

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
КРИВОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ІНЖЕНЕРІЇ

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи магістра
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
освітньо-професійна програма
«Системи електропостачання промислових підприємств, міст та локальних
об'єктів»

На тему: «ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ
КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ГАЗОПОРШНЕВИХ УСТАНОВОК В СИСТЕМІ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ КОТЕЛЬНІ «ЦЕНТРАЛЬНА»
КПТМ «КРИВОРІЖТЕПЛОМЕРЕЖА»

КНУ.МР.141.25.668с-01

Здобувачка
групи ЗСЕР-24м

/підпис/

Валерія МИХАЛКОВИЧ

/ ім'я, прізвище /

Завідувач кафедри:
д.т.н., проф.

/підпис/

Олег СІНЧУК

/ ім'я, прізвище /

Керівник:
к.т.н., доц.

/підпис/

Олексій МИХАЙЛЕНКО

/ ім'я, прізвище /

Гарант ОП:
к.т.н., доц.

/підпис/

Олексій МИХАЙЛЕНКО

/ ім'я, прізвище /

Кривий Ріг – 2025

Криворізький національний університет
Факультет: *електротехнічний*
Освітній рівень: *магістр*
Спеціальність: *141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка*

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ
ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ**
Михалкович Валерії Олександрівни

1. Тема роботи: Дослідження ефективності застосування когенераційних газопоршневих установок в системі електропостачання котельні «Центральна» КПТМ «Криворіжтепломережа»
2. Строк подання студентом роботи: 16 грудня 2025 р.
3. Мета та завдання кваліфікаційної роботи: розробка та дослідження системи резервного живлення котельні «Центральна» мікрорайону Інгулець з використанням когенераційних установок для підвищення надійності електропостачання та забезпечення нормального функціонування опалювальної мережі
4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно розробити):
I. Загальна інформація про застосування когенераційних установок для резервного живлення споживачів; II. Принципи побудови системи резервного живлення котельні з використання когенераційних установок та відновлюваних джерел; III. Тестування якості роботи системи керування когенерацією в котельні
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):
Однолінійна схема електропостачання котельні «Центральна»; Однолінійна схема підключення когенеративної установки до електромережі; Процедура ступінчастого пуску когенераційної установки; Робота системи електропостачання котельні з когенераційними установками протягом доби, тижня та місяця

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Дата, підпис	
		Завдання видав	Завдання прийняв
I	Олексій МИХАЙЛЕНКО		
II	Олексій МИХАЙЛЕНКО		
III	Олексій МИХАЙЛЕНКО		

7. Календарний план

№	Етапи роботи	Термін виконання
1	Обробка літератури	01.09.2025–14.09.2025
2	Виконання розділу 1	15.09.2025–01.10.2025
3	Виконання розділу 2	02.10.2025–25.10.2025
4	Виконання розділу 3	26.10.2025–14.11.2025
5	Завершення оформлення роботи	15.11.2025–24.11.2025
6	Антиплагіатна перевірка	25.11.2025–16.12.2025
7	Підготовка презентації та доповіді	16.12.2025–17.12.2025

Дата видачі завдання: 01.09.2025 р.

Здобувач вищої освіти _____

Валерія МИХАЛКОВИЧ

Керівник роботи _____

Олексій МИХАЙЛЕНКО

АНОТАЦІЯ

У роботі досліджено можливості підвищення надійності та економічної ефективності електропостачання котельні «Центральна» КПТМ «Криворіжтепломережа» шляхом інтеграції когенераційних установок та сонячної електростанції. Актуальність роботи зумовлена критичною залежністю котельні від зовнішнього електропостачання, нестабільністю мережі та високими тарифами на електроенергію.

Об'єктом дослідження є система електропостачання котельні «Центральна» міста Кривий Ріг, що забезпечує теплопостачання мікрорайону Інгулець.

Предметом дослідження є процеси генерації, споживання та оптимального розподілу електричної енергії в гібридній енергосистемі, що поєднує когенераційну установку та сонячну електростанцію.

У роботі обґрунтовано архітектуру системи резервного живлення на основі двох КГУ Jenbacher JMS 420 GS-N.L загальною потужністю 3000 кВт і СЕС потужністю 1000 кВт, розроблено математичну модель оптимального керування у вигляді задачі цілочисельного лінійного програмування, яка мінімізує експлуатаційні витрати за рахунок економічно доцільного поєднання власної генерації та купівлі електроенергії з мережі. Підтверджено технічну реалізованість переходу в автономний режим живлення протягом 15 хвилин. Чисельне моделювання показало економію понад 60 тис. грн на добу (16,16%) та майже 2,19 млн грн на місяць (17,72%). Результати підтверджують подвійну роль запропонованої системи: забезпечення безперервного резервного живлення критичного обладнання та створення стабільного економічного ефекту за рахунок інтелектуального управління енергоресурсами.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, КОТЕЛЬНЯ, КОГЕНЕРАЦІЯ, РЕЗЕРВНЕ ЖИВЛЕННЯ, ОПТИМІЗАЦІЯ.

ЗМІСТ

Анотація	2
Вступ.....	5
Розділ 1. Загальна інформація про застосування когенераційних установок для резервного живлення споживачів.....	7
1.1 Загальна інформація про КПТМ «Криворіжтепломережа»	7
1.2 Загальна інформація про котельну «Центральна» КПТМ «Криворіжтепломережа» та її споживачів електроенергії.....	9
1.3 Принципи дії когенераційної установки	12
1.3.1 Типи когенераційних установок	16
1.4 Аналіз сучасних здобутків у сфері впровадження когенераційних установок.....	19
Висновки до розділу 1	25
Розділ 2. Принципи побудови системи резервного живлення котельні з використання когенераційних установок та відновлюваних джерел	27
2.1 Вибір джерел резервного живлення котельні «Центральна» КПТМ «Криворіжтепломережа»	27
2.2 Вибір когенераційного обладнання	29
2.3 Симуляція пуску в роботу когенераційних установок в котельні.....	35
Висновок до розділу 2	36
Розділ 3. Тестування якості роботи системи керування когенерацією в котельні.....	38
3.1 Математичний опис задачі керування роботою когенераційних установок котельні «Центральна»	38
3.2 Принципи роботи програми керування роботою когенераційних установок котельні «Центральна»	42

3.3 Аналіз якості роботи системи керування когенерацією в котельні	45
Висновки до розділу 3	54
Висновки	56
Список використаних джерел	58

ВСТУП

Сучасний стан енергетичного господарства характеризується зростаючими вимогами до ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів, зниженням втрат у процесах виробництва та передачі енергії, а також необхідністю підвищення енергетичної надійності об'єктів житлово-комунального та промислового секторів. В умовах постійного зростання тарифів на електроенергію, зношеності мережевої інфраструктури та частих відключень споживачів виникає об'єктивна потреба у створенні локальних систем комбінованого виробництва тепла та електроенергії. Особливої актуальності ця проблема набуває для котелень, які забезпечують теплову енергію для опалення, гарячого водопостачання або технологічних потреб. Ці об'єкти традиційно залежать від зовнішніх електромереж для живлення обладнання – котлових, мережевих, рециркуляційних насосів, систем автоматики та керування, що створює ризик зупинки теплопостачання.

Застосування комбінованих тепло- і електрогенераторів, які працюють на природному газі, є перспективним напрямом розвитку енергоефективних технологій у системах теплопостачання. Такі установки, відомі як когенераційні або СНР-системи (Combined Heat and Power), дозволяють одночасно виробляти теплову та електричну енергію в межах одного технологічного процесу, максимально використовуючи теплоту згоряння палива. На відміну від традиційних котлів, де частина енергії втрачається з димовими газами, у когенераційній системі відпрацьоване тепло двигуна або турбіни відбирається через теплообмінники і використовується для нагріву води чи пари, що значно підвищує загальний коефіцієнт корисної дії установки. Вироблена електроенергія може покривати внутрішні потреби котельні або подаватися до локальної мережі, забезпечуючи додаткове електропостачання споживачів.

Актуальність теми зумовлена необхідністю підвищення енергетичної незалежності котелень, оптимізації витрат природного газу та зниження впливу на довкілля. У сучасних умовах енергетичної нестабільності та

зростаючого навантаження на центральні електричні мережі автономне виробництво електроенергії стає стратегічно важливим елементом безперервної роботи теплопостачальних систем. Використання природного газу як основного палива забезпечує високий рівень екологічної чистоти процесу завдяки низькому вмісту шкідливих домішок і відсутності сірки, що дозволяє когенераційним установкам відповідати чинним нормативам щодо викидів.

Основна проблема при впровадженні когенерації полягає у визначенні оптимальної конфігурації комбінованої установки для конкретної котельні, виборі режимів її роботи з урахуванням теплового навантаження та електроспоживання, а також у розрахунку енергетичних, економічних та екологічних показників ефективності. Важливим є дослідження взаємодії когенераційної установки з існуючими системами теплопостачання, оцінка можливості паралельної роботи з мережею та забезпечення надійності електропостачання критичних споживачів.

Таким чином, дослідження спрямоване на розробку технічно обґрунтованої, економічно вигідної та екологічно безпечної моделі локального комбінованого енергозабезпечення, що підвищує ефективність використання природного газу та забезпечує стабільну роботу системи теплопостачання навіть за умов перебоїв у зовнішньому електропостачанні.

РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ ПРО ЗАСТОСУВАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК ДЛЯ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ СПОЖИВАЧІВ

1.1 Загальна інформація про КПТМ «Криворіжтепломережа»

КПТМ «Криворіжтепломережа» є одним із ключових енергетичних підприємств міста Кривого Рогу, яке забезпечує стабільне та безперебійне теплопостачання житлового фонду, соціальних об'єктів, закладів освіти, охорони здоров'я та промислових підприємств. Діяльність КПТМ «Криворіжтепломережа» спрямована на виробництво, транспортування та постачання теплової енергії у вигляді гарячої води та пари для потреб опалення, гарячого водопостачання та технологічного споживання. Підприємство відіграє важливу роль у забезпеченні комфортних умов проживання населення міста та стабільного функціонування міської інфраструктури, особливо у зимовий період, коли навантаження на теплові мережі значно зростає.

Підприємство має розгалужену інженерну інфраструктуру, яка включає десятки котелень різної потужності, центральні та індивідуальні теплові пункти, магістральні та розподільчі тепломережі загальною протяжністю понад сотні кілометрів, насосні станції, системи автоматизації та диспетчеризації. Основним видом палива, що використовується на підприємстві, є природний газ, який спалюється у сучасних газових котлах для виробництва теплової енергії. Частина котелень обладнана системами погодного регулювання, що дозволяють автоматично змінювати параметри подачі теплоносія відповідно до температури зовнішнього повітря, підвищуючи енергоефективність та зменшуючи перевитрати палива.

КПТМ «Криворіжтепломережа» функціонує в умовах складної міської теплової системи, яка поєднує центральне і децентралізоване теплопостачання. Велика протяжність теплових мереж та різна ступінь їх зношеності створюють певні технічні труднощі, пов'язані з тепловими

втратами, аварійністю та необхідністю постійних ремонтно-відновлювальних робіт. Підприємство веде планомірну роботу з модернізації теплових мереж, заміни зношених трубопроводів на попередньо ізольовані, впровадження енергозберігаючого обладнання та автоматизованих систем обліку споживання теплової енергії. Такі заходи спрямовані на підвищення ефективності системи тепlopостачання, зниження собівартості виробництва теплової енергії та покращення якості послуг для споживачів.

Організаційна структура підприємства включає адміністративно-управлінські підрозділи, служби експлуатації котелень, ремонтно-монтажні дільниці, лабораторії контролю якості теплоносія та служби енергетичного моніторингу. Кваліфікований персонал підприємства забезпечує технічне обслуговування, оперативне реагування на аварійні ситуації, наладку систем автоматики та підтримку оптимальних режимів роботи обладнання. Велика увага приділяється підвищенню кваліфікації працівників, запровадженню нових технологій і засобів автоматизованого керування тепловими процесами.

Фінансово-економічна діяльність КПТМ «Криворіжтепломережа» регламентується чинним законодавством у сфері житлово-комунального господарства та енергетики. Тарифи на теплову енергію встановлюються відповідно до методик, затверджених Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Підприємство перебуває під управлінням міської влади Кривого Рогу, яка визначає стратегічні напрями його розвитку, інвестиційні програми, плани реконструкції теплових джерел і мереж. Значна частина коштів спрямовується на енергоефективні заходи, впровадження когенераційних технологій та систем моніторингу енергоспоживання.

У сучасних умовах діяльність КПТМ «Криворіжтепломережа» спрямована на підвищення надійності тепlopостачання та зниження енергетичних витрат шляхом модернізації котелень, впровадження комбінованих тепло- і електрогенераторів, використання автоматизованих

систем керування технологічними процесами та переходу на енергозберігаючі режими роботи. Розвиток таких технологій дозволяє підприємству зменшити залежність від зовнішніх електропостачальників, підвищити рівень енергетичної незалежності міста та забезпечити стабільність функціонування теплової інфраструктури у довгостроковій перспективі.

Таким чином, КПТМ «Криворіжтепломережа» є стратегічно важливим комунальним підприємством, яке виконує соціально значиму функцію забезпечення тепловою енергією широкого кола споживачів міста Кривого Рогу. Його діяльність спрямована на постійне вдосконалення технологій виробництва та транспортування тепла, оптимізацію використання природного газу, зниження втрат енергії, підвищення екологічної безпеки та покращення якості обслуговування населення.

1.2 Загальна інформація про котельню «Центральна» КПТМ «Криворіжтепломережа» та її споживачів електроенергії

Котельня «Центральна» КПТМ «Криворіжтепломережа» є постачальником теплової енергії для мікрорайону Інгулець у місті Кривий Ріг. Вона забезпечує тепlopостачання житлових будинків, закладів соціальної сфери, об'єктів освіти, медицини, культури та частково промислових підприємств, які розташовані в межах Інгулецького району. Котельня відіграє важливу роль у системі централізованого тепlopостачання міста, забезпечуючи стабільну подачу теплової енергії під час опалювального сезону та гарячої води у міжсезоння, створюючи комфортні умови для мешканців мікрорайону та безперебійну роботу соціально важливих об'єктів.

Котельня «Центральна» є газовою, тобто основним паливом для неї є природний газ, що забезпечує високий рівень екологічності процесу теплогенерації. У структурі котельні встановлено декілька водогрійних котлів середньої та великої потужності, які працюють у залежності від теплового навантаження системи. Робота котлів контролюється

автоматизованими системами керування, які регулюють параметри горіння, тиск та температуру теплоносія. Це дозволяє підтримувати оптимальний режим експлуатації, підвищувати енергоефективність і знижувати питомі витрати природного газу.

До складу котельні входять насосні агрегати, які є основними споживачами електроенергії, котрі забезпечують циркуляцію теплоносія в теплових мережах, та допоміжне обладнання – деаератори, теплообмінники, водопідготовчі установки, системи контролю тиску й температури. Для забезпечення стабільності подачі тепла котельня має резервні котлоагрегати, які можуть оперативнo вводитися в роботу за потреби.

Теплова енергія від котельні «Центральна» подається до споживачів через розгалужену мережу трубопроводів, які простягаються на значну відстань по мікрорайону Інгулець. Ці мережі включають як магістральні, так і розподільчі лінії, оснащені сучасними запірними та регулювальними пристроями. Для зменшення теплових втрат проводиться поетапна заміна старих трубопроводів на нові, виконані у попередньо ізольованому виконанні, що дозволяє підвищити енергоефективність системи теплопостачання та знизити експлуатаційні витрати.

Котельня має власну диспетчерську службу, що здійснює моніторинг основних параметрів роботи обладнання, тиску в мережах, температури подачі та зворотної води. Завдяки автоматизації та телеметрії оператори можуть своєчасно реагувати на зміну навантаження або відхилення від заданих режимів, що підвищує надійність системи і запобігає виникненню аварійних ситуацій. Обслуговування обладнання здійснюється кваліфікованим технічним персоналом, який проводить регулярні огляди, профілактичні ремонти та налаштування агрегатів для забезпечення їхньої безперервної роботи.

Економічна ефективність роботи котельні «Центральна» полягає у використанні природного газу з максимальною теплотворною віддачею та оптимізації витрат енергоресурсів. Підприємство постійно впроваджує

заходи з модернізації обладнання та зниження втрат енергії, що включає встановлення автоматизованих систем обліку газу, електроенергії та тепла. Це дозволяє більш точно контролювати витрати та визначати ефективність експлуатації кожного котлоагрегата.

У планах КПТМ «Криворіжтепломережа» передбачено подальшу модернізацію котельні «Центральна» шляхом впровадження комбінованих тепло- і електрогенераторів, що працюватимуть на природному газі. Це дасть змогу не лише виробляти тепло, але й генерувати електроенергію для власних потреб котельні та живлення допоміжного обладнання, підвищуючи рівень енергетичної автономності й зменшуючи залежність від зовнішнього електропостачання. Впровадження таких когенераційних систем сприятиме підвищенню загальної ефективності використання палива, зниженню собівартості теплової енергії та скороченню викидів у довкілля.

Схема електропостачання котельні наведена на рис. 1.1.

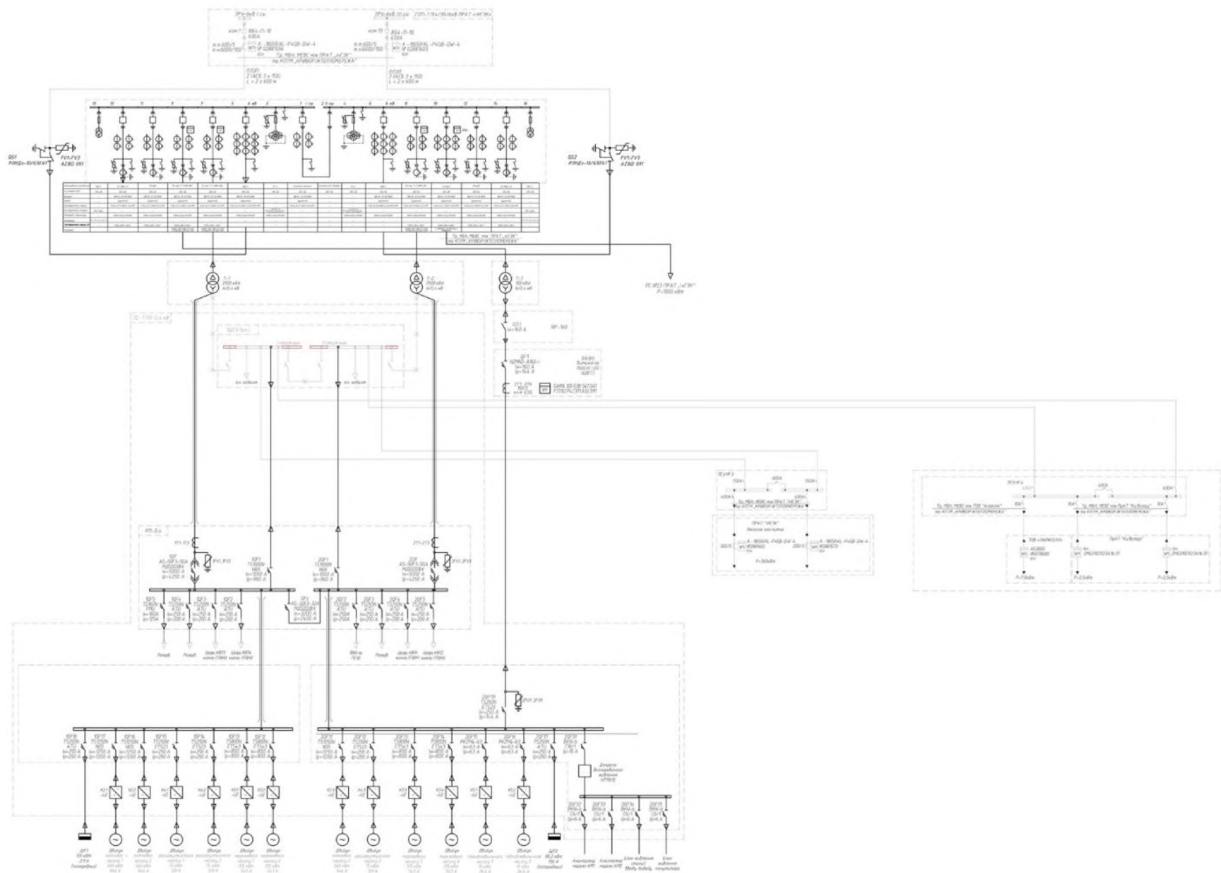


Рисунок 1.1 – Однолінійна схема електропостачання котельні «Центральна»

Основне устаткування, а саме насосні установки котельні «Центральна» живляться двома лініями 6 кВ довжиною 699 м від підстанції ГПП-1 154/35/6 кВ ПРАТ «ІНГЗК» через РП-6 кВ, два трансформатори 2500 кВА.6/0,4 кВ і РП-0,4 кВ. Також, як видно зі схеми, цими ж лініями живляться вишки стільникового зв'язку ПРАТ «Київстар», ТОВ «ЛАЙФСЕЛЛ» і насоси забезпечення питної води ПРАТ «ІНГЗК». Тобто, застосування додаткового живлення когенераційними установками підвищує надійність електропостачання й цих не менш важливих об'єктів.

1.3 Принципи дії когенераційної установки

Принцип дії когенераційної установки базується на одночасному виробництві двох видів енергії – електричної та теплової – у межах єдиного технологічного процесу з максимально повним використанням енергії

палива. На відміну від традиційних електростанцій, де значна частина енергії втрачається з відпрацьованими газами у вигляді тепла, когенераційна установка використовує цю теплоту для опалення, гарячого водопостачання або технологічних потреб, тим самим суттєво підвищуючи загальний коефіцієнт корисної дії енергетичного процесу. У результаті вдається досягнути ефективності до 85–90%, тоді як при роздільному виробництві тепла й електроенергії цей показник зазвичай не перевищує 50%.

Основним елементом когенераційної системи є первинний рушій (рис. 1.2), який перетворює хімічну енергію палива на механічну. Залежно від типу установки, цю функцію може виконувати газовий двигун внутрішнього згоряння, дизельний двигун, газова турбіна або мікротурбіна. Найчастіше в теплопостачальних системах використовуються газопоршневі двигуни, які живляться природним газом і мають стабільні характеристики при тривалій роботі. Під час згоряння палива в циліндрах двигуна виділяється значна кількість тепла, частина якого перетворюється у механічну роботу для обертання вала електрогенератора. Саме в цей момент виробляється електрична енергія, що може бути використана для власних потреб об'єкта або подана у зовнішню мережу.

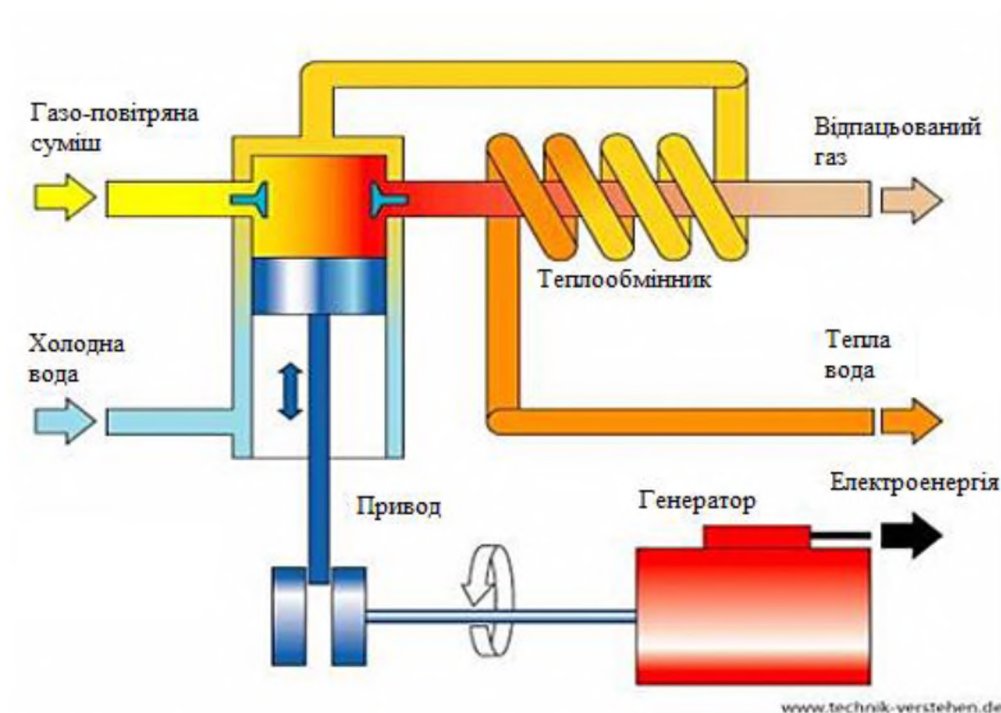


Рисунок 1.2 – Принцип дії когенераційної установки
<https://www.wbdg.org/resources/combined-heat-and-power-chp>

Водночас у процесі роботи двигуна виникають теплові втрати – у вихлопних газах, у системі охолодження та мастила. У звичайному двигуні це тепло просто відводиться у навколишнє середовище, однак у когенераційній установці воно не втрачається, а цілеспрямовано відбирається за допомогою спеціальних теплообмінників. Вихлопні гази після турбіни або двигуна спрямовуються у газоутилізаційний котел, де їх теплова енергія використовується для нагрівання води або пари. Окрім цього, тепло з системи охолодження двигуна також передається у контур теплоспоживання через водо-водяні теплообмінники. Таким чином, теплова енергія, яка в традиційних установках губиться, стає корисною частиною енергетичного балансу.

Отримане тепло може застосовуватись для централізованого опалення будівель, підігріву гарячої води або технологічних процесів промислових підприємств. У зимовий період когенераційна установка працює з перевагою виробництва тепла, тоді як у міжсезоння чи влітку режим може бути скоригований для оптимізації електрогенерації. Для балансування

навантажень і підвищення ефективності роботи часто застосовується система накопичення тепла або буферні ємності, які дають змогу зберігати надлишок теплової енергії та використовувати його в пікові періоди споживання.

Керування роботою когенераційної установки здійснюється автоматично за допомогою мікропроцесорних систем, що контролюють подачу палива, співвідношення повітря й газу, температуру відпрацьованих газів, параметри теплоносія та електроспоживання. Завдяки автоматизації установка може швидко реагувати на зміни споживчого попиту, працювати в синхронізації з електричною мережею або автономно, забезпечуючи гарантоване енергопостачання.

У когенераційній системі електрична й теплова енергія утворюються в пропорціях, що залежать від типу двигуна та умов експлуатації. Наприклад, газопоршнева установка зазвичай виробляє близько третини енергії у вигляді електрики і дві третини у вигляді тепла, тоді як у газотурбінних системах це співвідношення може бути ближчим до рівного. За потреби підвищення електричної частки енергії у системі може бути використана тригенераційна схема, де частина тепла спрямовується на роботу абсорбційної холодильної машини для виробництва холоду, що розширює функціональні можливості установки.

Загалом принцип дії когенераційної установки базується на ідеї комплексного використання енергії палива без марнотратних втрат, характерних для роздільних способів енергогенерації. У процесі її роботи паливо перетворюється спочатку на механічну, потім на електричну енергію, а побічне тепло використовується повторно для корисних потреб. Завдяки цьому когенерація забезпечує суттєве зменшення споживання палива, зниження викидів парникових газів, підвищення енергетичної автономності об'єктів і зменшення експлуатаційних витрат при забезпеченні споживачів як тепловою, так і електричною енергією з одного джерела.

1.3.1 Типи когенераційних установок

Когенераційні установки, що поєднують виробництво електричної та теплової енергії, можуть працювати за різними технологічними принципами, серед яких найбільш поширеними є дві схеми: когенерація на базі газової турбіни або поршневого двигуна внутрішнього згоряння з утилізаційним теплообмінником, а також когенерація на основі парового котла з паровою турбіною. Обидві схеми мають спільну мету – максимально повне використання енергії палива, але суттєво відрізняються за конструкцією, режимами роботи, рівнем ефективності та сферою застосування.

Перша схема (рис. 1.3) базується на безпосередньому спалюванні палива, здебільшого природного газу, у двигуні або турбіні, яка обертає електрогенератор [2].

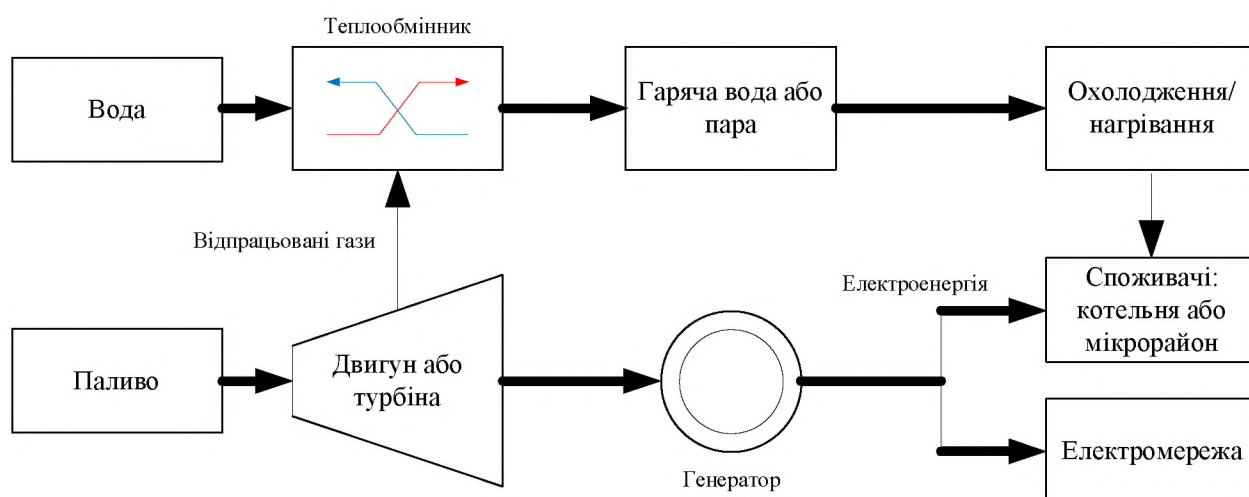


Рисунок 1.3 – Когенераційна установка, що працює з приводом генератора безпосередньо від двигуна або турбіни, що працюють на принципі спалювання палива [2]

У газотурбінному варіанті робочий процес полягає в тому, що стиснуте компресором повітря подається у камеру згоряння, де змішується з газом, утворюючи гарячі продукти згоряння, які розширюються на лопатках турбіни, приводячи її в рух. Водночас на виході з турбіни гази мають високу температуру (близько 400...600°C), тому вони спрямовуються в

утилізаційний теплообмінник – котел-утилізатор, де їх теплова енергія використовується для нагрівання води або виробництва пари. У газопоршневому двигуні принцип дії подібний, але енергія газового згоряння перетворюється на механічну через рух поршнів, а тепло відпрацьованих газів і системи охолодження двигуна передається у контур теплоспоживання через теплообмінники.

Такі установки характеризуються високою динамічністю, здатністю швидко змінювати потужність, відносно невеликими габаритами та високим коефіцієнтом використання палива, який може досягати 85...90% при комбінованому виробництві. Вони особливо ефективні для об'єктів середньої потужності – котелень, лікарень, шкіл, житлових масивів, а також промислових підприємств, де одночасно потрібні електроенергія та тепло. Важливою перевагою є можливість роботи в автономному режимі, що забезпечує безперервне живлення споживачів навіть при перебоях у зовнішніх електричних мережах. Недоліками такої схеми є підвищені вимоги до якості палива, необхідність регулярного технічного обслуговування двигуна, а також обмеження у масштабі потужності – зазвичай до кількох МВт.

Друга поширена схема когенерації ґрунтується на класичному термодинамічному циклі Ренкіна, у якому первинним джерелом енергії є пара, що утворюється в паровому котлі (рис. 1.4) [2]. У цьому випадку паливо (природний газ, вугілля, біомаса або промислові відходи) спалюється у топці котла, нагріваючи воду до стану перегрітої пари. Пара під високим тиском подається на парову турбіну, де розширюється, обертаючи вал, з'єднаний із електрогенератором. Після відпрацювання частини енергії у турбіні пара не скидається в конденсатор, як на звичайній електростанції, а спрямовується на споживачів тепла – у систему опалення, гарячого водопостачання або технологічні процеси. Саме це перетворює традиційну електростанцію на когенераційну, оскільки замість втрат теплової енергії через конденсаційний цикл вона повторно використовується.

Парові когенераційні системи мають більші встановлені потужності та широко застосовуються на промислових підприємствах, ТЕЦ, великих котельнях і енергетичних комплексах, де є сталий попит на тепло. Їхньою перевагою є можливість використання різних видів палива, тривалий термін експлуатації, надійність і стабільність режимів роботи. Коефіцієнт корисної дії таких систем у когенераційному режимі становить 75–85%, а при оптимальному тепловому навантаженні – навіть більше. Недоліками цієї технології є значні капітальні витрати на будівництво, складність пуску, тривалий час до виходу на робочий режим і менша гнучкість у зміні потужності порівняно з двигунними установками.

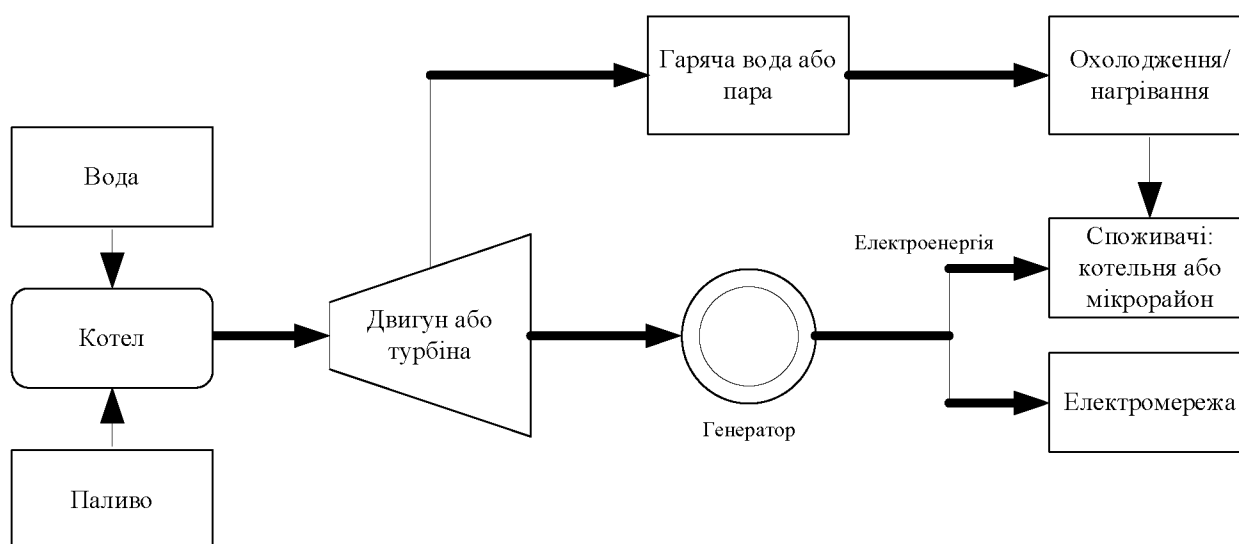


Рисунок 1.4 – Когенераційна установка, що працює з приводом генератора від парової турбіни [2]

Таким чином, обидва принципи дії когенераційних установок підвищують ефективність використання енергії палива, проте мають різні шляхи цієї реалізації. Газотурбінні та газопоршневі когенераційні системи більш придатні для середніх і малих об'єктів із змінним навантаженням, де важлива маневреність і автономність, тоді як парові установки оптимальні для великих промислових комплексів і теплоелектроцентралей, де потрібна значна кількість як теплової, так і електричної енергії.

1.4 Аналіз сучасних здобутків у сфері впровадження когенераційних установок

Останніми роками науковим пошукам щодо когенерації присвячується значне число наукових робіт.

У [3] проведено порівняльний аналіз трьох типів КГУ: одинадцяти двигунів Jenbacher J920 (9,52 МВт кожен), двох турбін Siemens SGT-800 (56,35 МВт) і однієї турбіни GE 6F.03 (83,05 МВт). Вони мають замінити застарілу установку з паровим котлом TGMP-344A і турбіною T-250/300-240-2. Було здійснено багатопараметричний аналіз технічних, економічних, екологічних і шумових характеристик для вибору найкращої технології. Це один із перших випадків порівняння таких рішень для великої КГУ у Центральній та Східній Європі, що дозволяє обґрунтувати інвестиційний вибір.

У [4] для зниження тиску в магістральних газових трубопроводах використовують КГУ. Також представлено новий і відносно швидкий метод вибору необхідної кількості газових двигунів/котлів та визначення їх номінальної потужності/теплової потужності, а також ефективності розширювача. Цільова функція була визначена як сума доходу (від продажу електроенергії) та витрат (таких як інвестиційні витрати, витрати на експлуатацію та технічне обслуговування). Потім різні частини цільової функції були виражені у вигляді 9 змінних рішень. Оптимальні значення змінних рішень були отримані шляхом максимізації цільової функції за допомогою методу оптимізації генетичного алгоритму.

У [5] розглянуто термодинамічне моделювання когенераційної системи паперової фабрики, що виробляє 50 МВт електроенергії та 100 т/год пари при 13 бар. Установка складається з компресора, камери згоряння, нагрівача, турбіни й теплообмінника. Оптимізація враховує три цілі: ексергетичну ефективність, загальну вартість і викиди CO_2 . За допомогою генетичного алгоритму максимізується ефективність і мінімізуються витрати. Аналіз показав, що при нижчій ефективності зростає чутливість до вартості палива,

а з підвищенням ефективності збільшується вартість обладнання через складність системи.

У [6] подано огляд виробництва електроенергії газотурбінними та когенераційними установками, а також стратегію ЄС щодо їх розвитку. Основним завданням є підвищення ефективності різних типів газотурбінних циклів та когенерації. Планується досягти понад 60 % ефективності комбінованого циклу, не менше 50 % для промислових систем і понад 35 % для малих турбін, а також розробити конструкції для роботи на низькокалорійному паливі. Для когенераційних систем головні цілі – зменшення витрат і створення біомасових систем потужністю понад 40 кВт.

[7] присвячено створенню методології для оптимальної модернізації енергосистем із використанням відновлюваних джерел. Розглядалися варіанти модернізації з використанням природного газу, біомаси та комбінованих систем тепло- і електропостачання (когенерації) з максимальною інтеграцією існуючого обладнання. Після техніко-економічного аналізу, з урахуванням вартості палива, електроенергії та політичної підтримки ВДЕ, було визначено два найкращі варіанти. Перевагу отримав проєкт із котлом на біомасі, а альтернативою стала когенераційна установка на біомасі з паровою турбіною з протитиском.

У [8] розглянуто залучення систем зберігання енергії та когенераційних установок у мікромережах. Мінімізацію витрат і викидів у межах програми реагування на попит визначено як задачу багатоцільової оптимізації, розв'язану вдосконаленим алгоритмом рою частинок з нечітким вибором оптимуму. Мікромережа включає два блоки КГУ, паливні елементи, акумулятори та тепловий бак, а КГУ має дві області роботи. Змодельовано програми реагування на попит із урахуванням тарифів у часі та в реальному часі. Запропонована модель зменшує експлуатаційні витрати приблизно на 10% і вирішує проблеми тарифоутворення в реальному часі.

У [9] подано методику оптимізації потужності КГУ на біомасі з органічним циклом Ренкіна, підключеної до мережі теплопостачання для

максимізації прибутку. Створено моделі попиту на енергію та часткового навантаження установки на основі метеоданих. Їх застосовано до двох іспанських місцевостей, де визначено оптимальну потужність станцій 2–9 МВт для населення 10–20 тис. жителів із прибутковістю 6–18% і покриттям попиту 40–80%. У тригенераційному режимі охолодження ефективно лише за високої літньої температури, а оптимальна потужність установки менша, ніж у режимі когенерації.

У [10] досліджено комбіновану систему тепло- та електропостачання на основі газифікації біомаси, зберігання стисненого повітря та газотурбінної станції, змодельовану в ASPEN PLUS. Розглянуто три види біомаси: деревні тріски, зелені відходи й тверді побутові. Склад синтез-газу майже не впливає на температуру, але температура повітря істотно змінює фракцію розщеплення вугілля. Зелені відходи є найменш ефективними, тоді як деревна тріска забезпечує найвищу ефективність при 960 °С і співвідношенні пари до біомаси 1.

У [11] автори проаналізували різні типи КГУ, що експлуатуються в Італії, і розраховували відсоток електроенергії, виробленої за допомогою когенерації, для кожного типу установки з урахуванням типових робочих параметрів. Результати цієї статті можуть стати цінним інструментом для операторів сектора когенерації з метою визначення доцільності інвестицій у цей сектор.

У [12] досліджено вплив різних параметрів на термін окупності КГУ для побутових споживачів США та визначено можливості енергозбереження й скорочення викидів. На основі даних про споживання енергії в 10 містах семи кліматичних зон показано, що універсальної системи КГУ не існує, але можливо створити кілька ефективних типів для різних умов. Техніко-економічний аналіз засвідчив, що ключовими вимогами для широкого впровадження є висока ефективність (30–40 %), довговічність (15 років), низька вартість (до 2500 дол. США) і мінімальні викиди.

У [13] представлено концепцію інтелектуальної енергосистеми, яка інтегрує відновлювані джерела та ефективно використовує біомасу з акцентом на когенерацію. Використовуючи EnergyPLAN і приклад Данії, порівняно три типи КГУ для систем теплопостачання, визначено, що комбінований цикл є найоптимальнішим технічно та економічно. Дослідження показало, що чинна економічна модель у Данії створює дисбаланс між суспільною вигодою та прибутковістю бізнесу, тому регуляторні механізми мають враховуватись у довгостроковому плануванні стабільних КГУ.

У [14] розглянуто гібридну установку, що поєднує сонячну електростанцію з газовою когенераційною для зменшення впливу нестабільності ВДЕ. Запропоновано систему, де обидві станції працюють спільно через керування температурним потоком і використання системи зберігання тепла. Створено триступеневу стохастичну модель економічної диспетчеризації для оптимізації роботи та мінімізації витрат. Моделювання показало вищу гнучкість і економічну ефективність гібридної системи порівняно з іншими режимами енергопостачання.

У [15] описано метод розпізнавання частин системи, що належать або не належать до циклу когенерації для визначення їхньої ефективності для регуляторів. Поділ базується на практичних вимірюваннях і термодинамічному балансі, де частина КГУ має встановлену ефективність, а решта – нижчу. Запропоновано метод оцінки лише тієї частини, яка відповідає критерію високоефективної когенерації, визначеному національним регулятором залежно від типу, віку й умов роботи станції. Методика узгоджена з правилами ЄС і враховує вплив змінних режимів експлуатації на ефективність.

У [16] досліджується робота енергосистеми, інтегрованої з КГУ, із застосуванням методу PJM, який враховує ризик відмови агрегатів. Розроблено чотиристадійну модель надійності для різних типів агрегатів КГУ – газових, парових, поршневих двигунів, мікротурбін і паливних

елементів. Модель враховує відмови компонентів і участь теплоелектростанцій у виробництві тепла, а ймовірності станів визначаються через множення матриць. На основі PJM отримано чисельні результати для RBTS і IEEE-RTS, визначено ризики залучення енергоблоків і потребу в резерві потужності з урахуванням впливу ТЕС.

У [17] аналізується впровадження систем КГУ. Розглянуто класифікацію паливних елементів, сучасний стан технологій у світі, їхні переваги й недоліки, а також методи моделювання. Проведено порівняння двох основних технологій паливних елементів із характеристикою технічних показників і новітніх розробок провідних виробників. Описано головні компоненти КГУ, питання практичного застосування, а також перспективи розвитку мікросистем КГУ.

У [18] проаналізовано сучасні дослідження малих і середніх когенераційних систем, їхню роль у відновлюваній енергетиці, використання біопалива, впорскування пари, діагностику та уловлювання вуглецю. Визначено високий потенціал прибережних регіонів для розвитку КГУ. На основі літературного огляду запропоновано подальше дослідження ефективних і економічних рішень для виробництва електроенергії та тепла у малих застосуваннях.

У [19] запропоновано оптимізаційний контролер для максимізації прибутку КГУ, розроблений на основі економічного модельного прогнозного управління з несталим часовим кроком, що зменшує обчислювальні витрати. Передбачено пом'якшення обмежень для відповідності ринковим вимогам продажу електроенергії. Результати моделювання показали зниження експлуатаційних витрат і споживання в реальному часі. Контролер протестовано на реальній КГУ дослідної фабрики ETA в Дармштадті, Німеччина.

У [20] розглядається роль ко- та тригенераційних технологій, що живляться від відпрацьованого тепла. Проаналізовано малі й середні КГУ, які працюють на джерелах низькотемпературного тепла, а також сценарій 100%

ВДЕ за моделлю LUT для визначення потенційних джерел такого тепла. Найефективнішими джерелами визнано газові та парові турбіни й двигуни внутрішнього згоряння. Попередній економічний аналіз показав, що річна економія може сягати 255 євро/кВт електроенергії та 207 євро/кВт тепла. Також розглянуто зменшення вуглецевого сліду у сценарії повної відновлюваної енергетики.

У [21] аналіз витрат і вигод КГУ у штаті Джорджія показав, що економія на паливі та парі перевищує витрати на встановлення та експлуатацію. Крім того, системи сприяють створенню робочих місць, покращенню якості повітря, здоров'я населення та зниженню викидів вуглецю на 2–13 %. Основними бар'єрами залишаються висока капіталомісткість і небажання комунальних компаній купувати надлишкову електроенергію. Для їх подолання пропонуються фінансові стимули, податкові пільги й реформа регулювання, а також методологія оцінки доцільності впровадження КГУ в різних регіонах.

Огляд [22] присвячений метаевристичним алгоритмам оптимізації, застосованим у системах з КГУ. Розглядаються одно- та багатоцільові алгоритми з аналізом відповідних цільових функцій і результатів. Метою є створення бази даних для оптимізації КГУ, демонстрація впливу методів оптимізації та визначення найефективніших підходів. Стаття охоплює всі типи задач – планування, вибір потужності та проектування. На основі отриманих результатів, у одноцільових задачах проблема економічного розподілу тепла та електроенергії як підкатегорія задач планування представлена як найбільш оплачувана тема; проблема проектування відома як найменш оплачувана тема. У багатоцільових задачах робота над різними типами задач оптимізації КГУ проводилася з майже однаковою часткою.

У [23] розроблено багатоцільову модель оптимального енергопотoku в інтегрованих електричних, теплових і газових мережах. Електричну мережу розглянуто як незбалансовану, а теплові установки, включно з КГУ, змодельовано з урахуванням часткового споживання електроенергії. Мета –

мінімізувати витрати, втрати електроенергії та фазові дисбаланси. Оптимізація виконується модифікованим алгоритмом навчання з урахуванням усіх обмежень, а рішення вибирається за допомогою нечіткого механізму з Парето-фронт. Метод перевірено на інтегрованій системі (електромережа – 19 вузлів, теплова – 30, газова – 20), що підтвердило його ефективність порівняно з одноцільовими задачами та показало користь від використання систем зберігання енергії.

Аналіз літературних джерел показав, що питанню застосування КГУ для резервного живлення котелень не розглядалося на потрібному рівні. Отже, метою роботи є обґрунтування доцільності впровадження когенераційної установки, що працює на природному газі, для забезпечення додаткового електропостачання споживачів котельні. Для досягнення цієї мети передбачається виконати оптимізацію конфігурації когенераційної установки, автоматизувати вибір режимів її роботи в залежності від вартості електроенергії та витрат природного газу для досягнення економічної переваги застосування таких систем у котельні і забезпечення надійності функціонування теплопостачальної комунальної інфраструктури.

Висновки до розділу 1

У розділі надано загальну інформацію про діяльність КПТМ «Криворіжтепломережа» як ключового підприємства міської теплової інфраструктури, зокрема описано його роль у забезпеченні тепловою енергією житлового фонду, соціальних та промислових об'єктів міста Кривий Ріг. Особлива увага приділена котельні «Центральна», яка є важливим джерелом теплопостачання для мікрорайону Інгулець і одночасно залежить від зовнішнього електропостачання для роботи насосного та допоміжного обладнання. Розглянуто принцип дії когенераційних установок, їхні переваги у порівнянні з традиційними системами енергогенерації, а також основні типи таких установок – на базі газових двигунів, газових турбін та парових циклів. Проаналізовано сучасні наукові дослідження у

сфері когенерації, що підтверджують її енергетичну, економічну та екологічну доцільність, особливо в умовах нестабільного електропостачання. Встановлено, що питання застосування когенераційних установок саме для резервного електропостачання котелень залишається недостатньо дослідженим, що обґрунтовує актуальність подальшої роботи, спрямованої на оптимізацію конфігурації установки, автоматизацію режимів її роботи та забезпечення надійності функціонування теплопостачальної інфраструктури за рахунок власної генерації електроенергії.

РОЗДІЛ 2. ПРИНЦИПИ ПОБУДОВИ СИСТЕМИ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ КОТЕЛЬНОЇ З ВИКОРИСТАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК ТА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ

2.1 Вибір джерел резервного живлення котельні «Центральна» КПТМ «Криворіжтепломережа»

Виходячи з однолінійної схеми зводимо основних споживачів електроенергії в котельні до табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Основні споживачі електроенергії котельні «Центральна» КПТМ «Криворіжтепломережа»

Тип	Шина	Потужність, кВт
ЩР1	1	125
Котловий насос 1	1	560
Котловий насос 2	1	560
Рециркуляційний насос 1	1	75
Рециркуляційний насос 2	1	75
Мережевий насос 1	1	315
Мережевий насос 2	1	315
Котловий насос 3	2	560
Рециркуляційний насос 3	2	75
Мережевий насос 3	2	315
Мережевий насос 4	2	315
Підживлювальний насос 1	2	15
Підживлювальний насос 2	2	15
ЩР2	2	80
Загалом		3400

Дивлячись на таблицю, варто зазначити, що основними електроспоживачами котельні є насоси. Пікова потужність становить

3400 кВт. Так як циркуляція теплоносія в опалювальний сезон повинна відбуватись увесь час, то вважатимемо надалі, що споживання є постійним завжди, коливань нема.

Базуючись на принципах надійності (резервування), ефективності (робота при оптимальному завантаженні) та економічності доцільності (використання найдешевшого джерела) для резервного живлення котельні «Центральна» КПТМ «Криворіжтепломережа», зважаючи на можливе пікове споживання 3400 кВт (сума потужності всіх насосів котельні), доцільним вбачається застосування двох КГУ по 1500 кВт кожна та однієї сонячної електростанції СЕС потужністю 1000 кВт для живлення об'єкта теплопостачання.

Сумарна встановлена потужність власного виробництва електроенергії складає:

$$\begin{aligned} P_{\Sigma} &= 2P_{\text{КГУ}} + P_{\text{СЕС}} = \\ &= 2 \cdot 1500 + 1000 = 4000 \text{ кВт}. \end{aligned} \quad (2.1)$$

Це значення перевищує пікову потужність котельні 3400 кВт, забезпечуючи коефіцієнт покриття $\beta = \frac{4000}{3400} = 1,176$. Перевищення потужності на 17,6% є важливим для забезпечення резервування та середньодобової нестабільності виробництва електроенергії СЕС.

Застосування двох КГУ замість однієї потужної (наприклад, 3000 кВт) забезпечує гнучкість і надійність. Якщо одна КГУ вийде з ладу, друга може продовжити роботу, покриваючи 1500 кВт потужності, тоді як решту 1900 кВт можна придбати з електромережі або виробити СЕС. Більше того, робота двох менших агрегатів дозволяє точніше слідкувати за споживанням за залежно від тарифів на електроенергію, використовуючи, для прикладу, один агрегат на 50% потужності (750 кВт) або один на 100% (1500 кВт), замість постійної роботи потужного КГУ на низьких не вигідних тарифах.

Встановлення ще СЕС є вельми доцільним. СЕС генерує електроенергію з нульовими експлуатаційними витратами, покриваючи

частину базового денного споживання підприємства. Це означає, що КГУ можуть працювати менше годин або на меншій потужності, зважаючи на те, що вартість природного газу не є малою. Чим менше працює КГУ, тим менше зношуються її частини. Зменшення кількості пусків і роботи на піку подовжує термін служби КГУ, знижує ризики аварійних відключень та необхідність частого обслуговування. Таким чином, СЕС вивільняє технічний ресурс КГУ для ситуацій, коли вони дійсно потрібні (резервування, пікові тарифи, відключення мережі). Також, для запуску КГУ потрібен час (до 10...15 хвилин), СЕС реагує набагато швидше. У разі аварійного відключення зовнішньої мережі протягом дня, наявність СЕС дозволяє швидко віддати потужність в автономному, за потреби, режимі, продовжуючи жити частину насосів. Наявність будь-якого виробництва (навіть такого нестабільного як від СЕС), може допомогти КГУ швидше синхронізуватися та заживити решту критичних насосів, забезпечуючи плавний перехід до резервного живлення.

Отже, СЕС на 1000 кВт в нашій системі виконує роль пріоритетного джерела з нульовими експлуатаційними витратами. Додаткові 600 кВт мають знизити вплив нестабільності виробництва електроенергії

Протягом світлового дня, коли $P_{СЕС}$ досягає свого піку, вона абсолютно безкоштовно покриває частину споживання:

$$\begin{aligned} P_{зал} &= P_{\max} - P_{СЕС} = \\ &= 3400 - 1000 = 2400 \text{ кВт}. \end{aligned} \quad (2.2)$$

Залишкові 2400 кВт покриваються вже КГУ та мережею. У цей час, щоб покрити 2400 кВт, обидві КГУ мають працювати на рівні 80% від максимальної потужності, що досягається комбінацією їхніх дискретних режимів (наприклад, 100% і 75%).

2.2 Вибір когенераційного обладнання

До застосування приймаємо когенераційну установку JMS 420 GS-N.L (див. табл. 2.2), яка є високоефективним газовим двигуном виробництва

компанії Jenbacher, призначеним для одночасного виробництва електричної та теплової енергії. Основою установки є чотиритактний газовий двигун з турбонаддувом і охолодженням наддувного повітря, який працює на природному або біогазі. Робочий об'єм двигуна становить близько 80 літрів, а кількість циліндрів – 20, що забезпечує потужність на рівні приблизно 1400–1560 кВт електричної енергії та до 1500 кВт теплової енергії в когенераційному режимі.

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики когенераційної установки JMS 420 GS-N.L

Параметр	100%	75%	50%
Підведена енергія палива, кВт·год	3,458	3,458	3,458
Витрата газу, м³/год	364	281	198
Механічна вихідна потужність, кВт	1,54	1,55	770
Електрична вихідна потужність, кВт ел.	1,501	1,123	745
Загальна корисна тепла потужність, кВт·год	1,536	1,221	908
Загальна потужність, кВт·год	3.037	2,344	1,653
Питомий коефіцієнт споживання палива ел., кВт·год/кВт ел.·год	2,31	2,38	2,52
Питомий коефіцієнт споживання палива, кВт·год/кВт·год	2,25	2,31	2,44
ККД ел.	43,3%	42,0%	39,6%
ККД тепл.	44,4%	45,7%	48,3%
ККД заг.	87,7%	87,7%	87,9%

Теплова енергія утилізується з вихлопних газів, системи охолодження циліндрів та масла за допомогою теплообмінників, що дозволяє досягати загального коефіцієнта корисної дії понад 85...90%. Електрична енергія

виробляється синхронним генератором, що з'єднаний з двигуном через пружну муфту і може працювати паралельно з енергосистемою або в ізольованому режимі живлення споживача. Управління всіма процесами виконується автоматизованою системою Jenbacher DIA.NE, яка контролює параметри двигуна, потужність, температуру та тиск, а також забезпечує безпечну роботу і швидке реагування на зміни потужності.

Представимо обчислення ефективності установки Jenbacher DIA.NE. Для них беремо такі дані: електрична потужність $P_{ген} = 1500 \text{ кВт}$, типова електрична ефективність генератора $\eta_{ген\text{ ел}} = 0,42$ (42%), типова корисна теплова ефективність $\eta_{тепл} = 0,45$ (45%), теплотворність газу $\lambda = 50 \text{ МДж / кг}$ (тобто $1 \text{ кВт} \cdot \text{год} = 3,6 \text{ МДж}$); коефіцієнт викидів CO_2 для природного газу $F_{\text{CO}_2} = 0,202 \text{ кг / кВт} \cdot \text{год}$ (приблизно $F_{\text{CO}_2} = 56,1 \text{ кг / ГДж}$).

Миттєва теплова підведена потужність палива з визначення електричної ефективності:

$$Q_{нал} = \frac{P_{ген}}{\eta_{ген\text{ ел}}} = \frac{1500}{0,42} = 3571,43 \text{ кВт}. \quad (2.3)$$

При такому паливному потоці корисна теплова потужність, що може бути утилізована:

$$Q_{тепл} = \eta_{тепл} \cdot Q_{нал} = 0,45 \cdot 3571,43 = 1607,14 \text{ кВт}. \quad (2.4)$$

Сумарна (загальна) корисна ефективність установки:

$$\eta_{заг} = \frac{P_{ген\text{ ел}} + Q_{тепл}}{Q_{нал}} = \frac{1500 + 1607,14}{3571,43} = 0,857 = 85,7\%. \quad (2.5)$$

Тепло-електричне співвідношення:

$$\beta = \frac{Q_{тепл}}{P_{ген\text{ ел}}} = \frac{1607,14}{1500} = 1,0714. \quad (2.6)$$

Витрата палива на виробництво електроенергії (кількість енергії палива на $1 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії):

$$\nu = \frac{Q_{\text{пал}}}{P_{\text{ген ел}}} = \frac{3571,43}{1500} = 2,381 \frac{\text{кВт (пал)}}{\text{кВт (ел)}}. \quad (2.7)$$

У енергетичних одиницях: $2,381 \cdot 3,6 = 8,57 \text{ МДж} / \text{кВт}$.

У масі палива на 1 кВт·год електроенергії:

$$m = \frac{8,57}{50} = 0,17143 \text{ кг} / \text{кВт} \cdot \text{год}. \quad (2.8)$$

Оцінка викидів CO₂ на 1 кВт·год електроенергії:

$$e_{\text{CO}_2} = \nu \cdot F_{\text{CO}_2} = 2,381 \cdot 0,202 = 0,481 \text{ кг} / \text{кВт} \cdot \text{год}. \quad (2.9)$$

Порівняння з роздільним виробництвом (оцінка економії палива).

Візьмемо як еталон окрему виробництво електроенергії з ККД $\eta_{\text{ел розд}} = 0,38$ і котельне тепло з ефективністю $\eta_{\text{тепл розд}} = 0,9$. Тоді потрібна теплота палива для роздільного виробництва тієї ж кількості енергії:

$$\begin{aligned} Q_{\text{пал розд}} &= \frac{P_{\text{ген ел}}}{\eta_{\text{ел розд}}} + \frac{Q_{\text{тепл}}}{\eta_{\text{тепл розд}}} = \\ &= \frac{1500}{0,38} + \frac{1607,14}{0,9} = 5733,08 \text{ кВт}. \end{aligned} \quad (2.10)$$

Економія палива:

$$PES = 1 - \frac{Q_{\text{пал}}}{Q_{\text{пал розд}}} = 1 - \frac{3571,43}{5733,08} = 0,377 = 37,7\%. \quad (2.11)$$

Отже, когенерація зменшує б потребу в паливі приблизно на 37,7% співставляючи з окремим виробництвом.

Схема підключення КГУ до шин 0,4 кВ котельні показується на рис.

2.1.

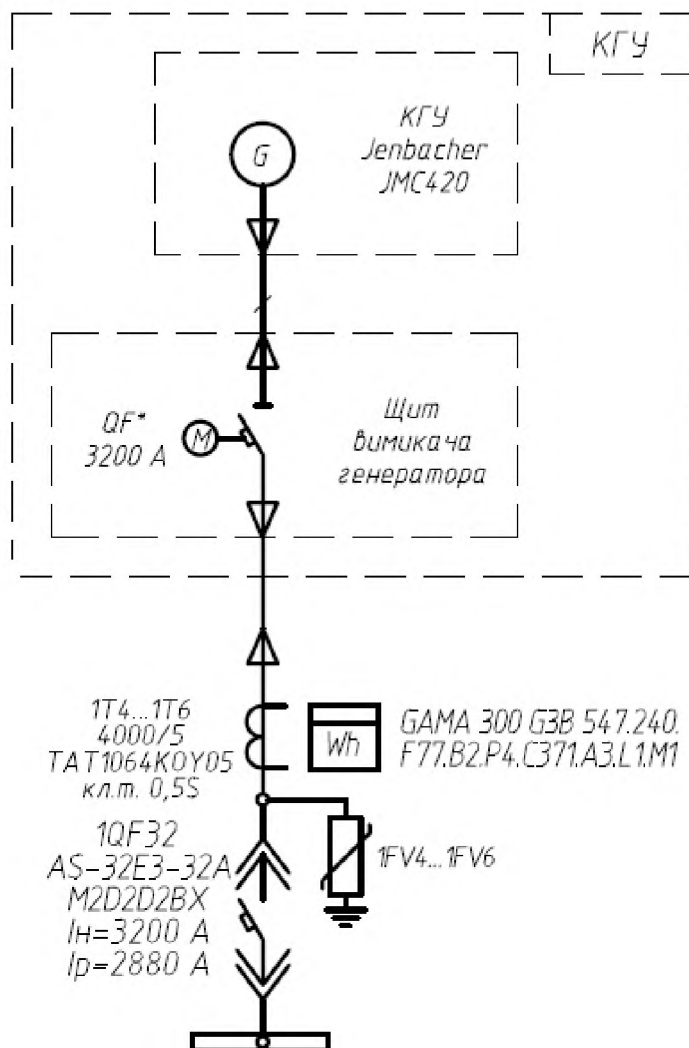


Рисунок 2.1 – Однолінійна схема підключення КГУ до електромережі

Генератор КГУ через щит вимикача генератора, що має вимикач QF з електроприводом підключається до вимикача 1QF32 AS-32E3-32A M2D2D2BX охопленого роз'єднувачами. Для вимірювання струму і споживання використовуються трансформатори струму TAT1064KDY05 і лічильники GAMA300 G3B 547.240. Для автоматизації моніторингу виробництва/споживання електроенергії використовується АСКОЕ. Загальна схема показується на рис 2.2.

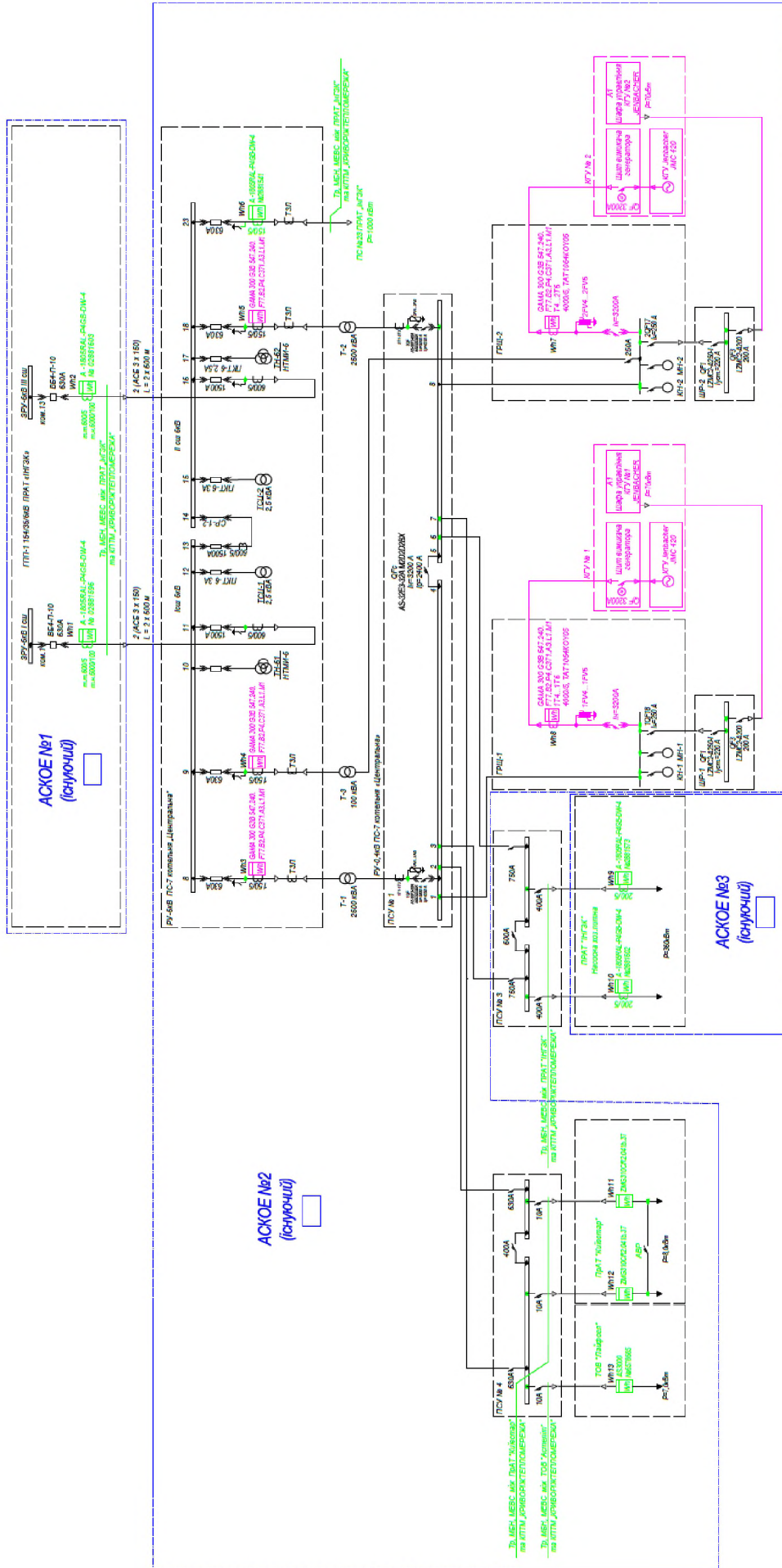


Рисунок 2.2 – Однолінійна схема електропостачання котельні «Центральна» з підключеними КГУ з елементами АСКОВЕ

2.3 Симуляція пуску в роботу когенераційних установок в котельні

Розглянемо пуск КГУ (рис. 2.3 а) з плавним виходом на номінальну потужність генерації протягом 900 секунд (15 хвилин), демонструючи, як в системі електропостачання котельні зі потужністю насосів 3400 кВт поступово відбувається перехід від живлення від зовнішньої мережі до живлення власними когенераційними установками.

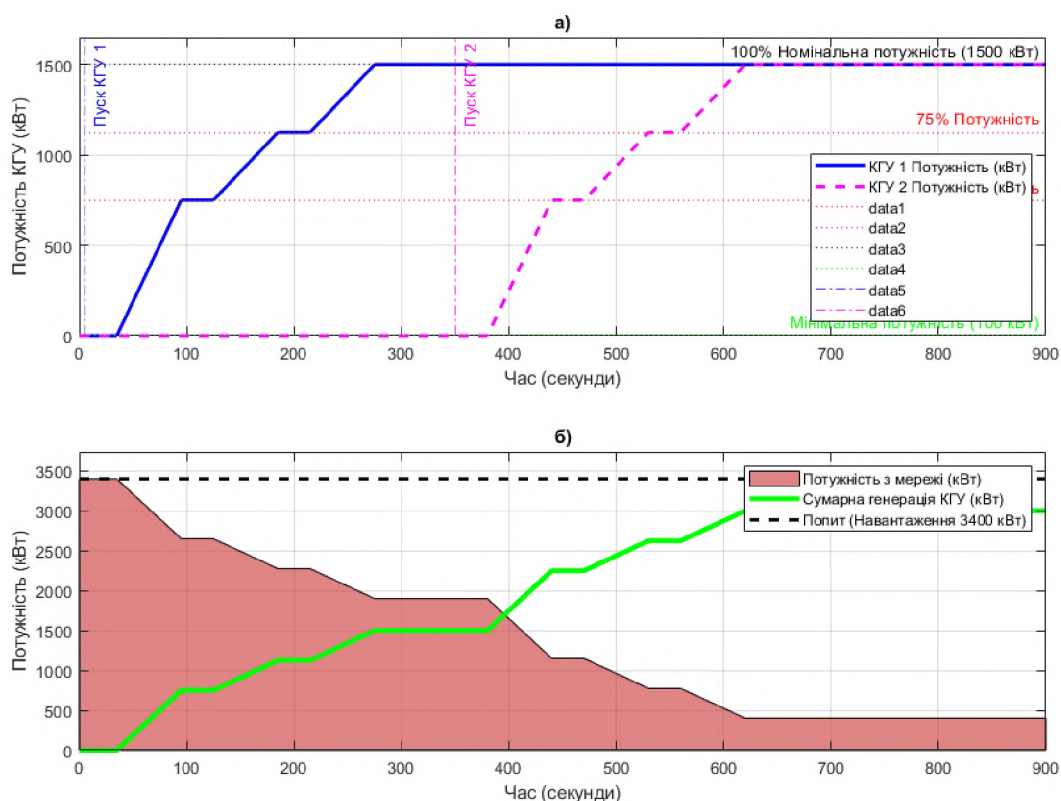


Рисунок 2.3 – Процедура ступінчастого пуску КГУ: а) генерація кожної КГУ; б) баланс потужності при електропостачанні котельні з КГУ

Процес запуску першої когенераційної установки (КГУ 1) ініціюється на 5 секунд після отримання команди на розгін. Одразу після цього відбувається 30-секундна затримки, пов'язану з процесом синхронізації. У цей час потужність КГУ є мінімальною. Після завершення цієї фази КГУ 1 починає ступінчасте збільшення потужності: спочатку вона протягом 60 секунд розганяється до 50% від номінальної потужності, що становить 750

кВт, а потім ще 30 секунд стабілізується на цьому рівні. Аналогічна послідовність повторюється при переході до 75% потужності (1125 кВт) і завершується фінальним етапом розгону до повної потужності – 1500 кВт. Загальна тривалість старту однієї КГУ, від моменту отримання команди до досягнення повної потужності, складає 240 секунд. Потім, коли КГУ 1 працює на максимальній потужності 1500 кВт на 350-й секундi система ініціює запуск другої установки – КГУ 2. У результаті динаміка загальної генерації стає більш складною: загальна потужність системи тепер формується як сума постійної повної потужності КГУ 1 і ступінчастого поступового, збільшення потужності КГУ 2, яка проходить ті самі етапи розгону та стабілізації, що й перша установка.

На рис. 2.3 б балансу потужностей цей процес відображається як плавне, ступінчасте скорочення червоної зони, що символізує обсяг електроенергії, яку споживають з мережі, і водночас синхронне зростання зеленої кривої, яка відповідає сумарній власній генерації. Мережа покриває будь-яку потребу в електроенергії, що виникає під час перехідних процесів запуску обладнання. Наприклад, у момент, коли КГУ 1 вже працює на 75% своєї потужності (1125 кВт), а КГУ 2 ще знаходиться на етапі початкової затримки з мінімальною генерацією 100 кВт, загальна вироблена потужність становить 1225 кВт, а решта 2175 кВт забезпечується за рахунок мережі. Повне досягнення стаціонарного режиму відбувається на 815-й секундi, коли КГУ 2 завершує останній етап розгону і виходить на повну потужність. Саме в цей момент сумарне виробництво електроенергії стабілізується на рівні 3000 кВт, а споживання з мережі знижується до мінімального постійного значення – 400 кВт, що вказує на завершення всього процесу пуску та досягнення системою максимальної енергоефективності.

Висновок до розділу 2

У розділі обґрунтовано вибір та запропоновано архітектуру системи резервного електропостачання котельні «Центральна» на основі комбінації

двох когенераційних установок потужністю і сонячної електростанції потужністю. Обрано конкретну модель когенераційної установки JMS 420 GS-N.L компанії Jenbacher, для якої наведено детальні технічні характеристики в різних режимах роботи, розраховано електричний, тепловий та загальний ККД, питому витрату палива, викиди та економію палива порівняно з роздільним виробництвом тепла й електроенергії, що складає близько 37,7%. Показано, що застосування двох КГУ замість однієї великої підвищує надійність і гнучкість управління, а сонячна електростанція виступає як безкоштовне джерело енергії в денний час, зменшуючи навантаження на КГУ та подовжуючи їхній ресурс. Також розроблено та змодельовано процедуру ступінчастого пуску когенераційних установок, яка демонструє плавний перехід системи від зовнішнього електропостачання до автономного режиму з повним покриттям споживання за 15 хвилин, що підтверджує технічну реалізованість запропонованого рішення для забезпечення безперервного та надійного живлення критичного теплогенеруючого обладнання.

РОЗДІЛ 3. ТЕСТУВАННЯ ЯКОСТІ РОБОТИ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ КОГЕНЕРАЦІЄЮ В КОТЕЛЬНІ

3.1 Математичний опис задачі керування роботою когенераційних установок котельні «Центральна»

Оптимізація виробництва електроенергії когенераційними установками та сонячними електростанціями і придбання електроенергії котельнею формулюється як задача цілочисельного лінійного програмування (ЦЛП), оскільки така постановка дозволяє одночасно враховувати безперервні та дискретні змінні, які природно виникають у процесі керування енергетичними системами. У задачі оптимального розподілу енергоресурсів когенераційна установка працює в різних режимах, що залежать від теплового навантаження й електроспоживання, вартості палива, ефективності, технічних обмежень та поточних умов роботи. Частина цих параметрів, наприклад, обсяг виробленої електроенергії чи тепла, є безперервними змінними, які можуть змінюватися плавно у межах дозволених технічних діапазонів. Інша частина, зокрема стан увімкнення або вимкнення установки, вибір комбінації обладнання, або активація допоміжних агрегатів, описується дискретними змінними, що можуть набувати лише двох значень – 0 або 1. Саме така комбінація змінних і зумовлює необхідність використання змішаного підходу.

У контексті сонячних електростанцій, де виробництво енергії залежить від погодних умов і рівня сонячної радіації, ЦЛП дозволяє точно описати взаємодію між стохастичною генерацією та контрольованими джерелами, такими як когенераційні установки. Лінійність моделі забезпечує можливість використання потужних методів розв'язання, що гарантують знаходження глобального оптимуму при обмеженнях, виражених у вигляді лінійних співвідношень. До таких обмежень належать баланс енергії між виробництвом і споживанням, технічні характеристики генераторів,

обмеження потужності, ефективність перетворення енергії, а також вимоги до резерву та стабільності системи.

КГУ, яка одночасно виробляє електроенергію та тепло, створює взаємозв'язки між потоками енергії різних типів. Для врахування цих взаємозалежностей потрібна модель, що може одночасно враховувати лінійні залежності між безперервними змінними (наприклад, пропорційність між подачею палива та вихідною потужністю) та логічні умови (вибір режиму роботи). Наприклад, якщо установка вимкнена, виробництво дорівнює нулю, що описується добутком дискретної змінної стану на безперервну змінну потужності. Такі залежності не можна точно передати лише звичайним лінійним програмуванням, тому додаються бінарні змінні, що переводить задачу в клас ЦЛП.

Крім того, при плануванні роботи сонячних електростанцій та КГУ необхідно враховувати економічні чинники – вартість палива, тариф на електроенергію, вартість закупівлі або продажу надлишків у мережу, штрафи за недопостачання. Усі ці фактори зазвичай моделюються як лінійні функції від виробленої або спожитої енергії, що відповідає лінійній структурі цільової функції в ЦЛП. З іншого боку, вимоги щодо вибору конкретного режиму або наявності обладнання певного типу роблять задачу дискретною. Такий підхід дозволяє інтегрувати у модель як операційні рішення (визначення потужності генерації, споживання, заряджання акумуляторів), так і структурні рішення (вибір обладнання або конфігурації системи).

Отже, змішане цілочисельне лінійне програмування є природним математичним формалізмом для задач оптимізації комбінованих енергетичних систем, де одночасно присутні як лінійні енергетичні баланси, так і логічні умови вибору станів або режимів роботи. Використання ЦЛП забезпечує гнучкість моделювання, точність у відображенні реальних обмежень і можливість отримання практично придатних оптимальних стратегій управління виробництвом електроенергії з урахуванням технічних, економічних та екологічних критеріїв.

Метою моделі в ЦЛП є мінімізація загальних експлуатаційних витрат котельні протягом доби, враховуючи роботу когенераційних установок (КГУ), сонячної електростанції (СЕС) та купівлю електроенергії з мережі.

Задачу розглядаємо для $T = 24$ годин, індекс часу $t \in 1, \dots, T$.

Мета полягає в мінімізації загальних експлуатаційних витрат за добу, які складаються з вартості газу для КГУ, вартості купівлі електроенергії з мережі та штрафу за надлишок генерації:

$$\min J = \sum_{t=1}^T \left[\left(\sum_i \sum_l B_{i,l}^e \cdot X_{i,l,t} \right) + B_t^{EE} \cdot P_t^{мер} + B_t^{III} \cdot P_t^{над} \right], \quad (3.1)$$

де t – година доби;

i – номер КГУ, $i \in 1, \dots, N$, у нашому випадку $N = 2$;

l – режим роботи КГУ (100%, 75%, 50%);

$B_{i,l}^e$ – експлуатаційні витрати (вартість газу) на роботу КГУ i в режимі l (грн/год).

B_t^{EE} – погодинний тариф купівлі електроенергії з мережі (грн/кВт·год);

B_t^{III} – штраф, що дорівнює максимальному тарифу $B_{\max}$, використовується для штрафування надлишкової генерації;

$X_{i,l,t} \in 0,1$ – бінарна змінна, що дорівнює 1, якщо КГУ i працює в режимі l в годину t , і 0 – в іншому випадку;

$P_t^{мер} \geq 0$ – потужність, що надходить з мережі в годину t (кВт);

$P_t^{над} \geq 0$ – надлишкова потужність, вироблена (КГУ і СЕС) понад споживання в годину t (кВт).

Модель визначає оптимальні значення для наступних змінних $X_{i,l,t}$, $P_t^{мер}$ і $P_t^{над}$.

Перша частина формули (3.1) – це загальна вартість газу для роботи всіх КГУ, друга – загальна вартість купівлі електроенергії з мережі, третя – штраф за виробництво надлишку ЕЕ. Цей штраф гарантує, що оптимізатор уникає непотрібної генерації КГУ, навіть якщо це дозволено обмеженням надлишку.

Обмеження, що при цьому залучаються.

Обмеження електричного балансу:

$$\left(\sum_i \sum_l P_{i,l} \cdot X_{i,l,t} \right) + P_t^{CEC} + P_t^{мер} = P_t^{кот} + P_t^{над} \quad \forall t. \quad (3.2)$$

де $P_t^{кот}$ – потужність споживання електроенергії котельні підприємства (кВт);

P_t^{CEC} – потужність, згенерована СЕС в годину t (кВт);

$P_{i,l}$ – електрична потужність, яку генерує КГУ i в режимі l (кВт).

Відносно (3.2) у кожну годину t сума всієї згенерованої потужності (КГУ і СЕС) плюс витрати на придбання з мережі повинна точно дорівнювати сумі попиту та можливого надлишку. Тут ліва частина формули – це загальна вироблена ЕЕ (КГУ, СЕС і мережа), а права – загальна спожита ЕЕ (споживання насосів котельні і надлишок).

Обмеження режиму роботи КГУ:

$$\sum_l X_{i,l,t} \leq 1 \quad \forall i, t \quad (3.3)$$

Кожна КГУ i в будь-яку годину t може працювати не більше ніж в одному режимі (включно з режимом «вимкнено»). Оскільки змінна $X_{i,l,t}$ визначається лише для робочих режимів, додавання обмеження гарантує, що КГУ або працює в одному режимі, або вимкнений (що не вимагає додаткових змінних, оскільки сума бінарних змінних буде 0).

Максимально припустимий надлишок виробництва електроенергії:

$$P_t^{над} \leq P_{MAX}^{ \% } \cdot P_t^{кот}, \quad (3.4)$$

де $P_{MAX}^{\circ\%}$ максимально припустимий відсоток надлишку генерації над споживанням котельні.

Надлишкова генерація не може перевищувати встановлену толерантність, яка є відсотком від загального попиту. Це дозволяє оптимізатору вибирати економічно вигідні режими роботи КГУ, навіть якщо вони призводять до невеликого, але контрольованого перевищення попиту, коли витрати на електроенергію з мережі занадто дорогі.

Ця модель цілочисельного лінійного програмування є інструментом для планування роботи енергосистеми з КГУ, дозволяючи знайти найдешевшу комбінацію використання власного виробництва та придбання електроенергії з мережі.

3.2 Принципи роботи програми керування роботою когенераційних установок котельні «Центральна»

Програма запускається з ініціалізації базових параметрів, серед яких задаються: вартість природного газу, номінальна потужність сонячної електростанції, кількість когенераційних установок, а також технічний ліміт – максимально допустимий надлишок генерації, зазвичай встановлюваний як відсоток від загального електричного споживання. Одночасно завантажуються попередньо визначені технічні характеристики кожної когенераційної установки, зокрема її електрична потужність і витрата газу при трьох типових режимах – 50%, 75% і 100%. Після цього беруться початкові дані: програма обчислює загальну потужність котельні на основі наявних даних. Далі генерується випадковим чином тариф на електроенергію для добового циклу – 24 години, а також формується погодинний профіль виробництва сонячної електростанції, що базується на її максимально можливій потужності та стандартних коефіцієнтах сонячної інсоляції для кожного часового інтервалу. Паралельно для кожного з можливих режимів роботи когенераційних установок обчислюється маржинальна вартість виробництва електроенергії – показник, який відіграє вирішальну роль у

подальшій роботі оптимізаційного алгоритму, оскільки саме він визначає економічну доцільність залучення тієї чи іншої установки в кожен момент часу.

Після завершення підготовки вхідних даних програма переходить до розв'язання оптимізаційної моделі, сформульованої як задача цілочисельного лінійного програмування. Основна мета цієї моделі полягає у мінімізації сукупних експлуатаційних витрат за добу. У процесі пошуку оптимального рішення алгоритм визначає значення двох категорій змінних: бінарних, які вказують, яка саме когенераційна установка працює в кожен годину і на якому рівні потужності – 50%, 75% чи 100%, та неперервних, що відображають обсяги електроенергії, яку необхідно придбати з зовнішньої мережі, і величину надлишкової генерації, яка допускається в межах заданого ліміту.

Робота моделі регулюється трьома ключовими обмеженнями: перше забезпечує баланс потужностей, вимагаючи, щоб загальна пропозиція електроенергії від усіх джерел дорівнювала сумі споживчого попиту та припустимого надлишку; друге гарантує, що кожна когенераційна установка в будь-який момент часу може перебувати лише в одному з можливих режимів роботи, виключаючи одночасне функціонування від 0 до 100% потужності; третє обмежує загальний обсяг надлишкової генерації, не дозволяючи йому перевищувати заздалегідь встановлений відсоток від добового споживання.

Як тільки оптимізатор знаходить найкращий погодинний розклад роботи обладнання, програма переходить до етапу аналізу та формування результатів.

Усі знайдені оптимальні значення – включаючи режими роботи кожної когенераційної установки, обсяги придбання електроенергії з мережі та відповідні витрати – збираються в єдину зведену таблицю. Далі базуючись на даних обчислюються основні економічні та енергетичні показники: загальна кількість електроенергії, виробленої когенераційними установками за добу,

погодинні витрати, що складаються з витрат на газ і придбання електроенергії, а також накопичені сукупні витрати протягом 24 годин. Для наочного порівняння ефективності запропонованого рішення програма додатково розраховує базовий сценарій, який відображає витрати підприємства у випадку, коли вся необхідна електроенергія закуповується безпосередньо з енергомережі без використання власного виробництва електроенергії.

Завершальний етап роботи програми присвячено візуалізації отриманих результатів для диспетчера котельні, яка реалізована у формі чотирьох інформативних графіків. Перший із них відображає порівняння погодинного тарифу на електроенергію з маржинальними витратами когенераційних установок, наочно демонструючи економічну доцільність їхнього залучення в ті періоди, коли власна генерація виявляється дешевшою за придбання з мережі. Другий графік ілюструє структуру покриття електроспоживання протягом доби, розподіляючи внесок трьох джерел – сонячної електростанції, когенераційних установок та зовнішньої мережі. Третій графік деталізує динаміку роботи кожної когенераційної установки окремо, показуючи, як змінюються їхні потужності від 0 до 100% у кожен годину добового циклу. Четвертий і останній графік відстежує накопичені витрати в часі, одночасно відображаючи криві для оптимізованого сценарію та базового варіанту, де вся електроенергія береться з мережі, що дозволяє наочно оцінити досягнуту економію. Після побудови всіх графіків програма виводить підсумкову інформацію: загальну вартість енергозабезпечення за добу, абсолютну та відносну економію порівняно з базовим сценарієм, а також детальну погодинну таблицю, яка містить повний розклад роботи обладнання, обсяги виробництва, придбання електроенергії та супутні витрати, як-то природного газу, для кожної години.

3.3 Аналіз якості роботи системи керування когенерацією в котельні

Обчислимо за програмою (п.3.2) оптимальний погодинний графік роботи КГУ і СЕС, ґрунтуючись на цілочисельному лінійному програмуванні.

Модель була побудована з урахуванням постійного споживання насосів котельні на рівні 3400 кВт і одночасно враховувала можливості власної генерації: дві когенераційні установки з максимальною сумарною потужністю 3000 кВт, сонячну електростанцію з піковою потужністю 1000 кВт, а також змінний погодинний тариф на електроенергію зовнішньої мережі.

Проведений аналіз чітко підтвердив наявність суттєвого економічного ефекту від застосування оптимізованого підходу до управління енерговиробництвом. У базовому сценарії, коли вся електроенергія придбається з мережі без використання власного виробництва, добові експлуатаційні витрати склали 373191,86 грн. Завдячуючи реалізації оптимізаційної стратегії, яка розумно поєднує роботу когенераційних установок, сонячної генерації та придбання з мережі, загальні витрати вдалося знизити до 312874,04 грн, що дає економію 60317,82 грн за одну добу. Це є близько 16,16% від початкового рівня витрат.

Детальний аналіз графіків роботи когенераційних установок та структури покриття споживання насосів котельні (див. рис. 3.1 і рис. 3.2) показує, що рішення про ввімкнення КГУ приймається винятково в ті години, коли погодинний тариф на електроенергію перевищує маржинальні витрати власної газової генерації, які становлять приблизно 6,33 грн за кВт·год.

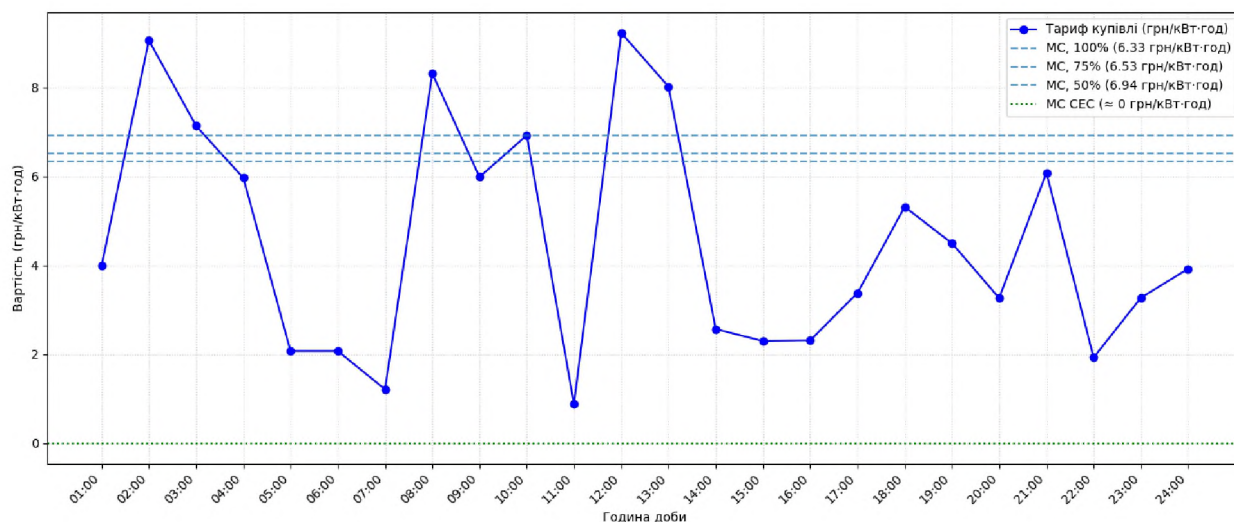


Рисунок 3.1 – Порівняння погодинного тарифу та маржинальних витрат виробництва електроенергії

У періоди, коли тариф опускається нижче порогу, дві когенераційні установки переводяться у вимкнений стан, а споживання електроенергії повністю забезпечується за рахунок безкоштовної сонячної енергії (0 грн за кВт·год) та дешевої електроенергії з мережі. При цьому модель передбачає можливість створення невеликого, але контрольованого надлишку генерації до 5% від поточного споживання, але лише в тих випадках, коли це дозволяє утримувати КГУ в найбільш ефективному режимі повної потужності (100%), що є критичним фактором для досягнення максимальної економії.

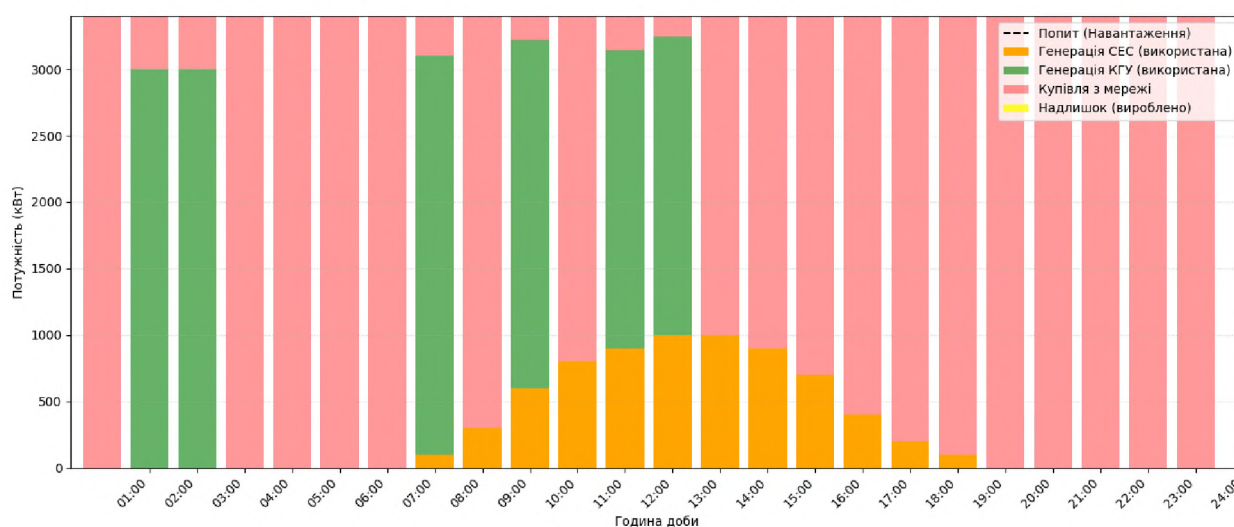


Рисунок 3.2 – Виробництво або споживання: СЕС, КГУ, Мережа

Графік, що відображає окремих режим роботи кожної когенераційної установки (див. рис. 3.3), наочно показує їхню практично повну синхронізацію: КГУ 1 і КГУ 2 одночасно переходять у режим повної потужності саме в ті години, коли спостерігаються пікові значення тарифу на електроенергію, забезпечуючи сумарне виробництво 3000 кВт, і так само одночасно вимикаються під час періодів низьких тарифів на електроенергію. Така стратегія «увімкнено/вимкнено», де установки працюють або на максимальній потужності, або взагалі не працюють, є характерною для рішень, отриманих за допомогою методу змішаного цілочисельного лінійного програмування, оскільки модель свідомо ухиляється від використання проміжної потужності, через її вищі маржинальні витрати на одиницю виробленої електроенергії порівняно з повним виробництвом електроенергії, окрім моменту між 10:00 і 11:00, коли тариф мав певний пік, але не максимальний. Тут потужність КГУ1 система знизилася до 75%.

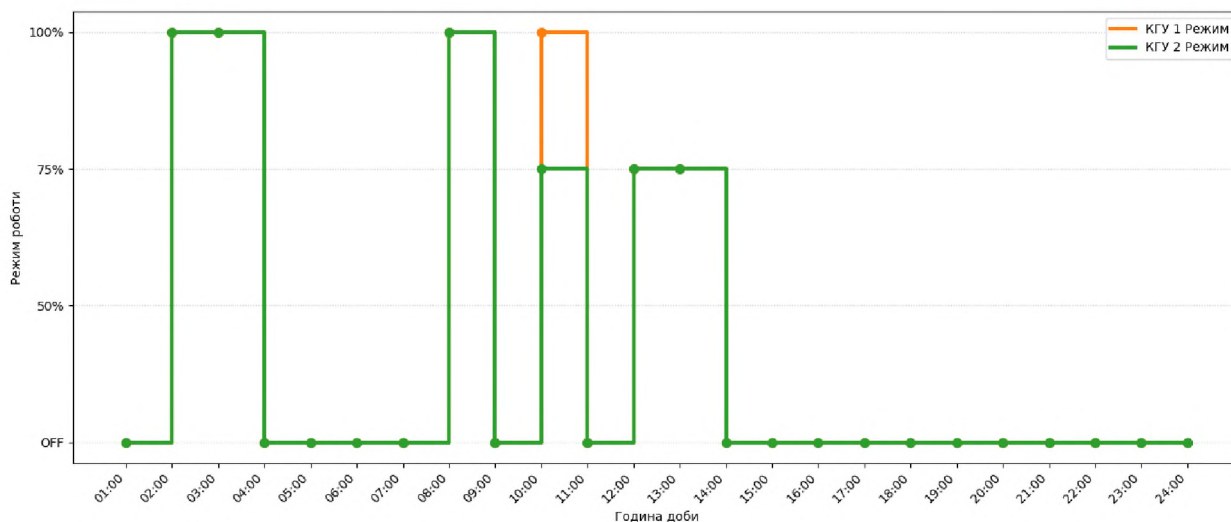


Рисунок 3.3 – Режим роботи кожної когенераційної установки

На графіку накопичених фінансових витрат (див. рис. 3.4), чітко простежується, що фіолетова крива, що відповідає оптимізованому сценарію, зростає значно повільніше за сіру криву базового варіанту, у якому вся електроенергія придбається з мережі.

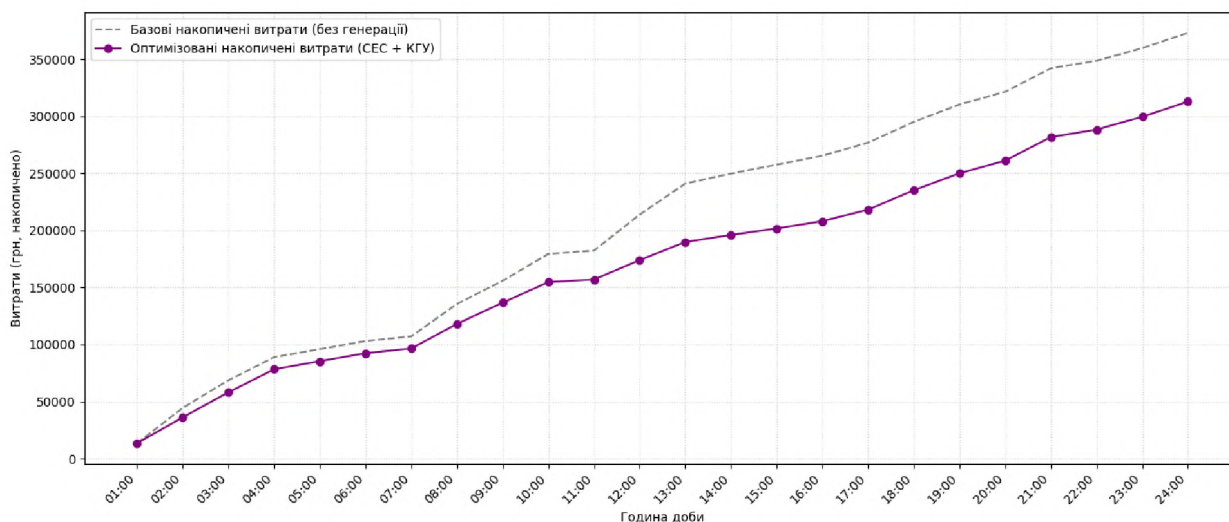


Рисунок 3.4 – Накопичені експлуатаційні витрати протягом доби

Найпомітніша різниця між кривими спостерігається, коли тарифи досягають пікових значень, а максимальна, вдень, коли власна генерація від сонячної електростанції та когенераційних установок активно задіюється для покриття споживання насосів котельні. Це наочно підтверджує, що основна економія досягається не через постійне використання власного обладнання, а завдяки уникненню придбання електроенергії саме в ті періоди, коли її тариф найвищий. Система працює як активний планувальник, аналізуючи майбутні тарифи та технічні можливості виробництва електроенергії, і таким чином надає економію фінансів, коли тарифи на електроенергію пікові.

Розширюємо період симуляції до тижня (7 діб).

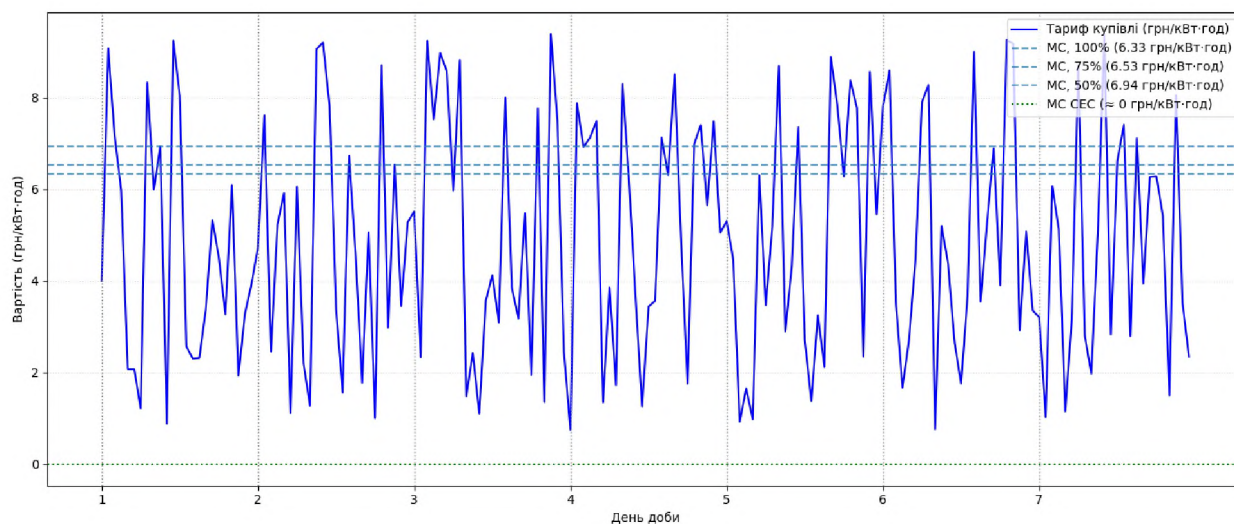


Рисунок 3.5 – Порівняння погодинного тарифу та маржинальних витрат виробництва електроенергії

Аналіз отриманих даних показує, що за семиденний період застосування оптимізованої стратегії виробництва електроенергії з використанням сонячної електростанції та когенераційних установок дозволяє зекономити фінансові витрати. У базовому сценарії, коли вся електроенергія придбається з мережі, загальні витрати склали 2791789,75 грн. Завдяки власному виробництву електроенергії та управління ним, сума знизилася до 2311627,93 грн. Різниця 480161,82 грн, що відповідає зниженню витрат на 17,2%. Відсоток приблизно такий як і на добовому проміжку.

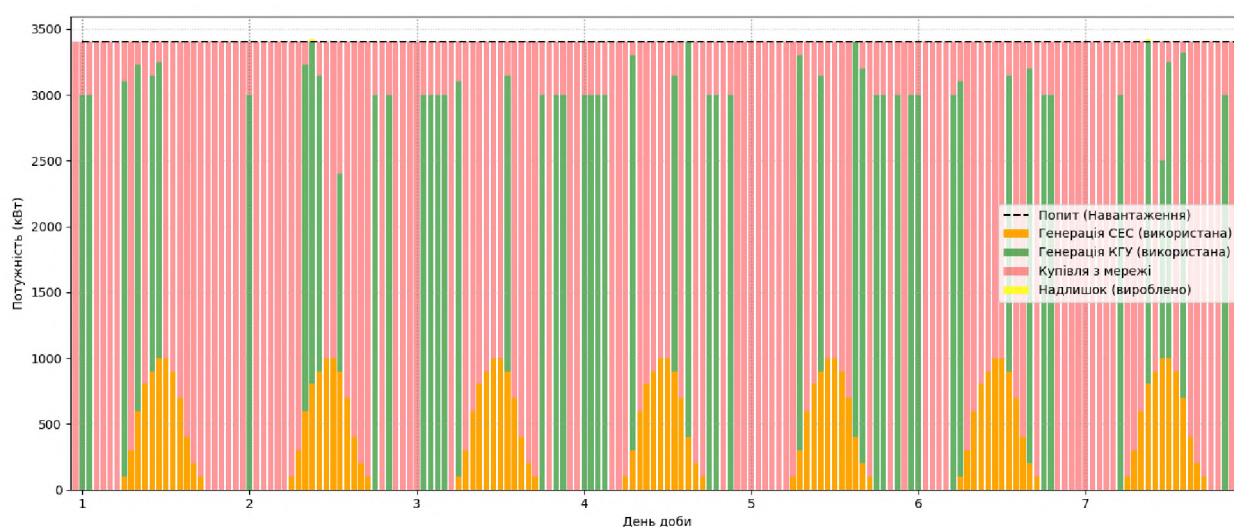


Рисунок 3.6 – Виробництво або споживання: СЕС, КГУ, Мережа

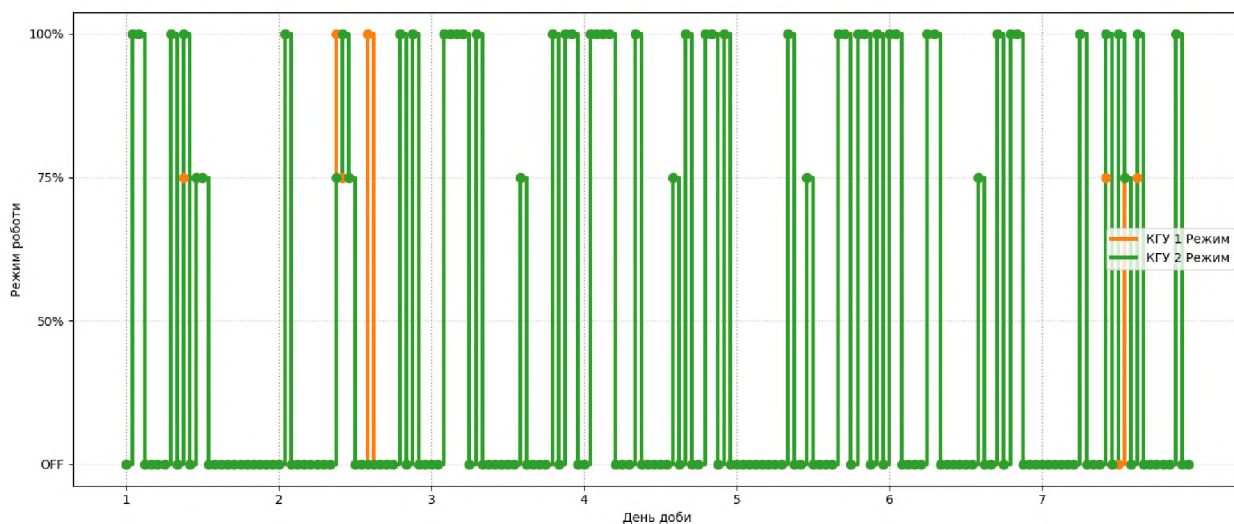


Рис. 3.7 – Режим роботи кожної когенераційної установки

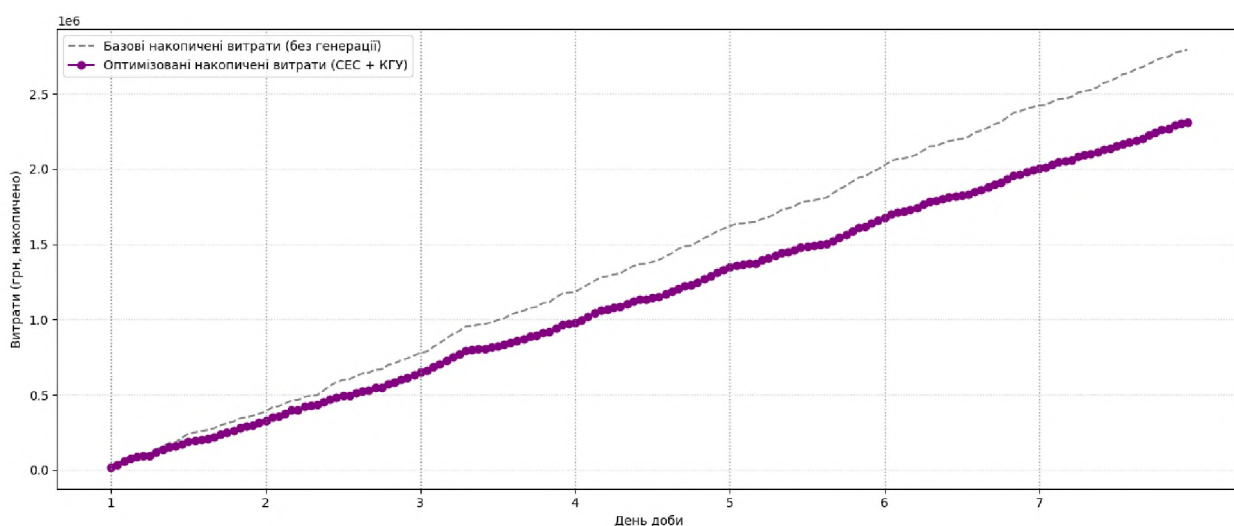


Рис. 3.8 – Накопичені експлуатаційні витрати протягом тижня

При розширенні періоду симуляції до одного місяця, що охоплює 30 діб, стає можливим не лише масштабувати очікувану економію, а й оцінити стійкість і надійність запропонованої оптимізаційної стратегії в умовах тривалого функціонування.

Аналізування графічного відображення результатів за місячний період виявляє чіткі повторювані циклічні закономірності, що підтверджують довгострокову ефективність системи керування виробництвом електроенергії джерелами котельні. Про них далі.

З рис. 3.9 і рис. 3.10 видно, що система керування виробництвом з джерел котельні приймає рішення базуючись на економічній доцільності:

горизонтальні пунктирні лінії, що відповідають маржинальним витратам когенераційних установок у різних режимах, виступають чіткими порогами для пуску обладнання.

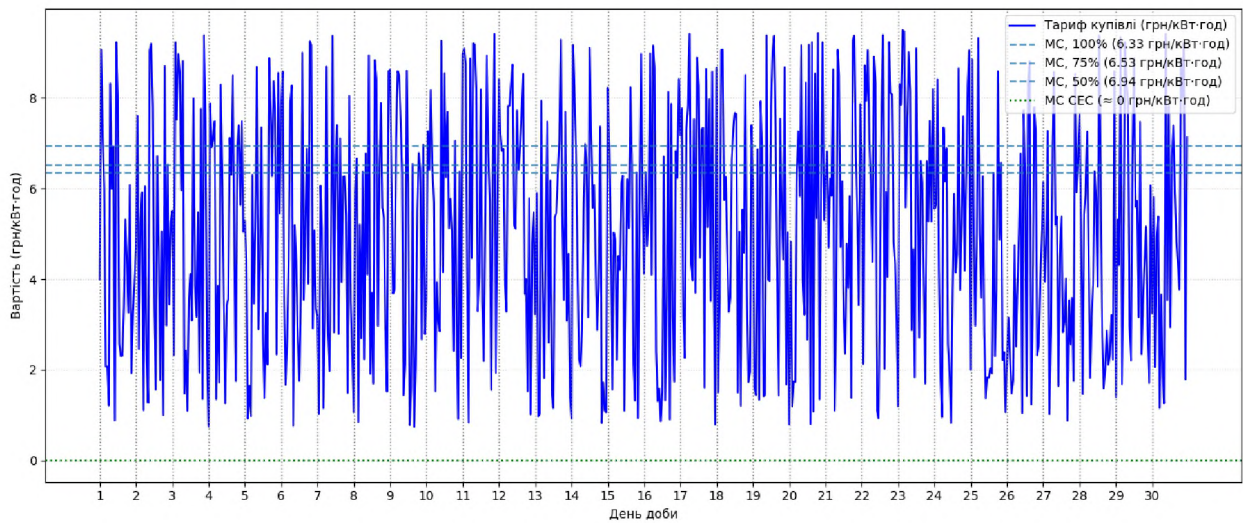


Рисунок 3.9 – Порівняння погодинного тарифу та маржинальних витрат виробництва електроенергії

Коли синя крива тарифів на електроенергію піднімається вище цих порогів, для прикладу, вище 6,09 грн/кВт·год для повної потужності – оптимізатор автоматично залучає одну або одразу дві КГУ на 100%, щоб перекрити придбання дорогої електроенергії з мережі власним виробництвом. Таке відслідковування тарифів зберігає свою ефективність протягом усього місяця, незважаючи на добові коливання тарифів.

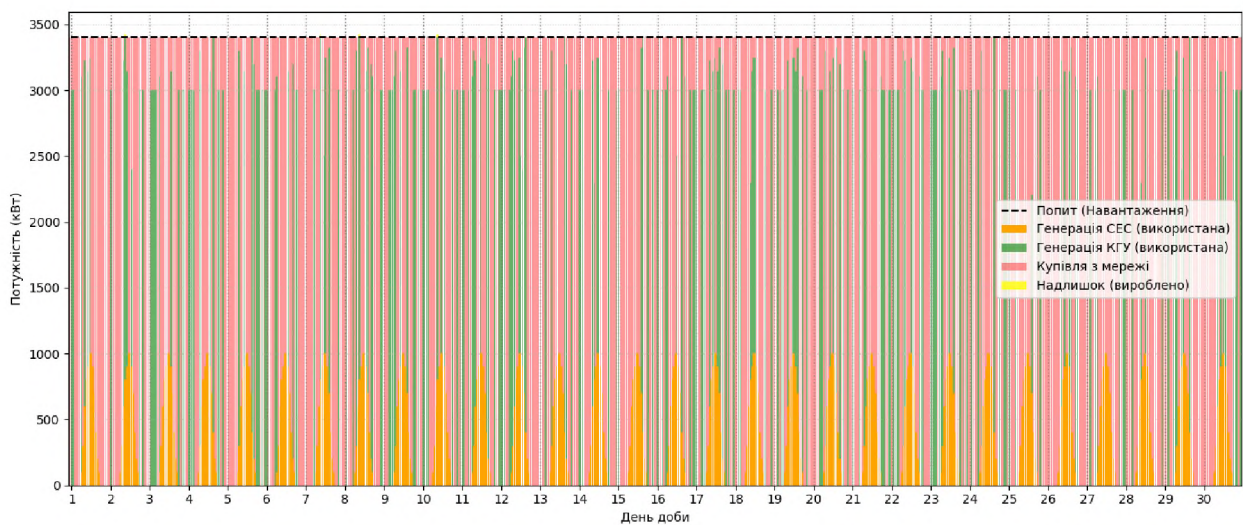


Рисунок 3.10 – Виробництво або споживання: СЕС, КГУ, Мережа

У денні години, коли тарифи досягають максимуму і водночас спостерігається пік сонячної генерації, когенераційні установки активно задіюються, іноді по черзі, іноді одночасно на повній потужності, забезпечуючи максимальне покриття споживання насосами котельні (див. рис. 3.11).

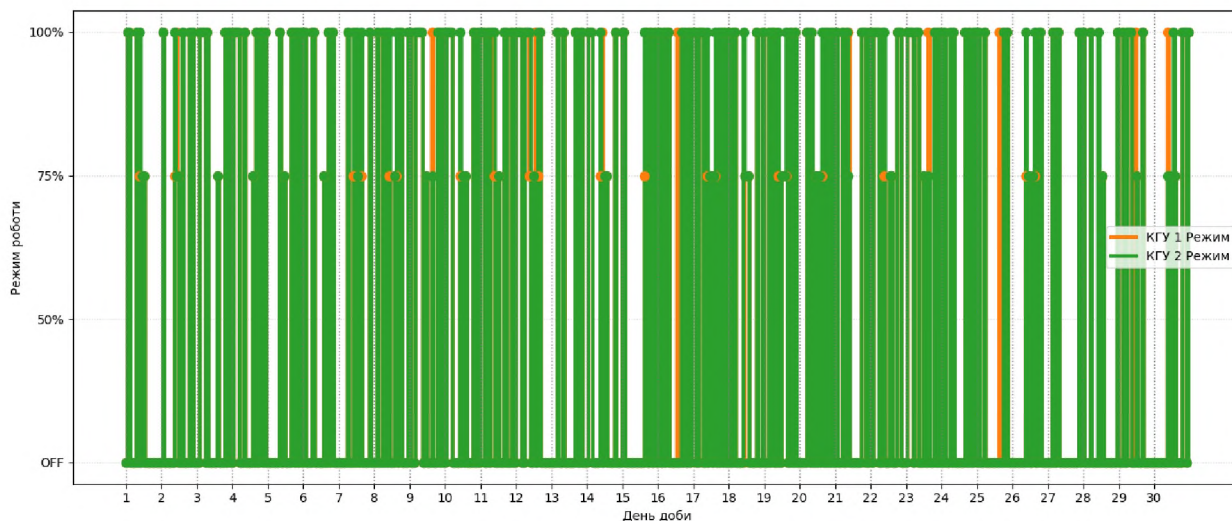


Рисунок 3.11 – Режим роботи кожної когенераційної установки

Навпаки, у нічний час, коли тарифи на електроенергію падають, КГУ залишаються вимкненими, оскільки закупівля з мережі стає економічно вигіднішою за спалювання газу. Тобто циклічність наочна.

На рис. 3.12 чітко простежується розходження між сірою кривою, що відображає базовий сценарій повного придбання електроенергії, і суцільною фіолетовою кривою оптимізованого сценарію. Ця розбіжність протягом усіх 30 днів є стабільною і говорить про те, що досягнута економія не є випадковим ефектом, а є результатом систематичного, щоденного керування джерелами виробництва електроенергії. Місячна економія у два мільйони гривень демонструє, що інвестиції в сонячну електростанцію та когенераційні установки мають не лише безпосередній економічний ефект, а й стратегічне значення, оскільки дозволяють значно знизити фінансові ризики, обумовлені нестійкістю тарифів на електроенергію.

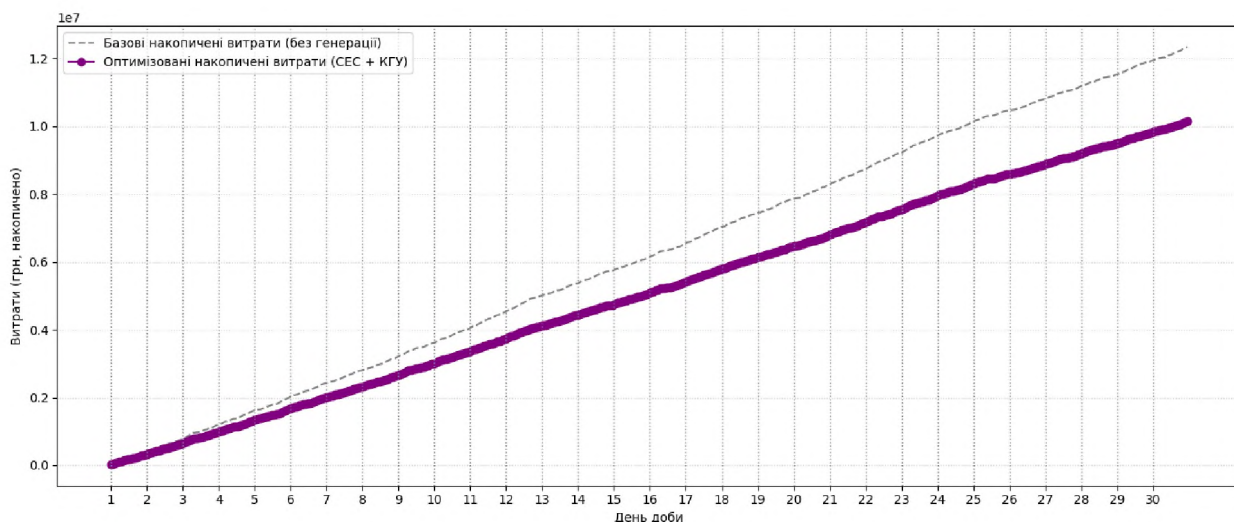


Рисунок 3.12 – Накопичені експлуатаційні витрати протягом місяця

Аналіз місячних результатів у порівнянні з добовими даними свідчить про те, що запропонована система має високу ефективність не лише в короткостроковій, а й у довгостроковій перспективі. Якби підприємство повністю відмовилося від власного виробництва електроенергії й покривало б усе споживання насосів котельні за рахунок придбання з енергомережі, його загальні витрати за 30 днів досягли б 12,34 млн. гривень. Проте завдяки поєднанню роботи когенераційних установок і сонячної електростанції та витрати вдалося значно скоротити – до 10,15 млн. гривень. Різниця між сценаріями становить 2187779,18 грн на місяць, що відповідає відносній економії у розмірі 17,72% – навіть вищому показнику, ніж у середньодобовому розрахунку. Це чітко підтверджує не лише стійкість, а й масштабованість розробленої стратегії оптимізації енергоспоживання, яка здатна забезпечувати стабільну фінансову вигоду протягом тривалих періодів.

Різниця між економією за добу, яка склала 16,16% при економії близько 60 тисяч гривень, і місячною економією на рівні 17,72% вказує на підвищення ефективності стратегії в умовах довгострокового застосування. Це зростання відносної ефективності може пояснюватися кількома взаємопов'язаними причинами. Зокрема, у місячному масштабі згладжуються випадкові коливання та нетипові піки тарифів, що могли б

надмірно вплинути на результат окремо взятої доби, тоді як оптимізатор, маючи ширший часовий проміжок, краще ідентифікує стійкі періоди високих тарифів і ефективніше використовує їх для власного виробництва електроенергії. Крім того, протягом місяця враховується повний цикл робочих і вихідних днів, що забезпечує більш повне відображення реального профілю споживання котельні та тарифних змін, дозволяючи когенераційним установкам частіше і довше працювати в найвигіднішому режимі повної потужності, де їхня питома вартість виробництва електроенергії є мінімальною. Саме це сприяє більш повному використанню потенціалу власного виробництва електроенергії та, як наслідок, зростанню загальної економічної віддачі від системи.

Ці результати підтверджують, що використання КГУ та СЕС це не короткострокове резервування живлення, а фундаментальна стратегія керування електропостачанням котельної. Економія понад два мільйони гривень на місяць є потужним аргументом для КПТМ «Криворіжтепломережа» на користь інвестицій, що забезпечує швидку окупність обладнання.

Висновки до розділу 3

У розділі розроблено й протестовано систему оптимального керування когенераційними установками котельні «Центральна» з урахуванням роботи сонячної електростанції та змінних тарифів. Задачу сформульовано як цілочисельне лінійне програмування, що дозволяє одночасно враховувати безперервні (потужність, споживання) та дискретні (режими вмикання/вимикання) змінні. На основі цієї моделі створено програму, яка визначає оптимальний добовий графік роботи КГУ, мінімізуючи експлуатаційні витрати за рахунок економічно доцільного поєднання власної генерації та купівлі електроенергії з мережі. Чисельне моделювання показало зниження матеріальних витрат на 16–18%. Система приймає рішення, порівнюючи маржинальні витрати виробництва електроенергії з поточними

тарифами, уникнувши дорогих проміжних режимів і максимально використовуючи ефективний 100% режим КГУ у години пікових тарифів. Таким чином, запропонована система не лише забезпечує резервне живлення, але й створює стабільний економічний ефект, підвищуючи енергетичну незалежність котельні.

ВИСНОВКИ

1. У роботі обґрунтовано актуальність застосування когенераційних установок для забезпечення резервного електропостачання котельні «Центральна» КПТМ «Криворіжтепломережа», оскільки її робота критично залежить від стабільного живлення насосного обладнання, а зовнішнє електропостачання є вразливим через залежність від зовнішніх ліній 6 кВ.
2. Запропоновано та технічно обґрунтовано архітектуру гібридної енергосистеми, що поєднує дві когенераційні установки Jenbacher JMS 420 GS-N.L загальною потужністю 3000 кВт і сонячну електростанцію потужністю 1000 кВт, що забезпечує надлишок потужності (4000 кВт при споживанні 3400 кВт) для підвищення надійності та компенсації нестабільності сонячної генерації.
3. Проведено детальний аналіз ефективності обраної когенераційної установки, включаючи розрахунок електричного, теплового та загального ККД (до 87,9%), питомої витрати палива, викидів та економії палива порівняно з роздільним виробництвом тепла й електроенергії, яка становить близько 37,7%.
4. Підтверджено технічну реалізованість запропонованого рішення шляхом моделювання ступінчастого пуску когенераційних установок: система успішно переходить у автономний режим за 15 хвилин, забезпечуючи безперервне живлення обладнання котельні, що підкреслює подвійну роль КГУ як джерела резервного живлення.
5. Розроблено математичну модель оптимального керування роботою когенераційними установками та сонячною електростанцією у вигляді задачі цілочисельного лінійного програмування, яка одночасно враховує безперервні (потужність, споживання) та дискретні (режими вмикання/вимикання) змінні, а також змінні тарифи на електроенергію та витрати на газ.

6. На основі розробленої моделі створено програму, яка визначає оптимальний добовий графік роботи енергоустановок, мінімізуючи експлуатаційні витрати. Чисельне моделювання показало економію понад 60 тис. грн на добу (16,16%) та майже 2,19 млн грн на місяць (17,72%) за рахунок економічно доцільного поєднання власної генерації та купівлі електроенергії з мережі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. National Institute of Building Sciences (n.d.) Combined Heat and Power (CHP). Retrieved October 9, 2025, from <https://www.wbdg.org/resources/combined-heat-and-power-chp>
2. U.S. Environmental Protection Agency (n.d.) What Is CHP? Retrieved October 9, 2025, from <https://www.epa.gov/chp/what-chp>
3. Iliev, I. K., Terziev, A. K., Beloev, H. I., Nikolaev, I., & Georgiev, A. G. (2021). Comparative analysis of the energy efficiency of different types co-generators at large scales CHPs. *Energy*, 221, 119755. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.119755>
4. Sanaye, S., & Mohammadi Nasab, A. (2012). Modeling and optimizing a CHP system for natural gas pressure reduction plant. *Energy*, 40(1), 358–369. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.01.060>
5. Ahmadi, P., Almasi, A., Shahriyari, M., & Dincer, I. (2012). Multi-objective optimization of a combined heat and power (CHP) system for heating purpose in a paper mill using evolutionary algorithm. *International Journal of Energy Research*, 36(1), 46–63. <https://doi.org/10.1002/er.1781>
6. Pilavachi, P. A. (2000). Power generation with gas turbine systems and combined heat and power. *Applied Thermal Engineering*, 20(15), 1421–1429. [https://doi.org/10.1016/S1359-4311\(00\)00016-8](https://doi.org/10.1016/S1359-4311(00)00016-8)
7. Pavlas, M., Stehlík, P., Oral, J., & Šikula, J. (2006). Integrating renewable sources of energy into an existing combined heat and power system. *Energy*, 31(13), 2499–2511. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.11.003>
8. Zeng, X., & Berti, S. (2020). New optimization method based on energy management in microgrids based on energy storage systems and combined heat and power. *Computational Intelligence*, 36(1), 55–79. <https://doi.org/10.1111/coin.12238>
9. Uris, M., Linares, J. I., & Arenas, E. (2015). Size optimization of a biomass-fired cogeneration plant CHP/CCHP (Combined heat and power/Combined heat, cooling and power) based on Organic Rankine Cycle for a

district network in Spain. *Energy*, 88, 935–945.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.07.054>

10. Razmi, A. R., Heydari Afshar, H., Pourahmadiyan, A., & Torabi, M. (2021). Investigation of a combined heat and power (CHP) system based on biomass and compressed air energy storage (CAES). *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 46, 101253.
<https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101253>

11. Gambini, M., & Vellini, M. (2015). High Efficiency Cogeneration: Electricity from Cogeneration in CHP Plants. *Energy Procedia*, 81, 430–439.
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.12.117>

12. Vishwanathan, G., Sculley, J. P., Fischer, A., & Zhao, J.-C. (2018). Techno-economic analysis of high-efficiency natural-gas generators for residential combined heat and power. *Applied Energy*, 226, 1064–1075.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.06.013>

13. Lund, R., & Mathiesen, B. V. (2015). Large combined heat and power plants in sustainable energy systems. *Applied Energy*, 142, 389–395.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.013>

14. Li, X., Gui, D., Zhao, Z., Li, X., Wu, X., Hua, Y., Guo, P., & Zhong, H. (2021). Operation optimization of electrical-heating integrated energy system based on concentrating solar power plant hybridized with combined heat and power plant. *Journal of Cleaner Production*, 289, 125712.
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125712>

15. Gvozdenac, D., Urošević, B. G., Menke, C., Urošević, D., & Bangviwat, A. (2017). High efficiency cogeneration: CHP and non-CHP energy. *Energy*, 135, 269–278. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.06.143>

16. Ghaedi, A., Gorginpour, H., & Noroozi, E. (2021). Operation Studies of the Power Systems Containing Combined Heat and Power Plants. *Journal of Operation and Automation in Power Engineering*, 9(2), 160–171.
<https://doi.org/10.22098/joape.2021.7643.1541>

17. Ellamla, H. R., Staffell, I., Bujlo, P., Pollet, B. G., & Pasupathi, S. (2015). Current status of fuel cell based combined heat and power systems for residential sector. *Journal of Power Sources*, 293, 312–328. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2015.05.050>
18. Dobre, C., Costin, M., & Constantin, M. (2024). A Review of Available Solutions for Implementation of Small–Medium Combined Heat and Power (CHP) Systems. *Inventions*, 9(4), 82. <https://doi.org/10.3390/inventions9040082>
19. Diaz C., J. L., Ocampo-Martinez, C., Panten, N., Weber, T., & Abele, E. (2019). Optimal operation of combined heat and power systems: An optimization-based control strategy. *Energy Conversion and Management*, 199, 111957. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.111957>
20. De Souza, R., Casisi, M., Micheli, D., & Reini, M. (2021). A Review of Small–Medium Combined Heat and Power (CHP) Technologies and Their Role within the 100% Renewable Energy Systems Scenario. *Energies*, 14(17), 5338. <https://doi.org/10.3390/en14175338>
21. Brown, M. A., & Herrera, V. S. (2021). Combined heat and power as a platform for clean energy systems. *Applied Energy*, 304, 117686. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117686>
22. Alsagri, A. S., & Alrobaian, A. A. (2022). Optimization of Combined Heat and Power Systems by Meta-Heuristic Algorithms: An Overview. *Energies*, 15(16), 5977. <https://doi.org/10.3390/en15165977>
23. Keihan Asl, D., Seifi, A. R., Rastegar, M., & Mohammadi, M. (2020). Multi-objective optimal operation of integrated thermal-natural gas-electrical energy distribution systems. *Applied Thermal Engineering*, 181, 115951. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.115951>