

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва та транспорту
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“ ___ “ _____ 2025 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої освіти
на тему:
**«Основні напрями підвищення ефективності
когенераційних установок для енергопостачання
переробних підприємств»**

Виконав здобувач вищої освіти
__II__ курсу, групи ЕНМ-24М
ОПП «Енергетичний менеджмент»
141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
_____ Ярослав САДОВСЬКИЙ
« ___ » _____ 2025 р.

Керівник роботи к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
« ___ » _____ 2025 р.

Рецензент

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва та транспорту
Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту
Освітній ступінь магістр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ:
Завідувач кафедри
Плешков П.Г.
« » 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Садовського Ярослава Андрійовича
(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Основні напрями підвищення ефективності когенераційних установок для енергопостачання переробних підприємств
Main directions for improving the efficiency of cogeneration plants for energy supply to processing enterprises
2. Керівник роботи (проекту) Плешков Петро Григорович, к.т.н., професор
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)
3. Строк подання студентом роботи до захисту 01.12.2025 р.
4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) Вступ; Комплексна характеристика застосування когенераційних енергосистем у переробній індустрії; Особливості вибору та інтеграції когенераційних установок; Формування основних напрямів підвищення ефективності когенераційних установок для енергопостачання переробних підприємств; Організація локальної системи обліку електроенергії переробного підприємства; Економічні переваги використання когенераційної установки; Охорона праці в когенераційних установках; Висновки

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Савеленко І.В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>06.10.25</i>	
2	<i>Комплексна характеристика застосування когенераційних енергосистем у переробній індустрії</i>	<i>13.10.25</i>	
3	<i>Особливості вибору та інтеграції когенераційних установок</i>	<i>20.10.25</i>	
4	<i>Формування основних напрямів підвищення ефективності когенераційних установок для енергопостачання переробних підприємств</i>	<i>27.10.25</i>	
5	<i>Організація локальної системи обліку електроенергії переробного підприємства</i>	<i>10.11.25</i>	
	<i>Економічні переваги використання когенераційної установки</i>		
6	<i>Охорона праці в когенераційних установках</i>	<i>17.11.25</i>	
7	<i>Висновки</i>	<i>24.11.25</i>	
8	<i>Оформлення пояснювальної записки МР</i>	<i>28.11.25</i>	
9	<i>Оформлення презентаційної частини МР</i>	<i>01.12.25</i>	

Дата видачі завдання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис керівника _____

Петро ПЛЄШКОВ

Завдання прийнято до виконання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис здобувача _____

Ярослав САДОВСЬКИЙ

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота: 88 с.; 21 рис.; 6 табл.; 15 джерел.

Садовський Я. А. Основні напрями підвищення ефективності когенераційних установок для енергопостачання переробних підприємств. - Рукопис.

Магістерська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Енергетичний менеджмент». - Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2025 рік.

У роботі досліджено технічні, організаційні та економічні аспекти підвищення ефективності когенераційних установок, що застосовуються для енергопостачання переробних підприємств. Проведено порівняльний аналіз типів первинних двигунів, режимів роботи КУ, методів оптимізації теплових і електричних навантажень, а також можливостей застосування когенераційних кластерів.

У дослідженні обґрунтовано технічні рішення щодо підвищення паливної ефективності та підвищення надійності роботи установок. Виконано розрахунок економічної ефективності застосування когенераційної установки на основі актуальних тарифів та оновлених експлуатаційних показників.

Результати роботи підтверджують, що впровадження сучасних когенераційних технологій є одним із ключових інструментів підвищення енергетичної незалежності та конкурентоспроможності українських переробних підприємств, забезпечуючи значну економію паливних ресурсів, зниження витрат та покращення екологічних показників.

Ключові слова: когенерація; міні-ТЕЦ; енергоефективність; газопоршневі установки; газотурбінні установки, комбіноване виробництво енергії; підвищення ефективності

ABSTRACT

Qualification work: 88 p.; 21 fig.; 6 tables; 15 sources.

Sadovsky Ya. A. Main directions of increasing the efficiency of cogeneration plants for energy supply of processing enterprises. - Manuscript.

Master's thesis in specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Energy management". - Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2025.

The work investigates the technical, organizational and economic aspects of increasing the efficiency of cogeneration plants used for energy supply of processing enterprises. A comparative analysis of the types of primary engines, modes of operation of the KU, methods for optimizing thermal and electrical loads, as well as the possibilities of using cogeneration clusters is carried out.

The study substantiates technical solutions for increasing fuel efficiency and increasing the reliability of the plants. The economic efficiency of using a cogeneration unit was calculated based on current tariffs and updated operational indicators.

The results of the work confirm that the introduction of modern cogeneration technologies is one of the key tools for increasing energy independence and competitiveness of Ukrainian processing enterprises, ensuring significant savings in fuel resources, reducing costs and improving environmental performance.

Keywords: cogeneration; mini-CHP; energy efficiency; gas piston units; gas turbine units, combined energy production; increasing efficiency.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	8
1	КОМПЛЕКСНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАСТОСУВАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ У ПЕРЕРОБНІЙ ІНДУСТРІЇ.....	10
1.1	Сутність та принцип дії когенераційних систем.....	10
1.2	Переваги впровадження когенераційних енергетичних установок.....	11
1.2.1	Переваги технології когенерації.....	14
1.2.2	Переваги надійності когенераційних систем.....	14
1.2.3	Екологічні переваги когенерації.....	15
1.3	Когенерація в світовій енергетиці.....	16
1.4	Сучасний розвиток когенераційних технологій в Україні та практичні приклади їх впровадження.....	18
1.5	Паливно-енергетичні ресурси Кіровоградської області та їх роль в розвитку когенераційних систем.....	21
2	ОСОБЛИВОСТІ ВИБОРУ ТА ІНТЕГРАЦІЇ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК.....	23
2.1	Критерії вибору первинного двигуна когенераційної установки.	23
2.2	Структурні підходи до формування схем когенераційних енергетичних комплексів.....	24
2.2.1	Двигуни внутрішнього згорання (ГПА)	26
2.2.2	Газотурбінні енергетичні установки.....	30
2.2.3	Парогазові енергетичні установки.....	33
2.3	Режими роботи когенераційної установки.....	34
2.3.1	Особливості експлуатації та вибору режиму.....	35
2.3.2	Порівняння газових двигунів.....	36
2.4	Аналіз об'єднаного використання теплової та електричної енергії.....	43
2.5	Підключення синхронних генераторів до паралельної роботи з мережею.....	45

3	ФОРМУВАННЯ ОСНОВНИХ НАПРЯМІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК ДЛЯ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ПЕРЕРОБНИХ ПІДПРИЄМСТВ.....	51
3.1	Термодинамічні критерії енергоефективності.....	52
3.2	Оптимізація роботи двигунів та генераторів.....	53
3.2.1	Підвищення електричного ККД.....	53
3.2.2	Мінімізація втрат у генераторах.....	53
3.3	Підвищення ефективності трактів утилізації теплоти.....	54
3.4	Модернізація систем автоматизації та впровадження цифрового моніторингу.....	55
3.5	Застосування відновлюваних газів та низькоемісійних технологій.....	56
3.6	Зменшення втрат при транспортуванні енергії та інтеграція в локальні теплові мережі.....	57
3.7	Підвищення надійності та безперервності енергопостачання....	57
3.8	Комплексна інтеграція в енергетичний баланс підприємства....	59
3.9	Скорочення питомих витрат палива за рахунок економічності ГТУ та теплового навантаження котла.....	62
4	ОРГАНІЗАЦІЯ ЛОКАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ПЕРЕРОБНОГО ПІДПРИЄМСТВА.....	67
4.1	Система управління когенераційною установкою.....	67
4.2	Структура та принцип роботи АІЕС.....	69
4.3	Розрахунок споживання електроенергії.....	70
4.4	Призначення АІЕС.....	71
5	ЕКОНОМІЧНІ ПЕРЕВАГИ ВИКОРИСТАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ.....	72
5.1	Розрахунок економічної ефективності інтеграції КУ в енергобаланс переробного підприємства.....	72
5.2	Оцінка економічної ефективності впровадження когенераційної установки.....	74
5.1.1	Вихідні техніко-економічні дані.....	74
5.1.2	Електроенергія для промислових споживачів.....	75

5.1.3	Теплова енергія з газових котелень.....	75
5.1.4	Фонд оплати праці та ремонтні витрати.....	75
5.1.5	Річний обсяг виробництва електро- та теплоенергії.....	76
5.1.6	Витрати на природний газ.....	77
5.1.7	Загальні експлуатаційні витрати та річний ефект.....	77
5.1.8	Термін окупності інвестицій.....	77
6	ОХОРОНА ПРАЦІ В КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВКАХ.....	80
6.1	Приєднання когенераційних установок до електричних та теплових мереж.....	80
6.2	Заходи безпеки при обслуговування когенераційних установок..	81
	ВИСНОВКИ.....	85
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	87

ВСТУП

Енергозабезпечення переробних підприємств є одним із ключових чинників їх конкурентоспроможності, стабільності виробничих процесів та економічної ефективності. Сучасні переробні підприємства функціонують в умовах зростаючої вартості енергоресурсів, посилення екологічних вимог та необхідності забезпечення високої надійності енергопостачання. У таких умовах особливої актуальності набувають високоефективні енерготехнології, здатні забезпечити гнучке, надійне та економічно доцільне енергопостачання. Одним із найбільш результативних напрямів є впровадження когенераційних установок, які забезпечують комбіноване виробництво електричної та теплової енергії.

Когенерація дозволяє досягати паливної ефективності на рівні 75-90%, що істотно вище показників традиційних роздільних систем генерації. Завдяки утилізації відпрацьованого тепла значно зменшується питомий обсяг викидів парникових газів і покращуються техніко-економічні показники підприємства. Для переробної промисловості, де характерними є стабільні теплові навантаження та висока вартість перерв в роботі, такі переваги набувають стратегічного значення.

Разом із тим ефективність когенераційних установок залежить від комплексу факторів: вибору типу і параметрів технологічної схеми, технологій утилізації тепла, систем керування навантаженнями, інтеграції з локальними мережами та використання сучасних цифрових інструментів моніторингу. На сучасному етапі розвитку енергетики дедалі більшого значення набувають питання адаптації когенераційних установок до змінного характеру теплових і електричних навантажень, підвищення їх маневровості та сумісності з відновлюваними джерелами енергії.

У зв'язку із цим актуальним завданням є дослідження основних напрямів підвищення ефективності когенераційних систем для потреб переробних підприємств, а також визначення шляхів оптимізації їх роботи з урахуванням сучасних вимог енергетичної безпеки та сталого розвитку.

Запропонована робота присвячена аналізу технологічних та організаційних рішень, що дозволяють підвищити продуктивність, енергоефективність і надійність когенераційних установок, а також сприяти скороченню енергетичних витрат у промисловості.

1 КОМПЛЕКСНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАСТОСУВАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ У ПЕРЕРОБНІЙ ІНДУСТРІЇ

1.1 Сутність та принцип дії когенераційних систем

Когенераційні енергетичні комплекси забезпечують паралельне виробництво теплової та електричної енергії в межах одного технологічного циклу. Такий підхід дає змогу значно підвищити загальний коефіцієнт корисного використання палива, оскільки енергія, яка в традиційних схемах розсіюється в довкілля, перетворюється в корисні теплові потоки. Комбіноване виробництво енергії особливо ефективно тоді, коли обидві енергетичні складові споживаються безпосередньо на підприємстві - це дозволяє мінімізувати втрати та підвищити економічну доцільність експлуатації обладнання.

Сучасна когенераційна установка являє собою електротехнічний модуль, який оснащений газопоршневим або газотурбінним двигуном, що працює на природному газі, біогазі чи альтернативних видах палива. В складі системи присутні високоефективні теплоутилізаційні вузли, які забезпечують відбір теплової енергії з вихлопних газів, охолоджувальної рідини та мастильних контурів. Застосування багатоканальної утилізації дозволяє суттєво підвищити загальну теплотехнічну ефективність, яка у сучасних установках часто перевищує 80-90%.

Когенераційні комплекси можуть працювати:

- як джерела теплової енергії - для систем опалення, підігріву теплоносія та гарячого водопостачання;
- як електрогенеруючі установки - в режимі з паралельною роботою з мережею, у автономному режимі або як резервні джерела живлення в разі аварійних відключень.

Типова структура когенераційної установки включає силовий агрегат, електричний генератор, теплообмінне обладнання та систему автоматизованого керування. За рахунок відбору тепла з кількох джерел одна

установка, що виробляє 100 кВт електричної потужності, здатна забезпечити приблизно 140-170 кВт теплової енергії у формі гарячої води. Такий баланс робить когенерацію економічно вигідною для підприємств зі стабільними тепловими навантаженнями.

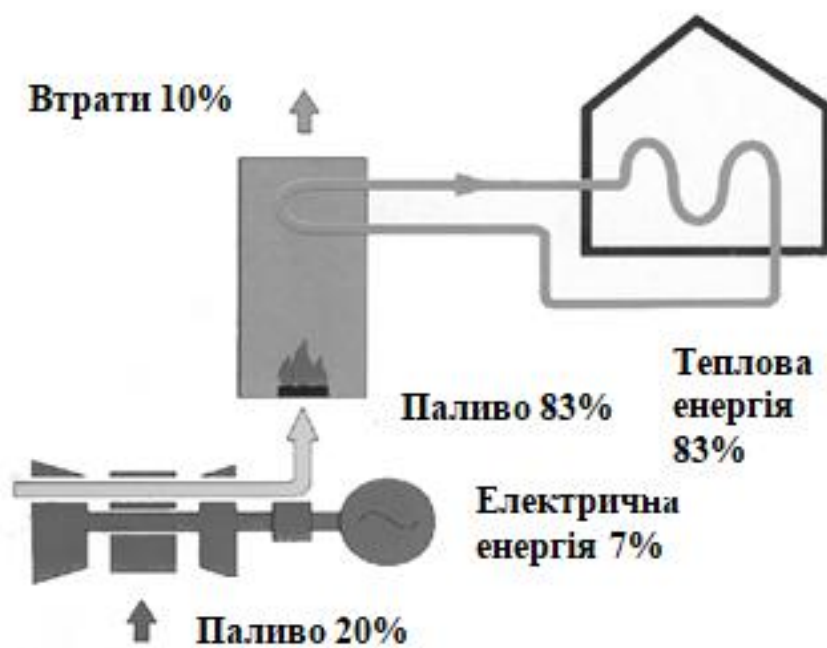


Рисунок 1.1 - Теплова схема когенераційної установки

Використання когенерації забезпечує підприємствам не лише зниження енерговитрат, а й підвищення енергетичної незалежності та надійності електропостачання. Це особливо важливо для переробних виробництв, де перерви в енергопостачанні спричиняють значні технологічні та фінансові втрати.

1.2 Переваги впровадження когенераційних енергетичних установок

Когенераційні комплекси мають широкий спектр застосування та можуть забезпечувати енергією практично всі галузі господарства. Вони ефективно працюють на промислових підприємствах, у сільському господарстві, у сфері послуг (пекарні, пранні комплекси, хімчистки), у готелях, торгівельно-адміністративних центрах, спортивних спорудах,

медичних та санаторних закладах, у житловій забудові та приватному секторі.

Головна перевага когенераційної станції полягає у високому коефіцієнті використання палива, оскільки теплова енергія, яка у традиційних системах повністю втрачається, тут використовується для забезпечення споживачів. Це дає змогу суттєво зменшити витрати на тепло та електропостачання. За різними оцінками, застосування когенераційної установки дозволяє знизити витрати на енергію приблизно на 100 доларів США на 1 кВт встановленої потужності, а також забезпечити зростання енергетичної незалежності підприємства.

Порівняно з централізованими джерелами теплопостачання міні-ТЕЦ характеризуються низькими втратами енергії під час транспортування, високою автономністю роботи та можливістю передавати надлишок електроенергії в мережу. Для котелень особливо важливим є те, що когенерація дозволяє зменшити собівартість тепла і підвищити загальну ефективність енергетичного обладнання.

Серед ключових технічних і економічних переваг когенераційних установок варто відзначити:

- зменшення паливних витрат при виробництві електроенергії на 20-30%, що є результатом комплексної утилізації тепла;
- зниження втрат у теплових і електричних мережах, оскільки енергія виробляється безпосередньо у місці споживання;
- підвищення маневровості енергосистеми, адже когенераційні агрегати здатні працювати в пікових режимах;
- потенційне зменшення тарифів за рахунок оптимізації роботи локальних джерел та зменшення навантаження на центральні енергокомпанії;
- зростання якості енергії - стабільні параметри напруги, частоти та температури теплоносія.

У великих містах когенераційні електростанції можуть суттєво розвантажувати електричні мережі, створюючи умови для підключення

нових споживачів без необхідності будівництва додаткової інфраструктури. Вони особливо ефективні для об'єктів промисловості, лікарень, нафтопереробних підприємств, газокompресорних станцій, котелень та житлових масивів.

Когенераційна установка забезпечує стабільне постачання тепла та електроенергії у співвідношенні приблизно 1:1,5. Отримані доходи від реалізації теплової та електричної енергії зазвичай повністю покривають витрати на її встановлення та експлуатацію. Окупність капітальних інвестицій становить орієнтовно три-чотири роки, що значно швидше, ніж фінансування підключення до централізованих тепломереж.

Суттєва перевага полягає в тому, що капітальні витрати на встановлення когенераційної станції повертаються у вигляді знижених експлуатаційних витрат, тоді як інвестиції, пов'язані з будівництвом підстанцій і теплотрас для підключення до централізованих джерел, фактично не відшкодовуються.

Когенерація значно підвищує надійність енергопостачання та створює можливості для маневру під час пікових навантажень. Для енергосистем з циклічним графіком споживання можна застосовувати накопичення теплової енергії або теплові насоси, які дозволяють перетворювати надлишок електроенергії в теплоту у періоди мінімального електричного навантаження.

Комбінований режим виробництва електричної та теплової енергії економічно вигідніший, ніж окреме виробництво тепла в котельнях та електроенергії на конденсаційних електростанціях. Вартість одиниці енергії, отриманої при когенерації, зростає на 35-40% в порівнянні зі звичайними схемами, а при підвищенні тарифів на електричну енергію цей ефект збільшується ще більше.

Використання 1 м³ газу за коефіцієнта корисної дії 0,85 дає приблизно 8 кВт·год теплової енергії або 2,8 кВт·год електричної енергії (при ККД електричної генерації близько 30%). Таким чином, комбіноване виробництво забезпечує максимальну віддачу з кожної одиниці палива.

Узагальнюючи, впровадження когенераційних установок не лише зменшує витрати підприємств на енергоресурси, але й підвищує надійність та стійкість енергопостачання регіону, знижує навантаження на мережі й сприяє раціональному використанню палива.

1.2.1 Переваги технології когенерації

Когенераційні системи сьогодні належать до найефективніших енергетичних технологій у світі. Їх головна особливість - поєднання високої паливної ефективності, екологічності та автономності. На відміну від традиційних конденсаційних електростанцій, де значна частина тепла втрачається через конденсатори, когенерація дозволяє використовувати цю теплоту для потреб споживачів, підвищуючи загальний ККД до 80-90%.

Фактично когенерація - це не просто одночасне виробництво електричної та теплової енергії, а комплексна концепція розподіленої енергетики. Вона поєднує виробництво енергії на місці споживання з оптимізацією енергобалансів підприємства, що забезпечує значне скорочення паливних та експлуатаційних витрат і підвищення енергетичної незалежності.

1.2.2 Переваги надійності когенераційних систем

З розвитком цифрових технологій і автоматизації вимоги до якості та надійності електропостачання істотно зросли. Для багатьох підприємств навіть короткочасні збої у електроживленні призводять до втрати інформації, пошкодження обладнання чи простоїв виробництва. Центральні мережі не завжди здатні забезпечити стабільні параметри напруги та частоти, особливо в умовах зношеної інфраструктури.

Когенераційні установки дозволяють споживачам уникнути залежності від нестабільної енергосистеми, оскільки виробництво енергії відбувається безпосередньо на об'єкті. Власне джерело електроенергії знімає потребу в будівництві нових ліній електропередач, підстанцій чи теплотрас під час розширення підприємства. Нові модулі легко інтегруються в існуючу схему енергопостачання.

Розташування енергоцентру поруч зі споживачем також підвищує енергетичну безпеку - постачання стає незалежним від аварій у зовнішніх мережах, стихійних явищ або техногенних подій. Розподілені когенераційні станції, на відміну від великих електростанцій, менш уразливі до масштабних відключень, оскільки працюють автономно та використовують доступні види палива - переважно природний газ, біогаз, синтез-газ.

Для критично важливих об'єктів (інформаційні центри, банки, медичні заклади, промислові виробництва) когенерація забезпечує рівень безперервності електроживлення до 99,999%, тоді як централізовані мережі - близько 99,9%. Така різниця є суттєвою для підприємств, що зазнають мільйонних збитків від хвилиних відключень.

1.2.3 Екологічні переваги когенерації

Виробництво електричної та теплової енергії є одним із ключових джерел забруднення довкілля. Когенераційні системи, які використовують паливо у 2-3 рази ефективніше, ніж традиційні електростанції, зменшують викиди оксидів азоту, сірки та летких органічних речовин у кілька разів. Це безпосередньо знижує навантаження на атмосферу та покращує екологічний стан регіонів.

Національна енергетика залишається відповідальною за значну частину шкідливих викидів: понад половину SO_2 , близько чверті NO_x та третину CO_2 - головного парникового газу. Ці забруднювачі сприяють зміні клімату, утворенню кислотних дощів, смогу та забрудненню водойм, а також пов'язані зі зростанням кількості респіраторних захворювань. Когенераційні установки, на відміну від великих електростанцій, мають значно нижчі показники емісій та зазвичай розташовуються на підприємствах, що мінімізує їхній вплив на довкілля.

Когенерація є особливо цінною для територій, де розвиток промисловості обмежується екологічними нормативами. Вона також сприяє поліпшенню мікроклімату в будівлях: у поєднанні з осушувальними системами когенерація забезпечує кращий контроль вологості, зменшує

ризик утворення плісняви й поширення бактерій. Додавання абсорбційних холодильних машин додатково скорочує викиди парникових газів.

Важливою є можливість утилізації метану на полігонах твердих відходів та очисних спорудах. Використання його для когенерації знижує викиди в атмосферу приблизно у 20 разів порівняно із спалюванням газу у факелах і водночас забезпечує місто додатковою електроенергією.

1.3 Когенерація в світовій енергетиці

В глобальній енергетиці зберігається стійка тенденція зростання попиту на електричну та теплову енергію, незважаючи на розвиток енергозберігаючих технологій і структурні зміни у промисловості. Це створює сприятливі умови для поширення когенераційних установок - як однієї з ключових складових малої та розподіленої енергетики.

За останні роки ринок обладнання для когенерації суттєво зріс: глобальна вартість ринку когенераційного обладнання оцінюється приблизно в 30 млрд дол. США у 2024 р., і прогнозується зростання з темпом близько 4 % щорічно до 2035 р. [10].

Хоча точні світові дані по частці когенерації у виробництві електроенергії обмежені, аналітичні доповіді показують, що когенерація особливо поширена в країнах Європейського Союзу, де екологічні й енергетичні політики стимулюють впровадження комбінованих систем генерації. Наприклад, у 2024 р. низьковуглецеві джерела (як відновлювані + ядерні) забезпечили понад 40 % світової генерації електроенергії. Регіональні ринки також демонструють різні темпи проникнення когенерації. Наприклад, у Африці частка когенерації у виробництві електроенергії у 2021 р. становила лише близько 0,15 %. [10].

Сьогодні провідними виробниками когенераційного обладнання залишаються великі міжнародні компанії, такі як: Siemens, Wärtsilä, Caterpillar, Mitsubishi Heavy Industries, GE Jenbacher тощо.

Таким чином, технологія когенерації набуває дедалі більшого значення у світовій енергетиці - як засіб підвищення ефективності палива, зниження викидів та забезпечення енергетичної безпеки. Її розвиток особливо перспективний в регіонах з високими тепловими навантаженнями, нестабільними енергомережами або обмеженим доступом до централізованого енергопостачання.

Таблиця 1.1 - Порівняння рівня розвитку когенерації у світі (станом на 2024 р.)

Регіон / країна	Частка когенерації у виробництві електроенергії	Особливості розвитку	Основні драйвери
ЄС загалом	11-12%	Активне стимулювання через Green Deal; високі тарифи на CO ₂	екологія, декарбонізація
Данія	~50%	Один зі світових лідерів	тепломережі, підтримка держави
Нідерланди	30-35%	Потужний промисловий сектор	енергоємна промисловість
Німеччина	18-20%	Програма CHP Act - державні дотації	стабільність мереж
США	8-9%	Швидке зростання у промисловості	дешевий природний газ
Японія	12-14%	Масове використання мікро-КУ (ENE-FARM)	енергобезпека
Китай	10-12%	Підтримка комбінованого виробництва тепла	скорочення викидів
Африка загалом	<1%	Початковий етап розвитку	нестабільність мереж
Світ у середньому	7-8%	Нерівномірне впровадження	енергетичні реформи

Ключові тенденції світової когенерації (2020-2024)

- сталий приріст ринку когенераційного обладнання на 3,5-4% щороку;
- перехід Європи та Японії до малої та мікрокогенерації (до 50 кВт);
- використання біогазу, водню та синтез-газів у КУ нового покоління;

- швидке зростання газопоршневих технологій завдяки їхній ефективності та низькій вартості;
- інтеграція когенерації у теплові мережі мегаполісів (Копенгаген, Гамбург, Осака);
- запуск високоефективних парогазових когенераційних блоків класу H з ефективністю 90%+.

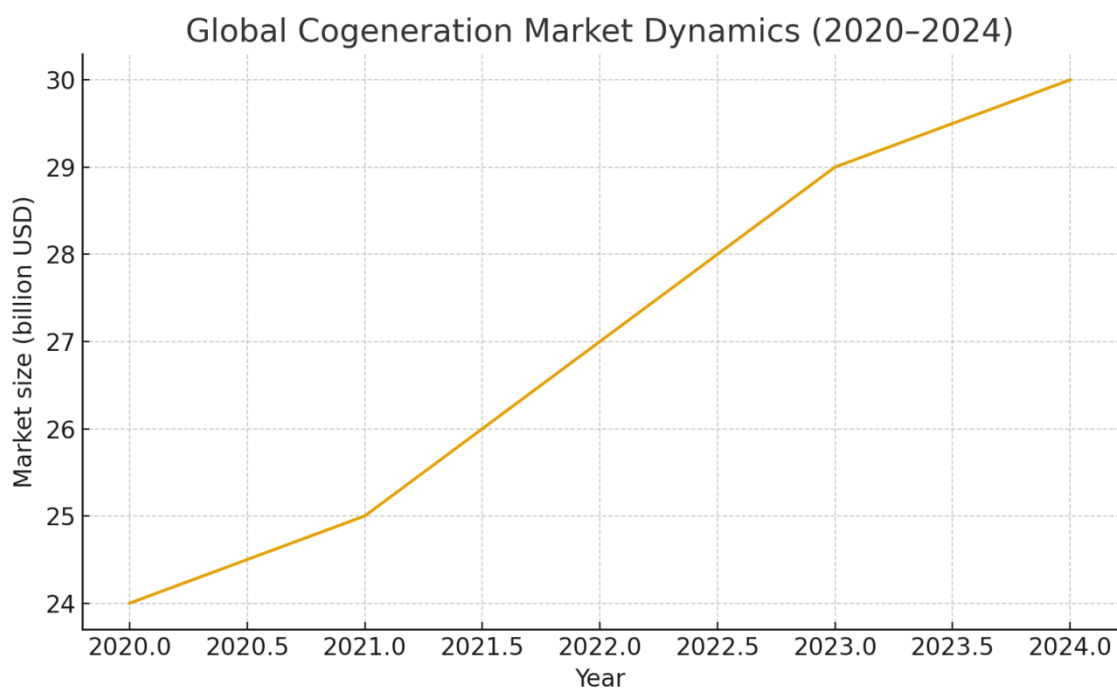


Рисунок 1.2 - Динаміка світового ринку когенераційного обладнання за 2020-2024 роки

1.4 Сучасний розвиток когенераційних технологій в Україні та практичні приклади їх впровадження

Розвиток когенераційних технологій в Україні набув особливої актуальності в умовах зростання цін на природний газ, необхідності підвищення енергоефективності промислових підприємств та трансформації централізованих систем теплопостачання. Національна енергосистема характеризується високим рівнем спрацювання генеруючого обладнання та низькими показниками ефективності, тому перехід до розподіленої генерації

з використанням когенераційних установок є стратегічно важливим напрямом модернізації.

У 2020-2024 роках в Україні спостерігається поступове зростання кількості когенераційних об'єктів, насамперед на промислових підприємствах, у комунальному секторі та на об'єктах сфери послуг. Основними споживачами когенераційних систем є харчова промисловість, агропереробка, хімічні підприємства, нафтогазовий сектор, теплокомуненерго та медичні заклади. Значний інтерес до малої когенерації проявляють також логістичні центри та торговельно-розважальні комплекси, які мають значні теплові навантаження протягом року.

Приклади вдало реалізованих проєктів в Україні

1) Когенераційні системи теплокомуненерго (ТКЕ)

У багатьох містах - Києві, Львові, Вінниці, Дніпрі, Кременчуці - комунальні підприємства впроваджують модульні когенераційні установки для підвищення ефективності тепломереж. Установки на базі газопоршневих двигунів забезпечують часткову електричну автономність котелень, скорочують втрати у мережах та забезпечують стабільне теплопостачання навіть у періоди максимальних навантажень. Економія витрат на паливо становить у середньому 20-25%.

2) Промислові когенераційні станції агросектора

Агрохолдинги та елеватори активно встановлюють когенераційні модулі, що працюють на природному газі, біогазі чи синтез-газі після газифікації відходів. На біогазових комплексах (підприємства у Львівській, Полтавській та Чернігівській областях) КУ забезпечують не лише потреби виробництва, але й дозволяють продавати надлишкову електроенергію в мережу через «зелений тариф». ККД таких систем сягає 85-90%.

3) Енергетичні центри підприємств харчової промисловості

Пивоварні, молокозаводи та підприємства глибокої переробки зернових впроваджують когенерацію для забезпечення технологічними парами, гарячою водою та електроенергією. Приклади успішних установок

зафіксовані в Київській, Харківській та Тернопільській областях. Впровадження КУ дозволило скоротити витрати на власне енергозабезпечення на 30-40%.

4) Використання когенерації в логістичних та торговельних центрах

Великі торгові й офісні центри у Києві, Харкові та Одесі інтегрували малі газові когенераційні установки для одночасного виробництва електроенергії та подачі тепла на системи вентиляції, опалення і гарячого водопостачання. У літній період теплова енергія використовується абсорбційними охолоджувачами для кондиціонування повітря, що дозволяє суттєво зменшити пікові електричні навантаження.

5) Когенераційні модулі в медичних закладах та університетах

Деякі лікарні та навчальні корпуси використовують когенерацію для забезпечення гарантованого енергопостачання критично важливих систем. Це забезпечує високу надійність електроживлення та зменшує залежність від зовнішніх мереж.

Основні драйвери розвитку когенерації в Україні

- потреба у підвищенні енергоефективності та зниженні витрат на паливо;
- зношеність централізованої генерації та тепломереж, яка стимулює перехід до розподіленої енергетики;
- курс на декарбонізацію та зменшення викидів;
- доступність сучасних газопоршневих модулів з ККД понад 90% (в тепловому та електричному балансі);
- інвестиційна привабливість проєктів із коротким строком окупності (3-5 років);
- можливість інтеграції когенерації з біогазовими установками, тепловими насосами, абсорбційними охолоджувачами та технологіями утилізації тепла.

1.5 Паливно-енергетичні ресурси Кіровоградської області та їх роль в розвитку когенераційних систем

Економічна доцільність роботи будь-якої когенераційної установки визначається сумарними витратами на виробництво електричної та теплової енергії, серед яких найбільшу частку традиційно становить вартість палива. Саме тому паливний баланс регіону має ключове значення для формування ефективної моделі енергопостачання. В умовах постійного зростання цін на енергоресурси питання раціонального використання палива залишаються актуальними на всіх етапах розвитку енергетики.

Газопоршневі та газотурбінні агрегати можуть працювати на широкому спектрі газоподібних палив, що дає змогу оптимізувати витрати на енергію. Для таких установок використовують природний газ, пропан-бутанові суміші, біогаз, газ полігонів твердих відходів, попутні гази нафтових родовищ. Багатопаливність газових двигунів забезпечується конструкцією їх системи живлення - можливістю встановлення кількох змішувальних пристроїв, що дозволяє адаптувати роботу агрегату до різних видів газу.

Згідно з прогнозами розвитку нафтогазового комплексу України до 2030 року, попит на природний газ та нафту залишатиметься високим, а значна частина потреб покриватиметься за рахунок імпорту. За таких умов особливого значення набуває максимальне використання місцевих паливних ресурсів. Для Кіровоградської області одним з перспективних джерел енергетичної сировини є буре вугілля Олександрійського родовища. Його переваги - невисока собівартість видобутку та можливість утилізації твердих залишків у виробництві будівельних матеріалів.

Традиційні підходи до використання бурого вугілля - пряме спалювання в котлах або виготовлення побутових брикетів - є малоефективними через високу вологість (до 60%) та значну зольність. Крім того, транспортування такого палива супроводжується перевезенням великої кількості баласту та підвищеним рівнем викидів SO₂, CO₂ і пилу. Значно

ефективнішим варіантом є газифікація бурого вугілля, що дозволяє отримати горючий газ із характеристиками, близькими до природного.

Застосування технологій газифікації має декілька важливих переваг. Вони дають можливість забезпечувати газопостачання регіонів, віддалених від магістральних газопроводів, інтенсифікувати виробничі процеси, покращити умови праці та водночас зменшити шкідливі викиди завдяки переходу від твердого палива до більш чистого газового. За розрахунками, якщо обсяг видобутку бурого вугілля становить близько 2,9 млн тонн на рік, а вихід газу - близько 2500 м³ з однієї тонни, можливе щорічне виробництво близько 7,25 млрд м³ синтез-газу. Це, у свою чергу, дозволяє генерувати понад 2,7 млрд кВт·год електроенергії та близько 182 млрд кДж теплової енергії.

Поєднання газифікації бурого вугілля з роботою газотурбінних чи когенераційних установок створює ефективну, гнучку й екологічно обґрунтовану систему енергопостачання. Перехід промислових і сільськогосподарських підприємств на такий тип генерації зменшує витрати на енергію порівняно з тарифами централізованих постачальників, дозволяє покривати пікові навантаження та підвищує рівень енергетичної автономності. Підприємства, що працюють у режимі місцевої теплофікації, отримують можливість повністю забезпечувати себе теплом і електроенергією, знижуючи собівартість продукції та забезпечуючи стабільність технологічних процесів незалежно від стану центральних мереж.

Таке рішення позитивно впливає і на регіональну інфраструктуру, оскільки скорочення навантаження на існуючі електромережі підвищує їхню надійність та покращує якість енергопостачання для населення Кіровоградщини.

2 ОСОБЛИВОСТІ ВИБОРУ ТА ІНТЕГРАЦІЇ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК

2.1 Критерії вибору первинного двигуна когенераційної установки

Первинний двигун є ключовим елементом когенераційної системи, оскільки саме він визначає рівень її енергоефективності, паливну економічність та здатність працювати у необхідних режимах. На практиці використовують декілька типів двигунів, які істотно відрізняються за потужністю, конструкцією та показниками ККД.

Поршневі газові двигуни вважаються оптимальним рішенням в діапазоні потужностей від 45 до 3500 кВт для одного модуля. Вони забезпечують високий ККД і стабільно працюють у системах, де необхідно отримувати великий обсяг електроенергії при помірних теплових навантаженнях. Компактні газові турбіни, нижня межа потужності яких становить приблизно 500 кВт, поступаються їм за ефективністю, тоді як агрегати понад 5 МВт демонструють значно кращу продуктивність у порівнянні з малоформатними установками. Парові турбіни найбільш доцільно застосовувати при одиничній потужності 5-10 МВт та більше, особливо там, де є доступ до технологічної пари.

Під час проектування КГУ доводиться враховувати низку суперечливих технічних і економічних факторів. Тип двигуна визначається відносною вартістю доступного палива, умовами встановлення обладнання, рівнем потреби у тепловій енергії та вимогами до надійності. Значення має також доступність сервісного обслуговування, ремонтної інфраструктури та те, наскільки легко двигун може працювати в паралельному режимі з електромережею.

Вибір конкретного типу первинного двигуна диктується вимогами замовника до температурних параметрів теплоносія, якості електроенергії, режимів роботи споживача та економічної доцільності. Поршневі ДВЗ зазвичай пропонують найвигідніше співвідношення витрати палива до

виробленої енергії, тому часто стають основним варіантом в системах, де електроенергія має вищу цінність в порівнянні з тепловою.

Розрізняють два основні режими роботи первинного двигуна. Номінальний режим передбачає роботу з максимальним навантаженням упродовж усього року, за винятком періодів планового технічного обслуговування. Короткочасне перевантаження до 10 % допускається не більше двох годин на добу. Резервний режим характерний для систем аварійного живлення, де двигун здатний працювати тривалий час без перевантажень під час відсутності живлення від основної мережі.

2.2 Структурні підходи до формування схем когенераційних енергетичних комплексів

В сучасній теплоенергетиці застосовується значна кількість конфігурацій когенераційних систем, однак більшість промислових завдань ефективно вирішується трьома базовими типами схем. Вони відрізняються типом первинного приводного двигуна, конструкцією електрогенератора та способом утилізації теплової енергії, що визначає їх придатність до різних виробничих умов та технологічних профілів. З огляду на це комбіноване виробництво енергії зазвичай реалізується в таких форматах:

- когенераційні модулі на основі газотурбінних агрегатів;
- установки з газопоршневими двигунами внутрішнього згоряння;
- енергетичні комплекси, побудовані за принципом парогазового циклу.

В системах, що працюють на базі газових турбін або газопоршневих двигунів, пріоритетним продуктом, як правило, є тепла енергія, тоді як виробництво електроенергії відіграє допоміжну роль. Частка електричної енергії в таких схемах зазвичай становить біля 20-30% від загального енергетичного балансу.



Рисунок 2.1 - Склад основних компонентів когенераційної установки

На відміну від них, парогазові когенераційні комплекси орієнтовані на значно вищу електричну продуктивність. В таких системах електроенергія може перевищувати 50% від загального виходу, тому саме вона зазвичай виступає основним енергетичним продуктом. Це робить парогазові установки оптимальними для підприємств із високим електричним навантаженням і потребою в стабільній генерації.

Схемні рішення когенераційних комплексів визначаються необхідними теплотехнічними параметрами, режимами роботи технологічного обладнання та можливістю інтеграції у локальні енергетичні мережі підприємства. Сучасний підхід передбачає максимальне використання теплового потенціалу відпрацьованих газів і охолоджувальних контурів, що дозволяє досягати високої сумарної ефективності та знижувати енергетичні витрати в переробній промисловості.

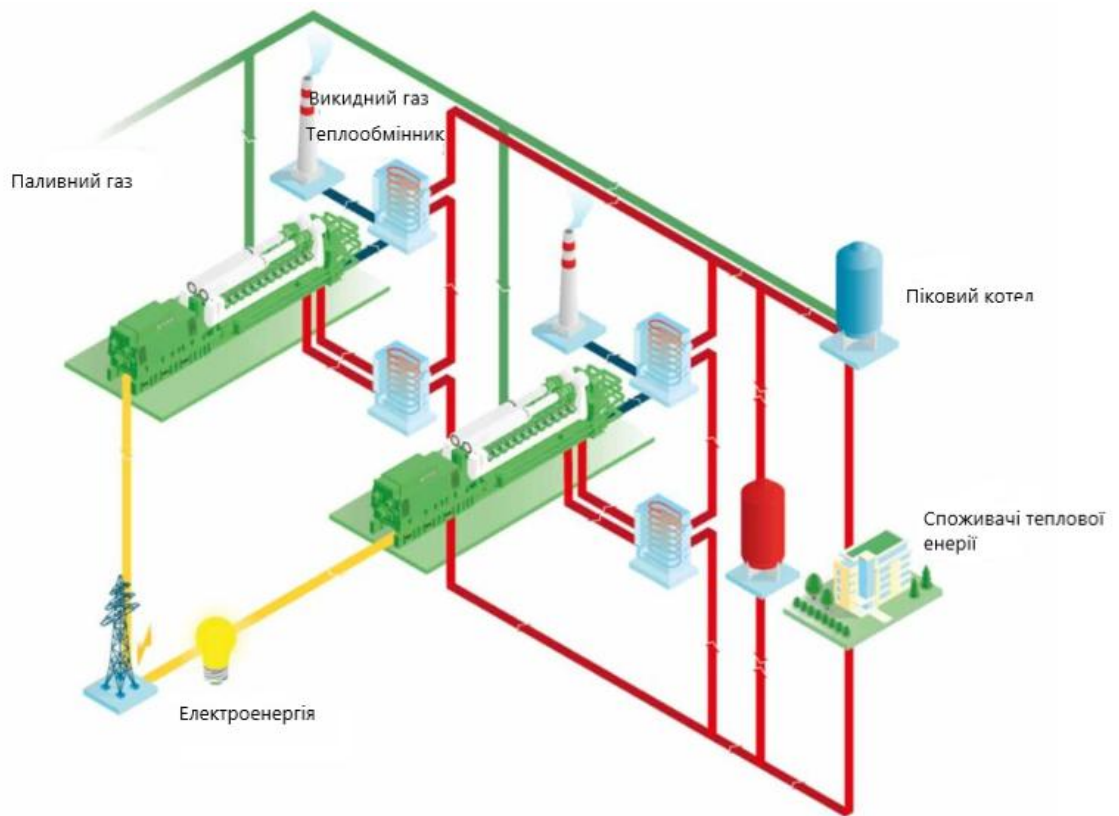


Рисунок 2.2 - Способи отримання електроенергії й тепла за допомогою когенерації

2.2.1 Двигуни внутрішнього згорання (ГПА)

Когенераційний енергокомплекс (міні-ТЕЦ) зазвичай включає чотири ключові підсистеми:

- приводний двигун,
- електрогенератор,
- теплоутилізаційний контур,
- система автоматизації та керування.

В якості первинного двигуна можуть застосовуватися газопоршневі та дизельні агрегати внутрішнього згорання, газові або парові турбіни, а також комбіновані приводи в складі парогазових циклів. Вибір типу двигуна визначається тепловим навантаженням, вимогами до електричної потужності, доступним видом палива, а також режимами роботи підприємства.

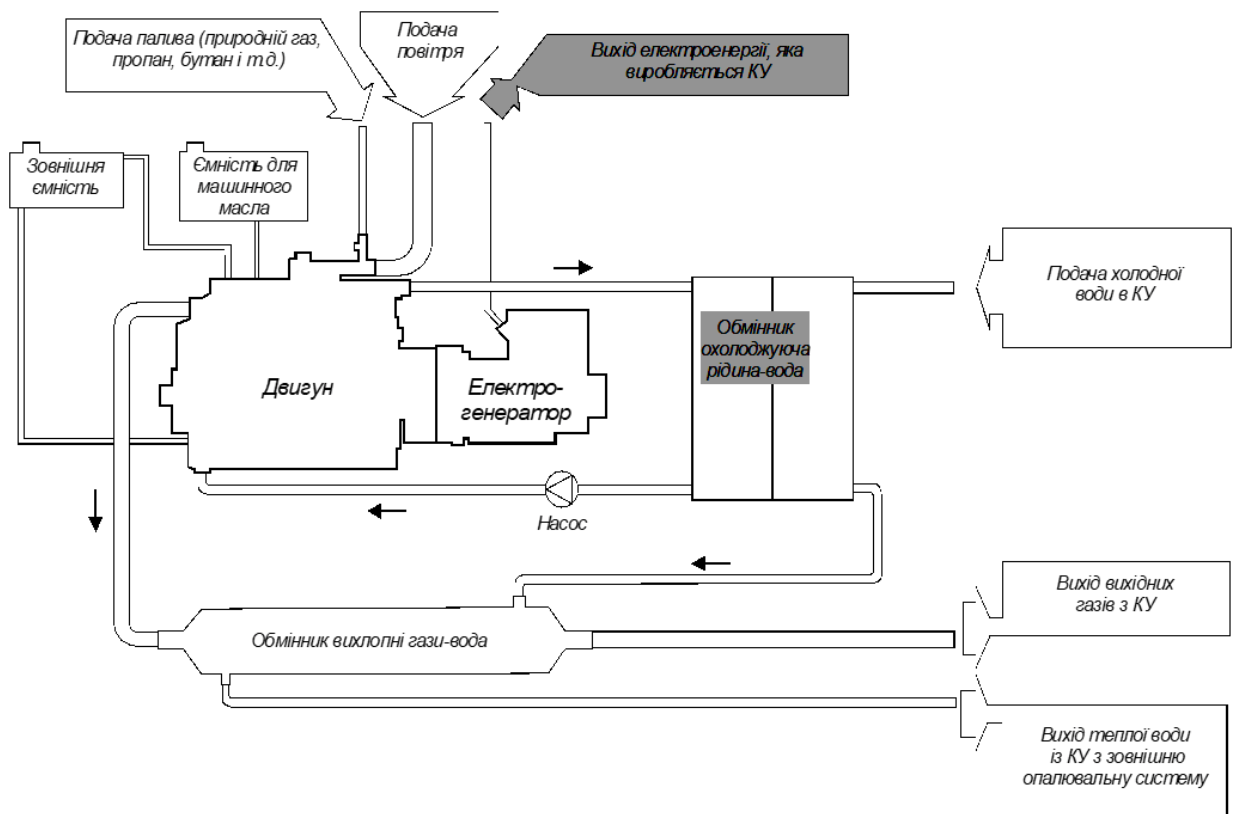


Рисунок 2.3 - Структура когенераційної установки, побудованої на базі газопоршневого двигуна.

Газопоршнєві установки розвинулися із традиційних дизельних електростанцій, що використовувались переважно як резервне джерело живлення. Після інтеграції теплообмінників або котлів-утилізаторів вони перетворюються на високоефективні міні-ТЕЦ. Тепловий потенціал вихлопних газів, мастильних систем і контурів охолодження спрямовується на опалення, підігрів технологічних потоків або гаряче водопостачання.

Приблизно 30-40% енергії палива переходить у механічну потужність, а решта - у тепло, що відводиться через охолоджувальні та вихлопні системи. Замість втрати цього тепла у навколишнє середовище, сучасні когенераційні системи забезпечують його повернення у технологічний цикл.

У складі когенераційних комплексів можуть працювати:

- Газові двигуни - оснащені системами змішування, здатними працювати на природному газі, біогазі, шахтному газі, синтез-газах та

інших горючих сумішах. Багатокарбюраторні схеми забезпечують роботу на газах різної калорійності.

- Газодизельні агрегати - працюють переважно на газовому паливі з мінімальним додаванням дизеля (1-2%) для стабілізації запалювання. У разі аварійного вимкнення газу можливий плавний перехід на дизельний режим.

- Дизельні двигуни - застосовуються у регіонах без газифікації або там, де потрібна висока надійність пуску та автономність. Використовують дизельне паливо, важкі нафтопродукти або їх суміші.

Можливість роботи на біогазі, газах полігонів ТПВ, Піролізних газах робить газопоршневі установки особливо ефективними для фермерських господарств, сміттєпереробних підприємств та очисних споруд.

Двигуни з іскровим запалюванням зазвичай працюють у діапазоні 0,03-6 МВт, мають високу паливну економічність та оптимальне співвідношення витрати палива до виробленої енергії.

Дизельні двигуни із запалюванням від стискання можуть досягати потужності 0,2-20 МВт, що робить їх придатними для великих промислових об'єктів.

Газопоршневі агрегати використовують два основні режими:

1. Номінальний режим - режим на максимальному навантаженні упродовж доби з періодичними зупинками на технічне обслуговування. Короткочасне перевантаження до 10% допускається протягом приблизно двох годин.

2. Резервний режим - режим безперервного функціонування в період відсутності основного джерела енергії без перевантажень.

Тепловий баланс двигунів внутрішнього згоряння

Розподіл енергії у газопоршневому двигуні залежить від типу агрегату, способу охолодження та режимів навантаження. Для прикладу нижче подано тепловий баланс двигуна Waukesha з турбонаддувом:

Таблиця 2.1. - Розподіл енергії палива у двигунах внутрішнього згоряння

№	Стаття балансу	Частка, %
1	тепло від системи охолодження та мастила	32,4
2	теплові втрати через випромінювання	6,96
3	тепло вихлопних газів	28,4
4	корисна механічна енергія	32,26

Як видно, лише третина енергії перетворюється на корисну роботу, тоді як решта - потенційно доступне для утилізації тепло, яке використовується в когенераційних системах для підвищення загальної ефективності.

Переваги та особливості застосування ГПА:

Застосування газопоршневих енергетичних агрегатів має низку переваг, що визначають їхню популярність у когенераційних системах. Однією із ключових характеристик є мінімальні викиди оксидів азоту. При роботі двигуна на збагаченій паливній суміші та використанні котлів-утилізаторів для допалювання продуктів згоряння викиди NO_x можуть бути практично повністю усунені, що відповідає сучасним екологічним вимогам. Важливою перевагою ГПА є також значний ресурс, який у багатьох моделях сягає 150-200 тисяч годин, що перевищує аналогічний показник газотурбінних установок.

Ще однією сильною стороною газопоршневих модулів є їх економічність: рівень первинних інвестицій і експлуатаційних витрат на одиницю виробленої енергії зазвичай нижчий, ніж у газових турбін. Значну роль відіграє гнучкість паливної системи - двигуни здатні працювати на різних видах палива, включаючи природний газ, біогаз, синтез-гази та рідке паливо, що спрощує адаптацію установки до конкретних умов підприємства.

Попри це, газопоршневі установки мають і певні обмеження. Їх не доцільно використовувати в системах, де необхідно отримувати великі обсяги теплоносія з температурою понад 110 °C. Для підприємств із дуже високим рівнем електроспоживання або там, де кількість пусків обмежена,

такі агрегати також не завжди є оптимальним рішенням, оскільки двигуни внутрішнього згоряння відчутно зношуються при частих запусках і зупинках.

2.2.2 Газотурбінні енергетичні установки

Газотурбінна установка складається з газогенератора та силової турбіни, інтегрованих у спільний корпус. Газогенератор містить компресор та камеру згоряння, де формується високотемпературний потік продуктів згоряння. Потік спрямовується на лопатки силової турбіни, яка перетворює теплову енергію газів на механічну, обертаючи вал генератора. Теплова продуктивність ГТУ забезпечується утилізацією вихлопних газів через теплообмінне обладнання або котли-утилізатори, що дає змогу отримувати гарячу воду чи пару для споживачів.

Сучасні газотурбінні модулі підтримують роботу на двох видах палива - газовому і рідкому. Основним паливом зазвичай є природний газ, а в аварійному режимі відбувається автоматичний перехід на дизельне паливо. Найвища ефективність досягається під час комбінованого виробництва електричної та теплової енергії. У порівнянні із газопоршневими агрегатами, ГТУ характеризуються більшою тепловою продуктивністю та можуть функціонувати як у базовому, так і в піковому режимах.

Принцип дії газотурбінної установки

Атмосферне повітря надходить до компресора, де проходить стискання. Далі через повітророзподільний вузол воно потрапляє в камеру згоряння, куди подається паливо. Після згоряння суміші утворюється потік високотемпературних газів, що надходить у турбінну частину, приводячи в обертання ротор. Отримана потужність передається на генератор, який виробляє електроенергію. Відпрацьовані гази спрямовуються в котел-утилізатор, де їх теплота використовується для нагріву мережевої води перед подачею в центральний тепловий пункт. В разі припинення подачі

природного газу ГТУ може працювати на пропан-бутані, зберігаючи часткове навантаження.

Схемні рішення застосування ГТУ

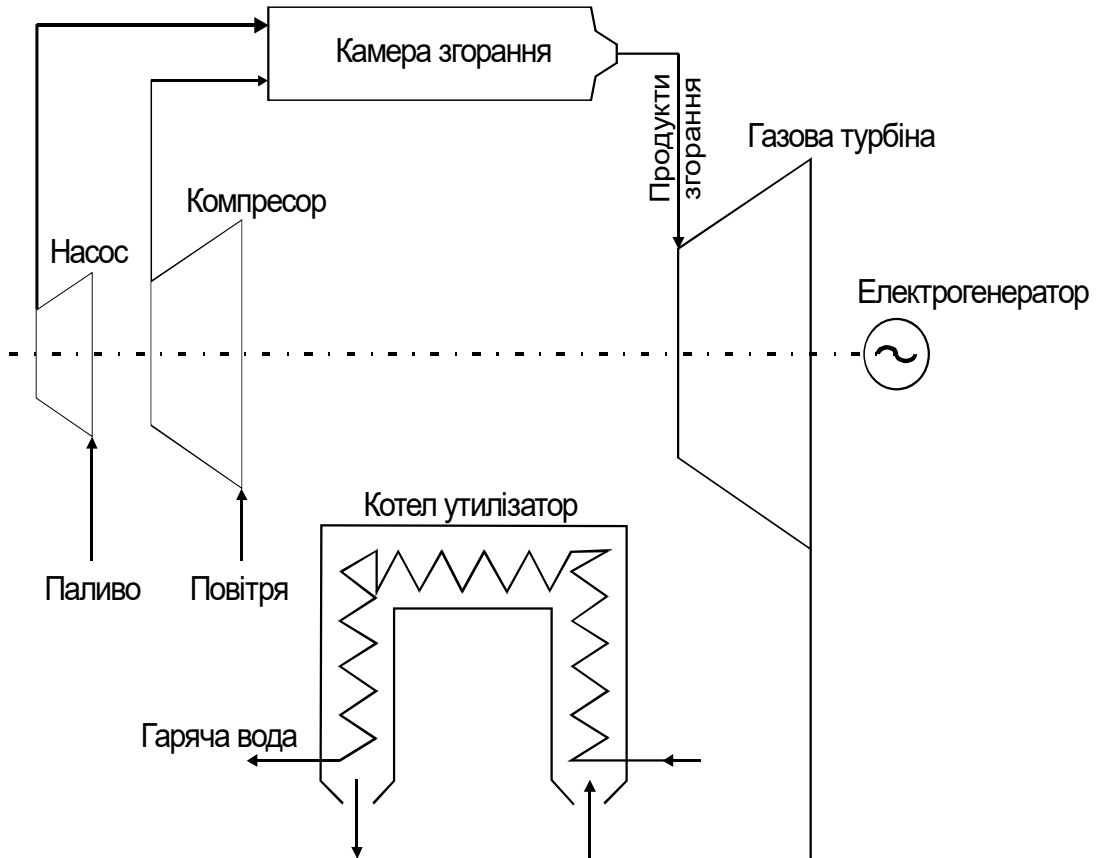


Рисунок 2.4. - Схема когенераційної установки на базі застосування ГТУ

Конфігурація включення газотурбінної установки залежить від потреб споживачів та умов роботи підприємства. Найчастіше розглядаються наступні варіанти:

- відпуск електричної енергії на рівні генераторної напруги (6,3-10,5 кВ) або з підвищенням до 110 кВ у разі роботи з енергосистемою;
- передача теплової енергії через центральні чи індивідуальні теплові пункти, де виконується гідравлічна розв'язка мереж;
- використання ГТУ як автономного джерела тепlopостачання або як елемента загальної теплової мережі підприємства;

– робота в режимі відпуску лише електроенергії чи в комбінованому режимі, коли теплова і електрична енергія видаються одночасно.

Такі схеми дозволяють адаптувати установку під специфіку теплових і електричних навантажень переробного підприємства.

Переваги та особливості експлуатації газотурбінних установок

Газотурбінні когенераційні системи мають низку технічних та економічних переваг:

– високий рівень надійності, що підтверджується значним ресурсом роботи - до 150 тис. годин, при цьому міжремонтний інтервал сягає 50 тис. годин;

– можливість досягнення коефіцієнта використання палива до 85% за умови повної утилізації теплоти вихлопних газів;

– економічні показники, зокрема низька питома витрата умовного палива: приблизно 0,2 кг у.т. на 1 кВт·год електроенергії та 0,173 кг у.т. на 1 Гкал тепла;

– порівняно короткі строки впровадження - зазвичай 10-12 місяців;

– відносно низька капітальна вартість будівництва і монтажу (орієнтовно до \$600 за 1 кВт встановленої потужності);

– можливість дистанційного керування, автоматизованої діагностики режимів та повної автоматизації роботи станції;

– зменшення потреби в спорудженні довгих ліній електропередач, оскільки енергія виробляється безпосередньо на підприємстві.

Серед недоліків слід виділити потребу у встановленні газокомпресорної станції для підвищення тиску газу до потрібного рівня для стабільної роботи ГТУ. Більшість міських газових мереж подає газ із тиском близько 1,2 МПа, тоді як турбіна потребує близько 2,5 МПа.

2.2.3 Парогазові енергетичні установки

В промисловій теплоенергетиці ефективним рішенням є модернізація існуючих котельень на основі впровадження парогазових циклів.

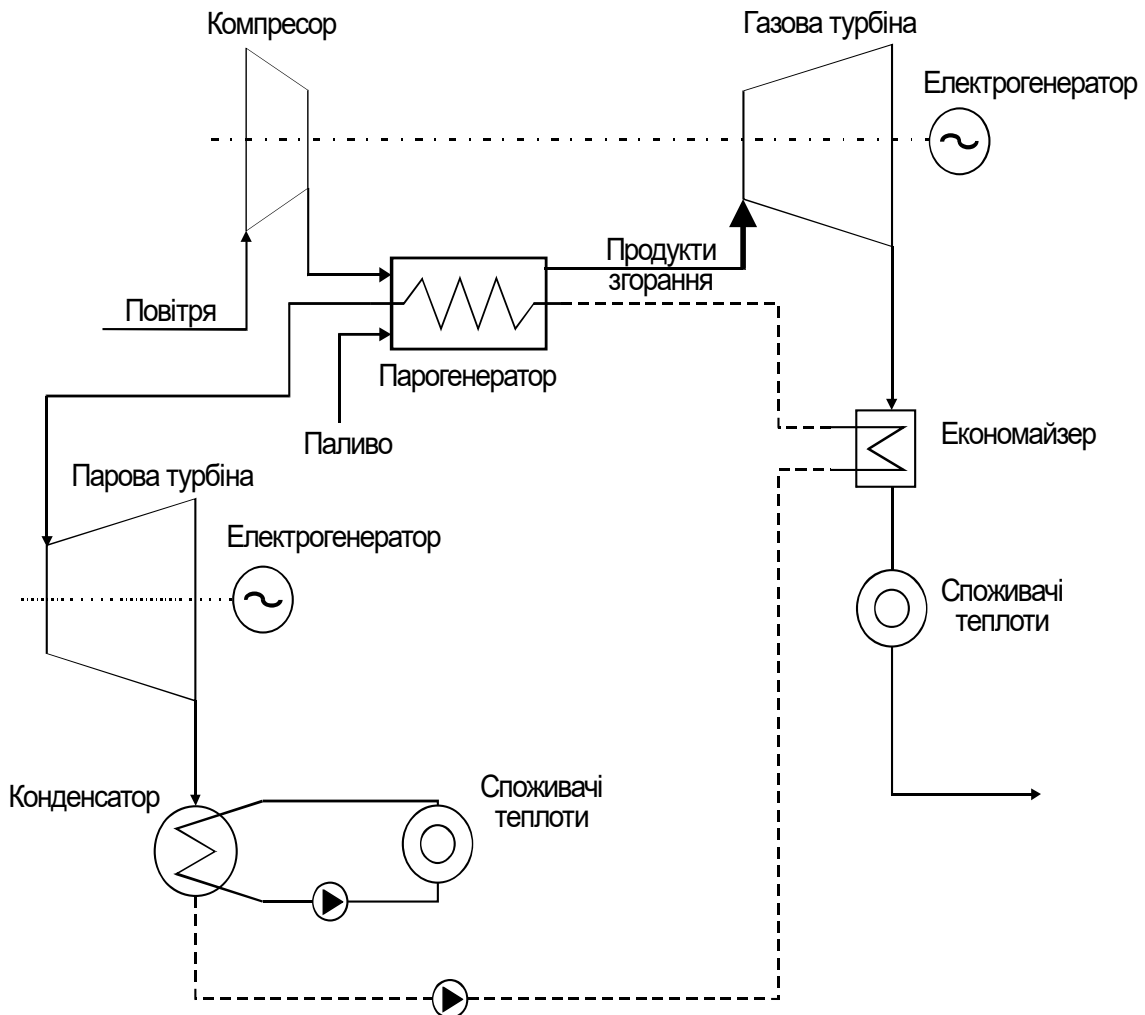


Рисунок 2.5. - Загальна схема когенераційної установки на основі парогазового циклу.

У багатьох котельнях тиск пари на виході значно перевищує технологічні потреби підприємства. Для зниження цього тиску традиційно використовують дросельні вузли, на яких безповоротно втрачається частина енергії - орієнтовно до 50 кВт на кожну тону пари. Встановлення паралельно дросельному пристрою невеликої парової турбіни з генератором дозволяє перетворити надлишковий тиск у корисну електричну енергію, тим самим суттєво підвищуючи загальну ефективність системи.

Створення міні-ТЕЦ на базі існуючих парових котлів є технологічно обґрунтованим способом підвищення енергоефективності підприємств та муніципальної інфраструктури. Така реконструкція дає змогу одночасно вирішити кілька важливих завдань:

- котельні, що забезпечують у мережу понад 60% теплової енергії, отримують можливість додатково виробляти дешеву електроенергію як у базовому режимі, так і під час пікових навантажень;
- зменшується собівартість теплової енергії за рахунок використання потенціалу надлишкового тиску;
- скорочуються втрати електроенергії у мережах завдяки появі локальних джерел генерації безпосередньо на об'єктах споживання;
- знижується питома витрата палива на виробництво теплової та електричної енергії;
- зменшуються викиди NO_x , CO та CO_2 , оскільки паливо використовується раціональніше.

Таким чином, парогазові цикли дозволяють не лише підвищити економічну ефективність існуючих теплових систем, а й сприяють екологізації виробництва, зменшуючи навантаження на атмосферу.

2.3 Режими роботи когенераційної установки

Когенераційні енергомодулі МІНІ-ТЕЦ можуть працювати як основне, додаткове або резервне джерело електропостачання. Вибір режиму визначається вимогами об'єкта та необхідним рівнем надійності.

Основний режим застосовують на підприємствах із потребою до 50 МВт, у віддалених районах або там, де критичною є безперервність електроживлення.

Додатковий режим доцільний для виробництв із безперервними процесами, особливо в енергодефіцитних регіонах або за наявності скидних енергоресурсів.

Резервний режим використовують на об'єктах, де відмова електроживлення може спричинити аварії, технологічні втрати чи вихід із ладу високоточного обладнання.

Економічний досвід показує, що робота когенератора у базовому режимі дає змогу щорічно зменшувати витрати приблизно на 100 доларів на кожен кіловат встановленої потужності, оскільки підприємство отримує дешевшу енергію, а енергосистема - додаткову генерацію без нових станцій.

2.3.1 Особливості експлуатації та вибору режиму

Режим роботи визначає тип генератора, спосіб синхронізації та структуру керування. Розрізняють паралельний (*P*), автономний (*I*) та аварійний (*E*) режими, а також комбіновані варіанти *P+I* та *P+E*.

Асинхронний генератор можливий лише у паралельному режимі, бо потребує зовнішньої реактивної потужності. Синхронний дозволяє автономну чи аварійну роботу, але потребує додаткового обладнання: акумуляторів, зарядного модуля, клапанів на 24 В та зміни комутаційних кіл.

Паралельний режим

Після запуску двигун виходить на номінальні оберти, а система синхронізації вирівнює напругу, частоту та фазу з мережею. Підключення відбувається автоматично, після чого установка подає енергію в мережу або на споживача. В малопотужних комплексах асинхронний генератор спершу працює як електродвигун, розкручуючи установку, а потім переходить у режим генератора.

Автономний режим

Установка працює без мережі, живлячи лише локальний контур. Під'єднання виконується після стабілізації параметрів генератора. Спочатку допускається мінімальне навантаження ($\approx 20\%$), решта підключається поступово. Перед зупинкою навантаження зменшують до 20-30 % для стабілізації. Окремий етап доохолодження відсутній. Автономний режим рідкісний і застосовується лише в спеціалізованих модулях.

Аварійний режим

Система керування оперує двома контакторами: мережевим і генераторним.

За нормальних умов установка очікує. У разі зникнення напруги мережевий контактор розмикається, агрегат запускається автоматично і підключається до аварійної шини. Навантаження підключають поступово. Після відновлення мережі здійснюється контрольований перехід назад.

Комбінований режим $P + I$

У цьому режимі когенератор працює паралельно з мережею, але перехід в автономний режим здійснюється лише вручну. При зникненні напруги установка вимикається, і для автономної роботи оператор вручну роз'єднує мережу та запускає агрегат у режимі I. Навантаження аварійної шини не може перевищувати номінал генератора.

Комбінований режим $P + E$

Поєднує паралельну роботу з функцією автоматичного аварійного живлення. Якщо агрегат у режимі очікування - він запускається автоматично. Якщо працює паралельно - здійснюється безперебійний перехід в автономний режим з подальшим поверненням у паралельний після відновлення мережі. Режим застосовується у критичних системах (лікарні, енергоцентри, виробництва).

2.3.2 Порівняння газових двигунів

Порівняння газопоршневих та газотурбінних когенераційних установок

В діапазоні потужностей до 20-30 МВт газопоршневі двигуни демонструють кращі експлуатаційні характеристики, ніж газові турбіни. А в сегменті 3 кВт - 5 МВт вони фактично не мають конкурентів. Основні причини — наведені нижче.

1) Електричний ККД та робота під частковими навантаженнями

Максимальний електричний ККД типових установок становить:

- газова турбіна - до 30 %,
- газопоршневий двигун - близько 40 %.

Ці значення досягаються при роботі під 100% навантаженням.

Особливості поведінки при часткових навантаженнях:

- при зменшенні навантаження до 50 %, електричний ККД газової турбіни знижується приблизно в три рази;
- для газопоршневого двигуна ККД практично не змінюється в діапазоні 50-100 % (рис. 2.6).

Таким чином, газопоршневі установки забезпечують стабільність електричного ККД у широкому діапазоні режимів роботи.

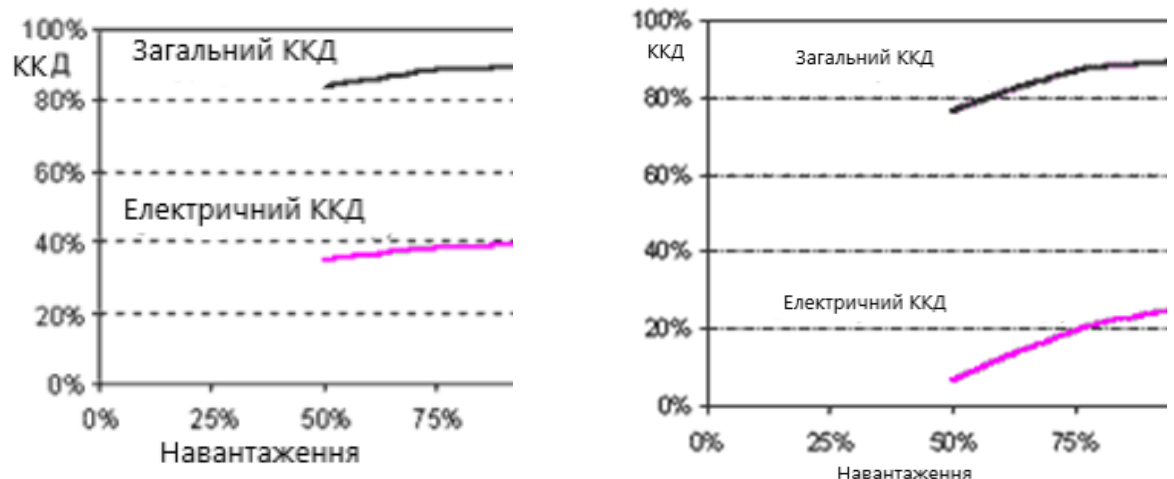


Рисунок 2.6 - Графіки залежності ККД від навантаження: а) газопоршневий двигун; б) газова турбіна

2) Вплив зовнішніх умов (температура та висотність)

Потужність і ККД двигунів залежать від температури навколишнього повітря та висоти над рівнем моря.

У газових турбін це зниження є суттєвим:

- при підвищенні температури від -30 °С до +30 °С ККД турбіни зменшується на 15-20 %;
- при температурах > +30 °С ефективність падає ще інтенсивніше.

Газопоршневі двигуни демонструють:

- стабільний ККД у широкому температурному діапазоні,

- майже незмінні параметри аж до +25 °С.

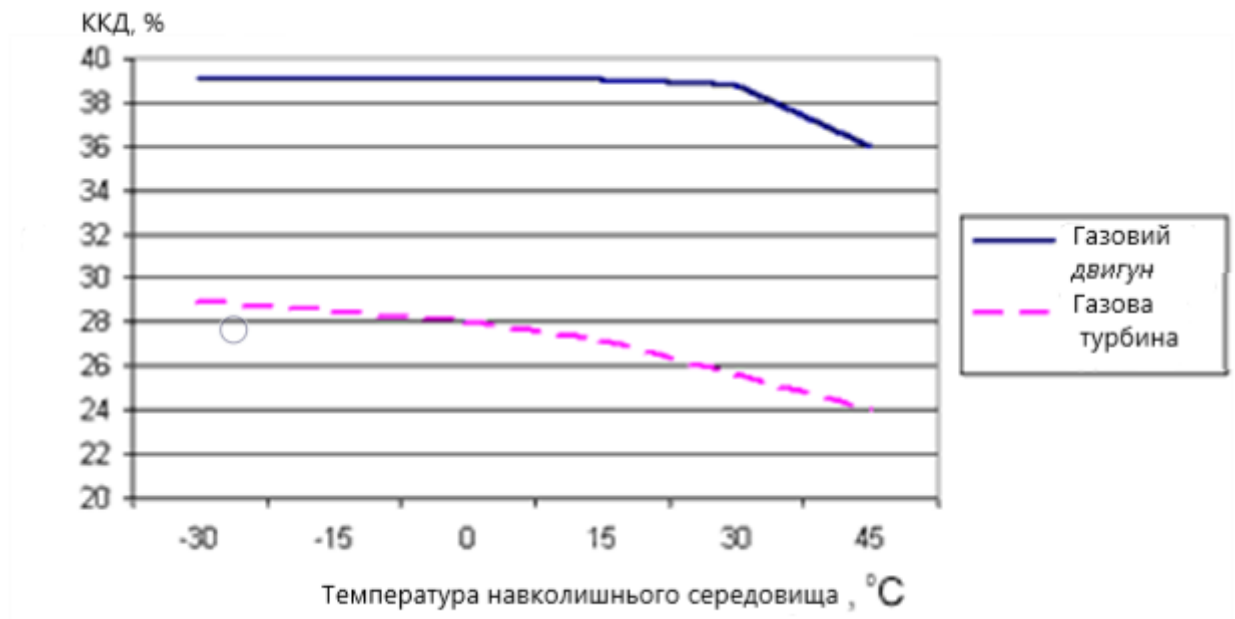


Рисунок 2.7 - Залежність електричного ККД газової турбіни від температури повітря.

3) Умови експлуатації та пуски

Порівняння за динамікою роботи:

Газопоршневі двигуни:

- необмежена кількість пусків без суттєвого впливу на моторесурс,
- вихід на робоче навантаження за 2-3 хвилини.

Газові турбіни:

- 100 пусків скорочують моторесурс орієнтовно на 500 годин,
- час до прийняття навантаження - 15-17 хвилин.

4) Термін служби та технічне обслуговування

Газопоршневі двигуни мають суттєву перевагу за ресурсом і вартістю ремонту.

- Газова турбіна: ресурс до капремонту 20 000 - 30 000 годин.
- Газопоршневий двигун: ресурс до капремонту 60 000 годин.

Крім того, вартість капітального ремонту (заміни лопаток, камер згоряння, високоточного роторного обладнання) у турбіни значно вища, ніж у поршневого двигуна.

Повний капремонт газової турбіни є значно складнішим технологічним процесом, ніж ремонт газопоршневого двигуна. Турбіни потребують ремонту виключно на заводі-виробнику, що зумовлено високою точністю виготовлення роторів, лопаток та камер згоряння. Крім того, вартість запасних частин для газових турбін дуже висока - це суттєво збільшує як капітальні витрати, так і час простою обладнання.

Газопоршневі двигуни, навпаки, допускають проведення капітального ремонту на місці експлуатації, мають дешевші запасні частини та скорочений час виведення агрегата з роботи.

Таблиця 2.2 - Інтервали сервісного обслуговування газових турбін і газопоршневих двигунів

Тип регламентних робіт	Авіаційні та малі промислові газові турбіни	Промислові газові турбіни	Газопоршневі двигуни
Огляд і відновлення камери згоряння	кожні 5 тис. год	10 тис. год	не застосовується
Планове середнє обслуговування	10 тис. год	через 15 тис. год	30 тис. год
Повне відновлення ресурсу (капітальний ремонт)	проводиться після ~20 тис. год експлуатації	виконується через близько 30 тис. год	регламентований термін - 60 тис. год

5) Низькі капітальні вкладення

Газопоршневі когенераційні установки мають нижчу питому вартість (\$/кВт), що особливо відчутно в діапазоні до 30 МВт.

Наприклад:

- ТЕЦ на 10 МВт на основі газопоршневих двигунів $\approx 7,5$ млн €
- ТЕЦ на 10 МВт на основі газової турбіни $\approx 9,5$ млн €

Причини різниці:

- вища вартість самої турбіни;

- необхідність газокompресорної станції (турбіні потрібний тиск газу 6-10 атм проти 4 атм для ГПД);
- дорожчі системи підготовки повітря;
- складніша інфраструктура обслуговування.

Порівняння газопоршневих двигунів і парових турбін

Більшість недоліків газових турбін частково характерні й для паротурбінних установок.

Особливо важливими є такі фактори:

- низький загальний ККД парових ТЕЦ (50-65 %);
- значні втрати теплоти у конденсаторах;
- високі питомі витрати палива;
- значна інерційність зміни навантаження.

Для порівняння:

- ККД сучасних газопоршневих когенераційних установок досягає 88-92 %,
- тому для отримання однакової кількості корисної енергії парова ТЕЦ потребує майже вдвічі більше палива.

Вибір типу та кількості енергоагрегатів для МІНІ-ТЕЦ визначають на основі вимог до надійності електропостачання, доступності палива, кліматичних умов, режимів роботи споживачів, особливостей паралельної роботи з мережею та економічної доцільності. У більшості випадків у діапазоні малих і середніх потужностей газопоршнєві двигуни забезпечують оптимальне співвідношення капітальних витрат, експлуатаційної ефективності та ремонтпридатності.

Порівняльний аналіз газопоршневих і дизельних установок

Ключовою перевагою газопоршневих електроагрегатів над дизельними є значно дешевше паливо. Різниця у вартості газу та дизпалива

безпосередньо відображається на собівартості виробленої електроенергії. Як видно з діаграм на рисунках 2.8а і 2.8б, навіть при використанні пропан-бутанової суміші як резервного палива собівартість електроенергії, виробленої газопоршневою установкою, приблизно в 1,3 раза нижча, ніж на дизельній.



Рисунок 2.8а - Порівняння вартості палива для газових і дизельних установок, у.о/кВт

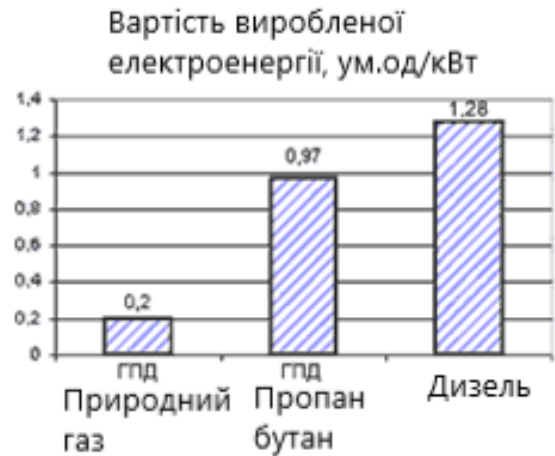


Рисунок 2.8б - Собівартість виробленої електроенергії на газопоршневих та дизельних агрегатах, у.о/кВт·год

Ще однією суттєвою перевагою газопоршневих систем є екологічна безпека. Зокрема, рівень викидів оксидів азоту (NO_x) у газових двигунів у середньому втричі нижчий, ніж у дизельних установок, що відображено на рисунку 2.9.

Для забезпечення роботи 5 ГВт когенераційних потужностей на базі ГТУ, ГПА та парогазових модулів потрібно приблизно 10 млрд м³ природного газу на рік. При цьому основна частина цього обсягу вже споживається існуючими об'єктами теплопостачання:

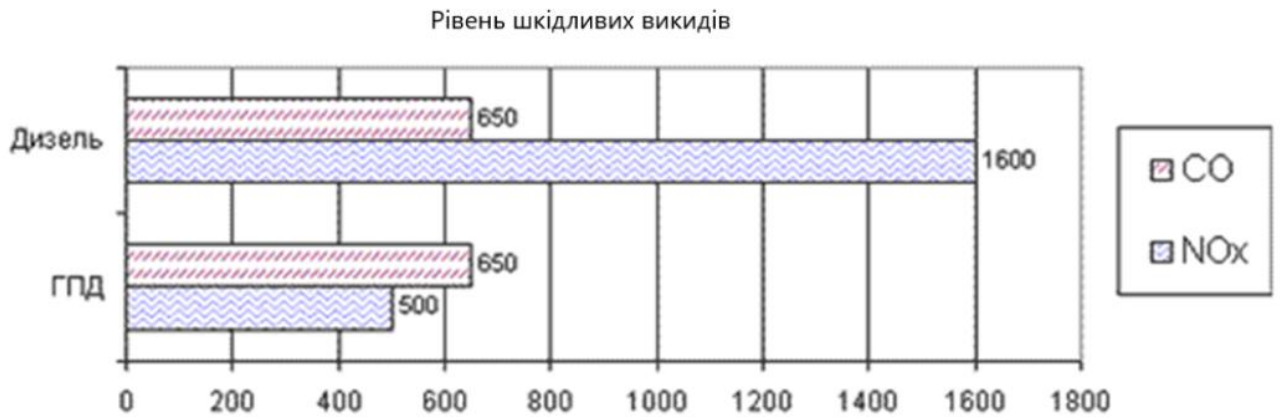


Рисунок 2.9 - Порівняльні викиди забруднювальних речовин для газових та дизельних двигунів

- комунальні котельні, де можливо розгорнути приблизно 3 ГВт генерації, зараз використовують 4 млрд м³ газу;
- промислові теплогенеруючі комплекси, потенціал яких становить ще приблизно 2 ГВт, споживають 3 млрд м³.

Отже, 7 млрд м³ - це наявна база споживання, яку можна перерозподілити без збільшення паливного навантаження. Решта 3 млрд м³ - це обсяг газу, який сьогодні витрачається на підтримання роботи неефективних теплових електростанцій, що лише "підсвічують" генерування старих енергоблоків.

Таким чином, створення розподіленої системи когенерації потужністю 5 ГВт при тепловій потужності 6,3 ГВт дозволяє без збільшення споживання газу виробляти той самий обсяг теплової та електричної енергії, але з істотно вищою ефективністю. Водночас економія твердого палива може сягати 20 млн т вугілля на рік, а скорочення обсягів викидів CO₂ - 15-20 млн т щорічно.

Розвиток когенераційних технологій відкриває можливість подальшого зменшення паливних витрат за рахунок:

- утилізації тепла відхідних газів котлоагрегатів - економія 10-12% газу;

– використання вторинних енергоресурсів (біогаз, газ полігонів, мул каналізаційних станцій, генераторний газ) - зменшення споживання газу ще на 5%;

– впровадження високоефективних пальників у котлах - додаткова економія 2-3%;

– заміна теплових мереж на попередньо ізольовані труби - зменшення втрат до 20%;

– встановлення приладів обліку теплової енергії - потенціал економії до 15%.

У сукупності загальний енергозберігальний ефект програми становить:

– біля 20 млн т вугілля/рік,

– 3-4 млрд м³ природного газу щороку.

2.4 Аналіз об'єднаного використання теплової та електричної енергії

Комбіноване вироблення електричної та теплової енергії забезпечує суттєве зниження питомих витрат палива порівняно з роздільним отриманням цих видів енергії. У традиційних схемах на теплових електростанціях теплота робочого тіла після турбіни відводиться в навколишнє середовище, що спричиняє значні втрати потенційно корисної енергії. Когенераційні системи, навпаки, використовують цю теплоту для теплопостачання, що значно підвищує загальний термічний ККД.

У *T-s діаграмі* на рис. 2.5 схематично показано два варіанти ідеального циклу Карно:

а) цикл, у якому виробляється лише електрична енергія;

б) комбінований цикл, який одночасно генерує електричну та теплову енергію

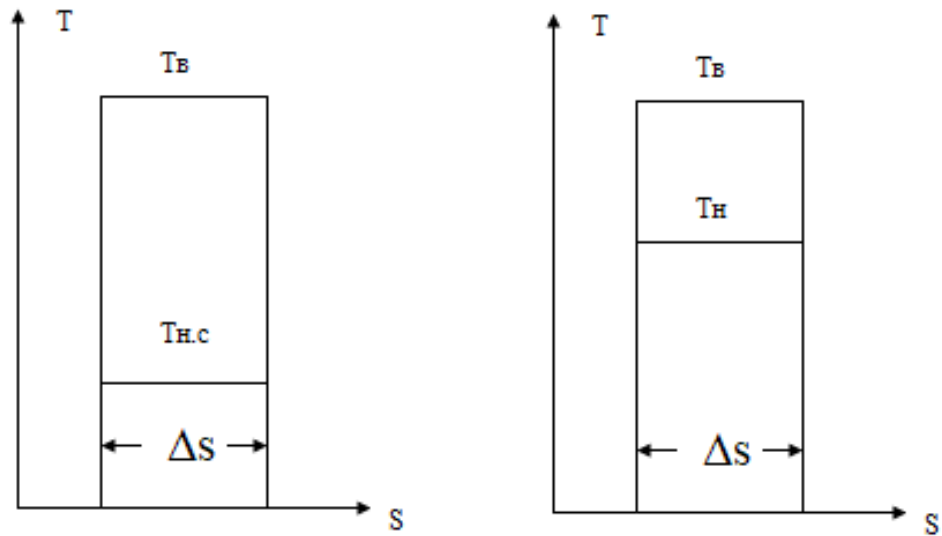


Рисунок 2.10 - Зображення ідеальних циклів теплових електростанцій у Ts -діаграмі: а)-електричний; б)-комбінований

Кількість теплоти, підведеної до циклу, становить:

$$Q_1 = c_p (T_1 - T_2), \quad (2.1)$$

де:

T_1 - температура підведення теплоти (К),

T_2 - температура навколишнього середовища (К).

Робота, отримана в циклах:

Електричний цикл:
$$W_{\text{ел}} = Q_1 \left(1 - \frac{T_2}{T_1} \right).$$

Комбінований цикл:
$$W_{\text{к}} = Q_1 \left(1 - \frac{T_3}{T_1} \right),$$

де T_3 - температура відбору теплоти для теплопостачання.

Корисне тепло:

Електричний цикл:
$$q_{\text{ел}} = \frac{Q_1}{W_{\text{ел}}} = \frac{1}{1 - \frac{T_2}{T_1}},$$

Комбінований цикл:

$$q_k = \frac{Q_1}{W_k} = \frac{1}{1 - \frac{T_3}{T_1}},$$

Різниця питомих витрат теплоти між електричним та комбінованим циклом:

$$\Delta q = q_{\text{ел}} - q_k = \frac{1}{1 - \frac{T_2}{T_1}} - \frac{1}{1 - \frac{T_3}{T_1}}, \quad (2.2)$$

Ця величина показує, наскільки знижуються питомі витрати теплоти на вироблення одиниці роботи завдяки когенерації.

У розмірному вигляді різниця питомих витрат теплоти становить:

$$\Delta q_{\text{розм}} = \Delta q \cdot 3600 \text{кДж}/(\text{кВт} \cdot \text{год}),$$

оскільки $1 \text{ кВт} \cdot \text{год} = 3600 \text{ кДж}$.

2.5 Підключення синхронних генераторів до паралельної роботи з мережею

На більшості електростанцій встановлюється кілька синхронних генераторів, які працюють паралельно в єдину шинну систему. У сучасних енергосистемах паралельно між собою працюють сотні генераторів різних електростанцій. Це забезпечує:

- високу надійність електропостачання;
- можливість рівномірного розподілу навантаження;
- зменшення резервних потужностей;
- ефективне використання маневрових ресурсів;
- стійкість системи до аварійних збурень.

Підключення генератора до працюючої мережі можливе лише за умови виконання певних синхронізаційних умов, що дозволяє уникнути небезпечного стрибка струму у момент увімкнення. Невиконання цих умов може спричинити спрацювання захистів, механічні удари, пошкодження обмоток чи первинного двигуна.

Струм у момент приєднання до мережі буде нульовим, якщо миттєві значення ЕРС генератора U_g та напруги мережі U_c однакові:

$$U_g(t) = U_c(t). \quad (2.3)$$

На практиці це рівняння розкладається на три окремі умови синхронізації:

1) Рівність амплітуд напруг:

$$|U_g| \approx |U_c|.$$

2) Рівність частот:

$$f_g = f_c.$$

3) Співпадіння початкових фаз:

$$\varphi_g = \varphi_c.$$

Для трифазних генераторів додається ще одна вимога: однакове чергування фаз (АВС-АВС).

Сукупність операцій, що забезпечують виконання цих умов, називається *синхронізацією генератора*. Вона включає:

– *Узгодження частоти обертання ротора.*

Зміною потужності первинного двигуна встановлюють частоту генератора так, щоб

$$f_g \approx f_c.$$

– *Узгодження рівня напруги.*

Регулюванням струму збудження встановлюють відповідність:

$$|U_g| \approx |U_c|.$$

– *Контроль збігу фаз.*

Фазова синхронізація здійснюється за допомогою:

– лампових синхронізаторів (метод "трьох ламп"),

– стрілочних або цифрових синхроноскопів.

Коли вектори напруг генератора та мережі збігаються, на синхроноскопі стрілка наближається до нульової позначки, що сигналізує можливість безпечного увімкнення автоматичного вимикача.

Після досягнення необхідних умов система управління подає команду на замикання вимикача, і генератор входить у паралельну роботу, автоматично "втягуючись" у загальний баланс потужності енергосистеми.

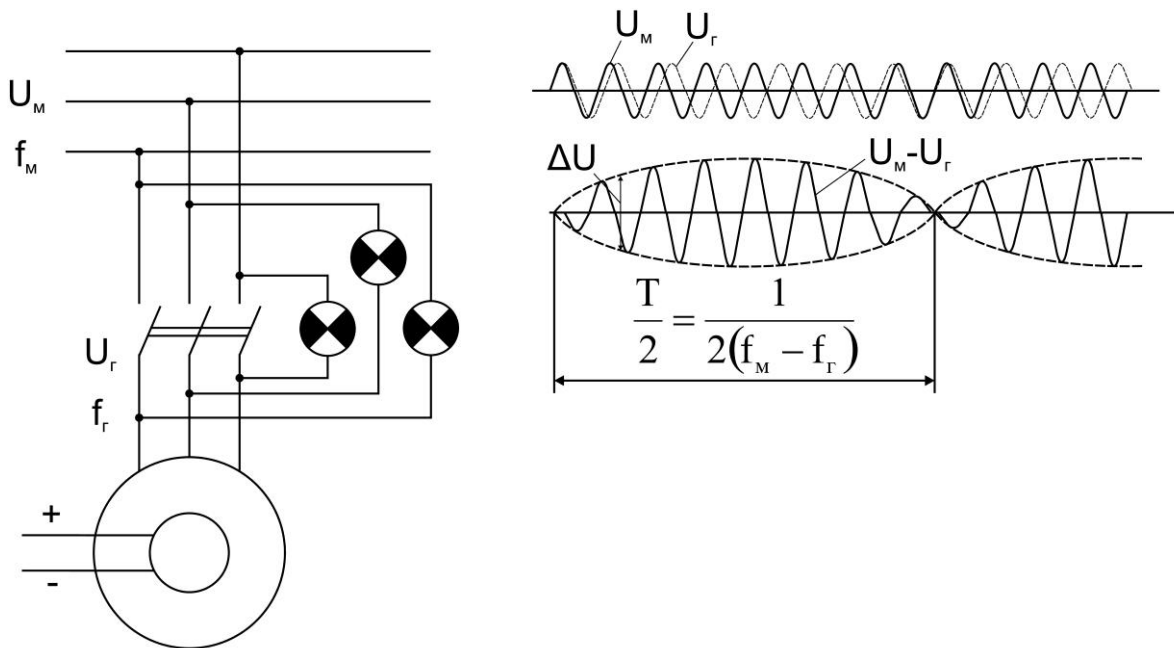


Рисунок 2.11 - Схема ввімкнення синхронного генератора в мережу

Робота генератора при сталому механічному моменті та зміні струму збудження. Незмінність зовнішнього моменту на валу синхронного генератора означає сталість його активної потужності:

$$P = \text{const.}$$

При роботі на мережу великої потужності генератор не визначає частоту та напругу системи, а лише передає активну складову струму:

$$I_a = I_{\text{акт.}} + I_{\text{реакт.}}$$

Оскільки активна потужність фіксована, активна компонента струму якоря залишається незмінною:

$$I_{\text{акт}} = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos \varphi} = \text{const.}$$

При зміні струму збудження генератора I_f змінюється його реактивна складова, що впливає на повний струм якоря I_a . Залежність $I_a = f(I_f)$ називається U-подібною характеристикою синхронного генератора.

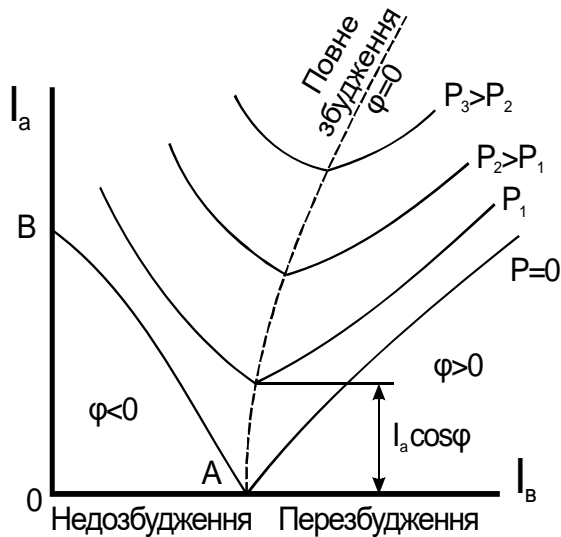


Рисунок 2.12 - U-подібні залежності синхронного генератора

Для кожної переданої активної потужності існує певний струм збудження $I_{f,min}$, при якому струм якоря мінімальний. Чим більша потужність - тим вищим повинен бути струм збудження, що відповідає цьому мінімуму.

Штрихова крива, проведена через точки мінімумів U-характеристик, відповідає режимам роботи генератора при:

$$\cos\varphi=1.$$

Це режими чисто активного навантаження.

Статична стійкість синхронної машини - це її здатність зберігати синхронні оберти, тобто утримувати рівність:

$$\omega=\omega_{синх}$$

при зміні механічного моменту на валу.

Кутова характеристика синхронної машини визначається залежністю:

$$P=P_{max}\sin\theta,$$

де θ - кут навантаження (кут між ЕРС генератора та напругою мережі).

Синхронна машина статично стійка за умови:

$$0 < \theta < \frac{\pi}{2}.$$

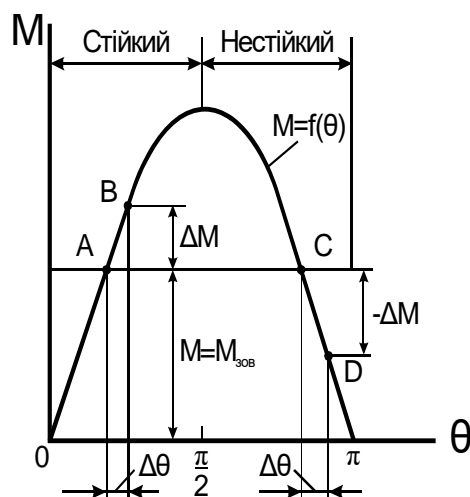


Рисунок 2.13 - Кутова залежність синхронного генератора

Якщо кут навантаження перевищує критичне значення, електромагнітний момент стає недостатнім для утримання ротора в синхронізмі, і машина «зривається із синхронізму».

Використання когенераційного обладнання забезпечує підприємству суттєві техніко-економічні та експлуатаційні переваги, що зумовлено високим коефіцієнтом використання теплоти згоряння палива та можливістю одночасного вироблення електричної та теплової енергії. Насамперед це дозволяє збільшити електричне навантаження без необхідності модернізації існуючих кабельних введів, що особливо важливо для об'єктів із обмеженою пропускною здатністю зовнішніх мереж.

Когенераційна установка виступає резервним джерелом електроживлення, забезпечуючи неперервність технологічних процесів у випадку аварій, провалів напруги або відключень з боку енергопостачальної організації. За умов цілодобового використання виробленої електричної та теплової енергії досягається суттєве зниження витрат на оплату електроенергії, що підвищує економічну ефективність енергогосподарства підприємства.

При роботі паралельно з міською мережею когенератор здатний гнучко покривати змінні навантаження: у години пікових споживань можливе

добирання необхідної потужності з мережі понад номінал власного генератора. Таке поєднання сприяє підвищенню стійкості електроживлення та оптимізації режимів роботи споживачів.

Інтеграція когенераційних установок у міські електричні мережі покращує їх загальний технічний стан: зменшується дефіцит генерувальних потужностей у центральних районах, знижується навантаження на лінії електропередач, стабілізується напруга та підвищується якість електроенергії. Це, у свою чергу, створює можливість для підключення нових споживачів без необхідності масштабного розвитку інфраструктури.

Розташування когенераційних установок у безпосередній близькості до споживачів зменшує втрати енергії під час транспортування та дозволяє оперативно реагувати на зміну теплового й електричного навантаження. Установки із синхронними генераторами можуть функціонувати як незалежні джерела живлення, виконуючи роль аварійних систем та забезпечуючи високий рівень енергетичної безпеки й автономності.

Застосування когенерації призводить до істотного зниження питомих витрат теплоти на вироблення електричної енергії порівняно з роздільною генерацією, при якій тепла енергія пари, що виходить із турбіни, не використовується та розсіюється у навколишнє середовище. Таким чином, когенераційні технології підвищують ефективність паливно-енергетичного балансу, сприяють раціональному використанню ресурсів та зменшенню експлуатаційних витрат підприємства.

3 ФОРМУВАННЯ ОСНОВНИХ НАПРЯМІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК ДЛЯ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ПЕРЕРОБНИХ ПІДПРИЄМСТВ

Ефективність когенераційних установок (КУ), що забезпечують теплову й електричну енергію переробним підприємствам, визначається сукупністю технічних, організаційних та експлуатаційних рішень. В сучасних умовах їх розвиток спрямований на оптимізацію процесів перетворення енергії, зниження питомих витрат палива, підвищення маневровості та інтеграцію з цифровими системами керування.



Рисунок 3.1 Технічні, організаційні та експлуатаційні рішення для підвищення ефективності КУ.

Розглянемо основні напрями, що забезпечують зростання ефективності таких систем.

3.1 Термодинамічні критерії енергоефективності

Питомі витрати палива на виробництво енергії визначаються співвідношенням:

$$b = \frac{B_{\text{пал}}}{W_{\text{ел}} + Q_{\text{кор}}}, \quad (3.1)$$

де $B_{\text{пал}}$ - витрата палива, кг/с;

$W_{\text{ел}}$ - електрична потужність, кВт;

$Q_{\text{кор}}$ - корисна теплова потужність, кВт.

Коефіцієнт корисного використання теплоти:

$$\eta_{\text{КУ}} = \frac{W_{\text{ел}} + Q_{\text{кор}}}{B_{\text{пал}} \cdot H_u}, \quad (3.2)$$

де H_u - нижча теплота згоряння палива, кДж/кг.

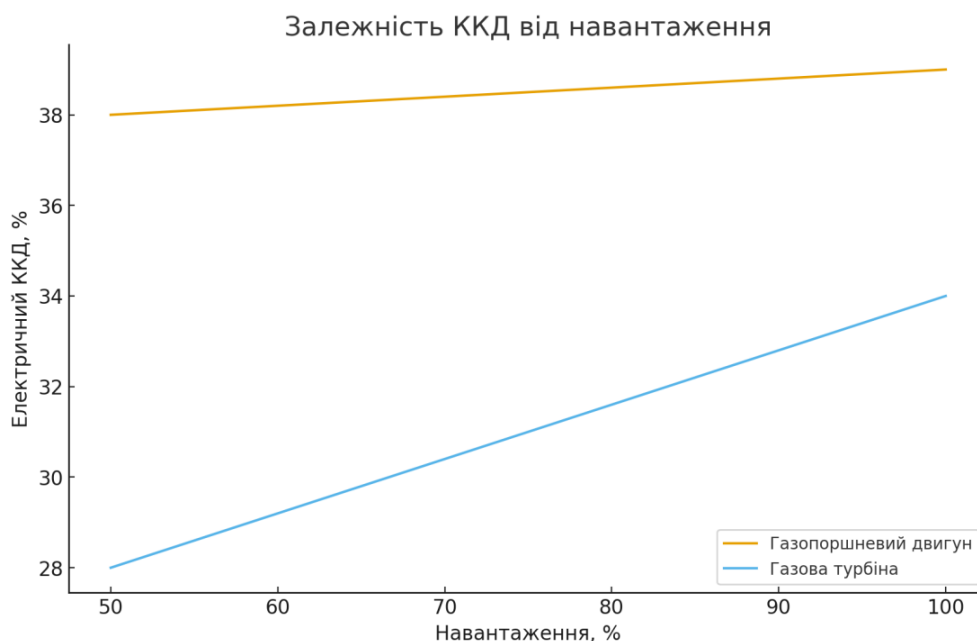


Рисунок 3.2 - Залежність ККД від навантаження

Порівняльний аналіз показує, що перехід від розділеного виробництва енергії до когенераційного знижує витрати палива на 25-35 %, а коефіцієнт $\eta_{\text{КУ}}$ може перевищувати 85-92 %, що підтверджується отриманими залежностями на графіку Рис.3.2.

3.2 Оптимізація роботи двигунів та генераторів

3.2.1 Підвищення електричного ККД

Підвищення ефективності досягається шляхом роботи газопоршневих або газотурбінних агрегатів у зонах оптимального навантаження. Максимальні значення електричного ККД КУ досягаються при навантаженнях від 70 до 100 %. Для переробних підприємств, де графік споживання тепла та електроенергії нерівномірний, доцільним є використання:

- каскадних схем із декількох менших когенераторів;
- компонентів з регульованою швидкістю обертання;
- автоматичного перерозподілу навантаження між агрегатами.

Такі рішення дають змогу уникати роботи обладнання на неповному навантаженні та знижувати питомі витрати палива.

Ефективність первинного двигуна значною мірою залежить від навантаження. Для газопоршневих двигунів електричний ККД залишається практично сталим у діапазоні 50-100 % навантаження:

$$\eta_{\text{ел}}(\phi) \approx \text{const}, \quad \phi = \frac{P}{P_{\text{ном}}}.$$

Для газових турбін залежність описується функцією:

$$\eta_{\text{ел,ГТ}}(\phi) = A\phi^2 + B\phi + C, \quad (3.3)$$

де $A < 0$, що відображає різке падіння ефективності нижче 70 % навантаження.

Таким чином, для переробних підприємств із сильно змінними добовими графіками газопоршневі агрегати є більш вигідними.

3.2.2 Мінімізація втрат у генераторах

Ефективність генераторної частини визначається умовами збудження:

$$I_a^2 R_a + \Delta P_{\text{Fe}} + \Delta P_{\text{мех}} \rightarrow \min. \quad (3.4)$$

Порушення режиму збудження (енергетично «недозбуджений» або «перезбуджений» генератор) спричиняє збільшення струмів реактивної складової, тому регулятори типу AVR повинні підтримувати оптимальне значення ЕРС ротора E_f .

3.3 Підвищення ефективності трактів утилізації теплоти

Одним з визначальних критеріїв ефективності КУ є рівень утилізації теплоти продуктів згорання. Підвищення термічного ККД досягається завдяки впровадженню утилізаційних котлів, теплообмінників високої інтенсивності та систем рекуперації низькопотенціальної теплоти. Для переробних підприємств, де тепло необхідне для технологічних процесів (сушіння, пастеризація, підігрів середовищ), глибока утилізація теплоти дозволяє зменшити потребу в сторонніх джерелах тепла на 25-45 %.

Для частини переробних підприємств (м'ясопереробка, молочні комбінати, логістичні центри) характерна потреба в холоді. У таких випадках ефективність КУ може бути суттєво підвищена через використання абсорбційних холодильних машин (АБХМ) або бінарних охолоджувальних систем. Вони дозволяють перетворювати надлишкову теплову енергію в холод, що забезпечує:

- стабілізацію технологічних температур;
- зниження споживання електроенергії компресорними холодильними установками;
- зростання загального коефіцієнта використання теплової енергії до 85-92 %.

Для підприємств харчової, хімічної й біотехнологічної переробки високий рівень теплового навантаження робить особливо важливими наступні напрями:

- 1) Глибока утилізація теплоти відпрацьованих газів:

Для газопоршневих установок:

$$Q_{\text{ут}} = G_{\text{газів}} \cdot c_p \cdot (T_{\text{вихлоп}} - T_{\text{вх}}), \quad (3.5)$$

що дозволяє підвищити загальний ККВТ на 8-12 %.

Теплообмінні апарати конденсаційного типу дозволяють знизити температуру відпрацьованих газів до 55-75 °С.

2) Сумісне виробництво пари та гарячої води

Для парових контурів:

$$Q_{\text{пара}} = D \cdot (i_{\text{пара}} - i_{\text{жив}}), \quad (3.6)$$

де D - витрата пари;

i - питома ентальпія.

Така схема підвищує ефективність технологічних процесів сушіння, пастеризації, випарювання тощо.

3.4 Модернізація систем автоматизації та впровадження цифрового моніторингу

Ключовим сучасним напрямом є використання цифрових систем Smart Energy Management та SCADA-комплексів, які дозволяють:

- оптимізувати режими генерації залежно від теплових і електричних навантажень;
- підвищувати точність регулювання частоти й напруги при паралельній роботі з мережею;
- прогнозувати технічний стан обладнання за допомогою алгоритмів Predictive Maintenance;
- проводити дистанційну діагностику та оперативно реагувати на відхилення параметрів.

Цифровізація енергетичних процесів забезпечує зменшення експлуатаційних витрат на 8-12 % та підвищує коефіцієнт готовності КУ.

Сучасні системи керування КУ використовують:

- алгоритми адаптивного регулювання паливоподачі,

- прогнозні моделі навантаження,
- інтеграцію з SCADA та Smart Grid,
- оптимізацію за критеріями мінімальних питомих витрат:

$$J = \min(b_{ел} + b_{теп}), \quad (3.7)$$

де $b_{ел}$ - питомі витрати на електроенергію;

$b_{теп}$ - на теплову енергію.

Використання електролічильників класу AMR/AMI, інтелектуальних теплових лічильників та модулів комунікації дозволяє знизити небаланс енергії до 2-3 %.

3.5 Застосування відновлюваних газів та низькоемісійних технологій

Для переробних підприємств актуальним є застосування не тільки природного газу, але й змішаних газових сумішей, у тому числі:

- біогазу з очисних споруд;
- біометану;
- синтез-газу від піролізу органічних відходів.

Сучасні газопоршневі двигуни допускають роботу на газах з різним теплотмістом, що дає можливість знизити витрати на паливо та збільшити енергетичну автономність підприємства.

Для переробних підприємств характерна наявність вторинних енергоресурсів:

- біогаз із бродильних ємностей,
- генераторний газ із піролізу відходів,
- синтез-газ із біомаси.

Їх використання дозволяє зменшити питомі викиди CO₂:

$$E_{CO_2} = B_{пал} \cdot e_{CO_2},$$

де e_{CO_2} зменшується в 1,4-3 рази порівняно з природним газом.

3.6 Зменшення втрат при транспортуванні енергії та інтеграція в локальні теплові мережі

Оскільки КУ розміщуються безпосередньо на території підприємства, можливе суттєве скорочення втрат при транспортуванні теплової енергії.

Оптимізація теплових мереж включає застосування:

- попередньо ізольованих труб;
- автоматизованих регуляторів витрати теплоносія;
- систем рекуперації тепла від компресорного обладнання.
- Ці заходи дозволяють знизити втрати тепла до рівня 2-5 %.

3.7 Підвищення надійності та безперервності енергопостачання

Ефективність КУ значною мірою залежить від безвідмовності роботи.

Для її підвищення використовують:

- дублювання критичних елементів системи;
- резервні когенератори малого типорозміру;
- безперебійні системи пуску та живлення;
- інтелектуальні захисні пристрої.

Такі рішення забезпечують коефіцієнт готовності 0,95-0,99, що є критично важливим для безперервних переробних циклів.

Досягнення нормативного рівня надійності електропостачання повинне забезпечуватися при мінімально можливих господарських витратах. Тому задача вибору структури системи електропостачання формулюється як задача техніко-економічної оптимізації:

Потрібно знайти таку конфігурацію системи, за якої забезпечується нормативна надійність електропостачання, а сумарні витрати будуть мінімальними.

Оптимізаційна умова набуває вигляду:

$$E_n \cdot D_o + C_e = \min \quad \text{при} \quad p_c(\tau) \geq p_d(\tau), \quad (3.8)$$

де: E_n - нормативний коефіцієнт економічної ефективності;

D_o - капітальні вкладення;

C_e - річні експлуатаційні витрати;

$p_c(\tau)$ - імовірність безвідмовної роботи системи за час τ ;

$p_{\partial}(\tau)$ - мінімально допустима імовірність безвідмовної роботи (нормована категорією електроприймачів).

Розрахунок імовірності безвідмовної роботи системи

Для системи, що складається з декількох незалежних агрегатів запропоновано загальний вираз для імовірності безвідмовної роботи:

$$p_c(\tau) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - p_i(\tau)), \quad (3.9)$$

де $p_i(\tau)$ - імовірність безвідмовної роботи i -го агрегату,

n - загальна кількість агрегатів у системі.

Цей вираз дозволяє оцінити, як збільшення числа елементів та ступінь резервування впливають на надійність енергопостачання.

Визначення необхідного рівня резервування

З умови (3.8), підставляючи (3.9), отримують вираз для визначення мінімальної кратності резервування n_{pp} , за якої нормативи надійності будуть виконані:

$$n \geq \frac{\ln(1 - p_{\partial}(\tau))}{\ln(1 - p_i(\tau))}. \quad (3.10)$$

Ця формула дозволяє визначити:

- скільки резервних агрегатів потрібно встановити,
- наскільки має бути дубльована система живлення,
- як зміниться надійність при застосуванні обладнання з іншими показниками безвідмовності.

Застосування наведених формул дозволяє:

- оптимізувати кількість основних та резервних когенераційних агрегатів,

- визначити мінімальну конфігурацію МІНІ-ТЕЦ для об'єктів I, II або III категорій електроприймачів,
- збалансувати витрати на резервування та вимоги до безвідмовності,
- обґрунтувати структуру схеми живлення при проектуванні автономних або комбінованих систем.

3.8 Комплексна інтеграція в енергетичний баланс підприємства

Підвищення ефективності залежить не лише від роботи КУ, а й від взаємодії з іншими технологічними елементами підприємства. Оптимальні результати дають:

- балансування теплових і електричних навантажень;
- використання теплових акумуляторів для згладжування пікових навантажень;
- погодинне планування роботи КУ з урахуванням тарифних зон;
- комбінування когенерації з відновлюваними джерелами (сонячні панелі, теплонасоси).

Такі рішення дозволяють мінімізувати закупівлю електроенергії із зовнішньої мережі та підвищити загальний ККД енергосистеми підприємства.

Для переробного підприємства важливо не просто встановити когенераційну установку (КУ), а вбудувати її в загальний енергетичний баланс так, щоб мінімізувати сумарні витрати на паливо й електроенергію при дотриманні вимог до надійності та теплового режиму.

1) Баланс потужностей і енергії

Електричний баланс у будь-яку годину доби t :

$$P_{нав}(t) = P_{КУ}(t) + P_{мер}(t),$$

де $P_{нав}(t)$ - навантаження підприємства, кВт;

$P_{КУ}(t)$ - потужність когенераційної установки;

$P_{мер}(t)$ - потужність, що закуповується з мережі.

Аналогічно для теплової частини:

$$Q_{\text{потр}}(t) = Q_{\text{КУ}}(t) + Q_{\text{кот}}(t) - Q_{\text{втр}}(t).$$

Сумарне добове споживання електроенергії з мережі:

$$E_{\text{мер,доб}} = \sum_{i=1}^{24} P_{\text{мер}}(t_i) \Delta t, \quad \Delta t = 1 \text{ год.}$$

2) Критерій оптимізації інтегрованої схеми

Для двозонного тарифу (день/ніч) добові витрати на електроенергію та паливо можна записати як:

$$Z = \sum_{i=1}^{24} \left[C_{\text{ел}}(t_i) P_{\text{мер}}(t_i) + C_{\text{пал}} B_{\text{КУ}}(t_i) \right] \Delta t,$$

де $C_{\text{ел}}(t_i)$ - тариф на електроенергію в годину t_i (денна/нічна ціна), грн/кВт·год;

$C_{\text{пал}}$ - вартість палива, грн/кг;

$B_{\text{КУ}}(t_i)$ - витрата палива КУ, кг/год.

Оптимальне керування роботою КУ (вибір $P_{\text{КУ}}(t)$) визначається умовою мінімуму $Z \rightarrow \min$ за обмежень:

$$0 \leq P_{\text{КУ}}(t) \leq P_{\text{ном}},$$

$$Q_{\text{КУ}}(t) \leq Q_{\text{макс}},$$

$$P_{\text{мер}}(t) \geq 0.$$

В практичних розрахунках використовують спрощену залежність витрати палива від потужності:

$$B_{\text{КУ}}(t) = b_0 + b_1 P_{\text{КУ}}(t),$$

де b_0 - холості витрати, b_1 - питома витрата палива, кг/(кВт·год).

На основі змодельованих даних побудовано добовий електричний баланс (рис. 3.2):

- навантаження підприємства $P_{\text{нав}}(t)$,
- постійна потужність КУ $P_{\text{КУ}}=800$ кВт,
- потужність, що добирається з мережі $P_{\text{мер}}(t)$.

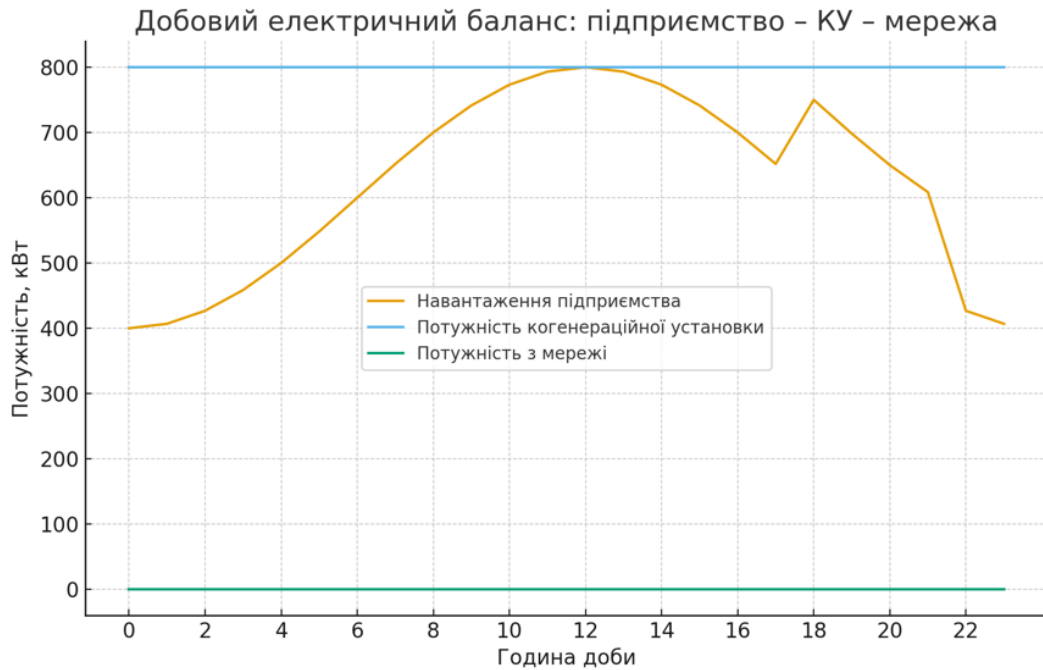


Рисунок 3.3 - Добовий електричний баланс «підприємство - КУ - мережа»

У цьому прикладі:

- в години, коли $P_{наг}(t) < 800$ кВт, підприємство повністю забезпечується від КУ ($P_{мер}(t) = 0$);
- в періоди пікового навантаження (вечірні години) невеликий дефіцит покривається з мережі:

$$P_{мер}(t) = P_{наг}(t) - 800.$$

Добова економія порівняно зі схемою «все з мережі» оцінюється як:

$$\Delta Z_{доб} = \sum_{i=1}^{24} [C_{ел}(t_i) P_{наг}(t_i) - (C_{ел}(t_i) P_{мер}(t_i) + C_{пал} B_{КУ}(t_i))] \Delta t.$$

За умови, що собівартість 1 кВт·год від КУ нижча за існуючий тариф, $\Delta Z_{доб} > 0$, а інтеграція КУ в енергобаланс підприємства стає економічно доцільною.

3.9 Скорочення питомих витрат палива за рахунок економічності ГТУ та теплового навантаження котла

Детальний аналіз термодинамічних характеристик когенераційних систем на базі водогрійних котлів та газотурбінних установок показує, що коефіцієнт корисного використання теплоти палива (КІТ) та частка електричної енергії, отриманої в установці, визначаються параметрами енергетичного двигуна. Основними з них є коефіцієнт надлишку повітря у відпрацьованих газах α_T та коефіцієнт теплового навантаження котла:

$$\psi = \frac{B_K}{B_K^{\max}},$$

де B_K - фактична витрата палива в котлі,

B_K^{\max} - витрата палива при максимальному тепловому навантаженні, що відповідає роботі котла на продуктах згоряння турбіни при $\alpha_T=1$.

Графічні залежності (рис. 1.6) демонструють, що значення КІТ зростає зі зменшенням коефіцієнта надлишку повітря, тобто зі збільшенням к.к.д. газотурбінної установки. Додаткове підвищення КІТ спостерігається зі збільшенням теплового навантаження котла, коли відбувається перехід від режиму утилізації теплоти вихлопних газів без допалювання палива до режиму максимального теплового навантаження, що супроводжується спалюванням додаткової кількості палива.

Такий режим роботи - когенерація з допалюванням - забезпечує істотно вищий рівень енергетичної ефективності порівняно зі схемами комбінованого виробництва, побудованими лише на пасивних утилізаторах теплоти. Саме ця конфігурація дозволяє наблизитися до максимально можливого для теплоенергетики значення КІТ, яке перевищує 90%, забезпечуючи високий рівень одночасного вироблення теплової й електричної енергії.

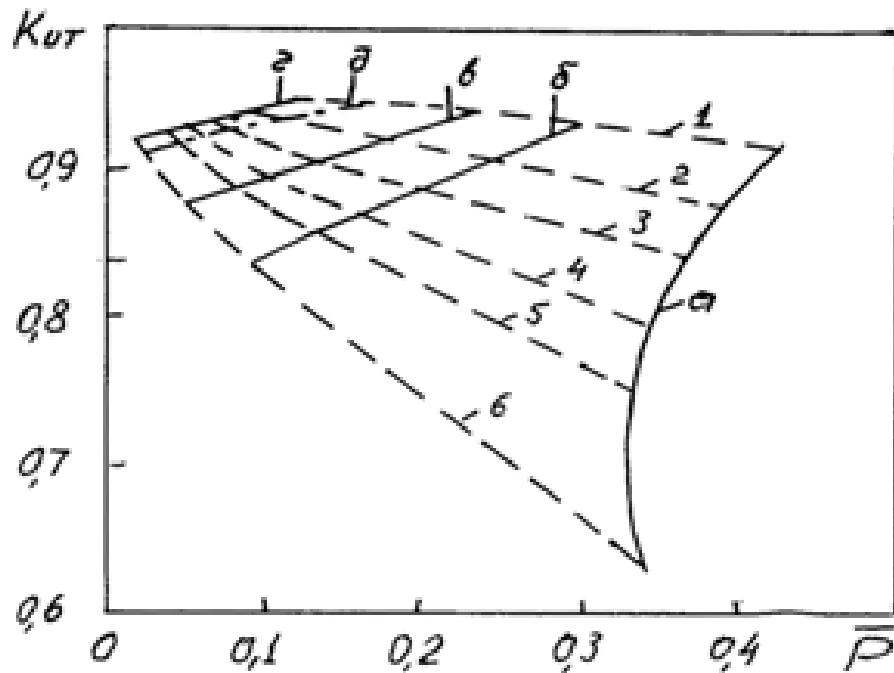


Рисунок 3.4 - Питома витрата палива на електрогенерацію в когенераційній установці залежно від економічності ГТУ та теплового навантаження котла. Умовні позначення кривих: 1 - $\alpha_t = 3$; 2 - $\alpha_t = 4$; 3 - $\alpha_t = 5$; 4 - $\alpha_t = 6$; 5 - $\alpha_t = 7$; 6 - $\alpha_t = 10$. Позначення коефіцієнта теплового навантаження котла: $\psi = 0; 0,2; 0,4; 1,0; \psi = \psi_m$.

Для коректної оцінки економічної ефективності когенераційних технологій необхідно прийняти чітку схему розподілу палива між виробництвом теплоти та електричної енергії. У розрахунках доцільно виходити з припущення, що після модернізації котельні теплова енергія генерується з тією ж ефективністю, яка була до впровадження когенерації, незалежно від поточного теплового навантаження котла. Уся паливна економія, отримана завдяки встановленню газотурбінної установки та переходу до комбінованого виробництва, відноситься на електрогенеруючу складову.

В умовах такого підходу питому витрату палива на вироблення 1 кВт·год електроенергії можна визначити за співвідношенням:

$$b_{el} = \frac{B_{\Sigma} - B_{th}}{N_{el}},$$

де B_{Σ} - сумарна витрата палива в когенераційній системі,

B_{th} - еквівалент палива, що відповідає отриманій тепловій енергії котла,

N_{el} - фактичний електричний виробіток.

Розраховані значення питомої витрати палива в залежності від економічності газотурбінного двигуна (параметр α_t та відносного теплового навантаження котла (ψ)) наведені на рисунку 1.7. З аналізу кривих видно, що мінімальні витрати досягаються у режимі максимального теплового навантаження, коли:

$$\psi \rightarrow 1,$$

і питома витрата палива на електроенергію наближається до питомої витрати на виробництво теплоти. Навпаки, максимальні значення спостерігаються у режимі утилізації вихлопних газів без допалювання палива, тобто при:

$$\psi \rightarrow 0.$$

Характерною особливістю когенераційних установок є те, що незалежно від режиму їх роботи питомі витрати палива на електрогенерацію суттєво нижчі, ніж у конденсаційних теплових електростанціях (це показано пунктирною лінією на графіку). Перевага когенерації тим виразніша, чим вищим є к.к.д. газотурбінного двигуна, який використовується як надбудова котла.

Таким чином, при оптимальному виборі параметрів ГТУ і високому тепловому навантаженні котла когенераційна схема забезпечує значне зниження питомої витрати палива та підвищує загальну ефективність використання паливних ресурсів.

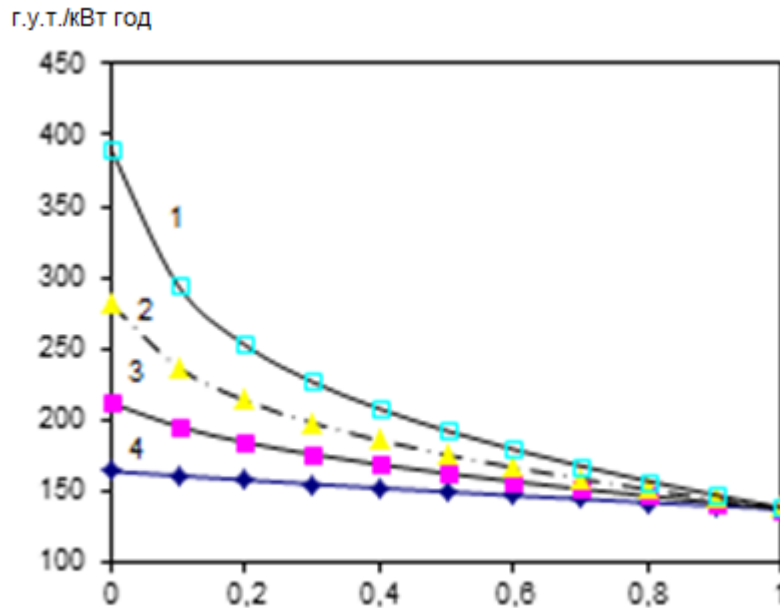


Рисунок 3.5 - Залежність питомої витрати палива на електрогенерацію від теплового навантаження котла та ефективності газотурбінної установки: 1 - $\alpha_t=10$; 2 - $\alpha_t=8$; 3 - $\alpha_t=6$; 4 - $\alpha_t=4$.

Програма розгортання розподіленої мережі когенераційних енергоцентрів передбачає поетапне впровадження модулів комбінованого виробництва теплоти й електричної енергії на базі комунальних котелень та промислових теплогенеруючих комплексів, де природний газ фактично є єдиним доступним паливом. Згідно з концепцією, упродовж десяти років планується сформувати портфель когенераційних потужностей сумарною електричною потужністю близько 5 ГВт. Усі установки працюватимуть у складі інтегрованої, але географічно розподіленої електростанції з централізованим керуванням через диспетчерський центр.

Такий підхід забезпечує два ключові результати. По-перше, енергосистема країни отримує сучасні, високоефективні та достатньо маневрені генеруючі модулі, здатні компенсувати поступове виведення з експлуатації зношених енергоблоків теплових електростанцій. По-друге, на

рівні регіонів з'являються локальні джерела недорогої теплової та електричної енергії, що мінімізує залежність від централізованої генерації.

Оскільки електроенергія споживається практично в точці виробництва, втрати під час її передачі різко зменшуються. Якщо в існуючих мережах втрати становлять близько 15 %, то при виробництві орієнтовно 40 млрд кВт·год електроенергії на когенераційних установках економія на мережевих втратах може досягати 6 млрд кВт·год на рік.

Важливою перевагою когенераційних проєктів є короткі строки реалізації - від 6 до 18 місяців - та швидка окупність капітальних вкладень, яка зазвичай становить 4-5 років. На національному рівні впровадження таких систем забезпечує відчутне скорочення споживання палива, зниження собівартості виробленої енергії та суттєве зменшення викидів парникових газів.

Разом з тим, ефективність програми можлива лише за умови послідовної державної політики. Для досягнення реального паливного ефекту введення когенераційних модулів має супроводжуватися поступовим виведенням із системи низькоефективних енергоблоків традиційних ТЕС.

4 ОРГАНІЗАЦІЯ ЛОКАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ПЕРЕРОБНОГО ПІДПРИЄМСТВА

Раціональне використання паливно-енергетичних ресурсів залишається ключовою умовою підвищення ефективності промислових підприємств. Особливо важливим є контроль та оптимізація споживання електроенергії, як отриманої від зовнішньої енергосистеми, так і виробленої власними джерелами (ТЕЦ, когенераційними установками тощо).

Для цього підприємства впроваджують автоматизовані інформаційні системи електровимірювань, обліку та контролю енергоресурсів (АІЕС), які забезпечують точне й оперативне отримання даних про електроспоживання, потужність і енергоефективність технологічних процесів. Така система є необхідною умовою переходу до енергозберігаючих технологій, дотримання питомих норм витрат, вирівнювання добових графіків навантаження і запобігання штрафам за перевищення заявленої потужності.

4.1 Система управління когенераційною установкою

Система керування когенераційною установкою (КГУ) забезпечує автоматизований контроль, моніторинг та захист обладнання у всіх робочих режимах. Вона складається з двох основних підсистем: дистанційного моніторингу та контролера ProCon, який виконує функції локального управління.

А) Дистанційний моніторинг

За наявності модему КГУ може підключатися до центрального диспетчерського центру енергозабезпечення. Дана інтеграція забезпечує:

- постійне дистанційне спостереження за параметрами роботи агрегату;
- автоматичну передачу повідомлень в разі відхилення будь-якого контрольованого параметра від норми;

– можливість оперативного втручання диспетчера: коригування режимів, перезапуск або аварійне відключення установки.

Це надає змогу забезпечити високу надійність роботи системи та мінімізувати час реакції на нештатні ситуації.

Б) Контролер ProCon

Контролер ProCon являється центральним елементом локальної системи керування КГУ. Його основні характеристики:

– виконує повний комплекс функцій управління, моніторингу та захисту двигуна та генератора;

– відзначається високою стійкістю до електромагнітних перешкод і коливань напруги живлення;

– має модульну структуру, що дозволяє адаптувати його для різних типів когенераційних установок;

– включає розширені логічні функції для регулювання температурних контурів в системах комбінованого виробництва теплової та електричної енергії.

Конструктивні особливості ProCon забезпечують швидку інтеграцію із існуючими системами автоматизації на підприємстві.

Контролер може працювати як в локальному режимі (керування з комп'ютера, розташованого поблизу установки), так і у віддаленому режимі-через модем або GSM-мережу.

На графічному дисплеї контролера відображається:

- поточний стан агрегату;
- значення всіх вимірюваних параметрів;
- діагностичні повідомлення і журнал подій.

Триколірні світлодіоди сигналізують основні режими та робочі стани.

Під час роботи ProCon автоматично чи вручну запускає установку, керує її параметрами в установлених межах, виконує команди на вмикання/вимикання контакторів. В разі перевищення граничних значень

контролер реєструє попередження або аварію в пам'яті подій з подальшим відпрацюванням алгоритму захисту.

4.2 Структура та принцип роботи АІЕС

АІЕС складається з програмно-апаратного комплексу, що забезпечує:

- збір даних з електролічильників,
- передачу інформації на центральний контролер,
- формування баз даних,
- обробку інформації та її візуалізацію (графіки, таблиці, звіти),
- передачу результатів в локальну мережу підприємства.

Система має двокomпонентну структуру:

1. *Резидентна програма*, яка працює в контролері збору даних та керує комунікацією з лічильниками.

2. *Програмна оболонка верхнього рівня*, яка:

- приймає дані від контролера,
- накопичує їх в базах,
- формує аналітичні та звітні дані,
- забезпечує візуалізацію в цифровому та графічному форматі,
- передає інформацію у внутрішню мережу підприємства.

Можливості системи та групування каналів

АІЕС здатна обслуговувати до 64 каналів обліку, згрупованих за напрямками:

- активна енергія, отримана від енергосистеми;
- реактивна енергія від енергосистеми;
- активна енергія власної ТЕЦ;
- реактивна енергія власної ТЕЦ;
- сумарне споживання активної енергії (1+3);
- сумарне споживання реактивної енергії (2+4).

Це дозволяє вести облік як підприємства загалом, так і субабонентів, під'єднаних до внутрішньої мережі.

4.3 Розрахунок споживання електроенергії

Сумарне споживання електроенергії визначається за формулою:

$$S = \sum_{i=1}^n (p_i + z_i), \quad (4.1)$$

де p_i - активна енергія, спожита i -ю групою;

z_i - реактивна енергія;

n - кількість груп.

Аналітична частина системи дозволяє оцінювати питомі витрати та перевитрати електроенергії по групах, сумарні витрати електроенергії у вартісному виразі.

Функціональні можливості АІЕС:

- оперативний моніторинг споживання та виробництва електроенергії (дискретність 1 хвилина);
- визначення витрат за підприємством та субабонентами;
- встановлення ліміту споживання;
- попередження про можливе перевищення ліміту;
- підтримка зонного обліку доби;
- ведення переліку каналів з коефіцієнтами трансформації;
- підтримка двоставкового тарифу.

Розрахунок за двоставковим тарифом

Перша ставка - плата за заявлену потужність.

Підприємство заявляє максимальне погодинне навантаження N (кВт).

Плата електроенергію:

$$C = N \cdot a, \quad (4.2)$$

де a - тариф за 1 кВт заявленої потужності.

Друга ставка - оплата фактичного споживання енергії (активної та реактивної) за відповідними тарифами.

Підсумкова вартість електроенергії:

$$S_{\text{варт}} = A_{\text{факт}} \cdot t_a + Na + R_{\text{факт}} \cdot t_r, \quad (4.3)$$

де $A_{\text{факт}}$ - фактична активна енергія;

t_a - тариф на активну енергію;

$R_{\text{факт}}$ - реактивна енергія;

t_r - тариф на реактивну енергію.

Алгоритм роботи програмної оболонки

1. Дані з усіх контролерів (ПЗД) зчитуються з періодичністю 1 хвилина.
2. Інформація накопичується в базі minut_d.dbf протягом 65 хвилин.
3. Далі вона стискається в годинні значення і зберігається в hour_d.dbf.
4. Формується база для добових, тижневих та місячних звітів.
5. Проводяться всі необхідні обчислення по лімітах, фактичних витратах та вартості.

Використання 65 хвилин (а не 60) пов'язане з тим, що система повинна завжди мати дані для обчислення "миттєвої" потужності за останні 3 хвилини. Якщо б період становив рівно 60 хвилин, то одразу після стискання база очищувалася б, що робило б неможливими оперативні розрахунки.

4.4 Призначення АІЕС

Головна задача автоматизованої інформаційної системи електровимірювань, обліку та контролю енергоресурсів - забезпечити:

- точний облік споживання електроенергії;
- контроль за виконанням лімітів;
- розрахунок вартості відповідно до тарифів;
- формування звітів і аналітики для управлінських рішень;
- підтримку енергозберігаючих заходів.

5 ЕКОНОМІЧНІ ПЕРЕВАГИ ВИКОРИСТАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ

5.1 Розрахунок економічної ефективності інтеграції КУ в енергобаланс переробного підприємства

Вихідні припущення:

Приймаємо для спрощення середнє цілодобове електричне навантаження підприємства $P_{нав}=900$ кВт. Робота когенераційної установки з постійною потужністю: $P_{КУ}=800$ кВт. Тривалість розрахункового інтервалу: 24 год.

Тарифи та паливо:

Тариф на електроенергію: $C_{ел}=4,0$ грн/кВт·год.

Природний газ: $C_{пал}=12$ грн/м³.

Теплота згоряння газу: $H_u=9,5$ кВт·/м³.

Електричний ККД КУ: $\eta_{ел}=0,38$.

1) Баланс електроенергії за добу

Добова потреба підприємства: $E_{нав}=P_{нав} \cdot 24=900 \cdot 24=21\ 600$ кВт·год

Виробіток КУ: $E_{КУ}=P_{КУ} \cdot 24=800 \cdot 24=19\ 200$ кВт·год.

Енергія, що добирається з мережі:

$E_{мер}=E_{нав}-E_{КУ}=21\ 600-19\ 200=2\ 400$ кВт·год.

Графічно добовий баланс «навантаження - КУ - мережа» представлено на рис. 5.1.

2) Витрата палива КУ

Паливна енергія, що подається на КУ:

$$E_{пал} = \frac{E_{КУ}}{\eta_{ел}} = \frac{19\ 200}{0,38} = 50\ 526 \text{ кВт·год}$$

Необхідний об'єм природного газу:

$$V_{газ} = \frac{E_{пал}}{H_u} = \frac{50\ 526}{9,5} = 5\ 318 \text{ м}^3$$

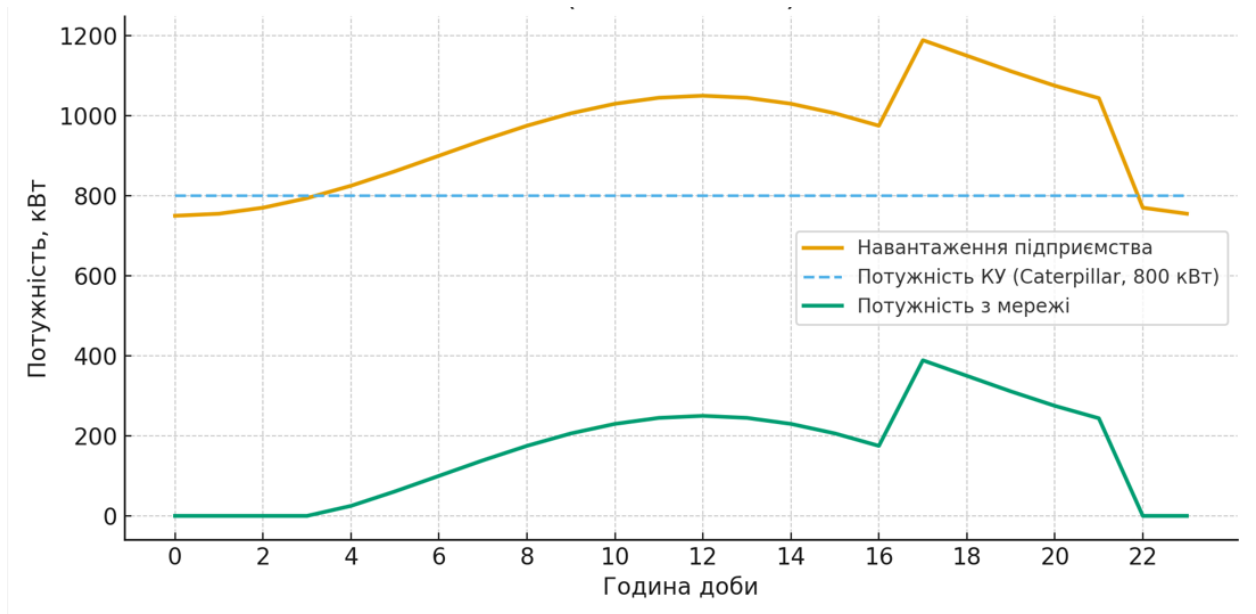


Рисунок 5.1 - Добовий електричний баланс: підприємство - когенераційна установка - мережа при роботі когенераційної установки типу Caterpillar ($P_{el} = 800$ кВт): розподіл навантаження між КУ та електричною мережею.

Вартість газу за добу:

$$Z_{\text{пал}} = V_{\text{газ}} \cdot C_{\text{пал}} = 5318 \cdot 12 \approx 63816 \text{ грн}$$

3) Порівняння витрат:

Варіант 1 - все з мережі (без когенерації):

$$Z_1 = E_{\text{нав}} \cdot C_{\text{ел}} = 21600 \cdot 4,0 = 86400 \text{ грн/добу.}$$

Варіант 2 - з когенераційною установкою:

оплата електроенергії з мережі:

$$Z_{\text{мер}} = E_{\text{мер}} \cdot C_{\text{ел}} = 2400 \cdot 4,0 = 9600 \text{ грн/добу,}$$

оплата газу для КУ:

$$Z_{\text{пал}} \approx 63816 \text{ грн/добу.}$$

Сумарні витрати:

$$Z_2 = Z_{\text{мер}} + Z_{\text{пал}} = 9600 + 63816 = 73416 \text{ грн/добу.}$$

4) Добова та річна економія

Добова економія від роботи КУ:

$$\Delta Z_{\text{доб}} = Z_1 - Z_2 = 86400 - 73416 = 12984 \text{ грн/добу.}$$

Річна економія (при роботі 365 днів):

$$\Delta Z_{\text{рік}} = \Delta Z_{\text{доб}} \cdot 365 = 12984 \cdot 365 \approx 4739160 \text{ грн/рік.}$$

5) Оцінка терміну окупності

Припустимо, що капітальні витрати на впровадження КУ (800 кВт з теплоутилізацією, системою керування, приєднанням тощо):

$$K = 30000000 \text{ грн.}$$

Тоді простий термін окупності:

$$T = \frac{K}{\Delta Z_{\text{рік}}} = \frac{30000000}{4739160} \approx 6,3 \text{ роки.}$$

При цьому в розрахунку не врахована теплова енергія, яку КУ відбирає з вихлопних газів і систем охолодження, тобто реальний строк окупності буде коротшим (орієнтовно 4-6 років), якщо врахувати економію на котельні.

5.2 Оцінка економічної ефективності впровадження когенераційної установки

Розглядаємо когенераційну установку типу *Caterpillar* з газопоршневим двигуном для енергопостачання переробного підприємства.

5.1.1 Вихідні техніко-економічні дані

Приймаємо наступні параметри установки:

Номінальна електрична потужність $P_{\text{ел}} = 1100 \text{ кВт}$

Теплова потужність (гаряча вода/теплофікація): $P_{\text{тепл}} = 1,15 \text{ Гкал/год}$

Питома витрата природного газу: $q_g = 0,279 \text{ м}^3/\text{кВт} \cdot \text{год}$

Кількість діб роботи на рік: $N = 329 \text{ діб}$

Кількість годин роботи на рік: $N_{\text{год}} = N \cdot 24 = 329 \cdot 24 = 7896 \text{ год/рік}$

Таблиця 5.1 - Капітальні вкладення в когенераційну установку

№	Стаття витрат	Значення	Одиниця виміру
1	Вартість когенераційної установки	3 500 000	грн
2	Проектні роботи	350 000	грн
3	Доставка та монтаж	450 000	грн
4	Пуско-налагоджувальні роботи	200 000	грн
5	Загальні капіталовкладення (К)	4 500 000	грн

5.1.2 Електроенергія для промислових споживачів

З урахуванням послуг та маржі постачальника приймаємо для розрахунку

$$C_{el}=6,0\text{грн/кВт}\cdot\text{год}$$

Ціна природного газу для когенераційних/теплофікаційних установок - постановою КМУ для частини ТЕЦ та когенераційних установок, що виробляють тепло та електроенергію, встановлено спеціальну ціну газу на рівні 18 000 грн/тис.м³ (з ПДВ).

Тоді:

$$C_g = \frac{18\,000}{1000} = 18 \text{ грн/м}^3$$

5.1.3 Теплова енергія з газових котелень

В сучасних дослідженнях для теплової енергії з газу використовують тарифи порядку 1400 грн/Гкал для невиробничих споживачів.

Для оцінки економії від власного тепла когенерації приймаємо $C_{тепл}=1400\text{грн/Гкал}$.

5.1.4 Фонд оплати праці та ремонтні витрати

1) *Інженер-енергетик*

Оклад: біля 15 000 грн/міс.

норматив додаткової зарплати: $N_d=20\%$

Норматив відрахувань до соціальних фондів (ЄСВ): $N_s=22\%$

Річний оклад:

$$Z_{0,інж} = 15000 \cdot 12 = 180000 \text{ грн/рік}$$

Річний фонд оплати праці інженера-енергетика:

$$Z_{р,інж} = Z_{0,інж} \cdot (1 + N_d) \cdot (1 + N_s) = 180000 \cdot 1,2 \cdot 1,22 = 63520 \text{ грн/рік}$$

2) Ремонтний та експлуатаційний персонал

Приймаємо для кожної групи персоналу місячний оклад 10 000 грн/міс:

$$Z_{0,тех} = 10000 \cdot 12 = 120000 \text{ грн/рік}$$

З урахуванням додаткової зарплати та ЄСВ:

$$Z_{тех} = 120000 \cdot 1,2 \cdot 1,22 = 175680 \text{ грн/рік}$$

Дві групи (ремонтний + експлуатаційний персонал):

$$Z_{перс} = 2 \cdot 175680 = 351360 \text{ грн/рік}$$

3) Ремонтні матеріали, амортизація та інші витрати

Ремонтні матеріали:

$$C_{мат} = 50000 \text{ грн/рік}$$

Норма амортизації: $N_A = 15\%$

$$A = K \cdot N_A = 4,5 \cdot 10^6 \cdot 0,15 = 675000 \text{ грн/рік}$$

додаткові експлуатаційні витрати:

$$C_{інш} = 5000 \text{ грн/рік}$$

Сумарні витрати на ремонт, обслуговування і амортизацію:

$$O_z = Z_{перс} + C_{мат} + A + C_{інш} = 351360 + 50000 + 675000 + 5000 \approx 1081360 \text{ грн/рік}$$

5.1.5 Річний обсяг виробництва електро- та теплоенергії

1. Річний відпуск електроенергії:

$$V_{ел} = P_{ел} \cdot N_{год} = 1100 \cdot 7896 = 8685600 \text{ кВт} \cdot \text{рік}$$

Вартість цієї електроенергії за діючим тарифом:

$$S_{ел} = V_{ел} \cdot C_{ел} = 8685600 \cdot 6,0 = 52113600 \text{ грн/рік}$$

2. Річний відпуск теплової енергії:

$$V_{тепл} = P_{тепл} \cdot N_{год} = 1,15 \cdot 7896 = 9080,4 \text{ Гкал/рік}$$

Економічний ефект (умовна вартість) від заміщення тепла з котельні:

$$S_{тепл} = V_{тепл} \cdot C_{тепл} = 9080,4 \cdot 1400 = 12712560 \text{ грн/рік}$$

5.1.6 Витрати на природний газ

Річне споживання газу когенераційною установкою:

$$V_g = V_{el} \cdot q_g = 8685600 \cdot 0,279 = 2423282 \text{ м}^3/\text{рік}$$

Вартість газу (спеціальна ціна для когенераційних/теплофікаційних установок 18 000 грн/тис.м³):

$$S_g = V_g \cdot C_g = 2423282 \cdot 18 = 43619083 \text{ грн/рік}$$

5.1.7 Загальні експлуатаційні витрати та річний ефект

До експлуатаційних витрат віднесемо вартість газу S_g ;

- витрати на ремонт, обслуговування та амортизацію O_z ;
- річну зарплату інженера-енергетика $Z_{p,інж}$.

Сумарні щорічні експлуатаційні витрати:

$$C_{експл} = S_g + O_z + Z_{p,інж}$$

$$C_{експл} = 43619083 + 1081360 + 263520 = 44963963 \text{ грн/рік}$$

Сумарна «вартість» вироблених енергоносіїв (електроенергія + тепло):

$$S_{\Sigma} = S_{el} + S_{тепл} = 52113600 + 12712560 = 64826160 \text{ грн/рік}$$

Річний експлуатаційний економічний ефект від роботи когенераційної установки: $E_k = S_{\Sigma} - C_{експл}$

$$E_k = 64826160 - 44963963 = 19862197 \text{ грн/рік}$$

Врахуємо нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень $E_n = 0,15$:

$$E = E_k - E_n \cdot K = 19862197 - 0,15 \cdot 4500000 = 19862197 - 675000 = 19187 \text{ грн/рік}$$

Цю величину можна інтерпретувати як «приведену» річну економічну вигоду з урахуванням нормативної дохідності капіталу.

5.1.8 Термін окупності інвестицій

Простий термін окупності обчислюється за відношенням капіталовкладення до річного експлуатаційного ефекту E_k :

$$T = \frac{K}{E_k} = \frac{4\,500\,000}{19\,862\,197} \approx 0,227 \text{ року}$$

В місяцях:

$$T_{\text{міс}} = 0,227 \cdot 12 = 2,7 \text{ міс}$$

Таблиця 5 2 - Показники експлуатаційних витрат та економічної ефективності КУ

№	Показник	Значення	Одиниця виміру
1	Річний відпуск електроенергії (V_{el})	8 685 600	кВт·год/рік
2	Річний відпуск теплової енергії ($V_{\text{тепл}}$)	9 080,4	Гкал/рік
3	Вартість виробленої електроенергії (S_{el})	52 113 600	грн/рік
4	Еквівалентна вартість теплової енергії ($S_{\text{тепл}}$)	12 712 560	грн/рік
5	Річне споживання природного газу (V_g)	2 423 282	м ³ /рік
6	Вартість природного газу (S_g)	43 619 083	грн/рік
7	Заробітна плата інженера-енергетика (з нарахуваннями)	263 520	грн/рік
8	Заробітна плата ремонтного й експлуатаційного персоналу	351 360	грн/рік
9	Вартість ремонтних матеріалів	50 000	грн/рік
10	Амортизаційні відрахування (А)	675 000	грн/рік
11	Інші експлуатаційні витрати	5 000	грн/рік
12	Сумарні експлуатаційні витрати ($C_{\text{експл}}$)	44 963 963	грн/рік
13	Експлуатаційний економічний ефект (E_k)	19 862 197	грн/рік
14	Приведений річний ефект ($E = E_k - E_n K$; $E_n = 0,15$)	19 187 197	грн/рік
15	Простий строк окупності ($T = K / E_k$)	0,23	року (2,7 міс.)

При сучасних (підвищених) тарифах на електричну та теплову енергію та спеціальній ціні газу для когенераційних установок, а також з урахуванням оновленого рівня заробітної плати персоналу, розрахунок показує дуже високу економічну ефективність роботи когенераційної установки на 1100 кВт.

За прийнятими припущеннями:

- річний експлуатаційний економічний ефект становить близько 19,9 млн грн/рік;
- простий строк окупності капітальних вкладень - близько 2,7 місяця.

В реальних проєктах доцільно додатково враховувати податки, фінансування (кредити), можливі простої, нерівномірність графіку навантаження, а також тарифи за конкретними договорами з оператором системи розподілу, постачальником газу і тепла. Але навіть із поправкою на ці фактори когенераційна установка за сучасних цінових умов залишається надзвичайно вигідним варіантом енергопостачання переробного підприємства.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ В КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВКАХ

6.1 Приєднання когенераційних установок до електричних та теплових мереж

Процедура приєднання когенераційної установки до електричної чи теплової мережі регламентується чинними нормативно-правовими актами та передбачає кілька обов'язкових етапів. Першим із них є отримання технічних умов. Власник мережі надає їх у строк не пізніше 15 днів з моменту отримання запиту. Технічні умови визначають параметри майбутнього приєднання, перелік необхідних заходів, а також вимоги до реконструкції або модернізації елементів мережі, якщо такі роботи потрібні.

Усі подальші дії здійснюються на підставі договору про приєднання, у якому технічні умови виступають обов'язковим додатком. Якщо передбачено втручання у структуру чи обладнання електричних мереж, власник когенераційної установки може ініціювати експертний висновок Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, з метою підтвердження технічної обґрунтованості вимог і обсягів робіт.

Підключення когенераційної установки до електричної мережі допускається лише після виконання заявником усіх умов договору про приєднання та завершення роботи технічної комісії, що підтверджує готовність об'єкта до введення в експлуатацію. Правила приєднання до електричних мереж встановлює Національна комісія регуляції електроенергетики України.

Аналогічні вимоги застосовуються і щодо підключення до теплових мереж. У разі необхідності реконструкції або модернізації теплотрас чи технологічного обладнання теплопостачальної організації власник когенераційної установки може звернутися до центрального органу виконавчої влади у сфері теплопостачання для отримання експертного висновку щодо доцільності та обґрунтованості таких технічних вимог.

Підключення до теплової мережі здійснюється після виконання технічних умов і завершення приймальної комісії. Правила приєднання у сфері тепlopостачання затверджуються відповідним урядовим органом.

Таким чином, особливості приєднання когенераційних установок полягають у необхідності послідовного виконання процедурних та технічних вимог, підтвердження обґрунтованості робіт з боку регуляторів та забезпечення повної відповідності обладнання вимогам для безпечної паралельної роботи з електричними і тепловими мережами.

6.2 Заходи безпеки при обслуговування когенераційних установок

Експлуатація когенераційних установок пов'язана з дією підвищених температур, високих тисків, електричних полів, шуму, вібрацій та можливими викидами продуктів згоряння. Тому організація безпечних умов праці на підприємствах, де впроваджуються такі енергетичні комплекси, повинна забезпечувати мінімізацію виробничих ризиків, захист персоналу та стабільність технологічних процесів.

Таблиця 6.1 - Небезпечні та шкідливі виробничі фактори при експлуатації когенераційних установок

Група факторів	Джерело виникнення	Характер впливу на персонал	Можливі наслідки	Основні заходи захисту
Фізичні	Високотемпературні поверхні двигуна, турбонаддуву, вихлопних колекторів	Термічний вплив, опіки	Опіки I-III ступеня, запалення одягу	Теплоізоляція, огороження, попереджувальні знаки, спецодяг
	Оберткові частини двигуна, генератора, вентиляторів	Механічний вплив, затягування у механізм	Травми, переломи, пошкодження кінцівок	Огороження рухомих частин, блокування, захисні кожухи
	Електричні установки високої напруги	Електричний удар, дуга	Пошкодження органів, летальні випадки	Заземлення, АВР, релейний захист, інструмент з

				ізоляцією
	Підвищений рівень шуму та вібрації	Акустичний та механічний вплив	Порушення слуху, нервові розлади, втома	Ізоляція блоків, вібропоглинаючі опори, навушники
	Висока температура повітря в машинному залі	Термічний дискомфорт	Перегрів, теплові удари	Примусова вентиляція, кондиціювання
Хімічні	Витік природного газу при роботі двигуна	Утворення вибухонебезпечної суміші, токсичний вплив	Отруєння, вибух, пожежа	Газоаналізатори, сигналізація, герметизація
	Вихлопні гази	Вміст CO, NOx, вуглеводнів	Отруєння, хронічні захворювання дихальних шляхів	Вентиляція, відведення газів, моніторинг повітря
Пожежо- та вибухонебезпечні	Газопаливні системи, масляні магістралі	Займання, витік палива	Пожежа, вибух	Вогнегасники, автоматичне пожежогасіння, іскробезпечне обладнання
Ергономічні	Монтаж, сервісне обслуговування в тісних просторах	Незручні пози, перевантаження м'язів	Травми, хронічні захворювання опорно-рухового апарату	Рациональне планування робочих місць, підйомні механізми
Психофізіологічні	Висока відповідальність персоналу за безперервний режим роботи	Емоційне та когнітивне навантаження	Стрес, зниження уважності, помилки	Чіткі інструкції, автоматизація, чергування, відпочинок
Група факторів	Джерело виникнення	Характер впливу на персонал	Можливі наслідки	Основні заходи захисту

Особливу увагу під час експлуатації когенераційного обладнання приділяють безпеці роботи газопоршневих двигунів, генераторного обладнання та систем теплопостачання. В процесі роботи двигуна виникають високотемпературні поверхні, що потребує застосування термоізоляційних

матеріалів і дотримання регламентованих відстаней до елементів будівельних конструкцій. Приміщення повинні бути оснащені вентиляційними системами, здатними забезпечити нормативні повітрообміни для відведення продуктів згоряння та надлишкового тепла.

Безпечна робота електрообладнання когенераційної установки передбачає ефективне заземлення, застосування апаратури автоматичного вимкнення у разі аварійних режимів, контроль якості ізоляції та періодичні вимірювання електричних параметрів. Оскільки синхронні генератори працюють у паралелі з мережею, велике значення має система релейного захисту, що запобігає перенавантаженням, асинхронним режимам та коротким замиканням.

Під час обслуговування систем подачі газу необхідно забезпечити захист від можливого витoku шляхом використання газоаналізаторів, герметизації з'єднань та регулярних технічних оглядів. У приміщенні повинні бути передбачені автоматичні системи виявлення загазованості, а також пристрої аварійного відключення подачі палива. Забороняється експлуатація установки за наявності запаху газу, порушення роботи вентиляції або пошкодження трубопроводів.

Шум і вібрація, властиві газопоршневому обладнанню, становлять додатковий фактор ризику. Для їх зменшення використовують віброгасні опори, шумопоглинаючі кожухи та будівельні конструкції з підвищеними звукоізоляційними характеристиками. Робочі місця персоналу мають розташовуватися за межами зон підвищеного шумового навантаження, а при необхідності працівники застосовують індивідуальні засоби захисту органів слуху.

Важливим елементом охорони праці є організація безпечного технічного обслуговування. Перед проведенням будь-яких ремонтних робіт установка має бути повністю зупинена, відключена від мережі і виведена з газопостачання. Ремонтний персонал повинен виконувати роботи відповідно до затверджених технологічних карт і процедур, що передбачають очищення

обладнання, контроль температурних режимів та відсутність залишків палива.

Пожежна безпека забезпечується застосуванням автоматичних систем пожежогасіння, які активуються за підвищення температури або появи диму. Приміщення оснащуються вогнегасниками відповідного класу, а всі поверхні з високою температурою мають бути екрановані або ізольовані. Не допускається зберігання горючих матеріалів у зоні розташування когенераційної установки.

Організація навчання і інструктажів персоналу відіграє ключову роль у запобіганні виробничим ризикам. Працівники повинні проходити первинний, повторний і позаплановий інструктаж, а також навчання з експлуатації когенераційного обладнання та дій у разі аварійних ситуацій. Окрему увагу приділяють відпрацюванню алгоритмів реагування на відключення мережі, загоряння, витік газу чи аварійне зупинення двигуна.

Таким чином, система охорони праці в когенераційних енергетичних комплексах включає комплекс технічних, організаційних та профілактичних заходів, спрямованих на забезпечення безпеки персоналу, стабільності виробничих процесів та запобігання надзвичайним ситуаціям. Якісна реалізація цих заходів є ключовою умовою ефективного і безпечного функціонування когенераційних установок у переробній промисловості.

ВИСНОВКИ

У ході виконання роботи, присвяченої визначенню та обґрунтуванню основних напрямів підвищення ефективності когенераційних установок для енергопостачання переробних підприємств, було встановлено, що когенерація залишається однією з найбільш енергетично та економічно доцільних технологій для сучасної промисловості. Поєднане виробництво електричної та теплової енергії дозволяє істотно знизити питомі витрати палива, підвищити коефіцієнт використання первинного енергоресурсу й суттєво скоротити викиди парникових газів.

Аналіз технічних рішень показав, що підвищення ефективності КУ можливе завдяки впровадженню високопродуктивних двигунів, оптимізованих систем утилізації теплоти, багаторівневих схем генерування та вдосконалених систем автоматизації. Важливим є також застосування кластерних когенераційних комплексів, що забезпечують гнучкість, резервування й можливість роботи в режимах, наближених до оптимальних.

Економічні розрахунки підтвердили, що модернізовані системи когенерації здатні забезпечувати значне скорочення операційних витрат підприємства, зменшення залежності від зовнішніх постачальників енергії та пришвидшення окупності капіталовкладень за рахунок стабільного теплового та електричного навантаження.

Організаційні аспекти, включно з удосконаленням систем диспетчеризації, енергоменеджменту та обліку, відіграють критично важливу роль у забезпеченні надійної роботи когенераційних комплексів. Ефективне управління режимами роботи, своєчасне технічне обслуговування та оптимізація використання паливних ресурсів створюють умови для максимального підвищення техніко-економічних показників.

Отже, комплексне застосування сучасних технічних, організаційних та експлуатаційних рішень забезпечує значний потенціал зростання

енергоефективності переробних підприємств. Когенераційні установки залишаються ключовим елементом стратегії сталого розвитку, підвищення енергетичної незалежності та конкурентоспроможності промисловості України.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Горобець В. Г. Теплоенергетичні установки і системи. - К.: ЦП «Компринт», 2018. - 393 с.
2. Горобець В. Г. Когенераційні установки. - К.: ЦП «Компринт», 2016. - 300 с.
3. Маляренко В. А. Технологія виробництва електроенергії: конспект лекцій. - Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2014. - 188 с. (містить розділ про когенераційні установки й ТЕЦ).
4. Horlock J. H. Combined Heat and Power. - Oxford: Pergamon Press, 1987. - 235 p. (класичний фундаментальний підручник із термодинаміки та економіки CHP).
5. Breeze P. Combined Heat and Power Generation. - Elsevier, 2018. - 104 p. (сучасний компактний огляд технологій CHP - двигуни, ГТУ, ПГУ, паливні елементи).
6. Rosen M. A., Koohi-Fayegh S. Cogeneration and District Energy Systems: Modelling, Analysis and Optimization. - London: IET, 2016. - 360 p. (моделювання, оптимізація й ексергетичний аналіз когенераційних та тепломережевих систем).
7. Boyano A., Santoyo-Castelazo E. (eds.) Cogeneration and Polygeneration Systems. - Academic Press, 2020. - 400 p. (ексергійний та термoeкономічний підхід до сучасних систем когенерації й полігенерації).
8. Теплоенергетичні установки і системи: робоча програма та методичні матеріали / НУБіП України. - К., 2018. (у рекомендованій літературі - сучасні джерела по когенерації, в т.ч. роботи Горобця).
9. Маляренко В. А. та ін. Технологія виробництва електроенергії: навч. посібник. - ХНУМГ, 2014. (лекційний конспект, що містить базові схеми ТЕС, ТЕЦ та когенераційних установок).
10. Навчально-методичні матеріали ВНТУ щодо розрахунків теплових схем і джерел теплопостачання (Ткаченко С. Й., Чепурний М. М.,

Степанов Д. В. Розрахунки теплових схем і основи проектування джерел теплопостачання. - Вінниця: ВНТУ, 2005. - 137 с.).

11. Стаднік М. І. Методика формування складу та вибору потужності когенераційних генераторних установок для забезпечення автономного енергопостачання об'єктів АПК // Техніка, енергетика, транспорт АПК. - Вінниця. (про оптимізацію потужності КУ для сільськогосподарських підприємств).

12. transparencymarketresearch.com

13. cogenworld.org

14. E. Thorin Combined Heat and Power. - Doctoral thesis / Mälardalen University, 2015. (містить розділи щодо моделювання та оптимізації роботи СНР в різних галузях промисловості).

15. Simons G. Combined Heat and Power Evaluation Protocol. - NREL, 2015. - 60 р. (методика оцінки енергозбереження та ефекту від впровадження когенерації).