСТАНОВКАМИ	36
3.1 Постановка завдання та визначення цільової функції	36
3.2 Методи рішення та його основні алгоритми	39
3.3 Розрахунки за вибраними моделями	42
Висновки по розділу 3	49
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	50
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	51

ВСТУП

У зв'язку з динамічним розвитком розподіленою і автономний енергетики в країнах ЄС і в США в останні роки велике увага приділяється створенню так званих інтелектуальних енергомереж (Smart Grid). Під інтелектуальними енергосистемами Smart Grid розуміється така система виробництва, передачі та розподілу енергії, яка поєднує в собі елементи традиційної енергетики і нові енергетичні технології, комплексні інструменти контролю та моніторингу, а також інформаційні технології та середовищ комунікації, що забезпечують більш високу продукцію. ретельність енергомережі [4,13,36].

Питанням математичного та техніко-економічного аналізу ефективності комбінованих технологій, раніше всього, в енергетиці сьогодні приділяється особлива увага. Розробка підходів до моделювання подібних технологій, методів оптимізації та відповідного програмного забезпечення дозволить вибирати ефективні схемні рішення, відповідного обладнання [3], і, тим самим, створити основи технології Smart Grid для автономних енергокомплексів, що оптимально забезпечують змінні енергетичні навантаження споживача. Алгоритми вирішення таких оптимізаційних завдань у рамках технології Smart Grid потрібно розглянути як частину алгоритмів, що включаються до системи управління енергокомплексом, що накладає жорсткі умови на їх швидкодію і комп'ютерні ресурси в зв'язку з необхідністю багаторазового та швидкого вирішення локальних завдань оптимізації. У зв'язку з цим видається актуальною можливість загальної нелінійної задачі оптимізації до завдання лінійного програмування в рамках тих чи інших припущень (без втрати основних особливостей завдання) і використання відповідних методів розв'язання задач оптимізації.

Дана робота є продовженням робіт які узагальнюють розробку моделі енергокомплексу в рамках лінійного програмування на випадок сумісної

роботи кількох автономних джерел електричної і теплової енергії (газопоршневих когенераційних установок).

Метою кваліфікаційної роботи є розробка алгоритмів оптимізації схем і режимів роботи енергетичних комплексів малої розподіленою енергетики, спрямованих на зниження витрат на виробництво енергії.

Для досягнення поставленої цілі виконувалися наступні **завдання**:

1. Критичний аналіз методів оптимізації енергетичних комплексів малої розподіленою енергетики, які мають в своєму складі як традиційні енергогенеруючі установки, так і установки на поновлюваних джерелах енергії, накопичувачі електричної і теплової енергії.

2. Визначення цільових критеріїв вибору схем і режимів роботи комплексів малої енергетики.

3. Розробка узагальненою математичної моделі комплексів малої енергетики довільного складу.

4. Обґрунтування методу оптимізації та його адаптація для вирішення задачі оптимізації схем і режимів роботи комплексів малої розподіленою енергетики.

Практична значимість роботи полягає в створенні методу оптимізації енергетичних комплексів малої розподіленої енергетики довільного складу і методу короткострокового прогнозування енергетичних навантажень при обмеженою інформації про споживачу енергії, що дозволяють визначати оптимальну конфігурацію енергетичного комплексу та оптимізувати витрати на енергозабезпечення споживача. Розроблені методи можуть бути використані в передпроектних дослідженнях для вибору концепції енергопостачання споживача і при розробці системи інтелектуального управління енергокомплекс.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Бродовський В. Л., Журавльов В. П. МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ КОМПЛЕКСІВ МАЛОЇ РОЗПОДІЛЕНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ.

Матеріали VII Міжнародна науково-практичної конференції «Біоенергетичні системи» 15-17 листопада 2023 року. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 47-49.

Бродовський В. Л., Журавльов В. П. ПОСТАНОВКА ЗАВДАННЯ НА ВИЗНАЧЕННЯ ЦІЛЬОВОЇ ФУНКЦІЇ ТА РІШЕННЯ ОПТИМІЗАЦІЙНОЇ ЗАДАЧІ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З КІЛЬКОМИ АВТОНОМНИМИ ЕНЕРГОУСТАНОВКАМИ

Матеріали міжнародної науково-практичної конференції «Інженерні процеси та системи» 14-15 червня 2023 року. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 47-51.

Бродовський В. Л. МІСЦЕ ЕНЕРГЕТИЧНИХ КОМПЛЕКСІВ МАЛОЇ РОЗПОДІЛЕНОЮ ЕНЕРГЕТИКИ В СТРУКТУРІ ЄДИНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ КРАЇНИ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2023» 25 жовтня 2023 року. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 72-73.

РОЗДІЛ 1

ЗАДАЧІ ОПТИМІЗАЦІЇ ЕНЕРГЕТИЧНИХ КОМПЛЕКСІВ МАЛОЇ РОЗПОДІЛЕНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

1.1 Місце енергетичних комплексів малої розподіленою енергетики в структурі єдиної енергосистеми країни

Енергетичний комплекс малої енергетики представляє собою групу що знаходяться під єдиним управлінням енергетичних установок, що забезпечують енергопостачання одиночного споживача чи невеликої групи компактно розміщених споживачів. Формальним критерієм визначення енергетичного комплексу як об'єкта малої енергетики є сукупне значення номінальною потужності генеруючого обладнання цього комплексу. Таке визначення зручне для статистики, але не відображає характерні ознаки об'єктів малої енергетики, відмінності їх від об'єктів централізованого енергопостачання. У якості таких ознак може розглядатися місце в структурі великої системи енергопостачання (Рис. 1.1) і склад обладнання енергетичного комплексу.

Особливості складу обладнання енергетичних комплексів малої енергетики впливають із різниці між характером енергетичних навантажень споживачів, підключених до них, та споживачів, які перебувають у сфері систем централізованого енергопостачання. Розподілена енергетика забезпечує енергопостачання таких об'єктів як невеликі населені пункти, малі підприємства, об'єкти сільського господарства. Чим менше споживачів підключено до джерела енергопостачання, тим значніше вплив випадкових факторів на графік їх сукупний енергетичної навантаження. У випадку з малої енергетикою це означає меншу передбачуваність і більше різкі перепади навантажень по порівнянні з характерними споживачами для об'єктів централізованою енергетики: великими підприємствами і міськими районами.



Рисунок 1.1 – Місце енергетичного комплексу малої розподіленої енергетики в структурі Єдиної енергетичної системи країни

Такий характер навантажень в сукупності з необхідністю значних капітальних витрат і потребою в великих площах для організації водопідготовки, виробництва пару і охолодження води ускладнює експлуатацію паротурбінних установок для автономного енергопостачання невеликих споживачів. Замість них в малій енергетиці можуть застосовуватися системи що не вимагають водопідготовки та більш стійкі до різких змін режиму роботи установки на традиційному паливі: дизель-генератори (ДДУ), газопоршневі (ГПУ), газотурбінні установки (ГТУ). Для виробництва тепла ці установки можуть бути обладнані надбудовами, перетворюючими їх в міні-ТЕЦ, або працювати паралельно з самостійними джерелами: газовими, вугільними чи електричними котельнями.

Поряд з установками на вуглеводневому паливі в склад енергетичного комплексу можуть входити установки на ВДЕ. Такі комплекси отримали назва гібридних [2]. Ефективність роботи установок на базі ДВЗ залежить від того, наскільки близький режим їх роботи номінальному, а ефективність роботи установок на ВДЕ (фотоелектричних та вітроенергетичних) – від часу доби, швидкості вітру і інших зовнішніх умов. Стохастичний характер навантажень споживачів, мінливість погодних умов та зміна часу доби не дозволяють постійно експлуатувати всі ці установки в оптимальному режимі. Для

згладжування піків та провалів графіків навантажень, а також для підвищення ефективності роботи установок на ВДЕ у комплексах малої енергетики набагато частіше, чим на підприємствах централізованою енергетики, застосовуються акумулятори теплової і електричної енергії [22]. Таким чином, можна, можливо виділити 3 ключових особливості складу обладнання сучасних комплексів малої енергетики:

1. Застосування установок на базі ДВЗ як основних генераторів електроенергії.
2. Спільна робота установок на вуглеводневому паливі і установок на ВДЕ (гібридні комплекси).
3. Застосування акумуляторів теплової і електричної енергії.

У загалом випадку установки, вхідні в склад комплексів малої енергетики, можна, розділити на кілька основних груп: електрогенеруючі установки на базі ДВЗ, міні-ТЕЦ на базі цих установок, водогрійні котли, в т.ч. електричні, установки на ВДЕ, акумулятори теплової і електричної енергії. Узагальнена схема енергетичного комплексу, відбиваюча цей поділ, представлена на рис. 1.2. Крім енергетичних установок і акумуляторів на рисунку зображено електричну та теплову мережу, т.к. комплекси малої енергетики можуть працювати як автономно, і у складі розподільчих мереж. Для кращого розуміння особливостей експлуатації тих або інших установок, енергетичних комплексів і перспектив розвитку технологій в малій енергетиці нижче наводиться огляд різних енергетичних установок всередині кожної групи.

Газопоршневі установки широко застосовуються у малій енергетиці завдяки високим технічним характеристикам: щодо високі значення ККД (до 45% у чотиритактних двигунів [24]), незначне вплив на ККД температури навколишнього повітря. До недоліків цих установок можна, можливо віднести велике кількість шкідливих речовин в вихлопних газів.

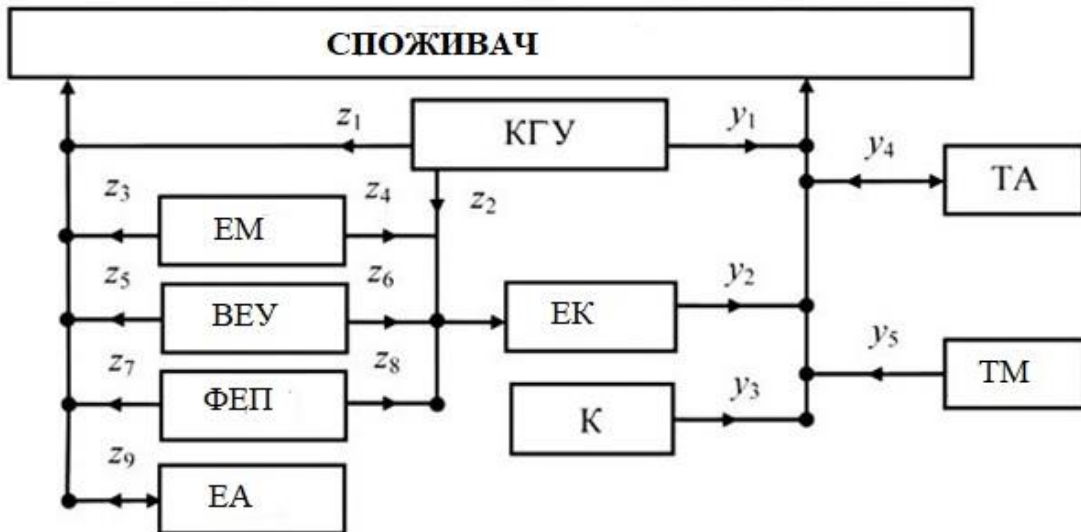


Рисунок 1.2 – Узагальнена схема енергетичного комплексу малої енергетики: КГУ - когенераційна встановлення; ЕС - електрична мережа; ТС – теплова мережа; К – водогрійний котел; ЕК – електрокотел; ВЕУ – вітроенергетична установка; ФЕП – фотоелектричний перетворювач; ЕА – електроакумулятор; ТА – тепловий акумулятор; $z_1 \dots z_9$ – потоки електроенергії (потужність); $y_1 \dots y_5$ - потоки теплової енергії (потужність)

При необхідності забезпечення споживача тепловою енергією ДДУ і ГПУ можуть бути перетворені в міні-ТЕЦ за рахунок установки теплообмінних апаратів для утилізації тепла відходять димових газів і блоки циліндрів. Застосування когенерації дозволяє суттєво підвищити коефіцієнт використання палива. Його максимальне теоретичне значення для установок такого типу становить близько 85% [25], однак через жорсткого зв'язку між виробництвом теплової та електричної енергії при експлуатації міні-ТЕЦ встає проблема утилізації надлишкового тепла.

Використовувані в справжнє час газотурбінні установки можна, можливо розділити на два основних типу: створені на базі авіаційного обладнання та створені спеціально для експлуатації в енергетичній галузі. ГТУ в середньому мають нижчий номінальний ККД, ніж ДДУ та ГПУ від 25 до 35%.

Газотурбінні установки мають ряд переваг. По перше, відношення маси до номінальної потужності у ГТУ в середньому у кілька разів нижче, чим у

установок на базі дизельного двигуна. По-друге, з збільшенням потужності установки питомі капітальні витрати у газових турбін знижуються, а у ГПУ і ДДУ - зростають. При одиничній потужності більше 20 МВт ГТУ мають більшою економічною ефективністю, в той час як експлуатація ГПУ і ДДУ вигідніше при потужності установки до 3,5 МВт. У діапазоні 5-15 МВт обидва типу установок застосовуються в енергетиці з рівною економічною ефективністю пристосовуючись до конкретним вимогам споживачів [24].

Когенераційні установки, як правило, працюючі по графіку електрогенерації, не завжди можуть задовольнити потребу в тепловій енергії внаслідок жорсткою зв'язку між виробництвом тепла і електрики. Для незалежного вироблення тепла до складу енергетичного комплексу можуть бути включені водогрійні котли на вуглеводневому паливі: вугіллі, газі або дизельному паливі. Середній номінальний ККД таких установок знаходиться в діапазоні від 87% до 94% [24]

У ряді випадків до складу енергетичного комплексу також може бути увімкнено електричний котел. Враховуючи, що ККД виробництва електроенергії, як правило, не перевищує 40%, використання електрики для виробництва тепла виглядає нерозумним. Однак, для установок з сильною залежністю ККД від ступеня завантаженості підключення додатковою навантаження може в ряді випадків привести до економії палива.

Водогрійна котельня також може бути перетворено в міні-ТЕЦ шляхом встановлення газотурбінної надбудови. Така модифікація дозволяє організувати виробництво електроенергії з мінімальними додатковими витратами палива. Основна перевага цієї схеми перед іншими когенераційними установками – можливість роботи ГТУ та котла по незалежним графікам навантажень.

Все більшого розвитку набувають і сонячні системи гарячого водопостачання і опалення. У справжнє час в світі експлуатується більше 650 млн м² сонячних колекторів загальною потужністю близько 450 ГВт [28].

Перспективним і щодо дешевим способом отримання електроенергії є використання малих ГЕС. Діапазон потужності таких установок варіюється від 1 кВт до 25 МВт, вартість вітчизняного обладнання складає від 900 до 2500 дол./кВт. Малі ГЕС мають великим робочим ресурсом (до 40 років), їх гідротехнічні споруди наводять до затоплення лісів і сільськогосподарських угідь, зносу населених пунктів та промислових об'єктів. Малі річки формують в Україні близько половини обсягу річкового стоку, а в їх басейнах проживає до 44% міського і до 90% сільського населення. Їх енергетичний потенціал, використання якого можливо доступними методами, складає близько 150 млрд кВтг [27].

Одним з найбільш поширених типів електроакумуляторів є електрохімічні акумулятори (свинцево-кислотні, нікель-водневі, нікель-кадмієві, літій-іонні). Незважаючи на такі недоліки, як обмежена швидкість зарядки та розрядки, неможливість повної розрядки та обмежений ресурс, електрохімічні акумулятори залишаються бувай одним з найбільш дешевих способів зберігання електроенергії після гідроакумуляторів.

Гідроакумулятори енергії мають найкращими показниками потужності і ємності. Крім того, їх вихідна потужність дуже легко регулюється і їм не страшна повна розрядка (у відмінність від електрохімічних акумуляторів). Однак, необхідність будівництва гідротехнічних споруд та наявності водоймища обмежує їх область застосування.

Кінетичні накопичувачі енергії або маховики здатні швидко реагувати на зміна величин генерованої і споживаної потужності у системі та віддавати накопичену енергію за дуже короткий проміжок часу: до 5 хвилин. Ця особливість визначає найбільш підходящу нішу для застосування кінетичних накопичувачів – згладжування перепадів потужності в вітроенергетичних системах. Потужність моделей, представлених на ринку досягає 500 кВт, а енергоємність - 100 кВтг.

Крім вищеперелічених в малої енергетиці застосовуються різноманітні установки, що використовують в якості палива біомасу, теплові насоси, що

дозволяють перетворювати низькопотенційну теплову енергію у високопотенційну, установки на базі двигуна Стірлінга [29], а також різноманітні установки і системи, що використовують геотермальну енергію, енергію хвиль та припливів.

З всього вищесказаного можна, можливо зробити висновок про великому різноманітності енергетичного обладнання, яке може бути використано в складі комплексів розподіленою енергетики. З однієї сторони, така різноманітність дозволяє серйозно підвищити економічність та ефективність енергетичних комплексів за рахунок правильного підбору обладнання. З іншої сторони, це сильно ускладнює сам процес підбору, а узгоджена робота різноманітних генеруючих установок та акумуляторів вимагає застосування сучасних автоматизованих систем контролю та управління виробництвом енергії. Вирішити ці та інші проблеми сучасної енергетики покликане широке впровадження технологій інтелектуальних мереж або smart grid.

1.2 Оптимізація енергетичних комплексів малої розподіленої енергетики

Оптимізація енергетичних комплексів малої розподіленою енергетики має на увазі пошук максимально ефективного способу організації енергопостачання споживача в заданих умовах. Хоча в як критерій ефективності можуть бути обрані такі величини як кількість витраченого палива або шкідливих викидів, найбільш доцільним вибором є величина сумарних витрат на енергопостачання за розрахунковий період Ці витрати можуть бути розбиті на дві групи[5]:

1. Постійні витрати, величина яких не залежить від режиму експлуатації обладнання енергетичного комплексу У цю групу входять капітальні витрати на закупівлю обладнання, ремонти, оплату праці персоналу і т.д[5].

2. Змінні витрати, величина яких залежить від режиму експлуатації обладнання. До них відносяться, переважно, витрати на паливо[26].

Вибір сумарних витрат на енергопостачання в якості критерію ефективності енергетичного комплексу визначає завдання оптимізації

енергетичних комплексів як сукупне завдання пошуку оптимальною схеми і оптимальною режимної карти обладнання. При цьому пошук оптимальної режимної картки може розглядатися як самостійна завдання, в той же час як визначення оптимальною схеми обладнання неможливо без паралельного пошуку оптимальних режимів його роботи.

У загалом вигляді розглядається завдання представляє собою завдання багатопараметричної оптимізація. Суть оптимізації полягає в знаходженні екстремуму функціоналу - цільовий функції, вигляд якої визначається обраним критерієм оптимізації (у разі – сума постійних і змінних витрат за розрахунковий період).

Розробка методики оптимізації енергетичних комплексів необхідна для рішення різних прикладних завдань, пов'язаних з проектуванням і експлуатацією комплексів малої розподіленою енергетики:

1. Розрахунок оптимальною режимної карти для заданою конфігурації обладнання. Така завдання може наважуватися в рамках розробки системи автоматизованого управління існуючим енергетичним комплексом. Оптимізуються тільки змінні витрати[7].

2. Порівняльні розрахунки різних схемних рішень з метою вибору найкращого варіанти з кількох запропонованих проектів. Рішення завдань даного типу зводиться до послідовному пошуку оптимальних режимних карт для кожною з пропонованих схем обладнання з подальшим порівнянням витрат на енергопостачання за їх експлуатації по цим карток. Незважаючи на те, що вибирається найбільш економічна схема, в рамках розрахунку при рішенні подібною завдання оптимізуються тільки змінні витрати[7].

3. Знаходження оптимального рішення при частковому зміні конфігурації енергетичного комплексу (Заміна або додавання обладнання). Подібна завдання виникає при реконструкції або модернізації існуючого енергетичного комплексу оптимізуються змінні витрати і частково - постійні (для нового обладнання).

4. Проектний розрахунок оптимальною схеми і режимних карт обладнання енергетичного комплексу. У ході такого розрахунку оптимізуються як змінні, так і постійні Витрати. З всіх перелічених завдань це завдання є найскладнішою. Методика рішення такої завдання дозволить також вирішувати завдання трьох інших типів.

У зв'язку з інтенсивним розвитком розподіленою енергетики проблематиці пошуку оптимальних схем енергетичних комплексів присвячено велике кількість дослідницьких робіт прикладного характеру.

Значна частина з них присвячена оптимізації комплексів на базі ВДЕ [26-28], а також гібридних енергетичних комплексів, які мають в своєму складі електростанції або міні-ТЕЦ на базі двигунів внутрішнього згорання [26, 30]. У роботах, присвячених енергетичним комплексів, що використовують тільки ВДЕ, оптимізується сумарна площа фотоелектричних перетворювачів (ФЕП), а також кількість і основні конструкційні характеристики вітроенергетичних установок (ВЕУ).

У роботі [29] детально розглянуті різні підходи до оптимізації схеми розташування ВЕУ, критерієм оптимізації є сумарна вироблення електроенергії за розрахунковий період, при цьому кількість і типорозмір установок вважаються спочатку заданими або певними на більше ранньому етапі проектування енергетичного комплексу. Як правило, для вирішення даної завдання застосовуються різні варіації генетичного алгоритму [30] через того, що складна модель взаємного аеродинамічного впливу турбін робить неможливою запис цільовий функції в вигляді функції вільних параметрів оптимізованою системи (положення вітроенергетичних установок в просторі). Область, в якій повинні бути розташовані установки, розбивається на осередки для зниження рахункового часу.

Характерною особливістю розрахунків, що проводяться для енергетичних комплексів на базі ВДЕ, є використання додаткового обмеження - гарантованості енергопостачання, визначається як ймовірність повного покриття навантаження споживача енергії.

Необхідно відмітити, що в роботах [31-33] проблема оптимізації режимів роботи енергетичного комплексу не розглядається: через відносну простоту обраних схем режим енергопостачання практично будь-якої миті є інваріантним. Оптимізація схемних рішень зводиться до вирішення задачі другого типу: порівняння результатів моделювання роботи різних схем енергетичних комплексів. При цьому пропонувані схеми, як правило, порівнюються з базовим варіантом, який може бути або найпростішим із можливих у разі рішення теоретичної завдання [8], або реально існуючою схемою енергопостачання розглянутого споживача [32].

У окрему групу можна виділити роботи, присвячені вибору систем акумулювання енергії [34]. У таких роботах оптимізується параметром ємність акумулятора, а критерієм оптимізації - мінімум паливних витрат на енергопостачання. Слід звернути увагу, що включення акумулятора до складу модельованого комплексу якісно змінює складність завдання моделювання, т.к. наявність акумулятора встановлює зв'язок між різними періодами енергопостачання і не дозволяє розглядати кожен часовий інтервал як окрему завдання.

Методи рішення завдання вибору акумулятора можуть відрізнитися в залежно від розв'язуваних паралельно задач. У роботі [34] оптимізується виключно ємність електроакумулятора, встановленого в системі гарячого водопостачання житлової будівлі з електричним водогрійним котлом, проте при цьому використовується докладна динамічна модель бака- акумулятора тепла, а також вважається, що автоматична система управління реалізує управління з прогнозуючими моделями [30].

Автори роботи [25] використовували для моделювання енергетичного комплексу програмний комплекс TRNSYS - програму моделювання теплових процесів в енергоустановках [23]. У результаті розрахунків оптимізувалися ємність, конструкційні параметри ґрунтового акумулятора тепла, а також оптимальна температура гарячою води, подається в нього при заряджання. Незважаючи на те, що демонстрація переваги застосування акумулятора тепла

- основна завдання роботи [20], в ході роботи також підбиралися оптимальні варіанти основного генеруючого обладнання і потужність пікового водогрійного казана. Послідовно моделювалося енергопостачання будівель восьми різних типів від енергетичного комплексу пропонованого складу і шляхом порівняння визначалася ефективність тій або інакший схеми.

Робота [6] присвячена вибору міні-ТЕЦ для заданого споживача. У Як варіанти розглядалися 3 типи установок: міні-ТЕЦ на базі дизельного двигуна, міні-ТЕЦ на базі газової мікротурбіни з котлом- утилізатором, когенераційна система на базі високотемпературного паливного елемент. Параметри установок в кожному випадку вибиралися таким чином, щоб електричної та теплової потужності кожної з них вистачало для покриття максимальних навантажень споживача.

Перелічені роботи мають загальної характерною особливістю: поза залежності від кількості оптимізованих параметрів, складу аналізованих енергетичних комплексів і складності моделей окремих установок пошук оптимальною схеми енергетичного обладнання зводиться до перебору варіантів, запропонованих авторами.

Такий підхід цілком виправданий, коли необхідно вибрати встановлення з невеликого кількості існуючих варіантів, однак, при проектуванні гібридних комплексів з акумулюванням тепловий іх електрична ефективність підходу виглядає сумнівною. У кращому випадку експерту вдасться запропонувати установки оптимального типу, але ледве чи без розрахунків, використовують методи математичного моделювання, можна вгадати оптимальну ємність акумуляторів або потужність дизель-генератора. Крім того, при оптимізації енергетичних комплексів з таким складом генеруючого обладнання як у роботах [5, 6, 8] в силу просто ти пропонованих схем Відсутнє необхідність рішення завдання пошуку оптимальних режимів роботи, а значить, пропоновані методи не цілком підходять для рішення завдання оптимізації в загалом вигляді.

У роботі [8] склад обладнання енергетичного комплексу оптимізується за допомогою математичного програмування, причому енергетичний комплекс включає дизель-генератори, ВЕУ і ФЕП, електроакумулятори. Це поєднання характерне для гібридних комплексів, однак не є універсальним. При цьому оптимізаційний розрахунок проводиться з обліком вимог, пред'явлених до надійності електропостачання, що додатково ускладнює рішення поставленою завдання. У зв'язку з цим режим роботи обладнання в рамках пропонованої методики визначається за заданими заздалегідь правилами, а не оптимізується окремо.

У силу особливостей методів оптимізації, пропонованих в перерахованих раніше роботах, особливий інтерес представляють публікації, присвячені безпосередньо оптимізації режимів роботи енергетичних систем [16, 7].

Незважаючи на те, що робота [7] присвячена оптимізації роботи реальної ТЕС, що є об'єктом централізованої енергетики, підходи, викладені в статті, можуть бути використані при рішенні аналогічного завдання для комплексів малої розподіленої енергетики. Т.я. обладнання ТЕС не є об'єктом оптимізації, як критерій було обрано питомі витрати палива виробництва електроенергії. Вибір оптимального режиму роботи здійснювався по методом Хука-Джівса - прямому методу пошуку безумовного локального екстремуму функції [15]. Т.к. обладнання ТЕС складало 8 парових котлів та 6 турбін, кількість вільних параметрів було дуже велике, і автор окремо зазначає рахунковий час, неприпустимо високий у разі вирішення завдання у реальному часу з метою управління режимом роботи електростанції. Проблема високого лічильного часу наважувалася за рахунок того, що всі можливі режими роботи були змодельовані заздалегідь і об'єднані в базу даних, а потім за необхідності потрібний режим можна було знайти в цій базі вихідним даних.

У [14] оптимізується режим роботи ще більше великий - регіональної системи енергопостачання. Незважаючи на те, що основним критерієм оптимізації залишаються паливні витрати, вводяться додаткові обмеження, пов'язані з необхідністю дотримання екологічних вимог, а також лімітованою

доступністю різних енергоресурсів в регіоні (наприклад, вугілля або газу). Вирішуване в [14] завдання може розглядатися як завдання багатопараметричної оптимізація. Авторами пропонується кілька підходів до її рішення, згідно яким пошук оптимального режиму функціонування енергосистеми може здійснюватися як з допомогою генетичних алгоритмів [38], так і методами лінійного програмування [14].

Застосування методів лінійного програмування для оптимізації схем та режимів роботи комплексів малої енергетики було запропоновано в [16-19]. У перерахованих роботах також позначені ключові вимоги, що пред'являються до методики вирішення подібних завдань: опора на узагальнену математичну модель енергетичного комплексу, відмова від перебору варіантів в користь математичної оптимізації, реалізація алгоритмів оптимізації як комп'ютерних програм.

Аналіз робіт [16-18, 20,21] показав, що однією з найбільш значимих проблем в рішенні завдань оптимізації енергетичних систем є відсутність даних про графіки енергетичних навантажень споживача. У [18] для проведення розрахунків використовувалися дані з відкритих джерел, репрезентують собою усереднені для різних типів комерційних будівель графіки енергетичних навантажень. У [22] також пропонується моделювати роботу енергетичного комплексу за усередненим графіком для конкретного типу будівель. Як спосіб отримання такого графіка пропонується імітаційний метод Монте-Карло, яким обробляється база даних реальних графіків навантажень. Результати моделювання роботи енергетичного комплексу по графікам навантажень двох характерних днів (зимовому і літньому) представлені в роботах [18, 24]. Як слід з назви статті [14], необхідність пошуку рішення в умовах неповноти вихідної інформації, в том числі відсутність точних даних по енергетичним навантаженням, є ключовий частиною завдання, стояла перед авторами. Автори пропонують 2 шляхи для уявлення графіків навантажень споживачів:

- 1) використання випадково згенерованого ряду значень;

2) подання величини навантаження у кожен момент часу у вигляді нечіткого множини.

В обох випадках моделювання графіка передусім статистична обробка відомих графіків навантажень розглянутого споживача.

Висновки по першому розділу

Аналіз публікацій в вітчизняних і зарубіжних виданнях показує актуальність рішення завдань оптимізації схем і режимів роботи енергетичних комплексів малої розподіленою енергетики. Розроблювана методика вирішення таких завдань повинна відповідати наступним вимогам:

1) в основі методики лежить математична модель енергетичного комплексу довільного складу;

2) пошук оптимального складу енергетичного комплексу здійснюється шляхом реалізації методу математичного програмування, а не за допомогою простого перебору експертно-пропонованих варіантів схем обладнання;

3) методика включає алгоритм моделювання графіків енергетичних навантажень споживачів, характерних для розподіленою енергетики;

4) методика реалізована в вигляді комп'ютерної програми, що робить можливим її практичне застосування.

РОЗДІЛ 2

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА РОЗРОБКА МЕТОДИКИ ОПТИМІЗАЦІЇ КОМПЛЕКСІВ МАЛОЇ РОЗПОДІЛЕНОЮ ЕНЕРГЕТИКИ

Розробка методики оптимізації комплексів малої енергетики, прив'язаної до конкретного споживача або фіксованої композиції обладнання, припускає формування єдиного підходу до математичного моделювання різноманітних установок, які можуть бути включені в склад енергетичного комплексу. Крім того, вибору методу оптимізації і його адаптації для рішення поставленою завдання передують її формалізація та вибір критеріїв оптимізації. У випадку з комплексами малої розподіленої енергетики як такий критерій може бути обраний витрата палива, екологічні критерії або економічні показники. У цій роботі як оптимізований параметр було прийнято витрати на енергопостачання заданого споживача за розрахунковий період часу. У цю величину повинні бути включені витрати, пов'язані з будівництвом енергетичного комплексу, закупівлею обладнання, зарплатою персоналу, витратами на паливо, планові ремонти та ін. Формалізація завдання передбачає складання узагальненої математичної моделі енергетичного комплексу довільного складу, а також формування системи припущень, що дозволяють спростити розрахунки.

2.1 Математична модель комплексів малої розподіленої енергетики. Вибір методу оптимізації

Завданням енергетичного комплексу є безперебійне енергопостачання заданого споживача. Тобто, в будь-який момент часу теплове і електричне навантаження споживача енергії повинні повністю забезпечуватись. У загалом випадку крім енергії, виробленої генеруючими установками, споживач може отримувати тепло або електроенергію з мереж централізованого енергопостачання або використовувати енергію, запасену в акумулятори.

У основі математичної моделі енергетичного комплексу довільного складу лежать рівняння енергетичного балансу потоків тепловий та електричної енергії [26]:

$$\begin{aligned} Q_{ec}^j &= Q_{eg}^j + \sum_{i=1}^{m_Q} Q_i^j, \\ N_{ec}^j &= N_{eg}^j + \sum_{i=1}^{m_N} N_i^j, \end{aligned} \quad (2.1)$$

де Q_{ec}^j, N_{ec}^j – тепловт і електричнт навантаження споживача на j –му інтервалі часу; Q_{eg}^j, N_{eg}^j – теплова та електрична потужності, характеризуючі взаємодія споживача з зовнішніми енергетичними мережами (ці величини позитивні, якщо потужність імпортується з зовнішніх мереж і негативні, якщо потужність експортується); m_Q, m_N – кількість тепло- та електрогенеруючих установок у складі енергокомплексу, відповідно; Q_i^j – теплова потужність i – ої установки на j –му інтервалі часу; N_i^j – електрична потужність i – ої установки на j –му інтервалі часу.

Якщо установка не виробляє, а споживає відповідний вид енергії (наприклад, електрокотли або акумулятори), ці величини можуть бути негативними. Якщо енергокомплекс експортує енергію в зовнішні мережі, то величини Q_{eg}^j, N_{eg}^j також будуть мати негативне значення.

Узагальнена схема комплексу малої розподіленою енергетики, підключеного до зовнішніх енергетичних мереж, із зазначенням напрямків потоків тепловий та електричної енергії представлена на рис. 2.1.

У якості параметра, який характеризує режим роботи енергетичних установок, введемо коефіцієнт завантаженості, Котрий обчислюється як відношення поточною потужності установки до її номінального значення

$$x_i^j = \frac{P_i^j}{P_i^{ном}}, \quad (2.2)$$

де x_i^j – коефіцієнт завантаженості i -ої установки на j -му часовому інтервалі; P_i^j – потужність i -ої установки на j -му часовому інтервалі; $P_i^{ном}$ визначається і для електрогенеруючих, і для теплогенеруючих установок. Для



Рисунок 2.1 - Узагальнена схема енергетичного комплексу

когенераційних установок в якості P_i^j і $P_i^{ном}$ вибираються поточна електрична і номінальна електрична потужності, відповідно. Параметр x_i^j в будь-який момент часу визначає для окремо взятої установки її продуктивність і пов'язані з цим паливні витрати. Це регульований параметр, а значить - параметр оптимізації. Номінальна потужність енергетичних установок також є параметром оптимізації при рішенні завдання пошуку оптимальної конфігурації обладнання. Якщо номінальна потужність однакова для всього розрахункового періоду, то коефіцієнт завантаженості кожної установки визначається для кожного з тимчасових відрізків, що становлять горизонт розрахунку, тобто, в випадку з енергетичними комплексами - 1 рік. Вибір такого горизонту розрахунку обумовлений тим, що навантаження споживача та кліматичні умови, визначальні режим роботи установок на ВДЕ, мають саме таку періодичність. Рік розбивається на години, в межах яких навантаження споживача вважається постійним, що означає наявність усередині розрахункового періоду 8760 часових інтервалів. При рішенні завдання

пошуку оптимального режиму роботи для енергетичного комплексу, який включає 4 генеруючі установки, кількість оптимізованих параметрів становитиме $4 \cdot 8760 = 35040$. Насправді кількість змінних може бути значно більше, а при пошуку оптимальної конфігурації завдання значно ускладнюється, т.к. необхідно розглядати можливість роботи установок, які можуть взагалі не увійти в оптимальний склад обладнання.

Методи лінійного програмування дозволяють дуже успішно вирішувати завдання оптимізації систем, що характеризуються великим числом змінних [17]. Завдання лінійного програмування формулюється наступним чином: знайти вектор значень змінних, доставляючих екстремум лінійної цільової функції при заданих обмеженнях у вигляді лінійних рівностей або нерівностей. Одним з найбільш ефективних методів лінійного програмування є симплекс-метод [19]. Цей метод реалізує раціональний перебір базисних допустимих рішень в вигляді кінцевого ітеративного процесу, покращує значення цільової функції (мінімуму критерію оптимізації) на кожному кроці, і дозволяє за кінцеве число кроків або знайти оптимальне рішення, або встановити, що оптимальне рішення відсутнє. Безліч рішень завдання лінійного програмування може бути представлено у вигляді опуклого багатогранника в багатовимірному просторі, при цьому процес рішення завдання буде виглядати як послідовний перехід від однієї вершини цього багатогранника до іншої, причому одержуване на кожному кроці значення цільової функції буде наближатися до оптимальному. Графічне подання процесу рішення завдання на пошук максимуму цільової функції симплекс-методом при наявності двох вільних параметрів (тривимірне простір) показано на рис. 2.2.

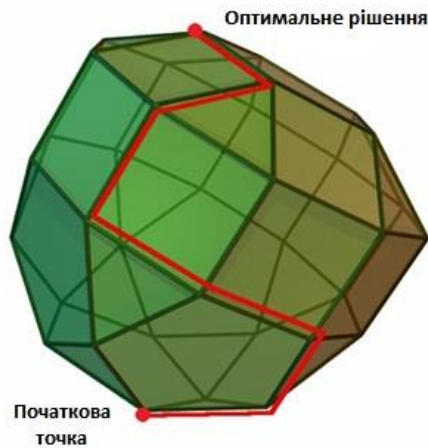


Рисунок 2.2 – Графічне подання рішення оптимізаційного завдання
симплекс-методом

При виборі симплекс-метода в якості методу оптимізації необхідно, щоб використовувана математична модель об'єкта задовольняла обмеженням, які накладається методом, а саме:

1. Математичні моделі окремих установок і введені обмеження завжди лінійні.

2. Будь-які змінні, що використовуються при вирішенні завдань симплекс-методом, повинні бути невід'ємні. Це означає, що якщо якась установка, наприклад, електрокотел, споживає енергію, то її внесок у баланс записується зі знаком «-». Якщо установка може як споживати, так і віддавати енергію споживачеві (акумулятори), то її участь в енергетичному балансі характеризуватиметься двома змінними, одна з яких буде ненульовою, якщо установка виробляє енергію, а інша – ненульовий, якщо встановлення енергію споживає.

Також з метою спрощення розрахунків та моделей, що використовуються, вводяться наступні припущення:

1. Тимчасові зміни характеристик установок, пов'язані з запуском, зупинкою і перехідними режимами, не враховуються, т.к. перехідні режими займають малу частку від часу роботи установок.

2. Малі зміни характеристик установок в результаті зміни режиму їх роботи не враховуються, т.к. вплив цих змін на загальну ефективність роботи

системи належить незначним. Наприклад, ККД електрокотлів змінюється в процесі експлуатації в межах 5% [7], а номінальне значення ККД різних типів електрокотлів складає від 90% до 98% [26].

3. Акумулятори на початок розрахункового періоду повністю розряджені.

4. Декілька акумуляторів одного типу енергії замінюються при розрахунках одним акумулятором сумарною ємності.

Розглянемо внесок найпоширеніших типів енергетичних установок у балансові рівняння, а також додаткові обмеження, необхідні для їх опису.

З (2.2) слідує, що при роботі на номінальній (максимальною) потужності коефіцієнт завантаженості дорівнює 1. Обмеження на коефіцієнти завантаженості всіх установок вводяться кожному тимчасовому інтервалі:

$$x_i^j \leq 1. \quad (2.3)$$

Тепло- і електрогенератори в рівнянні балансу електроенергії для j -го часового інтервалу враховуються членами виду:

$$Q_i^j = x_i^j \cdot P_i^{ном}, \quad (2.4)$$

$$N_i^j = x_i^j \cdot P_i^{ном}. \quad (2.5)$$

Зовнішні енергетичні мережі в межах аналізованої завдання можуть бути описані як генератори електроенергії та тепла, відповідно, з обліком деяких відмінностей. Замість параметра номінальною потужності $P_i^{ном}$ в балансових рівняннях і в цільовій функції будуть фігурувати параметри: Q_{imp}^{max} - максимально допустима потужність, отримувана з теплової мережі, N_{imp}^{max} - максимально допустима потужність, отримувана з електричної мережі. Якщо немає обмеження на максимальну потужність, одержувану з зовнішніх мереж, то значення Q_{imp}^{max} і N_{imp}^{max} можна, можливо прийняти рівними максимальним навантаженням споживача Q_{ec}^{max} і N_{ec}^{max} . У випадку, якщо передбачена можливість передачі енергії в зовнішні мережі, слід запровадити величини максимально можливих експортованих потужностей Q_{exp}^{max} і N_{exp}^{max} , а якщо такого обмеження не існує, прийняти їх рівними сумі номінальних потужностей

тепло- і електрогенеруючих установок (тобто. максимальним потужностям, які можуть бути вироблено енергетичним комплексом). Тоді Q_{eg}^j та N_{eg}^j можна, можливо описати наступними виразами:

$$Q_{eg}^j = x_{imp}^j Q_{imp}^{max} - x_{exp}^j Q_{exp}^{max} \quad (2.6)$$

$$N_{eg}^j = x_{imp}^j N_{imp}^{max} - x_{exp}^j N_{exp}^{max} \quad (2.7)$$

де x_{impQ}^j, x_{impN}^j - коефіцієнти, рівні частки імпортованих з мережі теплової і електричної потужностей від їх максимального значення; x_{expQ}^j, x_{expN}^j - коефіцієнти, рівні частки переданих у зовнішні мережі потужностей від їхнього максимального значення. Як і коефіцієнти завантаженості обладнання, коефіцієнти $x_{impQ}^j, x_{impN}^j, x_{expQ}^j, x_{expN}^j$ можуть приймати значення від 0 до 1.

Електрокотли, крім доданку виду $Q_i^j = x_i^j \cdot P_i^{ном}$, в балансовому рівнянні теплової енергії, добавляє в балансове рівняння електроенергії складова виду

$$N_i^j = \frac{x_i^j \cdot P_i^{ном}}{\eta_i}, \quad (2.8)$$

яке визначає кількість електроенергії, споживаної встановленням на j -му часовому відрізку. У рівнянні (2.8) η_i - ККД установки.

Когенераційні установки виробляють як теплову, так і електричну енергію, причому співвідношення вироблених теплової і електричної потужності зазвичай пов'язана жорсткою залежністю. На рис. 2.3 показано отримана в результаті стендових випробувань [22] залежність між тепловою та електричною потужністю для міні-ТЕЦ на базі газопоршневої установки - ГПУ. Як видно з рисунку, в робочому діапазоні потужностей ця залежність може бути апроксимована лінійної функцією з достатньо високою точністю. Основні типи міні-ТЕЦ (дизельні, газотурбінні і газопоршневі) представляють собою установки на базі ДВЗ і мають якісно схожі характеристики ККД та вироблення теплової енергії. У загалом випадку тепла енергія, вироблювана когенераційної установкою у складі автономного енергетичного комплексу, можливо виражена лінійної функцією коефіцієнта завантаженості:

$$Q_i^j = k_i x_i^j N_i^{ном} + b_i, \quad (2.9)$$

де k_i та b_i - коефіцієнти, характеризуючі зв'язок між виробленням теплової і електричної енергії і -ї установки.

Вклад акумулятора в балансове рівняння відповідного виду енергії може бути як позитивним, і негативним. Зміна енергії акумулятора на окремому відрізку часу у зв'язку з вимогою невід'ємності змінних повинно бути виражено наступним чином:

$$\Delta E_{ac}^j = \Delta E_{ac+}^j - \Delta E_{ac-}^j, \quad (2.10)$$

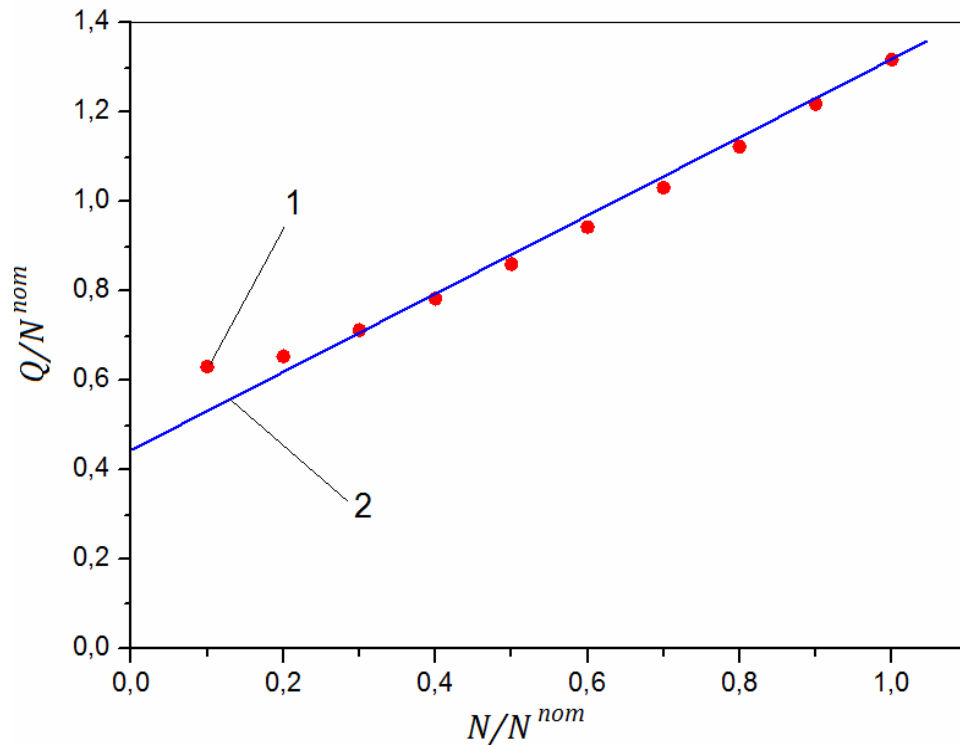


Рисунок 2.3 – Залежність когенераційної теплової потужності установки на базі ГПУ від її електричної потужності: 1 – результат стендових випробувань [22]; 2 - лінійна апроксимація залежності

де ΔE_{ac}^j , ΔE_{ac+}^j , ΔE_{ac-}^j – зміна енергії акумулятора, енергія, отримана акумулятором і енергія, віддана акумулятором на j -м відрізку часу, відповідно. Таким чином, при наявності акумуляторів теплової та електричної енергії у складі енергетичного комплексу балансові рівняння (2.1), (2.2) приймуть наступний вигляді:

$$Q_{ec}^j = Q_{eg}^j + \sum_{i=1}^{m_q} Q_i^j - \frac{\Delta E_{acq+}^j - \Delta E_{acq-}^j}{\Delta t^j}, \quad (2.11)$$

$$N_{ec}^j = N_{eg}^j + \sum_{i=1}^{m_q} N_i^j - \frac{\Delta E_{acq+}^j - \Delta E_{acq-}^j}{\Delta t^j}, \quad (2.12)$$

де Δt^j тривалість j -го часового інтервалу.

Крім того, для кожного інтервалу часу необхідно ввести два додаткові обмеження. Перше з них показує, що на жодному з тимчасових інтервалів акумулятор не може передати споживачеві більше енергії, ніж у ньому запасено (тобто. запас енергії в акумуляторі ніколи не стане негативним):

$$E_{ac}^j = \sum_{i=1}^j (\Delta E_{ac+}^i - \Delta E_{ac-}^i) \geq 0, \quad (2.13)$$

де ΔE_{ac}^j – енергія, запасена в акумуляторі на момент закінчення j -го інтервалу часу. Друге обмеження показує, що ні на одному з часових інтервалів енергія, запасена в акумулятор, не може перевищити його ємність:

$$E_{ac}^j = \sum_{i=1}^j (\Delta E_{ac+}^i - \Delta E_{ac-}^i) \leq E_{ac}^{\max}, \quad (2.14)$$

де E_{ac}^{\max} – ємність акумулятора. При знятті другого обмеження в результаті оптимізаційного розрахунку може бути розрахована ємність акумулятора, що забезпечує мінімум паливних витрат (без обліку капітальних витрат).

У рамках розв'язаного завдання зручно припустити, що установки на ВДЕ завжди експлуатуються в такому режимі, що вироблена ними потужність максимальна для поточних кліматичних умов (швидкості вітру, інтенсивності сонячного випромінювання). У такому випадку в моделі енергетичного комплексу установки на ВДЕ (фотоелектричні і вітроенергетичні) не будуть мати керованих параметрів. Для проведення оптимізаційних розрахунків для енергетичних комплексів, в склад яких входять такі установки, необхідно мати дані про погодинну зміну погодних умов протягом року в тій місцевості, де планується розміщення енергетичного комплексу. Для визначення вкладу установок на ВДЕ в рівняння енергетичного балансу можна, можливо

записати наступну залежність (на прикладі фотоелектричних перетворювачів - ФЕП) [6]:

$$N_{pv}^j = S_{pv} N_{pvs}^j (w^j), \quad (2.15)$$

де N_{pv}^j - сумарна потужність фотоелектричних батарей на j -му часовому відрізку; S_{pv} - площа ФЕП (оптимізований параметр); N_{pvs}^j - питома потужність ФЕП на аналізованому інтервалі. Останній параметр обчислюється ще до формування системи обмежень і складання симплекс-таблиці на підставі знань про характеристику установки і залежить від параметра w^j - інтенсивності сонячного випромінювання на цьому ж часовому відрізку. При цьому не має значення, наскільки складну модель фотоелементів ми використовуємо під час розрахунків, т.я. обчислення проводяться поза оптимізаційного розрахунку.

2.2 Цільова функція

Як вже зазначалося вище, в якості цільової функції вибирається величина витрат за енергопостачання заданого об'єкта за розрахунковий період. Будь-які витрати, пов'язані з компонентами енергетичного комплексу, можна розділити на дві групи: залежні від режиму роботи установки (витрати палива) і не залежні від нього (амортизаційні витрати, зарплата персоналу і т.д.). Це значить, що в загалом випадку в цільову функцію входять параметри оптимізації, що характеризують режим роботи обладнання, і параметри оптимізації, визначальні оптимальну встановлену потужність обладнання (для акумуляторів – оптимальну ємність). До кожному типу параметрів відноситься відповідна складова вартості енергії: паливна, яка визначається режимом роботи енергетичного комплексу, і капітальна, визначається номінальною потужністю енергетичних установок. У відповідно з внеском в цільову функцію можна, можливо виділити три типу установок:

1. Установки, для яких можна оптимізувати режим роботи, але не номінальну потужність. До ним відносяться всі працюючі на вуглеводневому паливі установки з вираженою залежністю ККД від відносної потужності: газотурбінні, газопоршневі установки, дизель- генератори. Номінальна

потужність таких установок визначається в процесі експертних оцінок на підставі графіків навантажень споживача, категорії надійності електропостачання і інших даних.

2. Налаштування, для яких можна визначити як оптимальний режим роботи, так і оптимальне значення номінальної потужності. До таким відносяться установки, ККД яких слабо залежить від номінальної потужності і режиму роботи, наприклад, газові водогрійні або електричні котли, а також акумулятори.

3. Установки, для яких можуть бути оптимізовані капітальні витрати, але не режим роботи. До них відносяться установки на ВДЕ. У рамках запропонованої математичної моделі у них немає керованих параметрів.

Прийнявши, що першому типу установок у довільному енергокомплексі, що включає m установок, відповідають установки з номерами з 1 до l_1 установкам другого типу – з l_1+1 до l_2 , а установкам третього типу – з l_2+1 до m , можна, можливо записати для такого комплексу цільову функцію в загальному вигляді [16]

$$R = \sum_{j=1}^n \left(\sum_{i=1}^{l_2} f_i(P_i^j) \right) + \sum_{i=l_1+1}^m F_i(P_i^{\max}), \quad (2.16)$$

де R – значення цільової функції; перший доданок у правій частині – сума паливних витрат за розрахунковий період; друге доданок - сума капітальних витрат установок, для яких капітальні витрати можуть бути оптимізовані; P_i^j , P_i^{\max} - значення поточної і максимальної потужності для i -ї установки, відповідно.

При цьому не має значення, виробляє установка теплову або електричну енергію. Функція $f(P_i^j)$ визначає залежність між миттєвою потужністю і паливними витратами, а $F_i(P_i^{\max})$ залежність між максимальною потужністю та капітальними витратами для i -ої установки. У відповідно до умов застосування симплекс-методу ці залежності повинні бути лінійними. Останнє означає, що при наявності в складі енергетичного комплексу хоча б однієї

установки з змінним значенням ККД, цільова функція буде отримувати нелінійні члени. Однак, до них відноситься більшість електрогенеруючих установок: дизель-генератори, ГПУ, ГТУ.

Залежність ККД дизельної установки від коефіцієнта завантаженості [57] представлена на рис. 2.4. Як видно з малюнку, подібні Характеристики можуть з достатньо високою точністю бути апроксимовані простою гіперболічною функцією.

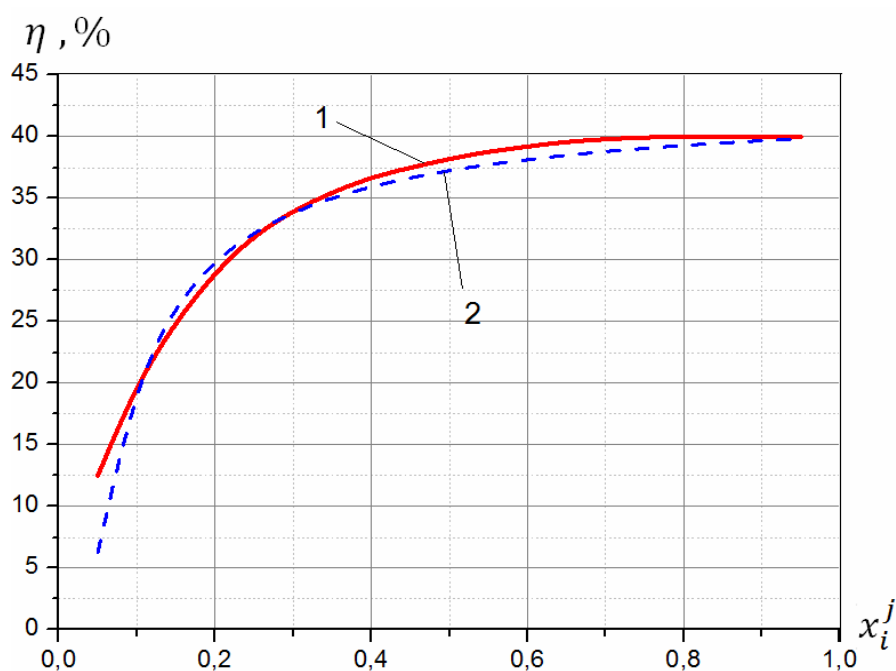


Рисунок 2.4 – Залежність ККД дизельної установки від коефіцієнта завантаженості: 1 – експериментальна залежність; 2 – графік апроксимуючої гіперболічної функції

Якщо залежність ККД установки від завантаженості апроксимується гіперболою, то функція $f_i(x_i^j) = \frac{x_i^j}{\eta_i^j} \cdot C_i$, де C_i - константа, характеризуюча паливні витрати i -ї установки, може бути апроксимована лінійною функцією, у чому легко переконатися, побудувавши відповідний графік (рис. 2.5)

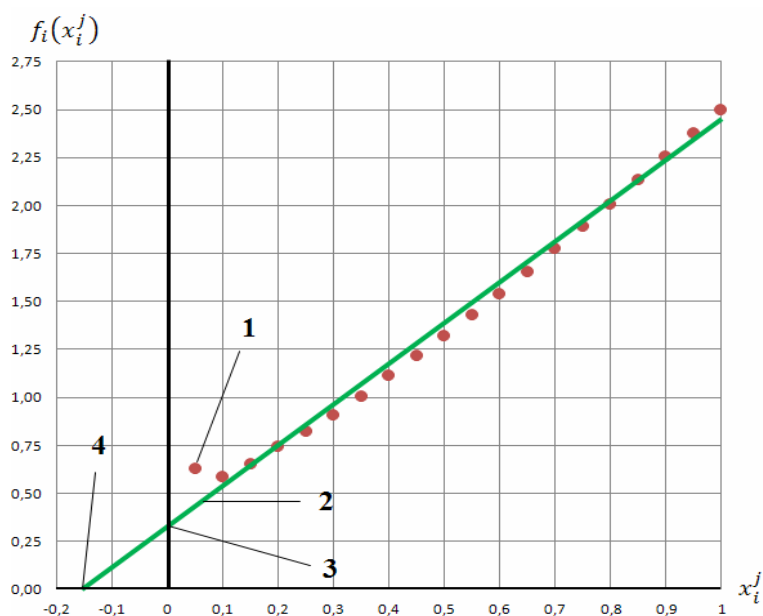


Рисунок 2.5 - Лінійна апроксимація функції $f_i(x_i^j)$ для дизельної установки: 1 - графік функції $f_i(x_i^j)$; 2- графік лінійно- апроксимованої функції $f_i(x_i^j)$; 3, 4 - точки перетину графіка апроксимованою функції з осями ординат і абсцис, відповідно.

Подані залежності показують, що за навантаженості установки $x_i^j \leq 0,1$ має місце суттєва (20% і вище) різниця значень $f_i(x_i^j)$ і апроксимуючої функції. Оскільки для будь-яких споживачів електроенергії генеруючі установки слід підбирати таким чином, щоб їх середній коефіцієнт навантаженості був якомога ближче до 1, відносна тривалість роботи установки при навантаженості менше 10% повинна бути незначна, і дана похибка не буде надавати суттєвий вплив на результати оптимізаційного розрахунку. Функція апроксимації паливних витрат може бути записана в вигляді [21]:

$$g_i(x_i^j) = C_i(a_i x_i^j + d_i), \quad (2.17)$$

де a_i - кутовий коефіцієнт апроксимуючої лінійної функції; d_i - ордината точки перетину апроксимуючої прямої з віссю y (точка 3 на рис. 2.5).

На відмінність від режимів з низьким навантаженням, відносний час простою енергетичної установки ($x_i^j=0$) може бути досить великим, в

особливості, якщо установка призначена для покриття пікових навантажень. Очевидно, що якщо установка вимкнена, паливні витрати на її експлуатацію будуть нульовими, однак при використанні апроксимуючої функції (2.17) паливні витрати при нульовому завантаженні i -ї установки будуть рівні $C_i d_i$. Для того, щоб звернути їх в нуль при нульовій завантаженості, введемо до виразу (2.18) додатковий вільний параметр x_{0i}^j :

$$g_i(x_i^j, x_{0i}^j) \geq 0. \quad (2.18)$$

При цьому необхідно ввести обмеження [21]:

$$x_{0i}^j \leq x_{0i}^{\max}, \quad (2.19)$$

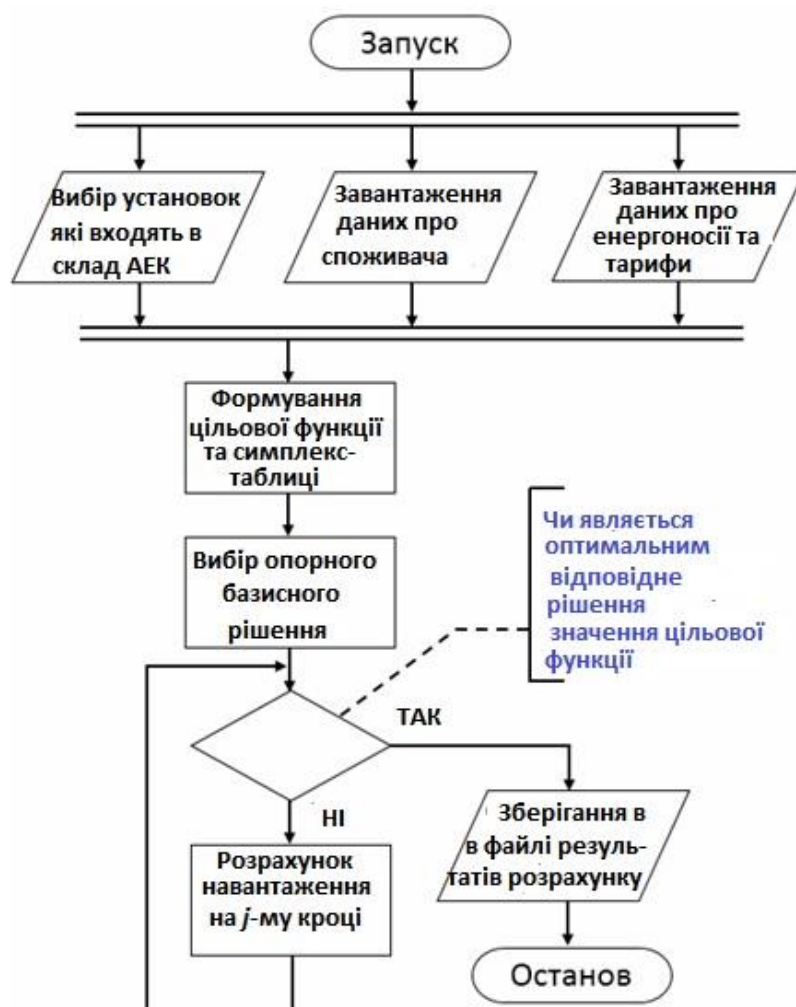
$$g_i(x_i^j, x_{0i}^j) \geq 0, \quad (2.20)$$

де величина x_{0i}^{\max} - корінь рівняння $g_i(x_i^j) = 0$ (точка 4 на рис. 2.5).

Обмеження (2.20) необхідно для того, щоб паливні витрати конкретної установки не могли стати негативними через того, що параметр x_{0i}^j прийняв ненульове значення при нульовому значенні x_i^j . Незважаючи на те, що при вирішенні завдань симплекс-методом вільні параметри не можуть набувати негативних значень, обмеження (2.20) стосується частини цільової функції, яка не є вільним параметром, тому воно вимагає окремого введення.

Варіант алгоритму оптимізації може бути реалізований в середовищі програмування Delphi та мати вигляд представлений на рис.2.6.

Рисунок 2.6 - Алгоритм оптимізаційних розрахунків по програмі



Висновки по другому розділу

В даний час завдання оптимізації схемних рішень та режимів роботи енергетичних комплексів малої розподіленою енергетики так і залишається актуальним, т.к. універсального рішення досі не запропоновано.

Через велику розмірності даного завдання, в якості методу його рішення був використаний симплекс-метод. У якості оптимізованої величини було обрано витрати на енергопостачання заданого споживача протягом розрахункового періоду (1 року).

РОЗДІЛ 3
РІШЕННЯ ОПТИМІЗАЦІЙНОЇ ЗАДАЧІ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ
СИСТЕМИ З КІЛЬКОМИ АВТОНОМНИМИ
ЕНЕРГОУСТАНОВКАМИ

У практичних схемах енергокомплексів при значиному діапазоні зміни необхідної електричної потужності оптимальні схеми можуть містити дві і більше газопоршневі установки (ГПУ).

Розглянемо наступну схему електропостачання споживача електроенергії (СЕЕ) (рис. 3.1).

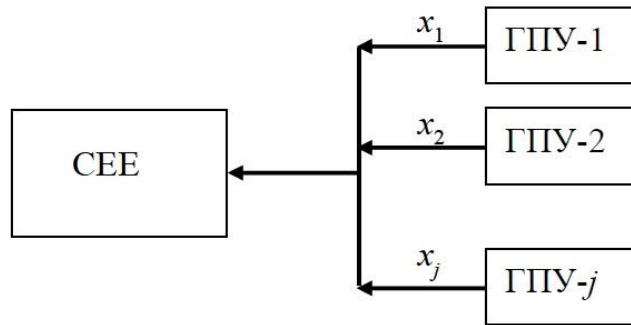


Рисунок 3.1. Схема електропостачання: x_1, \dots, x_j – потоки електричної енергії від відповідних ГПУ

3.1 Постановка завдання та визначення цільової функції

Для кращого розуміння логіки оптимізаційних процедур розглянемо найпростіший випадок, коли всі ГПУ, що входять в схему енергокомплексу, мають однакову залежність ККД від поточної відносної потужності, яку можна представити у вигляді [5, 6]

$$k_{ГПУ}^j = k(y^j), \quad (3.1)$$

де $k_{ГПУ}^j$ - поточний ККД j -ої установки; $y^j = N_{ГПУ}^j / N_j$; $N_{ГПУ}^j$ - поточна електрична потужність j -ої установки; N_j - номіальна електрична потужність j -ї установки.

Тоді цільова функція для j -ї установки F^j за одиничний проміжок часу запишеться у вигляді

$$F^j = Ck(y^j)x_j = CN_j k(y^j)y^j, \quad (3.2)$$

де x_j - потік j -ї установки, C - константа (ціна одиниці потоку x_j). Надалі покладемо її рівної одиниці. Для обліку нелінійності цільової функції (залежність ккд від потужності) використовуємо кусочно-лінійну апроксимацію [4]. Проведемо розбиття функції F^j : $y^k = a_k$, $k = 0, \dots, K$, де K – кількість точок розбиття. Не втрачаючи спільності, покладемо $a_0 = 0$. Введемо безрозмірну цільову функцію

$$y^j = \sum_{k=1}^K y^{jk} \cdot \rho_k + f(0), \quad (3.3)$$

де $y^j = \sum_{k=1}^K y^{jk}$, $\rho_k = (f^k(a_k) - f^{k-1}(a_{k-1})) / (a_k - a_{k-1})$, $f(0)$ – являє собою постійну

складову вартості електроенергії (амортизаційні, експлуатаційні тощо складові), що виробляється ГПУ.

Нові змінні y^{jk} задовольняють обмеженням

$$0 \leq y^{jk} \leq a_k - a_{k-1}. \quad (3.4)$$

Тоді цільова функція має вигляд

$$F^j = N_j f^j. \quad (3.5)$$

Таким чином, будь-яка цільова функція представима співвідношенням (3.5) і відрізняється тільки номінальною, що до неї входить потужністю ГПУ.

Нехай є дві ГПУ одного номіналу N_1 . Представимо загальну цільову функцію у вигляді

$$F^{12} = F^1 + F^2 = N_1 f_1 + N_1 f_2. \quad (3.6)$$

З урахуванням (3.3) рівняння (3.6) можна переписати в вигляді

$$F^{12} = N_1 \left(2f(0) + \sum_{k=1}^K y^{1k} \cdot \rho_k + \sum_{k=1}^K y^{2k} \cdot \rho_k \right) = N_1 \left(2f(0) + \sum_{k=1}^K (y^{1k} + y^{2k}) \cdot \rho_k \right), \quad (3.7)$$

Додатково до обмежень (3.4) змінні y^{kj} повинні відповідати умові

$$\sum_{k=1}^K (y^{1k} + y^{2k}) = N_E, \quad (3.8)$$

де N_E - необхідна потужність за аналізований проміжок часу.

Завдання знаходження мінімуму цільової функції (3.7) з обмеженнями (3.4), (8) є завданням лінійного програмування і може бути вирішена симплекс-методом.

Якщо $N_E > N_1$, то отримуємо рішення, яке мінімізує цільову функцію (3.7). При $N_E \leq N_1$ рішення не є оптимальним, т.к. цільова функція однієї ГПУ, яка задовольняє умові $N_E \leq N_1$, має менше значення. Покажемо це:

$$\begin{aligned} F^{12} &= N_1 \left(f(0) + \sum_{k=1}^K y^{1k} \cdot \rho_k \right) \leq N_1 \left(2f(0) + \sum_{k=1}^K y^{1k} \cdot \rho_k + \sum_{k=1}^K y^{2k} \cdot \rho_k \right) = \\ &= N_1 \left(2f(0) + \sum_{k=1}^K (y^{1k} + y^{2k}) \cdot \rho_k \right) = 2N_1 \left(f(0) + \sum_{k=1}^K y^{1k} \cdot \rho_k \right) = 2F^1 = F^{12}. \end{aligned} \quad (3.9)$$

Справедливість рівняння $\sum_{k=1}^K \rho_k (y^{1k} + y^{2k}) = 2 \sum_{k=1}^K \rho_k y^{1k}$ випливає з умови опуклості функцій F^1 та F^2 . При цьому $\rho_1 < \rho_2 < \dots < \rho_K$ і задачі мінімізації при $p < q$ змінна y^p робить більший вплив на значення цільової функції, ніж y^q . Отже, до досягнення обмежень (3.4) рішення буде визначатися змінними y^{1p} та y^{2p} (при цьому $y^{1q} = 0, y^{2q} = 0$).

Нехай розв'язання задачі (3.7) має вигляд [16]

$$\left. \begin{aligned} y^{1k} = y^{2k} = a_k - a_{k-1}, \quad k = 1 \dots p, \\ 0 < y^{1k} \leq a_k - a_{k-1}, \\ 0 \leq y^{2k} \leq a_k - a_{k-1}, \end{aligned} \right\} k = q = p + 1, \\ y^{1k} = y^{2k} = 0, \quad k = q + 1 \dots K. \quad (3.10)$$

Запишемо нове рішення за $k = q = p + 1$.

$$y_{new}^{1k} = y_{new}^{2k} = 0,5(y^{1k} + y^{2k}). \quad (3.11)$$

Очевидно, що отримане рішення не змінює значення цільової функції. З урахуванням (3.10) та (3.11) виходить співвідношення (3.9).

Це означає, що подання цільової функції кількох ГПУ як суми цільових функцій окремих ГПУ і подальша мінімізація цієї функції не дає мінімального рішення. Отримані результати легко узагальнюються на довільне число ГПУ.

Це пов'язано з тим, цільова функція завдання (3.6) має бути представлена у вигляді

$$F^{12} = \alpha F^1 + \beta F^2, \quad (3.12)$$

де коефіцієнти α, β приймають значення 0 або 1, $\alpha + \beta \geq 1$ і визначаються в процесі вирішення загальної оптимізаційної задачі. Задача стає нелінійною і частково-цілочисленею, що вимагає розробки спеціальних методів рішення [4].

3.2 Методи рішення та його основні алгоритми

Побудуємо метод рішення, заснований на методі лінійного програмування [18] з додатковим кроком.

Завдання 1. Нехай є дві ГПУ з однаковою номінальною потужністю N_1 .

Як було показано вище, рішення задачі поділяється на дві підзадачі (рис. 3.2), кожна з яких вирішується симплекс-методом.

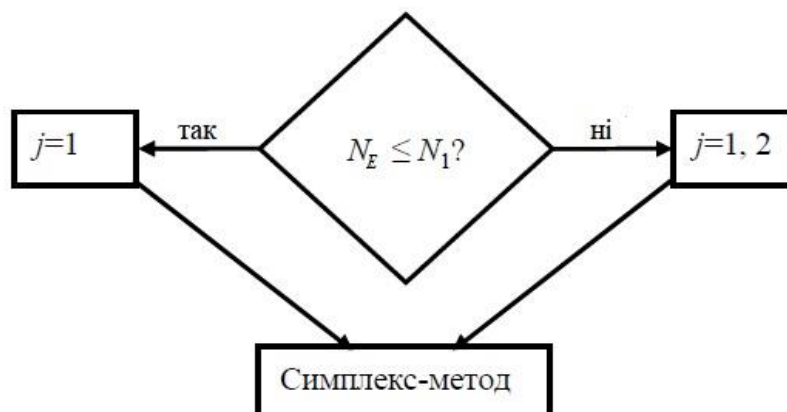


Рисунок 3. 2. Блок-схема розв'язання задачі оптимізації з двома ГПУ однакової номінальної потужності (j – номер ГПУ)

Завдання 2. Розглянемо випадок, коли є дві ГПУ різної номінальної потужності: N_1, N_2 ; $N_2 = \varepsilon N_1$; $\varepsilon > 1$.

З урахуванням (3.6) та (3.7) загальна цільова функція має вигляд

$$F^{12} = N_1 \left((1 + \varepsilon) f(0) + \sum_{k=1}^K y^{1k} \rho_k + \varepsilon \sum_{k=1}^K y^{2k} \rho_k \right). \quad (3.13)$$

З урахуванням випуклості цільових функцій одержуємо:

1. Якщо $N_E \leq N_2$, то

$$F^1 = N_1 \left(f(0) + \sum_{k=1}^K \rho_k y^{1k} \right) < \varepsilon N_1 \left(f(0) + \sum_{k=1}^K y^{2k} \rho_k \right) = F^2 = \varepsilon F^1, \quad (3.14)$$

тобто $j=1(N_1)$.

2. Якщо $N_1 < N_E \leq N_2$, то

$$F^2 = \varepsilon F^1 < (1 + \varepsilon) N_1 \left(f(0) + \sum_{k=1}^K \rho_k y^{1k} \right) = (1 + \varepsilon) F^1 = F^{12}, \quad (3.15)$$

тобто $j=2(N_1)$.

3. Якщо $N_1 < N_E$, то тобто $j=1,2(N_1, N_2)$.

Блок-схема алгоритму розв'язання задачі 2 представлена на рис. 3.3.

Алгоритм легко узагальнюється на випадок кількох ГПУ з відповідними номінальними потужностями $N_j, j = 1, \dots, J$.

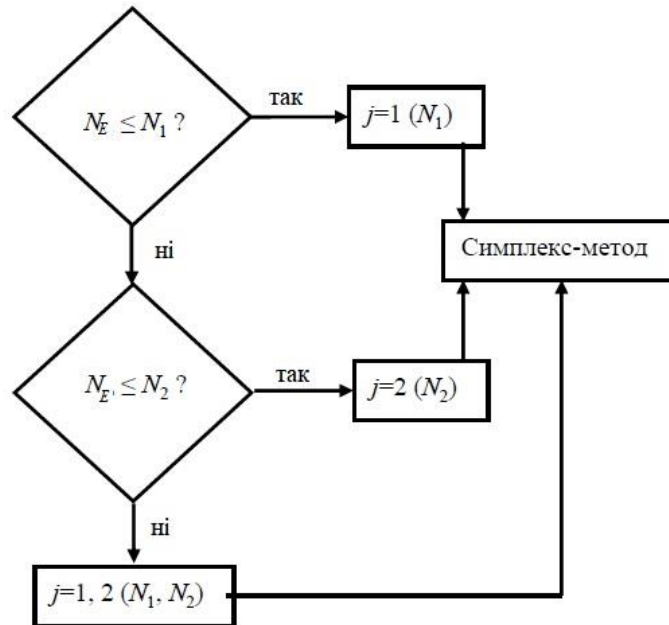


Рисунок 3.3. Блок-схема розв'язання задачі оптимізації з двома ГПУ різної номінальної потужності

Завдання 3. Розглянемо задачу, коли є декілька (α) однакових ГПУ потужності N_1 та одну ГПУ номінальної потужності N_2 , причому

$$N_2 = \alpha N_1 . \quad (3.16)$$

Запишемо цільову функцію для кількох ГПУ однієї номінальної потужності N_1

$$F^1 = N_1 \left(\alpha f(0) + \sum_i \sum_{k=1}^K \rho_k y^{\alpha k} \right). \quad (3.17)$$

Аналогічно для другої ГПУ (N_2)

$$F^2 = N_2 \left(f(0) + \sum_{k=1}^K \rho_k y^{2k} \right) = \alpha N_1 \left(f(0) + \sum_{k=1}^K \rho_k y^{2k} \right). \quad (3.18)$$

Згідно (3.18) є лише одне оптимальне рішення для всіх навантажень споживача при $N_E \leq N_2$.

Інша ситуація з цільовою функцією (3.17). Вона складається з кількох доданків, отже, загальна цільова функція не даватиме оптимального рішення.

Збудуємо його на різних інтервалах. Використовуючи побудовані алгоритми (завдання 1 та 2), отримаємо наступні оптимальні рішення:

1. Якщо $N_E \leq N_1$, то

$$F^1 = N_1 \left(f(0) + \sum_{k=1}^K \rho_k y^{1k} \right) < 2N_1 \left(f(0) + \sum_{k=1}^K y^{2k} \rho_k \right) = 2F^1, \quad (3.19)$$

тобто $j=1(N_1)$.

2. Якщо $N_1 < N_E \leq 2N_2$, то

$$F^1 = 2N_1 \left(f(0) + \sum_{k=1}^K \rho_k y^{1k} \right) < 3N_1 \left(f(0) + \sum_{k=1}^K \rho_k y^{1k} \right) = 3F^1, \quad (3.20)$$

тобто $j=2(N_1)$ і т.д.

3. Останній крок. Якщо $(\alpha-1)N_1 < N_E \leq \alpha N_2$, то

$$F^1 = \alpha N_1 \left(f(0) + \sum_{k=1}^K \rho_k y^{1k} \right) = \alpha F^1, \quad (3.21)$$

тобто $j=\alpha(\alpha N_1)$.

Можна показати, що однакові рішення для мінімуму цільових функцій (3.18) та (3.21) виходять тільки на останньому кроку. В інших випадках рішення (3.19), (3.20) дають менше значення цільової функції.

Основний висновок полягає в тому, що при прийнятих припущеннях (усі ГПУ мають однаковий номінальний ККД та однакову залежність ККД від поточної відносної потужності) існують області рішення, де цільові функції однієї ГПУ з номінальною потужністю N_2 і α ГПУ з номінальною потужністю N_1 при виконанні співвідношення (3.16) мають те саме мінімальне значення. Таким чином, рівноцінна заміна будь-яких β ГПУ (N_1) на одну ГПУ (N_2) при виконанні умови $N_2 = \beta N_1$. Тоді оптимальне рішення визначається за схемою рис. 3.3 (завдання 2). Загальний принцип застосування описаних вище алгоритмів полягає у завданні додаткових обмежень у задачі лінійного програмування щодо кількості та номінальних потужностей ГПУ на кожному часовому інтервалі.

3.3 Розрахунки за вибраними моделями

Як вихідні дані використовувалася залежність ккд від безрозмірної потужності [1], апроксимована на 4 точках ($k = 0, \dots, 3$; $a_0 = 0, a_1 = 0,375, a_2 = 0,6, a_3 = 1$).

Розглянемо режими робіт двох ГПУ однакової номінальної потужності (N_1) та однієї ГПУ потужністю ($N_2 = 2N_1$) та розрахуємо оптимальні режими за розробленими алгоритмами. Результати подано на рис. 3.4. Оптимальним є режим роботи однієї ГПУ номіналу N_1 при навантаженні $w < 0,5$, а при навантаженні $w > 0,5$ або 1 ГПУ (N_2), або 2 ГПУ (N_1). Зменшення вартості (крива 1) досягається за рахунок повного виключення однієї із ГПУ згідно (3.7).

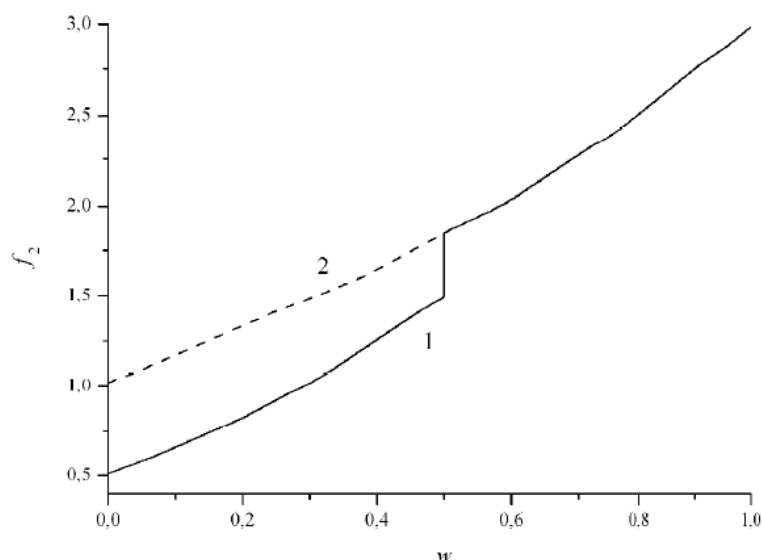


Рисунок 3.4. Залежність f_2 від навантаження споживача $w = N_E / (N_2)$:

1 – $N_1 + N_1$, 2 – N_2

Один із оптимальних режимів роботи двох ГПУ ($N_1 + N_1$) представлений на рис. 3.5. На ділянці до $w < 0,5$ працює одна ГПУ, $w > 0,5$ – дві ГПУ, причому є ділянка, коли кожна ГПУ працює приблизно з половинним навантаженням.

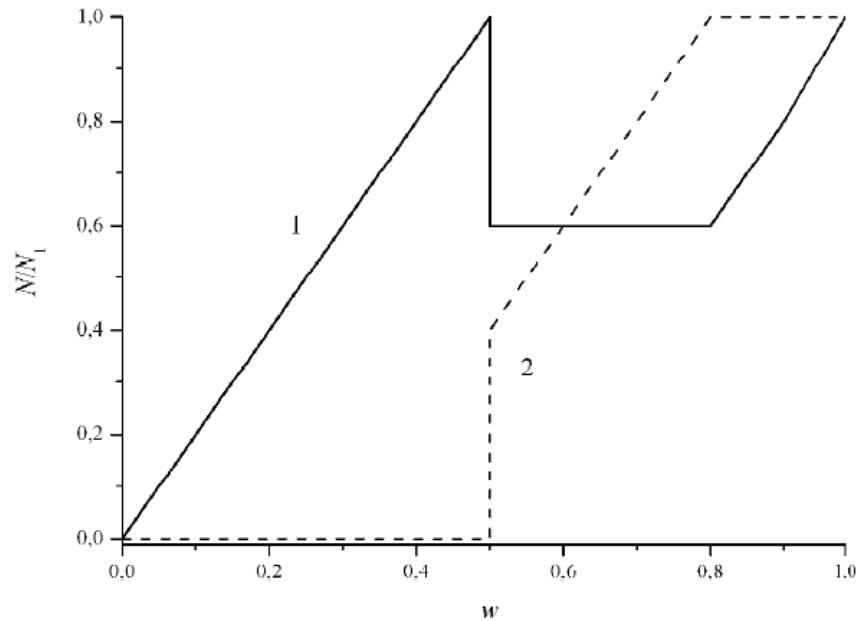


Рисунок 3.5. Оптимальний графік роботи двох ГПУ: (1 – N_1 , 2 – N_1)

Будь-яка заміна однієї ГПУ на іншу дає наступне оптимальне рішення (з тим самим значенням цільової функції, але з іншим режимом роботи).

Розглянемо режими робіт двох ГПУ різної потужності (N_1 та N_2 , $N_2 = 2N_1$) та однієї ГПУ $N_3 = 3N_1$. Залежність цільової функції від навантаження споживача представлена на рис. 3.6.

Оптимальні режими роботи (крива ABCDEF): режим роботи однієї ГПУ (N_1) при навантаженні $w < 1/3$, при навантаженні від $1/3 < w < 2/3$ - ГПУ (N_2), при $w > 2/3$ - $N_1 + N_2$. Робота тільки однією ГПУ (N_3) менш ефективна (крива 3), як це впливає з розгляду завдань 2 та 3.

Ділянка АВ являє собою оптимальне рішення для однієї ГПУ (N_1). Ділянка CD – оптимальне рішення для однієї ГПУ (N_2). Ділянка EF – оптимальне рішення для однієї ГПУ (N_3). На ділянці CD збігаються оптимальні рішення двох задач: $N_1 + N_1$, N_2 . На ділянці EF оптимальні рішення трьох задач збігаються: $N_1 + N_1 + N_1$, $N_1 + N_2$, N_3 . Отримані результати відповідають загальному рішенню задачі 3.

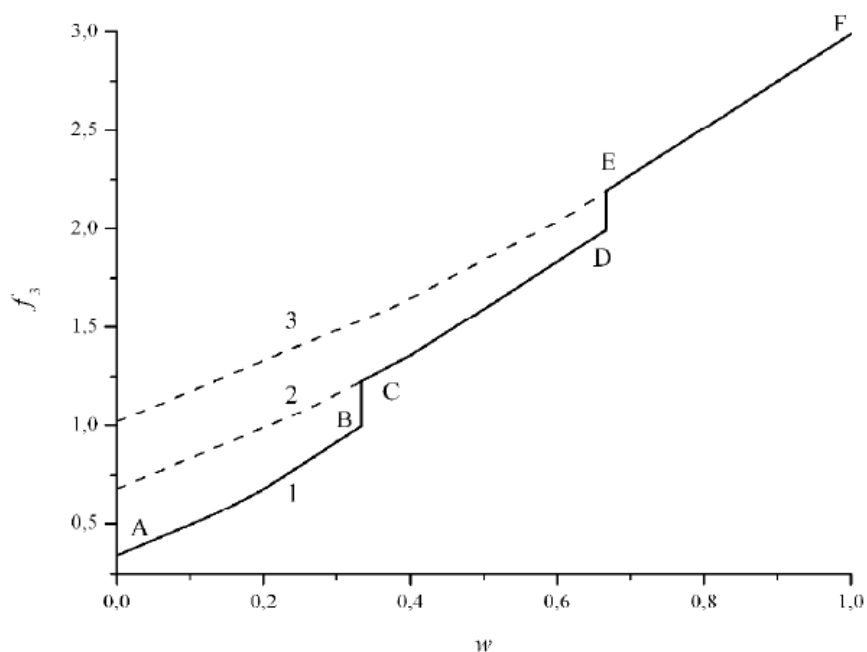
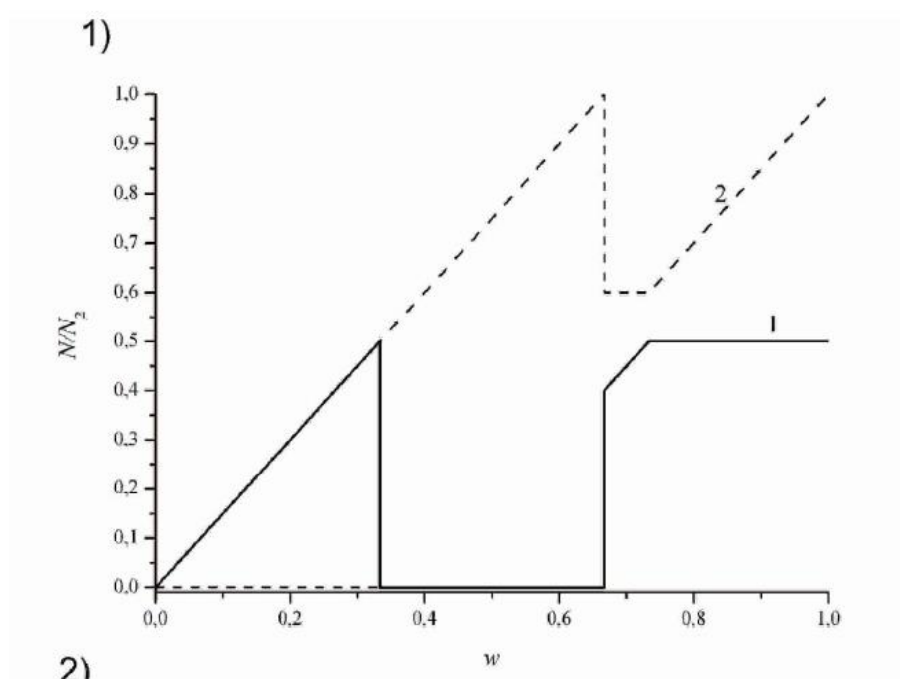


Рисунок 3.6. Залежність f_3 від навантаження споживача, $w = N_E / (N_3)$:

1 – N_1 , 2 – N_2 , 3 – N_3 . Крива ABCDEF – оптимальний режим

Оптимальні режими роботи двох ГПУ (N_1+N_2) представлені на рис. 3.7.

Є два однакові рішення за значенням цільової функції, але з різними графіками роботи кожної ГПУ (Рис.3.7).



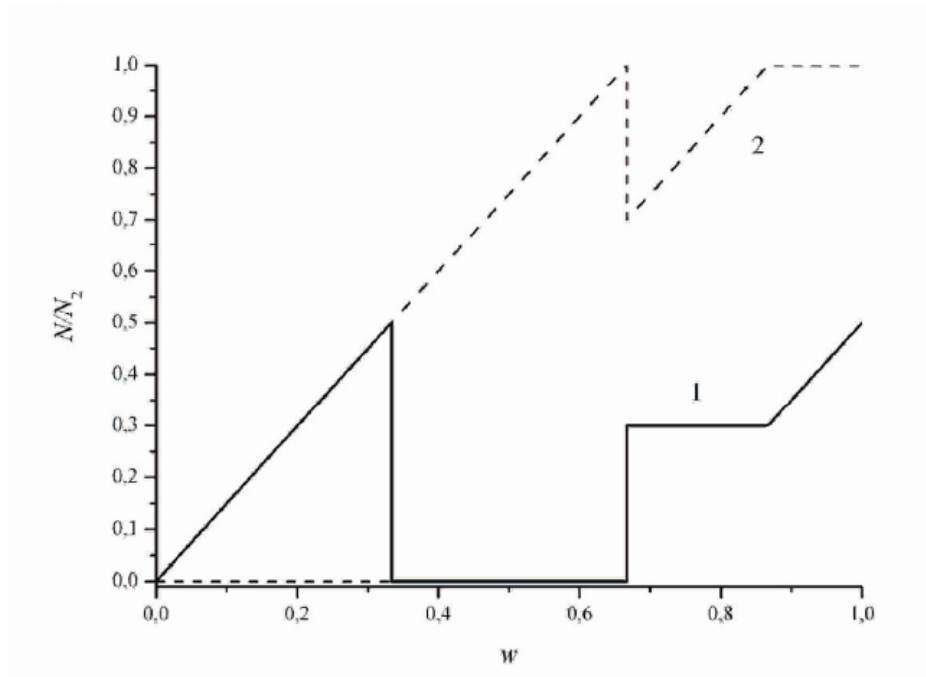


Рисунок 3.7. Оптимальний графік роботи двох ГПУ:

($1 - N_1$, $2 - N_2$), $w = N_E / (N_1 + N_2)$. Два різних рішення

Розглянемо узагальнену схему енергокомплексу, до складу якого входять газопоршневі міні-ТЕЦ (ГПУ-1, ГПУ-2, ..., ГПУ-j), електродвигун (ЕК), водогрійна котельня (ВК), акумулятор теплової енергії (АК), електрична (ВЕМ) та тепла (ВТМ) зовнішні мережі, споживач електричної (СЕЕ) та теплової (СТЕ) енергії (рис. 3.8).

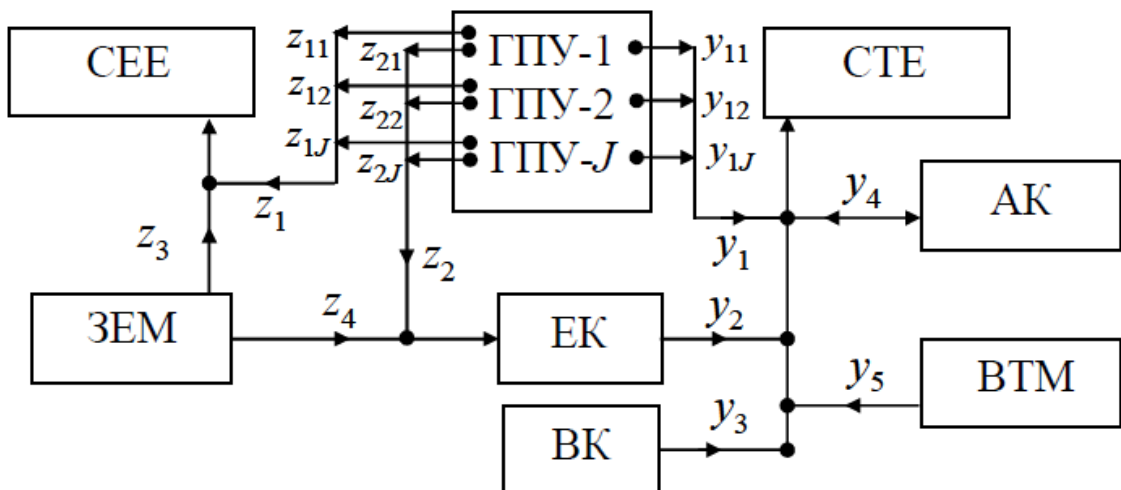


Рисунок 3.8. Узагальнена схема електро- та теплопостачання: z_1, \dots, z_4 ,

$z_{11}, \dots, z_{1j}, z_{21}, \dots, z_{2j}$ – потоки електричної енергії; y_1, \dots, y_5 ,

y_{11}, \dots, y_{1j} – потоки теплової енергії

Математична модель будується з умов балансу потоків електричної та теплової енергії, аналогічно [1, 2] з обліком спільної роботи кількох міні-ТЕЦ.

Чисельна модель будується на основі чисельної моделі, розробленої в [1, 2] з використанням розроблених вище алгоритмів. При заданому графіку енергоспоживання визначається максимальне (пікове споживання). Далі, з урахуванням відомих номінальних характеристик ГПУ визначається кількість ГПУ, що забезпечують максимальне електроспоживання, і виділяються інтервали потужності, що визначаються номінальними потужностями ГПУ.

По суті, вводяться додаткові обмеження для $\sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^K y^{ik}$. Під час проведення процедури оптимізації на кожному часовому інтервалі визначається, на який інтервал потужності потрапляє N_E , і за наведеними алгоритмами визначаються кількість та номінальна потужність ГПУ, що забезпечують мінімум цільової функції.

В схемі, що оптимізується, розглядаються всі можливі ГПУ із попереднього аналізу. При вирішенні задачі симплекс-методом у процедурі оптимізації додатково використовуються наведені вище алгоритми. Є дві можливості побудови симплекс-таблиці: 1 – невикористані на вибраному інтервалі часу ГПУ входять у цільову функцію з більшими коефіцієнтами; 2 – побудовання симплекс-таблиці на кожному часовому інтервалі реалізується лише для використовуваних ГПУ. Ми застосовували другий варіант, т.я. при цьому можливе значне зменшення обсягу симплекс-таблиці.

Як вихідні для розрахунку розглянемо наступні варіанти міні-ТЕЦ: газопоршнева міні-ТЕЦ АГ-315-Т400-1Р номінальною електричною потужністю 315 кВт та тепловою потужністю 410 кВт та газопоршнева міні-ТЕЦ АГ-200-Т400- 1Р номінальної електричної потужності 180 кВт та теплової потужності 280 кВт.

Розглянемо випадок, коли тепла енергія міні-ТЕЦ свідомо не забезпечує тепловий графік споживача, а пікова електрична потужність перевищує номінальну потужність ГПУ АГ-315. Очевидно, що існує кілька можливих

варіантів покриття необхідних графіків навантаження: пікова електрична потужність може забезпечуватися або декількома агрегатами ГПУ або компенсуватися за рахунок електромережі. Щодо дефіциту теплового навантаження, то він може забезпечуватися або піковою котельнею, або електрокотлом, причому на нагрівання води в електрокотлі може використовуватися електроенергія як від ГПУ, так і електричної мережі.

Один з можливих графіків зміни навантажень споживача протягом доби представлений у таблиці 1.

Таблиця 1. Графік зміни енергетичних навантажень споживача

Інтервал часу	0 – 6 г	6 – 12 г	12 – 18 г	18 – 24
Електрична потужність	200	300	250	400
Теплова потужність	400	600	500	800

Результати оптимізаційних розрахунків представлені на рис. 3.9 та 3.10. Якщо прийняти вартість енергоресурсів для першої схеми дорівнює одиниці, тоді вартість енергоресурсів для другий схеми - 0,87.

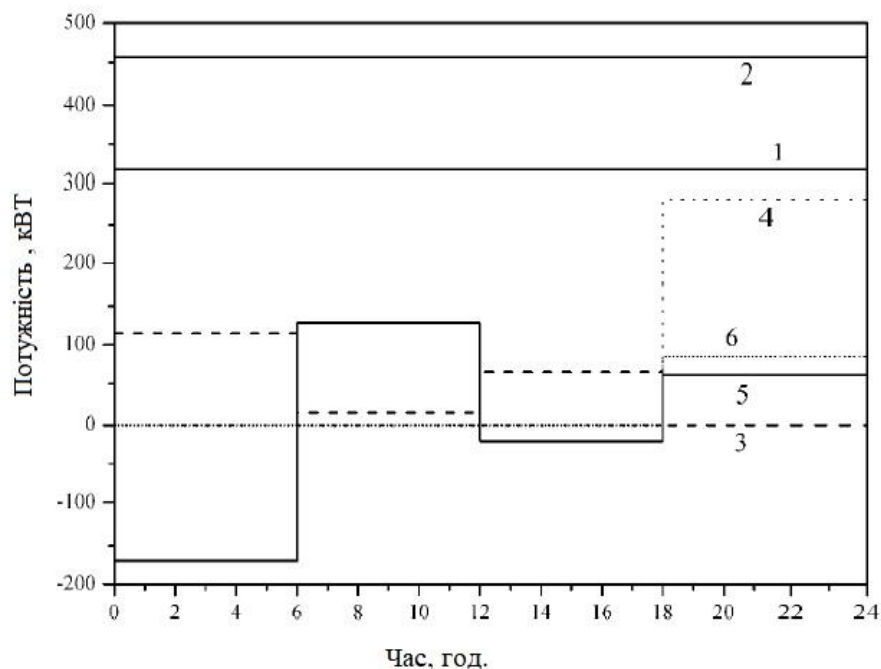


Рисунок 3.9. Режими роботи обладнання з однією ГПУ (АГ-315): 1 – ГПУ (електроенергія), 2 – ГПУ (тепло), 3 – ЕК, 4 – ВК, 5 – АК, 6 – ВЕМ)

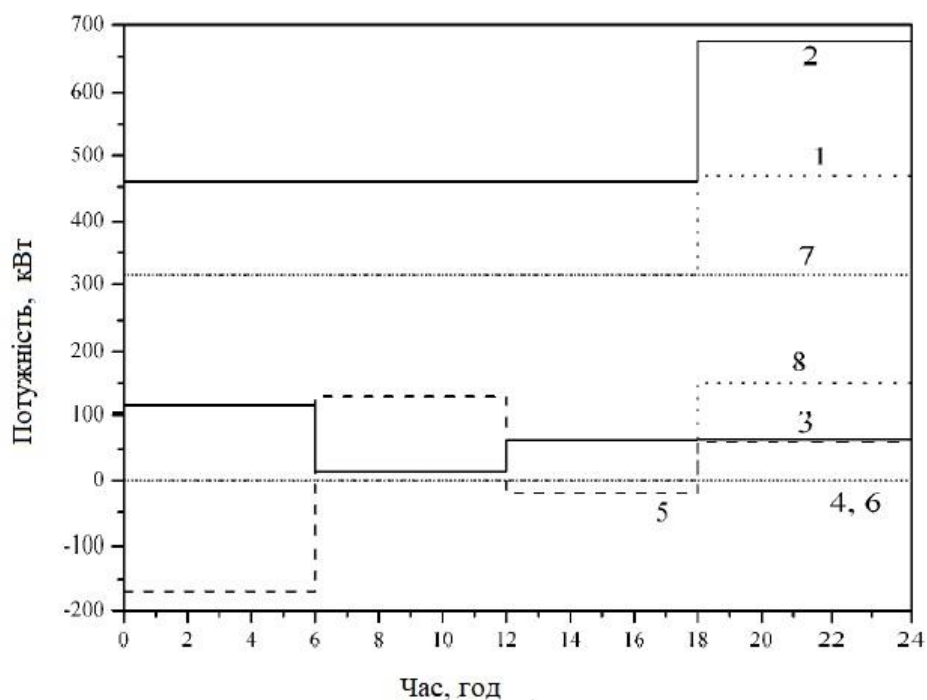


Рисунок 3.10. Режими роботи обладнання з двома ГПУ (АГ-315 + АГ-200): 1 – сумарна електроенергія (ГПУ), 2 – сумарне тепло (ГПУ), 3 – ЕК, 4 – ВК, 5 – АК, 6 – ВІМ, 7 – АГ-315 (електрика), 8 – АГ-200 (електрика)

Для першої схеми з одним газопоршневим встановленням ГПУ працює в номінальному режимі весь період часу, відповідно, коефіцієнт використання потужності ГПУ дорівнює 1. У вечірні години нестача потужності компенсується піковою котельнею (близько 300 кВт) та за рахунок централізованої електричної мережі (близько 100 кВт). При цьому коефіцієнт використання палива для енергокомплексу становив 0,78, а коефіцієнт використання потужності котельні не перевищує 25%.

Для другої схеми з двома ГПУ (АГ-315 та АГ-200) в оптимальному режимі роботи обладнання котельня та зовнішня електрична мережа не потрібна. Друга схема з погляду собівартості виробленої енергокомплексом електроенергії вигідніше ніж перша. До недоліків такої схеми відноситься низький коефіцієнт використання потужності ГПУ АГ-200, що позначатиметься на терміні окупності.

Висновки по третьому розділу

Проведений аналіз показує, що залежно від цільових установок, визначаються потенційним власником енергокомплексу може бути обрана і перша, і друга схеми.

ВИСНОВКИ

В даний час завдання оптимізації схемних рішень та режимів роботи енергетичних комплексів малої розподіленою енергетики залишається актуальною, т.к. універсального рішення досі не запропоновано.

Через велику розмірність даного завдання, в якості методу його рішення був використаний симплекс-метод. У якості оптимізованої величини було обрано витрати на енергопостачання заданого споживача в протягом розрахункового періоду (1 року).

У основі математичної моделі енергетичного комплексу довільної конфігурації лежать рівняння балансу тепловий і електричної енергії. Для більшості енергетичних установок, які можуть входити в склад обладнання енергетичного комплексу, сформульовані компоненти балансових рівнянь, цільової функції і лінійні обмеження, які описують їх роботу і економічну ефективність в рамках цієї моделі.

Визначено набір вихідних даних для проведення оптимізаційних розрахунків, а також структура даних, одержуваних в результаті розрахунку.

Запропоновано підходи до декомпозиції завдання, визначено умови їх застосовності в залежності від допустимого складу обладнання енергетичного комплексу.

У роботі показано, що просте узагальнення моделі з одним енергоджерелом на кілька автономних джерел (представлення цільової у вигляді суми цільових функцій окремих джерел) у рамках завдання лінійного програмування не дає коректне рішення, і потрібне рішення більш загального завдання оптимізації.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Базюк Т.М., Блінов І.В., Буткевич О.Ф., Денисюк С.П. та інш. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими / За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.
2. Денисюк С.П. Енергетичний перехід – вимоги до якісних змін у розвитку енергетики // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2019. – № 1. – С. 7–28.
3. Денисюк С.П. Технологічні орієнтири реалізації концепції Smart Grid в електроенергетичних системах // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2014. – № 1(35). – С. 7–21.
4. Денисюк С.П., Соколовський П.В. Аналіз функціонування гнучкої генерації на етапі переходу до інтелектуальних мереж Smart Grid // Електрифікація транспорту. – 2018. – № 15. – С. 31–42.
5. Денисюк С.П., Таргонський В.А., Артем'єв М.В. Локальні електроенергетичні системи з активним споживачем: методи побудови та алгоритми їх функціонування // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2018. – № 3. – С. 7–22.
6. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы // Кириленко О.В., Блинов И.В., Денисюк С.П. и др. / Под общ. ред. А.В. Кириленка. – К.: ИЭД НАН Украины, 2014. – 408 с.
7. Кириленко О.В., Денисюк С.П. Сучасні тенденції побудови та керування режимами електроенергетичних мереж // Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит. – 2014. – № 9 (том 2). – С. 82–94.
8. Мартынова А. Электроэнергетика 4.0: перейти на цифру // <http://atomicexpert.com/electricenergy40>.
9. Олійник Д.І. Міжнародний досвід фінансування сталого розвитку громад (на прикладі формування мережевої інфраструктури): аналіт. доповідь / Олійник Д.І. – К.: НІСД, 2017. – 48 с.

10. Орн М., Сен А. Сближение диспетчерских систем. Интеграция систем управления магистральными и распределительными сетями и систем обработки отключений // АББ Ревю 4/2005. – С. 30–32.

13. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Розвиток інтелектуальних електричних мереж України на основі положень концепції Smart Grid // Зб. «Праці Ін-ту електродинаміки НАН України. Спец. випуск». – 2013, ІЕД НАНУ. – С. 5–12.

14. Типс Б., Тафт Дж. Концепция Cisco Smart Grid: Решения по автоматизации подстанций для диспетчерских служб. – Корпорация Cisco, 2010.–9с

(https://www.cisco.com/c/dam/en_us/about/citizenship/environment/docs/sGrid_qa_c67_532319.pdf)

15. Li Y. F., Li Y. P., Huang G.H., Chen X. Energy and environmental systems planning under uncertainty – An exact fuzzy-stochastic programming approach // Applied Energy. 2010. V. 87. P. 3189-3211.

16. Аттетков А.В., Галкин С.В., Зарубин В.С. Методы оптимизации. –М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2003. – 440 с.

17. Боглаев, Ю.П. Вычислительная математика и программирование.–М.: Высшая школа, 1990. – 544 с.

18. Хемди А. Таха. Введение в исследование операций, 7-е издание.: пер. с англ. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2005. – 912 с.

19. Хайкин С. Нейронные сети: полный курс, 2-е изд., испр. – М.: ООО «ИД Вильямс», 2006. – 1104 с.

20. Winning methods from npower forecasting challenge 2016 / A blog by Dr. Tao Hong // Режим доступа: <http://blog.drhongtao.com/2016/12/winning-methods-from-npower-forecasting-challenge-2016.html>, свободный.

21. Даффи Дж.А., Бекман У.А. Тепловые процессы с использованием солнечной энергии. Пер. с английского. – М.: Изд-во «Мир», 1977. – 420 с.

22. Гнучкість та інтеграція відновлюваних джерел енергії [Електронний ресурс].– Режим доступу до ISSN 1813-5420 (Print). Енергетика: економіка,

технології, екологія. 2019. № 3 ISSN 2308-7382 (Online) 21 ресурсу:
https://biz.censor.net.ua/columns/3131737/gnuchkst_ta_ntegratsya_vdnovlyuvanih_dzherel_energ

23.[Електронний ресурс].– Режим доступу до ресурсу:
https://docs.oracle.com/cd/E76909_03/PDF/NMS_V2_3_0_2_Configuration_Guide.pdf

24. Світ передачі та розповсюдження - нова стаття Чака Ньютона [Електронний ресурс].– Режим доступу до ресурсу: <https://newton-evans.com>

25. Гнучкість та інтеграція відновлюваних джерел енергії [Електронний ресурс].– Режим доступу до ресурсу: <https://lawmsb.com.ua/hnuchkist-ta-intehratsiia-vidnovliuvanykh-dzherel-enerhii/>

26.Комплексне використання відновлюваних джерел енергії: Курс лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: М.П. Кузнецов, О.А. Мельник – Електронні текстові дані (1 файл: 7,93 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 304 с

27. Лисенко О. В., Адамова С. В. Аналіз світового досвіду використання відновлюваних джерел енергії. Праці Таврійського державного агротехнологічного університету. Мелітополь, 2018. № 8, т. 1. С. 326-333

28. Дідур В. А., Лисенко О.В., Адамова С.В. Сучасна енергетика: стан, проблеми, перспективи розвитку. Праці Таврійського державного агротехнологічного університету. Мелітополь, 2016. № 16, т. 2. С. 113-120.

29. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы /Под общ. Ред. Акад. НАН Украины А.В. Кириленко. Институт электродинамики НАН Украины. К.: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2014. 408 с.

30. Лисенко О. В. Дослідження стаціонарності процесів споживання електричної енергії в електричних мережах. Електротехнічні та комп'ютерні системи. 2018. № 28 (104). С. 134-141

31. Возняк О.Т. Енергетичний потенціал сонячної енергетики та перспективи його використання в Україні / О.Т. Возняк, М.Є. Янів // Вісник Національного університету "Львівська політехніка". - Л., 2010. — № 664. - С. 7-10.

32. Гелетуха Г.Г. Сучасний стан та перспективи розвитку біоенергетики в Україні. Частина 1 / Г.Г. Гелетуха, Т.А. Желізна // Промышленная теплотехника. - К., 2010. - №3. - С. 73-79.

33. Кудря С.О. Перспективи заміщення традиційних паливно/енергетичних ресурсів за рахунок використання енергії, виробленої на об'єктах альтернативної енергетики / С.О. Кудря, Б.Г. Тучинський, А.Р. Щокін // Енергоінформ. — 2006. — № 18 (357). — С. 14—22.

34. Карамушка О.М. Мала гідроенергетика України. Стратегія та поточні проблеми розвитку. Погляд асоціації "Укргідроенерго" / О.М. Карамушка // Гідроенергетика України. — 2012. — № 4. — С. 52—

35. Розпорядження Кабінету Міністрів України "Про затвердження енергетичної стратегії України на період до 2030 року" від 24.07.2013 р. №1071/р. [Електронний ресурс]. — Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/n0002120/13/para3#n3>

36. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних і нетрадиційних джерел енергії України / [С.О. Кудря, Л.В. Яценко, Г.П. Душина, Л.Я. Шинкаренко та ін.]. - К., 2001. — 41 с.