

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

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛІШКОВ
“ ____ ” _____2024р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ
ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

«Визначення економічної ефективності впровадження когенераційних установок як джерел електропостачання»

Виконала здобувачка вищої освіти
II курсу магістратури, групи ЕНМ-23МЗ
ОПП «Енергетичний менеджмент»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Любов МОКЛЮК

« ____ » _____2024 р.

Керівник роботи професор, к.т.н.

_____Петро ПЛІШКОВ

« ____ » _____2024 р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Енергетичний менеджмент»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

к.т.н., професор

_____Петро ПЛІШКОВ

«_____» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Моклюк Любов Михайлівна

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) **Визначення економічної ефективності впровадження когенераційних установок як джерел електропостачання**
Determination of the economic efficiency of cogeneration plants implementation as sources of electricity supply

2. Керівник роботи (проекту) Плішков Петро Григорович, к.т.н., професор

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 12.12.2024 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) _____
Вступ; Аналіз застосування та принцип дії когенераційних технологій;
Ефективність роботи когенераційних установок; Оптимізація режимів роботи
підприємств з використанням когенераційних установок; Контроль
енергоресурсів в когенераційних установках; Економічна ефективність
впровадження когенераційних установок; Правила безпеки при експлуатації
установок; 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>07.10.24</i>	
2	<i>Аналіз застосування та принцип дії когенераційних технологій</i>	<i>15.10.24</i>	
3	<i>Ефективність роботи когенераційних установок</i>	<i>22.10.24</i>	
4	<i>Оптимізація режимів роботи підприємств з використанням когенераційних установок</i>	<i>04.11.24</i>	
5	<i>Контроль енергоресурсів в когенераційних установках</i>	<i>12.11.24</i>	
6	<i>Економічна ефективність впровадження когенераційних установок</i>	<i>18.11.24</i>	
7	<i>Правила безпеки при експлуатації установок</i>	<i>24.11.24</i>	
8	<i>Висновки</i>	<i>02.12.24</i>	
9	<i>Оформлення пояснювальної записки ВКР</i>	<i>08.12.24</i>	
10	<i>Оформлення презентаційної частини ВКР</i>	<i>10.12.24</i>	

Дата видачі завдання _____
Підпис керівника _____

«___» _____ 2024 р.
Петро ПЛЄШКОВ

Завдання прийнято до виконання _____
Підпис здобувача _____

«___» _____ 2024 р.
Любов МОКЛЮК

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 106 с.; 35 рис.; 2 табл.; 12 джерел.

Моклюк Л.М. Визначення економічної ефективності впровадження когенераційних установок як джерел електропостачання. – Рукопис.

Магістерська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Енергетичний менеджмент». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2024 рік.

Об'єктом досліджень є ефективність використання когенераційних установок.

Предмет досліджень – когенераційні установки.

Метою кваліфікаційної роботи є дослідження економічної ефективності впровадження когенераційних установок як джерел електропостачання.

Основними цілями роботи є проведення аналізу поточного стану енергопостачання промислових підприємств за допомогою когенераційних установок, вивчення фундаментальних досліджень, періодичних видань та нормативних документів, що стосуються проблем енергозабезпечення промислових підприємств з впровадженням когенераційних установок.

На підприємствах, які займаються теплопостачанням, когенераційні установки об'єднують виробництво тепла з енергогенерацією, що знижує собівартість тепла завдяки високому ККД.

В роботі досліджено, що основна перевага когенераційних електростанцій перед класичними ТЕС полягає в більш ефективному перетворенні енергії, що дозволяє використовувати тепло, яке зазвичай втрачається.

Під час експлуатації когенераційні установки дозволяють зменшити витрати палива на виробництво електроенергії на 20-30%. Їхнє впровадження сприяє зниженню втрат енергії в мережах. Оскільки ці установки здатні працювати в піковому режимі, вони також частково розв'язують питання створення маневрових потужностей.

З огляду на збільшення тарифів на електроенергію, економічна вигідність використання когенераторів стає більш очевидною, роблячи їх інвестицією, яка приносить швидкий і відчутний економічний ефект.

Ключові слова: когенерація, паливно-енергетичні ресурси, енергоефективність, теплові навантаження, системи контролю енергоресурсів, енергозбереження.

ANNOTATION

Qualification work: 106 p.; 35 Fig.; 2 tables; 12 sources.

Mokliuk L.M. Determining the economic efficiency of the implementation of cogeneration plants as sources of electricity supply. - Manuscript.

Master's thesis on specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Energy Management". – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2024.

The object of research is the effectiveness of the use of cogeneration plants.

The subject of research is cogeneration plants.

The purpose of the qualification work is to study the economic efficiency of the introduction of cogeneration plants as sources of electricity supply.

The main goals of the work are the analysis of the current state of energy supply of industrial enterprises using cogeneration plants, the study of fundamental research, periodicals and regulatory documents related to the problems of energy supply of industrial enterprises with the introduction of cogeneration plants.

At enterprises engaged in heat supply, cogeneration plants combine heat production with power generation, which reduces the cost of heat due to high efficiency.

In the work, it was investigated that the main advantage of cogeneration power plants over classic thermal power plants is more efficient energy conversion, which allows the use of heat that is usually lost.

During operation, cogeneration units allow to reduce fuel consumption for electricity production by 20-30%. Their implementation contributes to the reduction of energy losses in networks. Since these installations are able to work in "peak" mode, they also partially solve the issue of creating maneuvering capacities.

Given the increase in electricity tariffs, the economic benefit of using co-generators becomes more obvious, making them an investment that brings a quick and tangible economic effect.

Keywords: cogeneration, fuel and energy resources, energy efficiency, heat loads, energy resource control systems, energy saving.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ЗАСТОСУВАННЯ ТА ПРИНЦИП ДІЇ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ	8
1.1. Обґрунтування вибору когенераційних установок.....	8
1.2. Переваги застосування когенераційних установок.....	9
1.3. Схеми та аналіз роботи когенераційних установок.....	13
1.4. Вибір первинного двигуна.....	25
1.5. Режими роботи когенераційної установки.	26
РОЗДІЛ 2. ЕФЕКТИВНІСТЬ РОБОТИ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК.....	33
2.1. Вибір потужності когенераційної установки як основного джерела живлення.....	33
2.2. Підключення синхронних генераторів на паралельну роботу до мережі.....	34
2.3. Ефективність одночасного виробництва теплової та електричної енергії.....	39
2.4. Питома витрата палива на виробництво електричної енергії в когенераційних установках.....	41
2.5. Визначення рівня надійності електропостачання.....	46
2.6. Порівняння ефективності роботи когенераційних установок.....	47
РОЗДІЛ 3. ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ПІДПРИЄМСТВ З ВИКОРИСТАННЯМ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК.....	51
3.1. Вплив генеруючої потужності когенераційних установок на формування структури системи електропостачання промислового підприємства.....	51
3.2. Характеристики теплових схем когенераційних установок на базі парових турбін.....	61
3.3. Робота когенераційних установок при різних режимах	

споживання тепла і електроенергії.....	68
РОЗДІЛ 4. КОНТРОЛЬ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ В КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВКАХ.....	71
4.1. Автоматизована система контролю і управління когенераційними установками.....	71
4.2. Прилади обліку енергоресурсів когенераційних установок.....	75
РОЗДІЛ 5. ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ВПРОВАДЖЕННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК.....	83
5.1. Вирішення проблем енергозбереження при застосуванні когенераційних технологій.....	84
5.2. Економічне підґрунтя вибору електроприводів когенераційних установок.....	87
5.3. Розрахунок економічної ефективності впровадження когенераційної установки.....	92
РОЗДІЛ 6. ПРАВИЛА БЕЗПЕКИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ УСТАНОВОК	97
6.1. Установка заземлень.....	97
6.2. Організація захисту працівників об'єкту в умовах надзвичайних ситуацій.....	98
ВИСНОВКИ.....	103
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	105

ВСТУП

Основною причиною переходу на альтернативні джерела тепла та електроенергії є старіння мереж та низька якість електропостачання. Такою альтернативою стали малопотужні когенераційні установки, або міні-ТЕЦ, які можуть забезпечити окремі будівлі чи підприємства теплом і струмом.

Когенераційні системи створюють на основі газотурбінних, газопоршневих установок і мікротурбін. Іноді використовують двигуни, що працюють на дизелі. Також їх класифікують за типом палива, оскільки газ може бути різного походження, зокрема шахтний метан, біогаз і газ із полігонів є перспективними варіантами.

Когенераційні технології економічно вигідні та мають екологічне значення для країни. Їх принцип полягає в подвійному використанні енергії згоряння як для вироблення електрики, так і тепла.

Останнім часом значно зріс попит на модульні когенераційні установки потужністю від 1 до 20 МВт. Це пояснюється досягненням їхнього ККД на рівні 80-90%, швидким встановленням, меншими капіталовкладеннями, можливістю розташувати такі установки поблизу споживачів тепла й електроенергії, а також зниженими експлуатаційними витратами та широким вибором палива.

Українські когенераційні установки підвищують енергонезалежність підприємств. Застосування природного газу та біогазу в когенераційних технологіях є перспективним шляхом для зменшення залежності від природного газу. Ці технології не лише економічно виправдані, але й екологічно корисні для України. Когенерація дозволяє ефективно використовувати енергію згоряння для одночасного виробництва електроенергії й тепла.

На підприємствах, які займаються теплопостачанням, когенераційні установки допомагають об'єднувати виробництво тепла з енергогенерацією,

що знижує собівартість тепла завдяки високому ККД. Вітчизняні когенераційні установки за основними техніко-економічними характеристиками не поступаються зарубіжним, а за ціною є вигіднішими.

Будівництво таких когенераційних установок потужністю від 1 до 20 МВт зазвичай триває до одного року, що робить цей ринок перспективним для інвесторів і великих підприємств з власними фінансовими ресурсами, адже окупність проектів становить не більше 4 років.

Для досягнення поставлених цілей планується вивчити фундаментальні дослідження, періодичні видання та нормативні документи, що стосуються проблем енергозабезпечення промислових підприємств, а також провести аналіз поточного стану їх енергопостачання за допомогою когенераційних установок.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ЗАСТОСУВАННЯ ТА ПРИНЦИП ДІЇ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

1.1. Обґрунтування вибору когенераційних установок.

При створенні когенераційної установки ключовим завданням стає вибір схеми, оскільки він визначає тип обладнання, енергетичні показники, а також витрати і терміни окупності вкладень.

Схему когенераційної установки обирають на основі її основної функції — видів і кількості енергії, яку вона повинна виробляти. Якщо установка призначена переважно для постачання тепла, можуть використовуватись схеми ГПА або ГТУ. У такому випадку електрогенератор приводиться в дію газовою турбіною або газопоршневим двигуном, залежно від загальної потужності, співвідношення теплових та електричних навантажень, доступності палива відповідних параметрів, екологічних вимог та вартості обладнання.

При розміщенні когенераційної установки на основі вже існуючих опалювальних водонагрівних котлів оптимальним для агрегатів потужністю до 10-20 МВт є використання газопоршневих двигунів як приводу електрогенератора за схемою утилізації, тобто без додаткового спалювання палива. Така схема забезпечує кращі економічні показники порівняно зі схемами на основі ГТУ, спрощує керування установкою, хоч і накладає певні обмеження на регулювання теплової потужності. Спрощується також робота паливної системи, оскільки тиск газу можна знизити до 0,3 МПа.

Якщо основним завданням когенераційної установки є генерація електроенергії, оптимальним є використання парогазового циклу, який забезпечує ефективні економічні показники в широкому діапазоні теплових навантажень. У парогазовій когенераційній установці, як і в інших подібних схемах, коефіцієнт корисного використання енергії палива зростає зі

збільшенням теплового навантаження, хоча при цьому загальна електрична потужність знижується.

При виборі когенераційної системи для конкретного застосування насамперед слід оцінювати електричні та теплові навантаження, співвідношення (електроенергія/тепло) та кількість робочих годин на рік. У багатьох промислових секторах із великим потенціалом для когенерації існують процеси, де виробляється або вивільняється тепло, яке можна утилізувати та повторно використати. Наприклад, у процесах нафтопереробки, таких як каталітичний крекінг, утворюються гази як побічний продукт, які можуть безпосередньо застосовуватися в когенераційній системі.

Когенераційні системи потужністю 150–3200 кВт для електрики та 240–5120 кВт для тепла можна розміщувати навіть у відносно компактних приміщеннях, при цьому існуючі котли й водонагрівачі можуть служити як резервні чи додаткові джерела тепла, а місцеві енергосистеми можуть використовуватися як резервні джерела електроенергії.

При розгляді проєкту когенерації для виробничих потреб важливо дослідити всі технологічні теплові контури, оскільки може виникнути можливість використання низькопотенційного тепла від когенераатора безпосередньо у виробничих процесах.

1.2. Переваги застосування когенераційних установок.

Когенераційні установки мають широкі можливості застосування та можуть забезпечувати енергією різноманітні галузі економіки, зокрема:

- на промислових і сільськогосподарських підприємствах;
- у сфері обслуговування, як-от пекарні, хімчистки, готелі, торгові й адміністративні центри;
- у житлових районах, приватних будинках, лікарнях, басейнах, спортивних комплексах тощо.

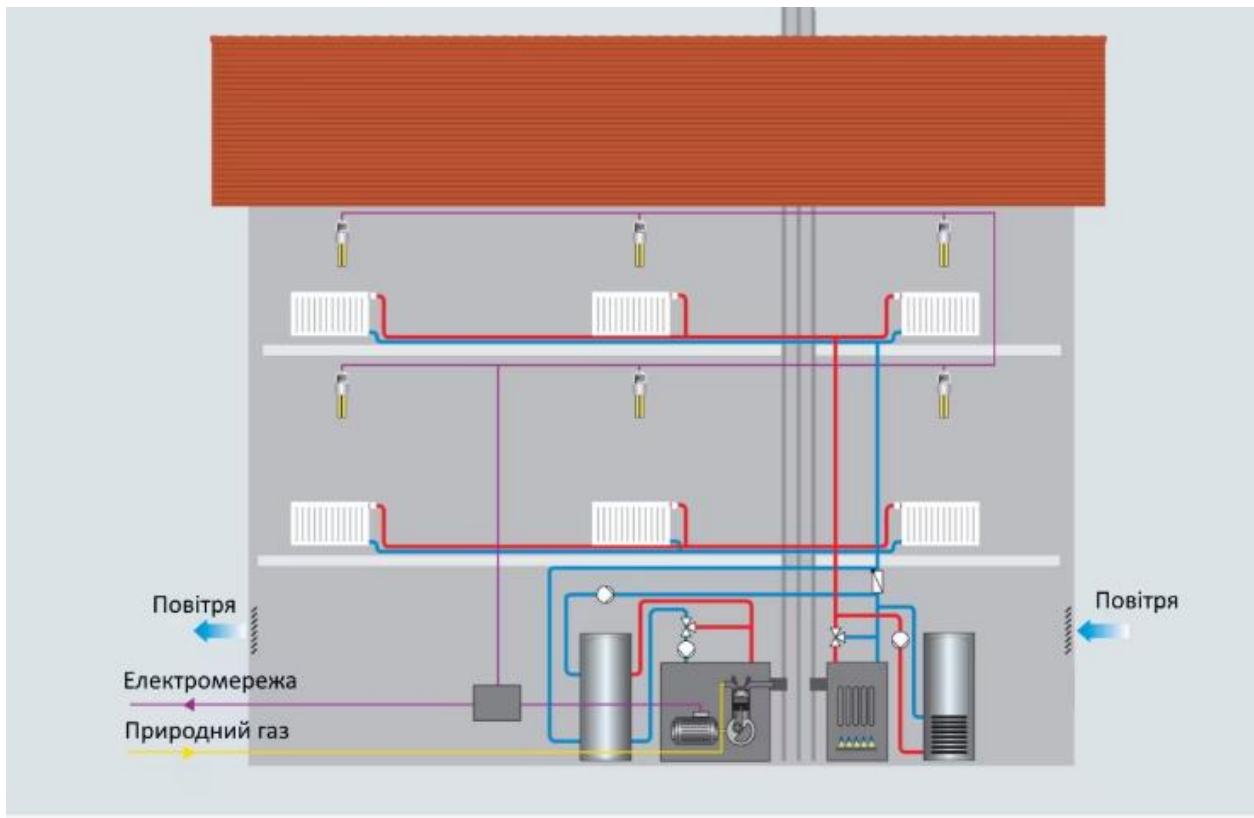


Рисунок 1.1 – Підключення когенераційної установки до будинку

Основна перевага когенераційних електростанцій перед класичними ТЕС полягає в більш ефективному перетворенні енергії, що дозволяє використовувати тепло, яке зазвичай втрачається. Це суттєво знижує потребу в закупівлі енергії та скорочує витрати на енергозабезпечення приблизно на 100 \$/кВт, забезпечуючи енергетичну незалежність і майже триразове зменшення витрат на тепло та електроенергію.

Міні-ТЕЦ також мають свої переваги, зокрема:

- низькі втрати при транспортуванні енергії у порівнянні з централізованими системами;
- автономність роботи й можливість передавати надлишкову електроенергію в енергомережу;
- підвищення ефективності котелень за рахунок виробництва електроенергії та тепла;
- надійніше теплопостачання завдяки власному джерелу енергії;

– нижча собівартість теплової та електричної енергії у порівнянні з централізованими джерелами.

Під час експлуатації когенераційні установки дозволяють зменшити витрати палива на виробництво електроенергії на 20-30%. Їхнє впровадження сприяє зниженню втрат енергії в мережах. Оскільки ці установки здатні працювати в "піковому" режимі, вони також частково розв'язують питання створення маневрових потужностей. З часом повсюдне застосування когенераційної техніки може створити передумови для зниження тарифів на тепло- та електроенергію.

Використання когенераційних електростанцій у великих містах дозволяє ефективно розширити енергопостачання без необхідності реконструкції мереж, що підвищує якість як електричної, так і теплової енергії. Завдяки автономності когенераційних установок споживачі отримують електроенергію з постійною частотою і напругою, теплову енергію зі стабільною температурою, а також якісну гарячу воду.

Упровадження когенераційних електростанцій дозволяє постачати тепло й електроенергію споживачам без необхідності будівництва додаткових ліній електропередачі та теплотрас. Розміщення джерел енергії поруч зі споживачами сприяє значному скороченню втрат енергії під час передачі та підвищує якість енергопостачання, що покращує коефіцієнт використання природного газу.

Когенераційні установки є вигідною альтернативою централізованим тепломережам завдяки здатності швидко змінювати параметри теплоносія відповідно до потреб споживачів у будь-який період року. Вони не залежать від економічної ситуації в великих теплоенергетичних компаніях, а співвідношення виробництва електроенергії до теплової енергії у них становить 1:1,5. Прибуток або економія від продажу тепла й електроенергії покривають усі витрати на встановлення когенераційної станції, що дозволяє швидше повернути інвестиції у порівнянні з витратами на підключення до

теплових мереж. Когенераційні установки також інтегруються як в індивідуальні електричні схеми споживачів, так і в міські електромережі, працюючи паралельно з ними.

Повне відшкодування капітальних та експлуатаційних витрат на когенераційну електростанцію відбувається через три-чотири роки її експлуатації. Використання когенераційних установок дозволяє знижувати щорічні витрати на енергопостачання — на електричну та теплову енергію, зменшуючи витрати на 100 доларів за кожен кВт номінальної електричної потужності в разі роботи установки в базовому режимі генерації (при 100% навантаженні). Це можливо, коли установка працює безперервно або паралельно з мережею.

Організація централізованої системи теплопостачання з комбінованим виробництвом електричної та теплової енергії дає додаткові переваги. Зокрема, вона дозволяє маневрувати потужностями під час пікових навантажень та в екстремальних ситуаціях. Впровадження великої кількості малих та середніх електрогенеруючих установок, за умови ефективного централізованого управління, дозволить гнучко коригувати загальну потужність залежно від потреб.

Перехід на комбіноване виробництво енергії сприятиме створенню великої кількості таких установок різних потужностей, чия робота повинна узгоджуватися з графіками теплопостачання та загальним режимом енергосистеми. Під час пікових навантажень електрогенеруючі установки ТЕЦ працюють на максимальній потужності, що призводить до значного виділення теплоти, яку можна використовувати для нагріву води та вироблення пари. Коли навантаження в енергосистемі знижується, потужність установок можна зменшувати, а блокові установки — відключати.

Для підвищення ефективності ТЕЦ можна використовувати теплові насоси. Це дозволить перерозподіляти надлишок електричної енергії в

періоди зниженого навантаження на енергосистему для виробництва додаткової теплоти.

Комбінований спосіб вироблення електроенергії та тепла має значні економічні переваги, оскільки дозволяє ефективніше використовувати паливо. Завдяки цьому способу доходи від реалізації тепла та електричної енергії на одиницю спаленого палива значно зростають порівняно з доходами, які отримують котельні та конденсаційні електростанції, де енергія виробляється окремо. Це досягається завдяки кращому коефіцієнту корисного використання енергії, оскільки тепло, яке втрачається на традиційних станціях, використовується для виробництва електричної енергії в когенераційних установках. В результаті цього комбінованого підходу знижуються витрати на паливо і підвищується економічна ефективність процесу енергогенерації.

1.3. Схеми та аналіз роботи когенераційних установок

У тепловій енергетиці виділяють три основні схеми побудови когенераційних установок, кожна з яких має свої характеристики та застосування в залежності від типу двигунів та способів генерування енергії. Ось ці три базові варіанти:

1) Когенераційні установки на базі газотурбінних двигунів. У таких установках основним продуктом є теплове забезпечення, при цьому вироблення електричної чи механічної енергії є допоміжним. Це може бути корисним для підприємств, де переважно потрібно тепло.

2) Когенераційні установки на базі газопоршневих двигунів. Подібно до попередніх, ці установки виробляють в основному тепло, а електрична (механічна) енергія є допоміжною. Це оптимально для малих і середніх потужностей.

3) Когенераційні установки на базі парогазових циклів. В цих установках основним продуктом є електрична енергія, а тепло виробляється як побічний

продукт. Вони можуть досягати високої частки виробленої електричної енергії, яка часто перевищує 50% від загальної кількості енергії, що виробляється установкою.

Таким чином, залежно від потреби в електричній чи тепловій енергії, обирається відповідний тип когенераційної установки, що забезпечує максимальну ефективність і економічність для конкретного застосування.

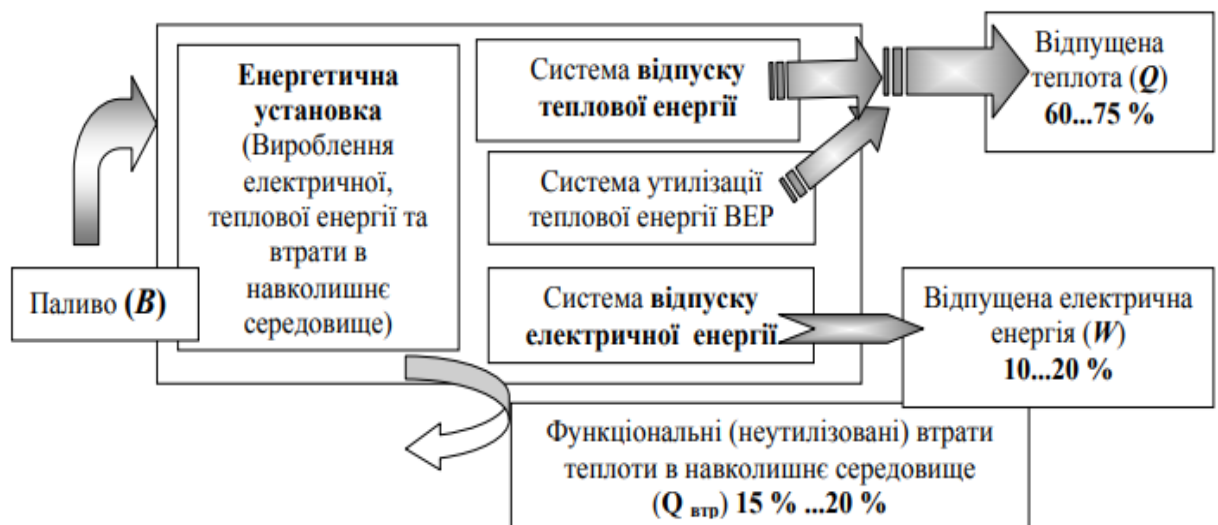


Рисунок 1.2 - Структура процесів когенераційної установки

1.3.1. Двигуни внутрішнього згорання (ГПА)

Система когенерації, або міні-ТЕС, складається з чотирьох основних компонентів, кожен з яких відіграє ключову роль у забезпеченні ефективної роботи установки:

1. Первинний двигун. Це основний компонент, який перетворює енергію палива в механічну енергію. В залежності від вимог до енергетичної установки можуть використовуватися різні типи двигунів:

- Поршневий двигун (для малих та середніх потужностей),
- Газова турбіна (підходить для великих установок з високою ефективністю на великих навантаженнях),

- Парова турбіна (для великих теплоелектричних станцій, де важливе комбіноване виробництво електрики і тепла),
- Комбінація парової та газової турбін (для більш складних схем, таких як парогазові цикли, що дозволяють досягти високої ефективності в генерації як електричної, так і теплової енергії).
- Термомасляні системи

2. Електрогенератор. Перетворює механічну енергію, що генерується первинним двигуном, на електричну енергію. Це основна складова когенераційної системи для виробництва електроенергії.

3. Система утилізації тепла. Це система, що дозволяє використовувати відпрацьоване тепло, яке утворюється в процесі виробництва електроенергії. Тепло може бути використане для опалення, гарячого водопостачання або в інших промислових процесах.

4. Система контролю і управління. Забезпечує автоматичний контроль за роботою когенераційної установки, моніторинг її стану, ефективності та безпеки. Вона дозволяє оптимізувати використання ресурсів та енергії.

Залежно від вимог і специфікацій проекту, система може бути адаптована для досягнення максимальних економічних і технічних результатів.

Газопоршневі агрегати (ГПА) - це традиційні дизельні електростанції, які зазвичай використовуються як резервні джерела електроенергії. Коли вони оснащуються теплообмінниками або котлами-утилізаторами, вони перетворюються на міні-ТЕС. Невикористане тепло, що утворюється від вихлопних газів, охолоджувальних і змащувальних систем двигунів, направляється на опалення та гаряче водопостачання. При цьому близько третини енергії палива перетворюється на механічну енергію, а решта — на теплоту. Окрім дизельних двигунів, для таких установок використовуються також газові та газодизельні двигуни внутрішнього згорання.

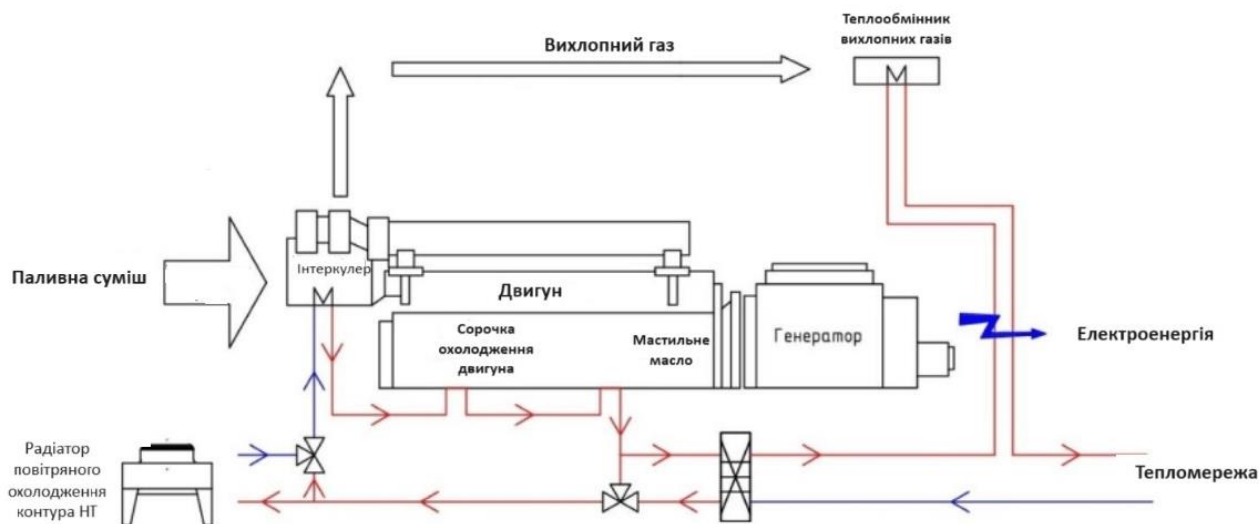


Рисунок 1.3 – Принципова схема когенераційної установки з газовим двигуном.

Газовий двигун може бути оснащений кількома карбюраторами, що дозволяє працювати на різних типах газу. Газодизельні агрегати одночасно споживають газ і до 1,5% дизельного пального, а в разі аварії можуть плавно переключатись з газу на дизель. Дизельні когенератори особливо зручні в районах, де немає доступу до газу, оскільки нафтова продукція дешевша за природний газ. Вони також можуть працювати на біогазі, газах зі сміттєвих звалищ або продуктах піролізу, що значно збільшує їх ефективність у сільському господарстві, на мусоропереробних підприємствах і на очисних спорудах. Газопоршневі агрегати з іскровим запаленням мають оптимальне співвідношення «витрати палива/енергія» і є найефективнішими при потужності від 0,03 до 5-6 МВт. Дизельні ГПА, що працюють за принципом займання від стискування, мають потужність від 0,2 до 20 МВт.

ГПА працюють в двох режимах:

- Номінальний режим — робота на максимальному навантаженні і швидкості протягом доби, з плановими зупинками для обслуговування. Перевантаження до 10% можливе протягом 2 годин на добу.

– Резервний режим — безперервна робота без перевантажень, коли основне джерело енергії не працює.

Поршневі двигуни внутрішнього згорання є дуже ефективними для когенераційних установок. Вони мають високий коефіцієнт корисної дії (ККД), можуть працювати на різних видах палива — як рідкому, так і газоподібному, і мають хороші показники щодо використання тепла. Частки теплової енергії, що утворюється, залежатимуть від типу двигуна, системи охолодження та режиму навантаження.

Тепловий баланс двигуна Waukesha з турбонадувом відображає, як енергія, що виробляється під час згорання палива, розподіляється між різними видами енергії, такими як механічна енергія, теплотворна енергія та втрати. Основні елементи теплового балансу для таких двигунів можуть бути наступними:

Таблиця 1.1 - Характеристика витрати палива в двигунах внутрішнього згорання (ГПА).

Витрати палива на: (в %)	
На систему охолодження і масло	32,4%
На випромінювання	6,95 %
На роботу вихлопної системи	28,41 %
На корисну роботу	32,24 %

Як показує таблиця, у поршневих двигунах внутрішнього згорання від 30% до 40% теплової енергії, що міститься в паливі, перетворюється на механічну роботу. Залишок енергії виводиться у вигляді тепла, яке відводиться через охолоджувальну систему або випаровується через глушник для утилізації вихлопних газів.

Переваги та особливості використання ГПА:

– низький рівень викидів оксидів азоту, який можна знизити до мінімуму, якщо двигун працює на багатій суміші з подальшим допалюванням вихлопних газів в котлі.

- вищий ресурс роботи порівняно з газотурбінними установками (ГТУ), що може досягати 150-200 тисяч годин.
- низькі капітальні та експлуатаційні витрати на виробництво енергії, що робить їх економічно вигідними.
- легкість у переході з одного виду палива на інший, що дає більшу гнучкість у використанні різних джерел енергії.

Однак, ГПА не рекомендуються для використання у випадках, коли потрібна велика кількість теплоносія з температурою понад 110°C, при високих потребах у споживаній потужності або коли є обмеження щодо частоти пусків.

1.3.2. Газотурбінні установки (ГТУ)

Газотурбінні установки (ГТУ) складаються з двох основних компонентів: газогенератора та силової турбіни, які зазвичай розташовані в одному корпусі. Газогенератор включає турбокомпресор та камеру згорання, де утворюється високотемпературний потік газу, що обертає лопатки силової турбіни. Теплова енергія генерується завдяки утилізації тепла вихлопних газів через теплообмінник, водогрійний або паровий котел-утилізатор.

ГТУ можуть працювати на двох видах палива: газоподібному та рідкому. Постійна робота здійснюється на газі, але в резервному або аварійному режимі система автоматично переходить на дизельне паливо. Ідеальний режим роботи ГТУ — це комбіноване виробництво теплової та електричної енергії. Газотурбінні установки генерують значно більше теплової енергії, ніж газопоршневі агрегати, і можуть працювати як у базовому режимі, так і для покриття пікових навантажень.

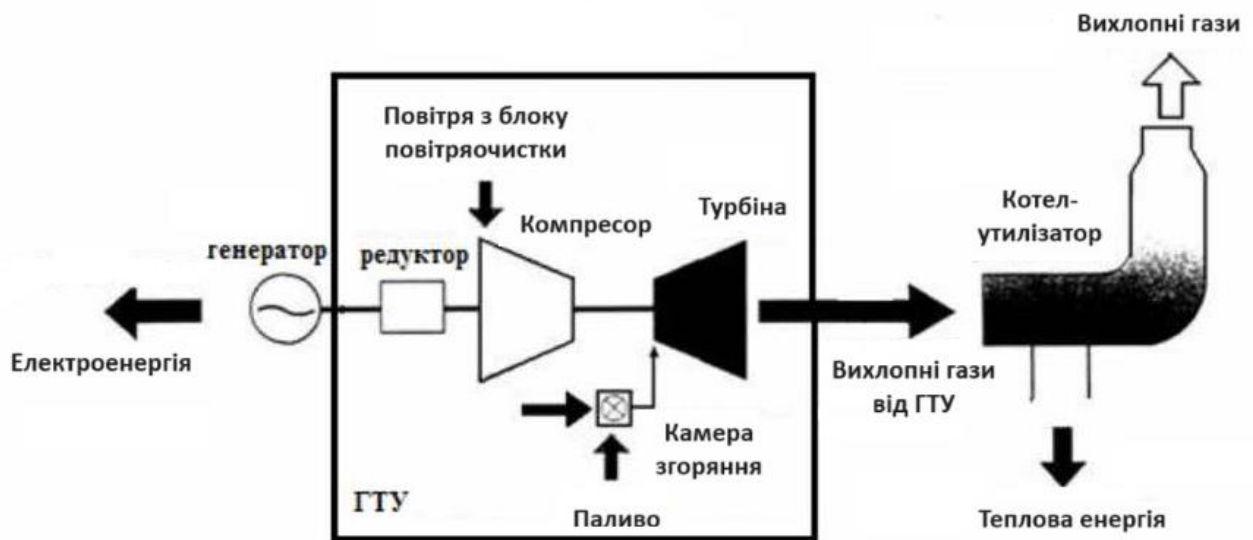


Рисунок 1.4 - Схема когенераційної установки на основі ГТУ

Принцип роботи ГТУ

Принцип роботи газотурбінної установки (ГТУ) полягає в тому, що атмосферне повітря потрапляє в компресор, де воно стискається, після чого надходить через повітророзподільний клапан до камери згорання. У камері згорання спалюється паливо, яке подається через форсунки. Гарячі гази, що утворюються в результаті згорання, потрапляють на лопатки газової турбіни, де їх теплова енергія перетворюється на механічну енергію, що обертає ротор турбіни.

Ця механічна енергія використовується для обертання електрогенератора, який виробляє електроенергію. Гарячі гази після цього направляються в водонагрівний котел-утилізатор, де їх тепло передається воді, що потім надходить до центрального теплового пункту (ЦТП). Підключення споживачів до ЦТП здійснюється через окремий контур.

Основним паливом є природний газ, однак у разі припинення його подачі котел і ГТУ можуть працювати на зрідженому пропан-бутані (при частковому навантаженні).

В залежності від потреб споживачів можливі різні варіанти використання ГТУ:

- Видача електричної потужності в систему на генераторному напрузі (6,3 або 10,5 кВ) або підвищеному до 110 кВ.
- Видача теплової потужності через центральний тепловий пункт або індивідуальні теплові пункти, з повною гідравлічною розв'язкою.
- Спільна робота ГТУ з іншими енергоджерелами на загальних теплових мережах або використання ГТУ як автономного джерела тепла.
- Використання ГТУ як в закритих, так і в відкритих системах теплопостачання.

Залежно від потреб може бути обраний режим лише для відпуску електричної енергії або для одночасного відпуску електричної і теплової енергії.

Переваги газотурбінних установок (ГТУ) на базі газотурбінних електростанцій (ГТЕС) включають:

- Висока надійність - основні вузли мають ресурс до 150 тисяч годин, а ресурс до капітального ремонту — до 50 тисяч годин.
- Ефективне використання палива - коефіцієнт використання палива (КІТ) при повній утилізації тепла може досягати 85%.
- Економічність - питома витрата умовного палива для вироблення 1 кВт електроенергії становить 0,2 кг у.т., а для 1 Гкал тепла — 0,173 кг у.т.
- Швидка окупність і короткий термін будівництва - термін будівництва становить 10–12 місяців (при наявності всіх необхідних узгоджень і дозволів).
- Низька вартість капітальних вкладень - вартість встановлення 1 кВт потужності не перевищує \$600 на майданчику ГТУ.
- Автоматизація - можливість автоматичного і дистанційного управління, а також автоматичне діагностування режимів роботи станції.

– Зменшення потреби в дорогих лініях електропередач - можливість відмови від будівництва протяжних ліній електропередач (ЛЕП).

Недоліком є необхідність додаткових витрат на створення газокомпресорної дожимаючої станції, оскільки ГТУ потребує газ з тиском 2,5 МПа, тоді як у міських мережах газ має тиск 1,2 МПа.

1.3.3. Парогазові установки (ГПУ)

На основі невеликих парових турбін можна створювати міні-ТЕС, використовуючи вже діючі парові котли з високим тиском пари на виході. Знижуючи тиск пари за допомогою дросельних пристроїв, можна знизити енергетичну ефективність, що призводить до втрат енергії — до 50 кВт на кожну тону пари. Встановивши турбогенератор паралельно з дросельним пристроєм, можна отримати дешевшу електроенергію. Реконструкція котельних, як муніципальних, так і промислових, дозволяє вирішити кілька важливих завдань енергозбереження:

- Котельні, які постачають понад 60% теплової енергії, зможуть додатково генерувати дешеву електроенергію як в піковий, так і в базовий режимах.
- Знижується собівартість теплової енергії.
- Зменшуються втрати в електромережах завдяки локальним джерелам електроенергії на об'єктах, що обслуговуються котельними.
- Значно знижуються питомі витрати палива для виробництва електричної та теплової енергії.
- Знижується рівень викидів в атмосферу NO, CO та CO₂ завдяки економії палива.

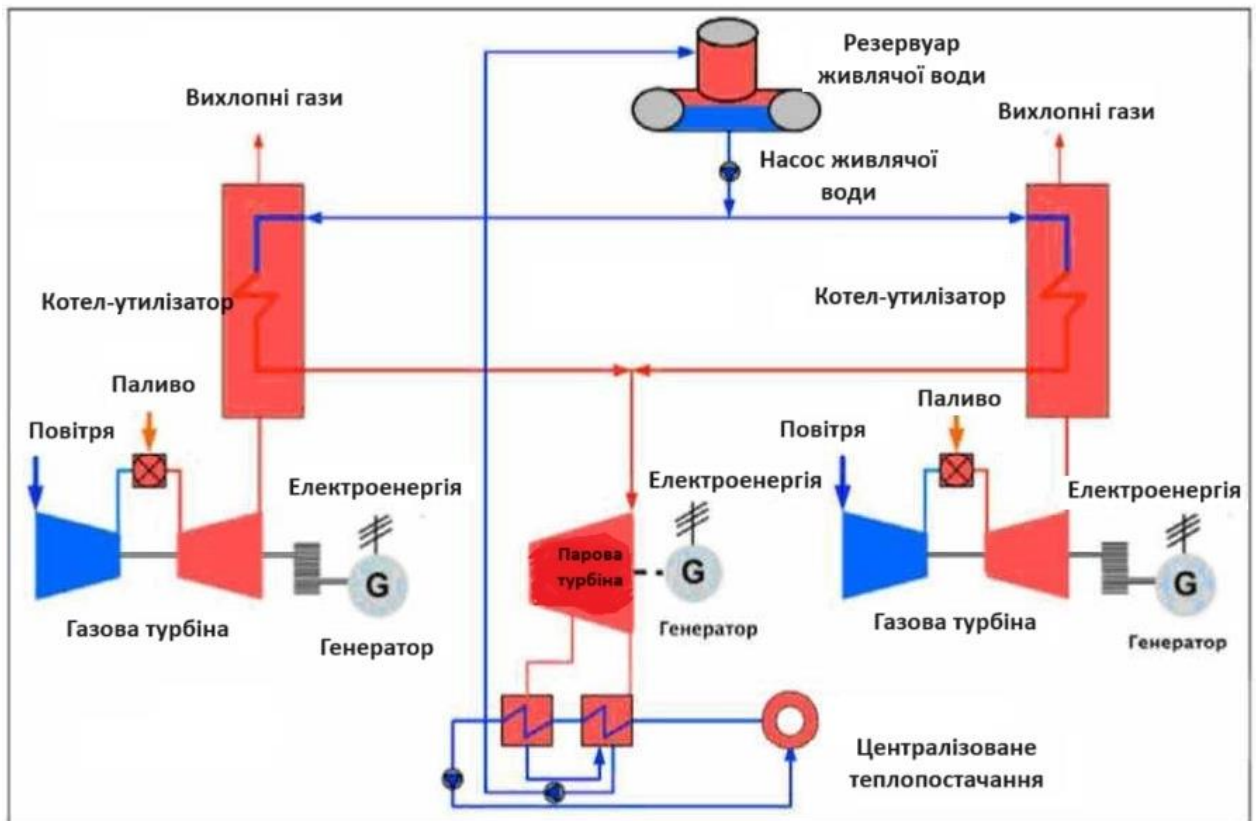


Рисунок 1.5 - Схема когенераційної установки із застосуванням парогазових циклів

1.3.4. Термомасляні системи.

Іноваційна термомасляна технологія є сучасною та ефективною альтернативою традиційним паровим котельням. Замість пари, яка потребує складного та дорогого обслуговування, як теплоносії використовується спеціальне синтетичне термомасло. Завдяки своїм фізичним властивостям, термомасло позбавлене недоліків, притаманних пару, і забезпечує більш стабільну та економічну роботу.

Сучасні реалії диктують необхідність впровадження економічно вигідних рішень. Одним із таких є створення обладнання, яке відповідає високим вимогам безпеки, економічності та ефективності.

На сьогодні термомасляні котли стають оптимальним вибором для забезпечення нагріву у різних галузях виробництва та промисловості. Вони

здатні працювати з теплоносієм при температурах до 400°C, що робить їх універсальним рішенням для багатьох сфер застосування.

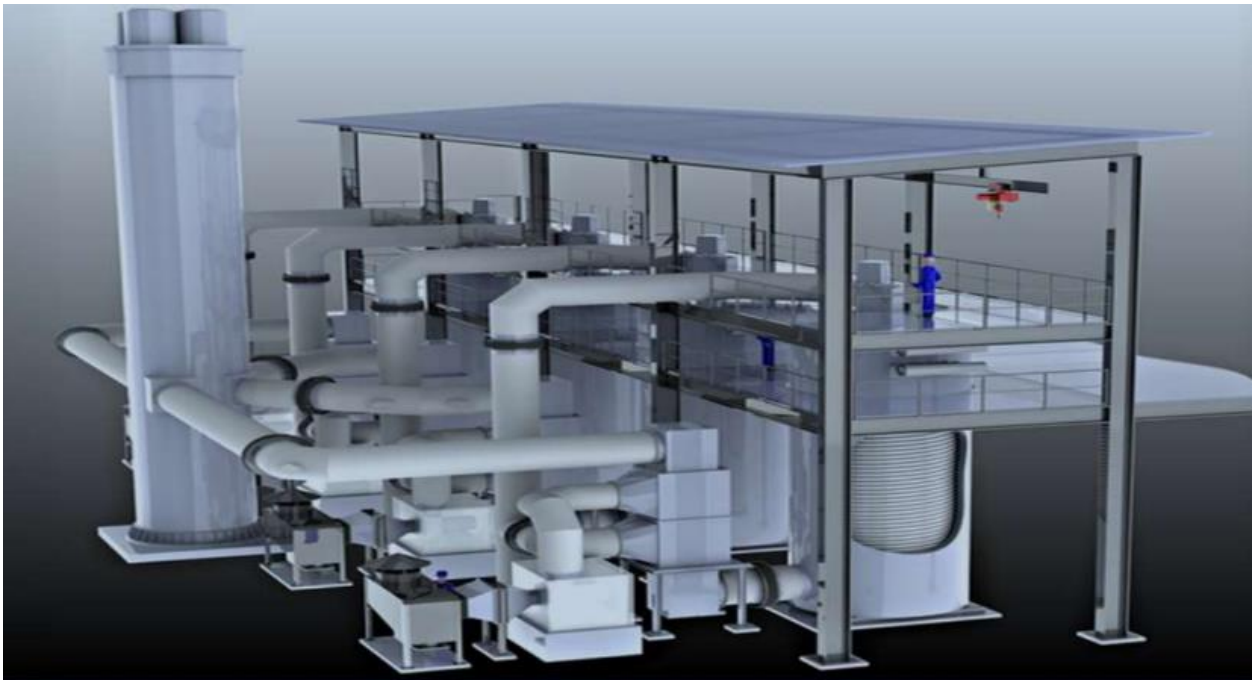


Рисунок 1.6 - Когенераційна установка із застосуванням термомасляних систем

Термомасляні системи широко використовуються для передачі теплової енергії в різноманітних галузях промисловості. Основні сфери їх застосування включають:

- Використання альтернативних джерел енергії, зокрема сонячної енергії;
- Машинобудування та металообробка;
- Виробництво бітуму, смол, мастильних матеріалів та технічних масел;
- Хімічна промисловість та обладнання для хімічних процесів;
- Виробництво будівельних матеріалів, таких як цегла та цемент;
- Текстильна промисловість, включаючи процеси сушіння та фарбування тканин;
- Паперова промисловість, особливо в сушильних процесах;

- Виробництво мила, миючих засобів та інших побутових хімічних продуктів;
- Полімерна промисловість, наприклад, під час виготовлення пластмас та синтетичних матеріалів;
- Системи обігріву, включаючи теплообмінники;
- Харчова промисловість, наприклад, для нагріву обладнання у виробництві продуктів.

Цей перелік демонструє універсальність і ефективність термомасляних систем у різних технологічних процесах.

Термомасляні котли (нагрівачі) виготовляються потужністю від 50 до 25 000 кВт із можливістю нагрівання до 405°C. Використання спеціальних програм і методик дозволяє мінімізувати опір у нагрівачі як зі сторони термомасла, так і зі сторони димових газів, забезпечуючи максимальний ККД.

Трубопровідна система котла спроектована так, щоб уникнути внутрішніх напруг. Це гарантує безпечну та надійну експлуатацію, довговічність обладнання та запобігає пошкодженню трубопроводів.

Система екранування збільшує площу нагрівальної поверхні, зменшує вплив вібрацій і коливань, та усуває потребу в ремонті футеровки. Завдяки цьому термін служби котла може перевищувати 30 років.

Переваги термомасляних систем:

- Простота конструкції - замість високого тиску пари використовується тиск насоса.
- Замкненість системи - немає потреби в облаштуванні конденсатозбірників.
- Відсутність корозії - немає необхідності у водопідготовці та системах ХВО.
- Стійкість до замерзання - система не вимагає додаткового захисту від розморожування.

- Універсальність - один пристрій забезпечує як нагрівання, так і охолодження.
- Висока надійність - тривалий термін експлуатації та мінімальні ризики відмов.
- Просте управління - відсутність локального перегрівання, легке регулювання температури.
- Ефективність - централізована установка топки та нагрівача з високим рівнем теплової ефективності.
- Економічність - знижені витрати на експлуатацію та обслуговування.
- Гнучкість у виборі палива - стандартизовані компоненти дозволяють легко змінювати тип палива.
- Різні рівні температур - можливість забезпечення різних температур для споживачів в одній схемі при низькому тиску.
- Збереження тепла - можливість реалізації теплоаккумуляції.
- Відсутність втрат - виключені втрати тепла, характерні для систем із конденсатом у парових установках.

Така сукупність переваг робить термомасляні системи оптимальним вибором для багатьох промислових і технологічних процесів.

1.4. Вибір первинного двигуна.

Основним елементом системи когенерації є первинний двигун, який може значно варіюватися за потужністю і ККД. Поршневі двигуни є найбільш ефективними та найкраще підходять для потужностей від 45 кВт до 3500 кВт в одному модулі. Для газових турбін нижня межа потужності складає приблизно 500 кВт, хоча ці малі агрегати мають значно нижчий ККД порівняно з більш потужними газотурбінними установками (понад 5000 кВт) та поршневими двигунами. Парові турбіни найефективніші при потужності 5-10 МВт.

При проектуванні когенераційних систем необхідно знаходити компроміс між різними технічними та економічними вимогами. Вибір первинного двигуна залежить від вартості палива, місцевих умов, потреби в теплі, а також від вимог до надійності, доступності запчастин і послуг з обслуговування та взаємодії з електричною мережею. Вибір двигуна визначається також вимогами до температури теплоносія, параметрів електроенергії, умов роботи споживача та економічними міркуваннями.

Поршневі двигуни мають найкраще співвідношення "витрата палива - енергія", що робить їх оптимальним вибором там, де вартість електроенергії значно вища, ніж теплової енергії. Розрізняють два основні режими роботи первинного двигуна:

1. Номінальний режим - двигун працює на максимальному навантаженні та швидкості 24 години на добу протягом року, з плановим обслуговуванням. Робота з перевантаженням до 10% можлива до 2 годин на добу.
2. Резервний режим - система працює без перевантажень протягом 24 годин на добу, поки основне джерело енергопостачання перебуває в простой.

1.5. Режими роботи когенераційної установки.

Когенераційні установки (КУ) можуть використовуватись як основне, додаткове або резервне джерело електроенергії на підприємствах в залежності від специфіки та потреб.

Як основне джерело живлення КУ доцільно споруджувати:

- 1) На підприємствах з потужністю електроприймачів до 50 МВт, які знаходяться в віддалених районах або де є нестача потужності в енергосистемі.
- 2) У разі наявності спеціальних вимог до безперебійного постачання енергії.

Як додаткове джерело живлення КУ можуть споруджуватися:

- 1) На підприємствах з безперервними технологічними процесами в регіонах з дефіцитом електроенергії.
- 2) Коли на підприємствах є скидні вторинні енергоресурси (наприклад, гази, відходи нафтопродуктів, деревини тощо).

Як резервне джерело живлення КУ можуть споруджуватися:

- 1) На підприємствах, де перерви в електропостачанні можуть призвести до вибухів, пожеж, масових браків продукції або поломок складного технологічного устаткування та електронної техніки.
- 2) На підприємствах оборонної промисловості.

Конструкція когенераційної установки завжди вибирається в залежності від мети її використання. Щодо паралельної роботи з загальною мережею, існує три основні режими роботи, які можуть бути поєднані залежно від конкретних умов. Кожен режим роботи позначається додатковою літерою при маркуванні типу установки [9].

Основні режими роботи когенераційних установок (КУ) та їх комбінації:

1. Паралельний режим роботи з мережею (Р). у цьому режимі КУ працює разом з загальною енергосистемою, забезпечуючи живлення як для підприємства, так і для зовнішньої мережі.
2. Автономний режим роботи (І). КУ працює незалежно від зовнішньої мережі, забезпечуючи енергопостачання тільки для свого підприємства.
3. Аварійний режим роботи (Е). використовується у разі відключення основного джерела енергії, коли КУ бере на себе функцію резервного джерела живлення.

Можливі комбінації режимів:

- Р + І. КУ працює як в паралельному режимі з мережею, так і в автономному режимі, в залежності від умов.
- Р + Е. КУ працює як паралельно з мережею, так і в аварійному режимі в разі відключення основного джерела живлення.

Важливо зазначити, що когенераційні установки, оснащені асинхронними генераторами, можуть працювати лише в паралельному режимі з мережею. Це означає, що такі установки не можуть функціонувати в автономному чи аварійному режимах без належних додаткових змін.

При використанні синхронного генератора для роботи в аварійному чи автономному режимі необхідно виконати ряд змін в системі. Це встановлення акумуляторних батарей для запуску установки (як заміна стандартного стартера); установку зарядного пристрою для зарядки батарей в розподільнику агрегату, заміна газових клапанів з живленням постійним струмом (24 В), модифікацію ланцюгів управління і живлення для насосів і вентиляторів, а також інших елементів системи.

Ці додаткові зміни необхідні для забезпечення роботи установки в режимах, що не залежать від підключення до мережі.

Паралельна робота з мережею

При паралельному режимі роботи після отримання сигналу на запуск установки двигун запускається, і після досягнення номінальних обертів відбувається автоматичне фазування генератора до мережі. Як тільки всі умови для прифазування виконуються, генератор підключається до мережі. Установка починає працювати паралельно з мережею, постачаючи електроенергію в мережу при заданій електричній потужності.

Коли подається сигнал на зупинку, установка спершу знижує потужність до рівня охолодження. Через певний час генератор відключається від мережі, двигун зупиняється, і продовжує працювати тільки обладнання,

яке забезпечує доохолодження агрегату. Після завершення цього циклу доохолодження зупиняється, і установка переходить в стан спокою.

У установках малої потужності з асинхронним генератором старт відбувається в два етапи: спочатку генератор підключається до мережі в моторному режимі, а після розгону двигуна починається подача електроенергії. Такий режим роботи є типовим для більшості когенераційних установок (КУ).

Автономна робота.

Установка працює самостійно, без підключення до електромережі.

Після запуску автоматично виконується підключення генератора до мережі, яка постачається електроенергією. Як тільки виконуються необхідні умови, генератор з'єднується з підстанцією. У цей момент потрібно забезпечити, щоб підключене до підстанції навантаження було мінімальним, приблизно 20% від номінальної потужності генератора. Додаткові споживачі слід приєднувати поступово, за 4–5 етапів, щоб уникнути перевантаження генератора. Надалі генератор забезпечує автономну мережу електроенергією, відповідно до актуального рівня споживання.

Перед зупинкою установки потрібно поступово вимкнути основну частину навантаження, залишивши установку працювати ще 3–5 хвилин із потужністю в межах 20–30% від її номінального значення. Після цього можна натиснути кнопку "Стоп", що відключить генератор від підстанції. Протягом короткого періоду агрегат працюватиме на номінальних обертах, після чого двигун зупиниться.

У цьому режимі процес додаткового охолодження відсутній, оскільки після зупинки двигуна припиняється генерація електроенергії, яка потрібна для роботи насосів і вентиляторів.

Подібний режим експлуатації використовується вкрай рідко. Як приклад можна навести установку TEDOM Plus 22 SI.

Аварійний режим роботи.

В аварійному режимі установка використовується як резервне джерело живлення. Управління когенераційною установкою здійснюється за допомогою двох силових перемикачів: один з них підключає генератор до аварійної підстанції (контактор генератора), а інший забезпечує з'єднання аварійної підстанції з основною електростанцією або мережею (контактор мережі).

Коли мережа працює нормально, установка знаходиться у режимі очікування. У цей час контактор мережі залишається замкнутим, і живлення аварійної підстанції здійснюється через основну електростанцію або безпосередньо з мережі.

У разі відключення мережі контактор мережі розмикається, після чого установка автоматично запускається. Генератор підключається до автономного навантаження, постачаючи електроенергію на тих самих умовах, що й в автономному режимі. Це означає, що під час підключення генератора до аварійної підстанції повинно бути активоване лише мінімальне навантаження. Решту споживачів підключають поступово, у кілька етапів, щоб уникнути перевантаження системи.

Коли живлення в мережі відновлюється, установка ще деякий час забезпечує електроенергією автономне навантаження. У цей період система управління продовжує моніторинг стану мережі, щоб упевнитися, що повторного відключення не відбудеться.

Як тільки мережа повністю відновлюється, запускається процес повторного підключення до мережі. Конкретний спосіб підключення визначається індивідуально для кожного замовника відповідно до вимог, встановлених розподільчою електричною компанією.

Умови експлуатації установки в аварійному режимі аналогічні тим, що застосовуються для автономного режиму роботи.

Як приклад можна навести кілька агрегатів, які використовуються на газорозподільних станціях.

Комбінований режим роботи $P + I$

Цей режим використовується у випадках, коли необхідне поєднання паралельної роботи з мережею та функції резервного джерела живлення, але немає потреби в автоматичному перемиканні навантаження під час відключення мережі.

У такій ситуації головний розподільний щит, який забезпечує живлення об'єкта, має бути оснащений перемикачем (автоматичним вимикачем перевантаження). Він дозволяє вручну відключати мережу від розподільника у разі її знеструмлення. Допоміжні контакти цього перемикача блокують можливість підключення установки до автономного навантаження, якщо перемикач залишається замкнутим. Для забезпечення безпеки перемикач повинен бути захищений від несанкціонованого доступу (наприклад, розміщений у зачиненій підстанції).

Якщо установка працює паралельно з мережею і відбувається відключення мережі, вона автоматично розриває зв'язок із навантаженням і зупиняється. Щоб перевести її в режим роботи з автономним навантаженням, потрібно виконати кілька ручних дій:

1. Вимкнути запобіжник у головному розподільнику.
2. Перемкнути систему управління установки в режим "Автономна робота".
3. Запустити установку.

У момент перемикання установки в автономний режим головний розподільник автоматично блокує включення захисного вимикача, запобігаючи живленню котушки перенапруги.

При цьому автономне навантаження (електроприлади, підключені до аварійної підстанції) повинно бути меншим за потужність установки.

Після відновлення роботи мережі всі дії виконуються у зворотному порядку для повернення до паралельного режиму.

Комбінований режим роботи $P + E$

Цей режим застосовується в системах, де, окрім паралельної роботи з мережею, необхідне резервне джерело живлення з миттєвим автоматичним підключенням у разі відключення мережі.

Якщо мережа відключається, а установка перебувала у стані спокою, процес активації відбувається аналогічно аварійному режиму: установка автоматично запускається і підключається до автономного навантаження. Після відновлення мережі виконується процес зворотного підключення до мережі, після чого установка припиняє роботу та зупиняється.

Якщо установка працює в паралельному режимі з мережею і трапляється її відключення, аварійна підстанція та головна електростанція також відключаються. У цьому випадку, за певних умов, установка автоматично підключається до автономного навантаження без перерв у постачанні електроенергії.

Для забезпечення такої роботи обов'язковою умовою є те, що навантаження, створюване електроприймачами, повинно бути меншим за номінальну потужність установки.

Після відновлення роботи мережі виконується обернений процес: установка підключається до мережі та переходить у паралельний режим, продовжуючи роботу.

РОЗДІЛ 2

ЕФЕКТИВНІСТЬ РОБОТИ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК

2.1. Вибір потужності когенераційної установки як основного джерела живлення.

Розрахунок потужності КУ здійснюється на основі аналізу добових і річних графіків електричного навантаження об'єкта. Добові графіки використовуються для визначення режимів роботи установки, а також для розрахунку мінімальної потужності агрегатів, які будуть задіяні.

Такий підхід дозволяє забезпечити оптимальну роботу установки, запобігаючи перевантаженням і надлишковому споживанню енергії.

Потужність КУ, коли вона функціонує як основне джерело живлення, визначається за відповідною формулою, що враховує особливості споживання електроенергії, тип навантаження і характеристики установки:

$$P_{КУ} \geq P_{р.м} + P_{рез}, \quad (2.1)$$

де $P_{рез}$ – величина резервної потужності; $P_{р.м}$ - річний максимум навантаження.

Кількість агрегатів у когенераційній установці залежить від категорії споживачів електроенергії на підприємстві. Це враховує вимоги до надійності живлення, характеру та тривалості навантажень. Потужність КУ, коли вона використовується як додаткове джерело живлення, визначається за допомогою рівняння:

$$P_{м.ТЕЦ} = P_{м.пр} - P_{м.ес} \quad (2.2)$$

де $P_{м.ТЕЦ}$ - максимальна потужність КУ; $P_{м.пр}$ - максимальна потужність підприємства; $P_{м.ес}$ - максимальна потужність, яку енергосистема може передати підприємству в період її максимуму навантаження [17].

Вибір потужності когенераційної установки у режимі резервного джерела живлення проводиться на основі рівняння:

$$P_{м.ТЕЦ} \geq \sum_{i=1}^n P_i, \quad (2.3)$$

де P_i - потужність відповідальних споживачів; n - число відповідальних споживачів.

При роботі когенераційної установки у нормальному режимі її агрегати мають працювати із завантаженням $K_z=0,5$, забезпечуючи живлення лише половини потужності критичних споживачів. Такий режим дозволяє зберігати запас потужності на випадок переходу в аварійний режим.

У разі відключення основного джерела живлення завантаження агрегатів КУ збільшується до $K_z=1,0$, що дозволяє забезпечити живлення всієї необхідної потужності відповідальних споживачів.

Цей підхід забезпечує ефективне використання ресурсу установки в звичайному режимі та максимальну готовність до роботи під час аварійних ситуацій.

2.2. Підключення синхронних генераторів на паралельну роботу до мережі.

Основний режим роботи когенератора в енергосистемі — це паралельна робота з зовнішньою мережею. У такому режимі часто використовують асинхронні генератори, оскільки вони дешевші, що сприяло їх широкому застосуванню в когенераційних системах. Однак головний недолік асинхронних генераторів полягає в їхній залежності від стороннього джерела реактивної потужності, що обмежує їх функціональність.

Синхронний генератор може працювати як в автономному режимі, так і паралельно з мережею. Водночас асинхронний генератор здатний працювати тільки в парі з мережею. У випадку обриву або інших неполадок у мережі асинхронний генератор припиняє свою роботу. Тому для більшої гнучкості у використанні розподілених когенераційних систем частіше застосовують синхронні генератори.

Для споживача оптимальним варіантом є використання синхронного генератора із системою синхронізації по амплітуді, частоті та фазі при

підключенні до зовнішньої мережі. У разі автономної роботи когенератора система стабілізації частоти обертання первинного двигуна забезпечує стабільну та високу якість електроенергії, що постачається споживачеві.

Зазвичай на кожній електричній станції встановлюють кілька генераторів, які підключаються до загальної мережі для паралельної роботи. У сучасних енергосистемах до цієї мережі підключено безліч електростанцій, що дозволяє забезпечити паралельну роботу великої кількості синхронних генераторів. Це значно підвищує надійність енергопостачання споживачів, зменшує потребу в аварійному та ремонтному резерві, а також дає можливість маневрування енергоресурсами, враховуючи сезонні коливання попиту на електроенергію, що приносить додаткові переваги.

Для підключення генератора до мережі на паралельну роботу необхідно мінімізувати стрибки струму під час його підключення. Якщо цього не зробити, є ризик спрацьовування захисту, що може призвести до поломки генератора або первинного двигуна.

Струм у момент підключення генератора до мережі буде дорівнювати нулю, якщо вдасться досягти рівності миттєвих значень напруг мережі U_m та генератора U_g . Це забезпечить синхронізацію напруги, що дозволить уникнути стрибків струму і мінімізувати ризик пошкоджень обладнання:

$$U_{mm} \sin(\omega_m t - \alpha_m) = U_{gm} \sin(\omega_g t - \alpha_g) \quad (2.4.)$$

На практиці виконання (2.4.) призводить до наступних умов:

значення напруги мережі та генератора $U_{mm} = U_{gm}$;

частот $\omega_m = \omega_g$ або $f_m = f_g$;

їх початкових фаз $\alpha_m = \alpha_g$

Окрім синхронізації напруг, для трьохфазних генераторів також необхідно узгодити порядок чергування фаз. Невідповідність у чергуванні фаз між генератором і мережею може призвести до короткого замикання або пошкодження обладнання, тому важливо забезпечити правильне співпадіння фазових послідовностей перед підключенням. (рис. 2.1).

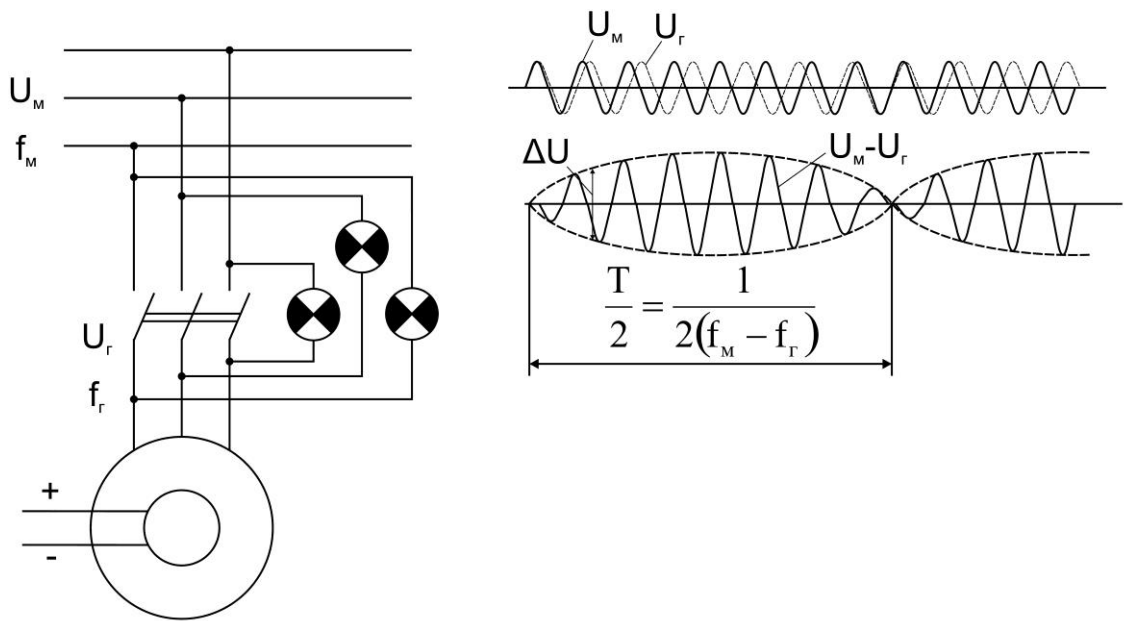


Рисунок 2.1 - Схема підключення синхронного генератора в мережу.

Робота генератора при незмінному моменті при різних значеннях струму збудження передбачає, що потужність генератора залишається сталою. Незмінність зовнішнього моменту на валу генератора фактично означає, що механічна потужність, яку передає двигун, залишається незмінною:

$$P = mUI_a \cos\varphi \quad (2.5)$$

При роботі в мережі більшої потужності $U = -U_m = \text{const}$ тож, при зміні струмі збудження залишається постійною активна складова струму якоря $I_a \cos\varphi = \text{const}$.

Залежність струму якоря від струму збудження називається U-подібною характеристикою (рис. 2.2). Для кожної потужності існує чітко визначений струм збудження, який відповідає мінімуму струму якоря. Чим більша потужність генератора, тим більший струм збудження необхідно забезпечити для досягнення мінімального струму якоря. Штрихована крива, проведена через точки мінімумів, відображає режими роботи генератора з $\cos\varphi=1$, при яких досягається оптимальний баланс між струмами якоря і збудження при різних значеннях потужності.

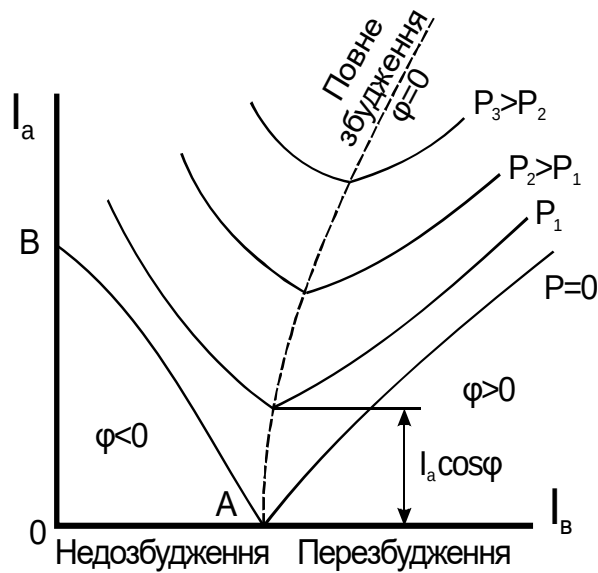


Рисунок 2.2 - U-подібні характеристики синхронного генератора

Умови статичної стійкості для синхронної машини, яка працює паралельно з мережею, визначаються через її кутову характеристику. Статична стійкість машини означає її здатність зберігати синхронні обертання (тобто виконувати умову синхронізації $n_2 = n_1$ при зміні зовнішнього обертаючого моменту, прикладеного до її валу.

Статична стійкість забезпечується тільки при кутах θ , що відповідають стабільним режимам роботи $M < M_{\max}$, де машина здатна підтримувати синхронність і не вийде за межі стійкого режиму при зміні навантаження або моменту. Це означає, що кутова характеристика повинна залишатись в межах стабільності, і машина повинна бути здатною повернутись у синхронний режим після тимчасового відхилення.

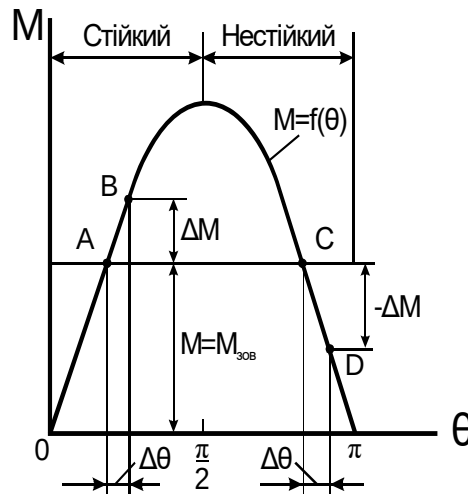


Рисунок 2.3 - Кутова характеристика синхронного генератора.

Динамічна стійкість характеризує поведінку енергосистеми після сильних збурень, таких як короткі замикання, відключення ліній електропередач тощо. При аналізі цієї стійкості система зазвичай розглядається як нелінійна, що вимагає розв'язання складних нелінійних рівнянь високого порядку. Для цього використовуються спеціалізовані обчислювальні машини і моделі змінного струму, а також розробляються алгоритми та програми для виконання розрахунків на центральних обчислювальних машинах. Точність таких програм перевіряється шляхом порівняння їхніх результатів з даними експериментів на реальних енергосистемах або на фізичних моделях.

Дослідження динамічної стійкості генераторів показало, що стабільність їх роботи в умовах зміни генеруючих потужностей забезпечується лише за умови коротких часів відключення коротких замикань, не більших за 0,2 с. Для таких умов необхідно використовувати швидкодіючі струмові захисти, зокрема відсічену та диференціальну захисні схеми. Проте захисти, що встановлені на поточних підстанціях, мають час спрацювання до 0,5 с. Однак, оскільки ймовірність коротких замикань на шинах та секціях є досить низькою, це не призведе до значного зниження надійності системи видачі потужності когенераційних електростанцій. [9].

2.3. Ефективність одночасного виробництва теплової та електричної енергії

Одним з варіантів когенераційних технологій є використання парової протитискової турбіни для зниження надлишкового тиску в паровому котлі. Парогазову установку також можна віднести до когенераційних систем, оскільки в ній утилізується теплота, що відводиться від газової турбіни, для подальшого перетворення в додаткову електричну енергію.

Загалом, ефективність теплоелектричних станцій (ТЕЦ) набагато вища, ніж у комбінованих енергетичних систем (КЕС) з котельними установками. При одночасному виробництві електричної та теплової енергії витрати тепла на вироблення електроенергії значно нижчі, порівняно з роздільним виробництвом цих видів енергії, коли теплота, що генерується турбінами, йде в навколишнє середовище і безповоротно втрачається.

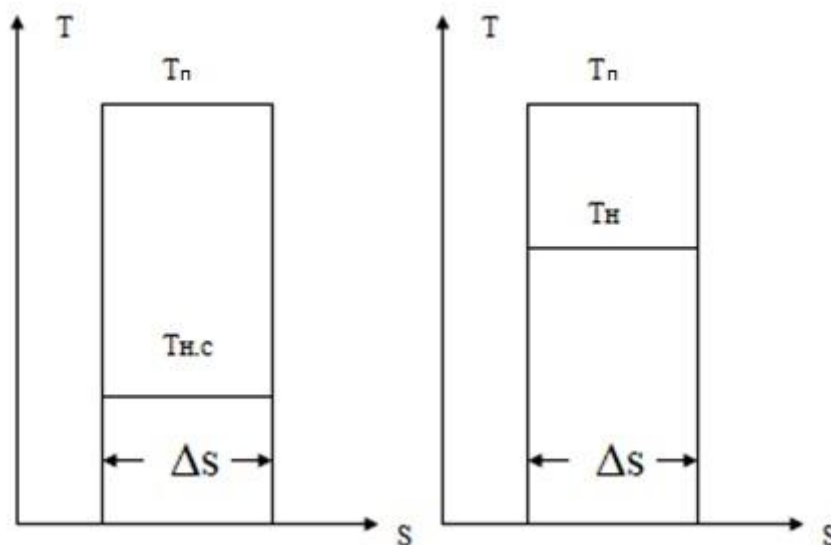


Рисунок 2.4 - Ідеальні види циклів теплових електростанцій в Ts-діаграмі.

а)- електричний;

б)- комбінований

На діаграмі Ts (температура-ентропія) на рисунку 2.4 зображені ідеальні цикли Карно для парових електростанцій, що виробляють лише електричну енергію (електричний цикл на рис. 2.4а), а також для станцій, що

одночасно генерують електричну і теплову енергію (комбінований цикл на рис. 2.46).

Кількість тепла, яке подається в цикл, визначається:

$$q_{\Pi} = T_{\Pi} \Delta s$$

Кількість роботи, що виробляється:

– В електричному циклі $l_p^e = (T_{\Pi} - T_{\text{в}}) \Delta s$

– В комбінованому циклі $l_p^k = (T_{\Pi} - T_{\text{н.с.}}) \Delta s$

Кількість тепла, що використовується для теплопостачання:

– В електричному циклі $q_t^e = 0$

– В комбінованому циклі $q_t^k = T_{\text{н}} \Delta s$

де: T_{Π} - температура підведеного тепла в цикл, К; $T_{\text{н.с.}}$ - температура навколишнього середовища, К; $T_{\text{в}}$ - температура відводу тепла з комбінованого циклу для теплопостачання, К.

Питомі витрати тепла на виконання роботи:

для електричного циклу

$$q_p^e = \frac{q_{\Pi}}{l_p^e} = \frac{T_{\Pi} \Delta s}{(T_{\Pi} - T_{\text{н.с.}}) \Delta s} = \frac{\frac{T_{\Pi}}{T_{\text{н.с.}}}}{\frac{T_{\Pi}}{T_{\text{н.с.}}} - 1};$$

для комбінованого циклу

$$q_p^k = \frac{q_{\Pi} - q_t^k}{l_p^e} = \frac{(T_{\Pi} - T_{\text{н}}) \Delta s}{(T_{\Pi} - T_{\text{н}}) \Delta s} = 1$$

Різниця питомих витрат тепла на виконання роботи в електричному та в комбінованому циклах

$$\Delta q = q_p^e - q_p^k = \frac{1}{\frac{T_{\Pi}}{T_{\text{н.с.}}} - 1}$$

Останній вираз є безрозмірним коефіцієнтом, який відображає зниження питомих витрат тепла на виробництво одиниці роботи при комбінованому виробництві електричної та теплової енергії порівняно з

окремим виробництвом електричної та теплової енергії. Це показує, наскільки ефективніше комбіноване виробництво використовує теплоту, що зменшує марну втрату тепла і знижує загальні витрати енергії для отримання одиниці електричної енергії.

Також цей параметр може бути і в розмірному виразі:

$$\Delta q = 3600 \frac{1}{\frac{T_{\text{п}}}{T_{\text{н.с.}}} - 1} \quad \text{кДж/(кВт·год)}.$$

Таким чином, переваги комбінованого виробництва електричної та теплової енергії в порівнянні з роздільним способом очевидні: значне зменшення витрат тепла на виробництво електричної енергії, підвищена ефективність використання енергоресурсів і зниження екологічного навантаження завдяки більш раціональному використанню виробленої теплоти.

2.4. Питома витрата палива на виробництво електричної енергії в когенераційних установках.

Детальний аналіз енергетичних характеристик когенераційних схем, створених на базі водогрійних котлів і газотурбінних двигунів [9], вказує на те, що коефіцієнт корисного використання теплоти палива (КВТ) та частка виробленої в установці електричної енергії

$$\bar{P} = \frac{P_e}{P_e + P_m}$$

визначаються термодинамічними характеристиками енергетичного двигуна. Ці характеристики, зокрема коефіцієнт надлишку повітря в його відпрацьованих газах α_t та коефіцієнт теплового навантаження котла, визначаються як відношення спалюваного палива до витрати палива $\dot{g}_k^0$ при максимальному тепловому навантаженні котла, яке отримується завдяки спалюванню у вихлопних газах турбіни (рис. 2.5).

$$\psi = \frac{g_K}{g_K^0}$$

З графіка видно, що КВТ збільшується зменшенням значення α_T (тобто, при підвищенні ККД газотурбінних установок), а також із збільшенням теплового навантаження котла. Це відбувається при переході котла з режиму утилізації (коли в котлі не допалюється паливо) до режиму максимального теплового навантаження. Пропонований шлях когенерації, що передбачає додавання палива в котел, є енергетично більш ефективним порівняно з схемами комбінованого виробництва теплової та електричної енергії, заснованими на використанні пасивних утилізаторів. Така схема дозволяє досягти максимально можливого коефіцієнта корисного використання теплоти палива (понад 90 %) при одночасному виробництві теплової та електричної енергії [8].

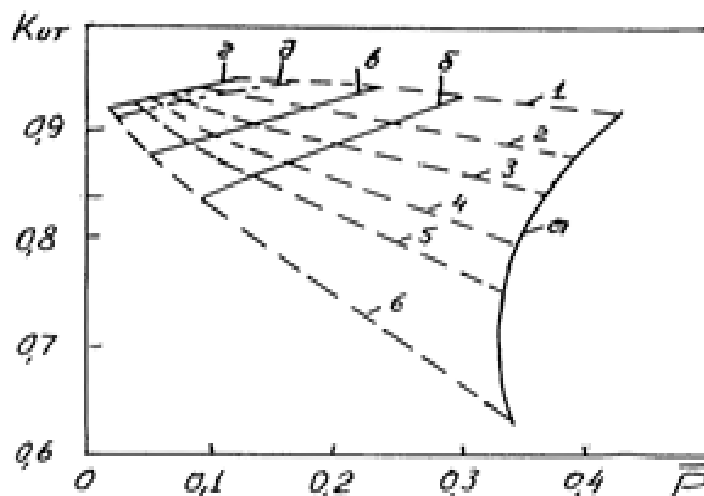


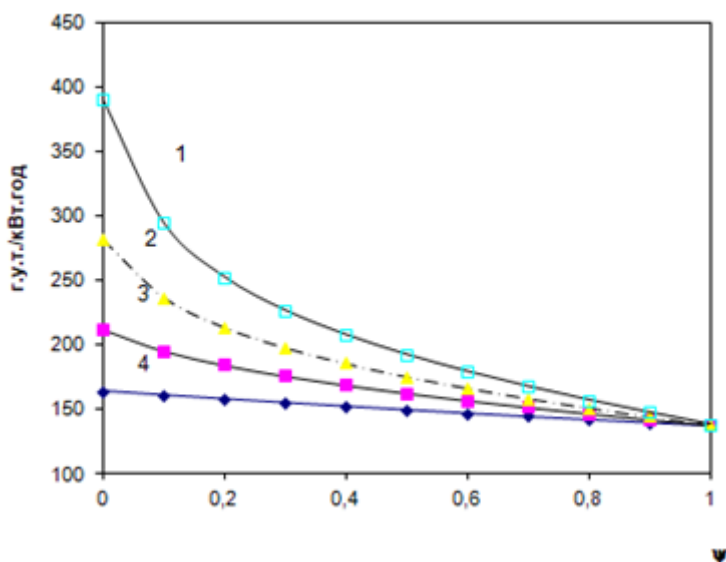
Рисунок 2.5 - Енергетичні характеристики КУ

1 - $\alpha_T = 3$; 2 - 4; 3 - 5; 4 - 6; 5 - 7; 6 - 10;

а - $\psi = 0$; б - 0,2; в - 0,4; г - 1,0; д - для $\psi = \psi_m$.

Для оцінки економічних характеристик запропонованих когенераційних технологій необхідно зосередитись на конкретній схемі розподілу палива, яке витрачається на виробництво теплової та електричної енергії. Доцільно припустити, що теплота, вироблювана після модернізації

котельні, генерується з такою ж ефективністю, як і до модернізації, при будь-яких режимах теплового навантаження котла. Економія у паливі при застосуванні когенерації буде відноситись до процесу виробництва електричної енергії.



1 - $\infty_T=10$; 2 - 8; 3 - 6; 4 - 4.

Рисунок 2.6 - Питома витрата палива на виробництво електричної енергії в КУ відповідно до теплового навантаження котла та економічності ГТУ

На рис. 2.6 показані обчислені значення витрат палива на вироблення кожного кВт/год електричної енергії, залежно від економічності застосованого газотурбінного двигуна (параметр t) і теплового навантаження котла (параметр ψ). Мінімальні питомі витрати палива на виробництво електричної енергії спостерігаються при максимальному тепловому навантаженні котла, коли вони дорівнюють питомим витратам палива для виробництва тепла. Максимальні ж витрати спостерігаються в режимі утилізації. Як видно, в когенераційних установках цей показник значно нижчий порівняно з конденсаційними тепловими електростанціями (пунктирна лінія), і його зниження стає ще більш виразним з підвищенням

економічності використовуваного газотурбінного двигуна для доповнення котла.

Програма розвитку розподіленої мережі когенераційних станцій передбачає інтеграцію установок комбінованого виробництва теплової та електричної енергії на базі об'єктів комунального централізованого теплопостачання та промислової теплоенергетики, де природний газ виступає основним паливом.

Порівняння газопоршневих і дизельних установок

Порівняння газопоршневих та дизельних установок показує, що основною перевагою газопоршневих двигунів є дешевше паливо. Значна різниця в ціні палива наочно показана в діаграмі на рис. 2.7а. Навіть за умови використання газової суміші пропан-бутан як резервного палива, вартість одиниці електричної енергії, виробленої на газопоршневій установці, в 1,3 рази менша, ніж на дизельній установці (рис. 2.7б.).



Рисунок 2.7а - Вартість енергії палива, грн/кВт

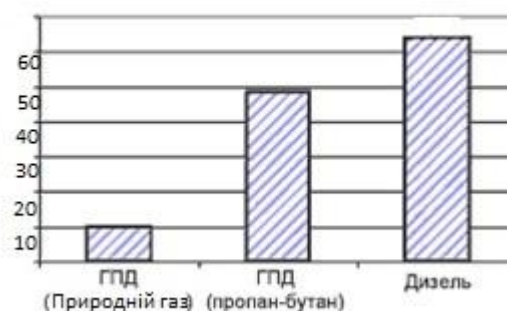


Рисунок 2.7б - Вартість виробленої електроенергії, грн/кВт

Ще однією важливою перевагою газопоршневих установок у порівнянні з дизельними є їх екологічна безпека. Наприклад, рівень викидів оксидів азоту (NO_x) у газопоршневих установках в 3 рази нижчий (див. рис. 2.8).

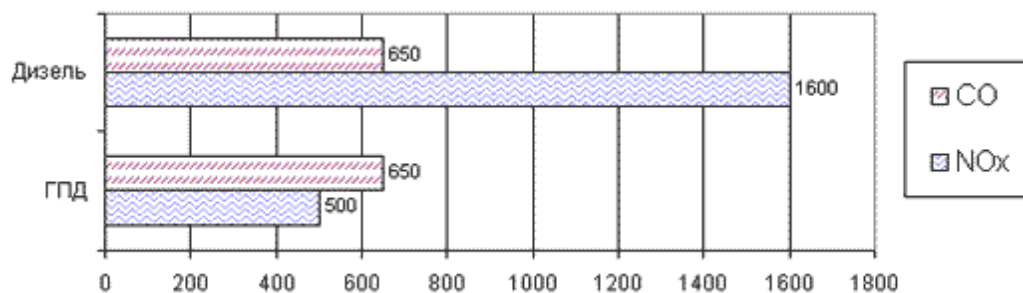


Рисунок 2.8 - Порівняння рівня шкідливих викидів

Таким чином, для забезпечення 5 тис. МВт когенераційних електрогенеруючих потужностей, які базуються на газотурбінних, газопоршневих і парогазових установках, потрібно близько 10 млрд. куб. м природного газу на рік. Якщо розглядати проект створення таких когенераційних потужностей (6,3 тис. МВт теплової потужності) як заміну або модернізацію застарілих аналогічних потужностей, то, не збільшуючи споживання природного газу, можна забезпечити виробництво такої ж кількості теплової та електричної енергії, при цьому економлячи близько 20 млн. т вугілля щорічно.

Впровадження когенераційних технологій дозволить застосовувати установки глибокої утилізації тепла газів котлів-агрегатів, що зменшить витрати природного газу на 10-12%; використовувати потенціал вторинних енергоресурсів (утилізація твердих побутових відходів, осадів мула водоканалів, генераторного газу тощо), що дозволить скоротити споживання природного газу ще на 5%.

Крім того, модернізація об'єктів комунальної та промислової теплоенергетики включатиме встановлення нових ефективних пальників котлів (економія до 2-3%), заміну тепломереж із використанням ізольованих труб (економія до 20%), встановлення приладів обліку та контролю за споживанням теплової енергії (економія до 15%).

2.5. Визначення рівня надійності електропостачання

Досягнення нормованого рівня надійності електропостачання має здійснюватися при мінімальних витратах. В цьому контексті виникає техніко-економічне завдання вибору оптимальної системи електропостачання, яке можна сформулювати так: при мінімальних витратах повинна бути забезпечена надійність електропостачання, що не є нижчою за допустимий рівень.

Для цього вираз надійності виглядає наступним чином:

$$Z = \min(E_n \cdot K + C_e) \quad (2.6)$$

де: E_n — нормативний коефіцієнт економічної ефективності;

K — капітальні витрати;

C_e — річні експлуатаційні витрати;

Для випадку з кількома агрегатами в системі електропостачання вірогідність безвідмовної роботи визначається через ймовірність безвідмовної роботи кожного агрегату, а також кількість агрегатів у системі:

$$p_c(\tau) = 1 - [1 - p_i(\tau)]^n, \quad (2.7)$$

де: $p_i(\tau)$ — вірогідність безвідмовної роботи одного агрегату;

n — кількість агрегатів.

Для досягнення мінімально допустимого рівня надійності, необхідно визначити кількість резервних агрегатів, при якому вірогідність безвідмовної роботи системи буде не менша за допустиму:

$$\begin{aligned} [1 - p_i(\tau)]^n &\leq 1 - p_o(\tau), \\ n &\geq \frac{\ln[1 - p_o(\tau)]}{\ln[1 - p_i(\tau)]} \end{aligned} \quad (2.8)$$

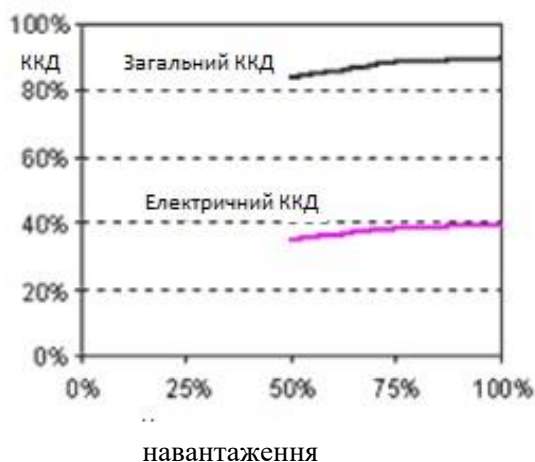
Таким чином, за допомогою цих виразів можна розрахувати необхідну кількість резервних агрегатів для забезпечення мінімально допустимого рівня надійності електропостачання при відомому значенні вірогідності безвідмовної роботи кожного агрегату.

2.6. Порівняння ефективності роботи когенераційних установок.

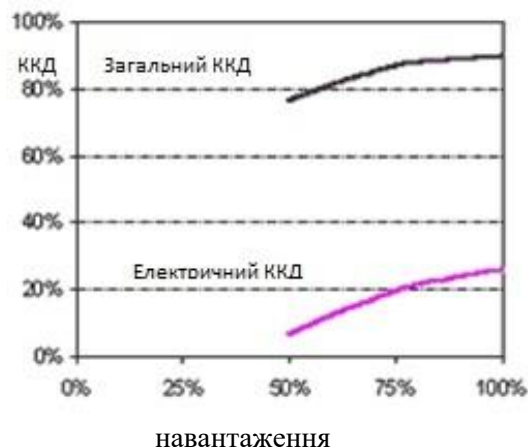
При потужності від 3 кВт до 5 МВт газопоршневі когенераційні установки демонструють суттєві переваги порівняно з іншими технологіями. Зокрема, їх головні переваги полягають у наступному.

1) Високий електричний ККД. Газопоршневі двигуни досягають електричного ККД до 40%, що є високим показником. Для порівняння, газові турбіни забезпечують до 30% електричного ККД при роботі на повному навантаженні. Водночас, при зниженні навантаження до 50% ефективність газової турбіни різко знижується, що зменшує її ККД майже в 3 рази. Для газопоршневого двигуна такий перепад навантаження майже не впливає на його ефективність, як для загального, так і для електричного ККД.

Ці фактори роблять газопоршневі установки найкращим вибором в діапазоні потужності від 3 кВт до 5 МВт, оскільки вони забезпечують стабільну та високу ефективність навіть при змінних умовах навантаження.



а)



б)

Рисунок 2.9 - Графіки залежності ККД від навантаження

а) газопоршневий двигун; б) газова турбіна

Графіки показують, що газопоршневі двигуни забезпечують високий електричний ККД, який практично не змінюється в діапазоні навантаження

від 50% до 100%. Це є важливою перевагою в порівнянні з іншими технологіями.

2) Умови розміщення також мають значний вплив на ефективність роботи установок. Як газопоршневого двигуна, так і газової турбіни, номінальна вихідна потужність залежить від висоти майданчика над рівнем моря та температури навколишнього повітря.

На графіку (рис. 2.10) видно, що при підвищенні температури від -30°C до $+30^{\circ}\text{C}$ електричний ККД газової турбіни знижується на 15-20%. При температурах вище $+30^{\circ}\text{C}$, цей показник знижується ще більше. На відміну від газової турбіни, газопоршневий двигун підтримує вищий та стабільний електричний ККД протягом всього температурного діапазону, не втрачаючи ефективності до температури $+25^{\circ}\text{C}$.

Це робить газопоршневі установки більш надійними і ефективними в умовах різних температур, що важливо для регіонів з великими коливаннями температур.

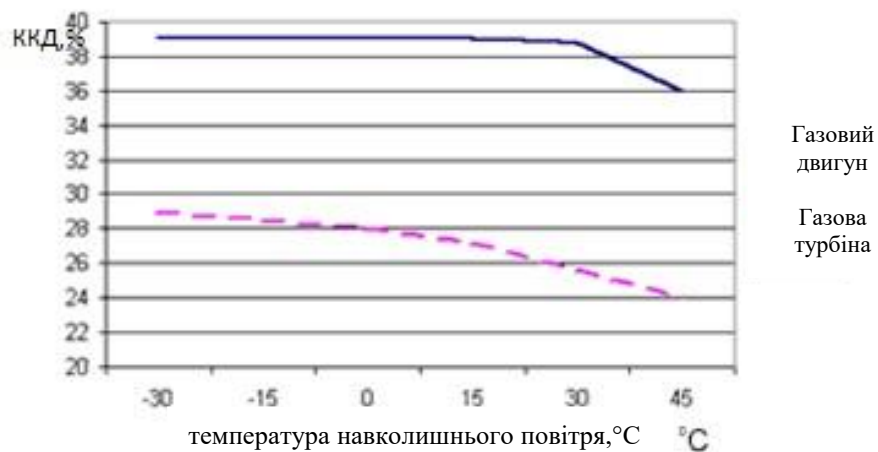


Рисунок 2.10 - Графік залежності ККД газової турбіни від температури навколишнього середовища

3) Умови роботи. Газопоршневі двигуни мають значну перевагу в порівнянні з газовими турбінами з точки зору кількості пусків і часу запуску. Газопоршневий двигун здатен запускатися і зупинятися необмежену

кількість разів, не впливаючи на його моторесурс. У той час як для газової турбіни 100 пусків можуть зменшити її ресурс на 500 годин.

Час запуску. Газова турбіна потребує 15-17 хвилин для узгодження навантаження після запуску, в той час як газопоршневий двигун досягає необхідного навантаження всього за 2-3 хвилини.

4) Проектний термін служби та інтервали технічного обслуговування. Газова турбіна має ресурс до капітального ремонту в межах 20 000 — 30 000 робочих годин, тоді як у газопоршневого двигуна цей показник значно вищий — до 60 000 робочих годин. Вартість капітального ремонту газової турбіни, з урахуванням витрат на запчастини та матеріали, набагато вища.

Капітальний ремонт газової турбіни — складніший і дорожчий процес, ніж ремонт газопоршневого двигуна. Ремонт газової турбіни проводиться тільки на підприємстві-виготівнику, і для цього використовуються дуже дорогі запчастини. Через це ремонт турбіни коштує значно дорожче, а час простою установки в порівнянні з газовим двигуном значно більший. Витрати на запчастини та матеріали для капремонтів газового двигуна, в свою чергу, є набагато нижчими.

5) Відносно низькі капіталовкладення. За результатами розрахунків, питоме капіталовкладення (в Євро/кВт) для виробництва електричної та теплової енергії газопоршневими двигунами є нижчим. Це є беззаперечною перевагою газопоршневих установок для потужностей до 30 МВт. Наприклад, ТЕЦ потужністю 10 МВт на базі газопоршневих двигунів потребує інвестицій близько 7,5 мільйонів євро, у той час як для використання газової турбіни витрати зростають до 9,5 мільйонів євро.

Тиск газу в мережі для газового двигуна не перевищує 4 атмосфер, тоді як для газової турбіни мінімальний тиск подачі газу повинен бути не менше 6-10 атмосфер. Це означає, що при використанні газової турбіни на станції необхідно додатково встановлювати газову компресорну станцію, що ще більше збільшує капіталовкладення в проект.

Порівняння газопоршневого двигуна і парової турбіни.

Більшість недоліків газової турбіни також стосуються і парової турбіни. Однак для отримання однакової кількості корисної енергії на ТЕЦ з паровими турбінами потрібно витратити майже вдвічі більше енергоносія, ніж при використанні газопоршневих ТЕЦ, ефективність яких може досягати 90%.

Вибір типу, потужності та кількості енергоагрегатів для когенераційної установки залежить від багатьох факторів, таких як вимоги до надійності, доступність палива, кліматичні умови, тип з'єднання з енергетичними мережами та робочі режими споживачів.

РОЗДІЛ 3

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ПІДПРИЄМСТВ З ВИКОРИСТАННЯМ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК

3.1. Вплив генеруючої потужності когенераційних установок на формування структури системи електропостачання промислового підприємства.

Система електропостачання сучасного промислового підприємства будується на основі принципів, викладених у нормативно-технічній документації. Основні положення цієї документації, зокрема такі як глибоке введення високої напруги, поділ підстанцій і їх розміщення ближче до центрів споживання, а також ретельне секціонування шин джерел енергії, залишаються актуальними і сьогодні.

Однак зміни в економіці вносять свої корективи, впливаючи на технічні рішення і вимагаючи перегляду звичних підходів. Це особливо стосується розробки схеми електропостачання для підприємств, які використовують власні джерела електричної і теплової енергії з обмеженою потужністю. Такі джерела, потужність яких варіюється від одного до десяти мегават, здатні забезпечувати часткове навантаження об'єкта, що є ключовим фактором у їхньому використанні.

Переважаю як первинні двигуни таких джерел застосовуються газопоршневі установки або газові турбіни, що працюють на природному газі. Відмінною рисою цих джерел, порівняно з традиційними паровими турбінами, є не лише їх компактна потужність, а й висока оперативність. Вони здатні швидко запускатися, оперативно брати навантаження і так само швидко припиняти роботу.

Ця особливість безпосередньо впливає на конструкцію і організацію системи електропостачання підприємства. Здатність таких джерел забезпечувати гнучкість і стабільність живлення відкриває нові можливості

для ефективного управління енергоресурсами і адаптації до змін у виробничому процесі.

Аналіз показує, що за певних умов використання власного джерела енергопостачання невеликої потужності на підприємстві є економічно виправданим, а для забезпечення надійності енергопостачання — просто необхідним.

Світовий і національний досвід підтверджують, що сучасні енергосистеми можуть бути піддані раптовим порушенням функціонування через різні зовнішні фактори. Це може призвести до серйозних наслідків, якщо ризики не прорахувати заздалегідь і не вжити заходів для їх уникнення. Зокрема, необхідно заздалегідь подбати про альтернативні джерела живлення, які не мають відкритих ізоляційних частин і можуть працювати автономно. До таких джерел належать і когенераційні установки (КУ).

На рис. 3.1 представлено типову схему електропостачання промислового підприємства середньої потужності. У системах електропостачання з напругою 6–10 кВ електрообладнання зазвичай розраховане на струм короткого замикання (СКЗ) у 20 або 31,5 кА.

Щоб обмежити величину СКЗ до допустимих значень, на головній знижувальній підстанції (ГЗП) застосовують знижувальні трансформатори з розщепленими обмотками низької напруги або розщеплені реактори. Також використовується принцип глибокого секціонування, що разом із роздільним режимом роботи трансформаторів ГЗП забезпечує необхідні параметри.

Розташування ГЗП намагаються планувати поблизу центру навантаження, що дозволяє зменшити протяжність розподільчих ліній та мінімізувати втрати в мережі, дотримуючись принципу глибокого вводу.

У якості розподільчого пристрою (РП) зазвичай використовують РП напругою 6–10 кВ, розташовані на ГЗП. Додаткові РП споруджуються лише для віддалених споживачів або в разі наявності обладнання, яке потребує оперативних вимикачів, наприклад електродвигунів чи електропечей.

Подібна схема електропостачання є досить простою, відповідає вимогам економічності та надійності, і здатна задовольняти потреби споживачів 2-ї та 3-ї категорій, а в деяких випадках — і 1-ї категорії, за умови наявності відповідних зовнішніх джерел живлення.

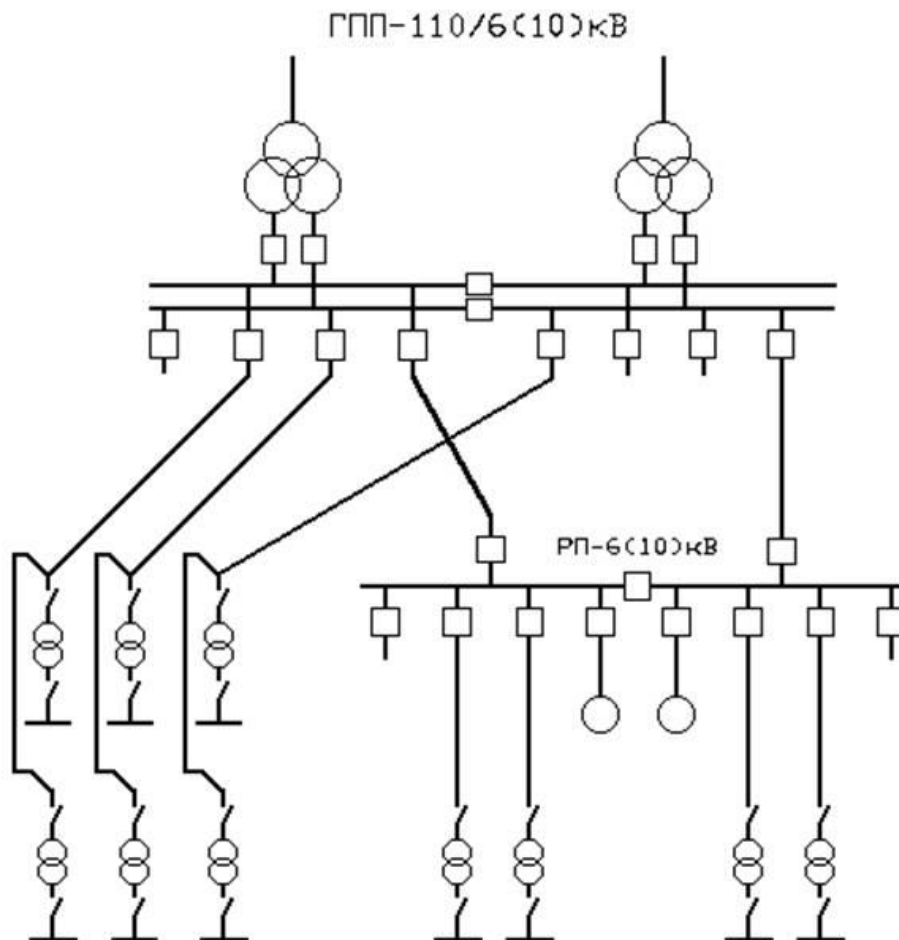


Рисунок 3.1 - Схема електропостачання промислового підприємства середньої потужності

Включення незалежного джерела енергопостачання, такого як когенераційна установка (КУ), у систему електропостачання ставить перед підприємством ряд важливих завдань:

- Обмеження зростання струмів короткого замикання (СКЗ), які можуть виникати через додаткову потужність, введену в систему.

- Визначення режиму роботи генераторів КУ - вибір між їхньою паралельною роботою з енергосистемою або автономним функціонуванням.
- Режим роботи силових трансформаторів на головній знижувальній підстанції (ГЗП) - вирішується питання про доцільність їхнього паралельного або роздільного використання.
- Режим роботи генераторів КУ між собою - чи доцільно використовувати їх у паралельному чи роздільному режимі для забезпечення гнучкості системи.
- Гарантія динамічної стійкості генераторів КУ під час коротких замикань у мережі розподілу 6 (10) кВ, щоб уникнути збоїв у їхній роботі.
- Забезпечення якості електроенергії у разі автономного функціонування генераторів КУ, зокрема стабільності напруги та частоти.
- Організація чутливого і селективного релейного захисту та автоматики (РЗіА), що має коректно функціонувати як у паралельному, так і в автономному режимах.
- Надійність живлення системи випрямленого оперативного струму, особливо в умовах малих значень СКЗ у режимі автономної роботи генераторів.

Аналіз показує, що традиційна схема електропостачання, представлена на рисунку 3.1, не відповідає багатьом сучасним вимогам. Для забезпечення необхідного рівня надійності, безпеки та енергоефективності, враховуючи роботу з когенераційними установками (КУ), потрібні суттєві вдосконалення.

Однією з основних проблем є струми короткого замикання (СКЗ), які у паралельному режимі роботи генераторів із загальною енергосистемою перевищують допустимі значення для електрообладнання. Це ускладнює експлуатацію та підвищує ризик аварій. Також виникають труднощі з одночасним забезпеченням селективності релейного захисту та динамічної стійкості генераторів. У роздільному режимі роботи генераторів із

навантаженням підприємства спостерігаються проблеми з якістю електроенергії, низькою чутливістю релейного захисту та недостатньою надійністю живлення оперативним струмом через відсутність акумуляторних батарей.

Альтернативна схема електропостачання, яка враховує використання КУ середньої потужності, може вирішити зазначені проблеми. Ефективність такої схеми залежить від її структури та режимів роботи, як показано на рисунку 3.2. У ній застосовується два рівні комутаційної апаратури. На першому рівні, на генераторних шинах 6 (10) кВ, використовується потужна комутаційна апаратура, розрахована на високі номінальні струми та великі значення СКЗ. Її кількість суворо обмежена для підвищення надійності та зменшення витрат. На другому рівні, у розподільчій мережі, встановлюється легше комутаційне обладнання, що забезпечує економічну ефективність і відповідає потребам меншого навантаження.

Така багаторівнева структура дозволяє оптимізувати розподіл навантаження, знизити витрати на обладнання та забезпечити гнучкість роботи системи електропостачання. Правильний вибір структури схеми та режимів її роботи є ключовим фактором для підвищення ефективності й безпеки в умовах використання когенераційних установок.

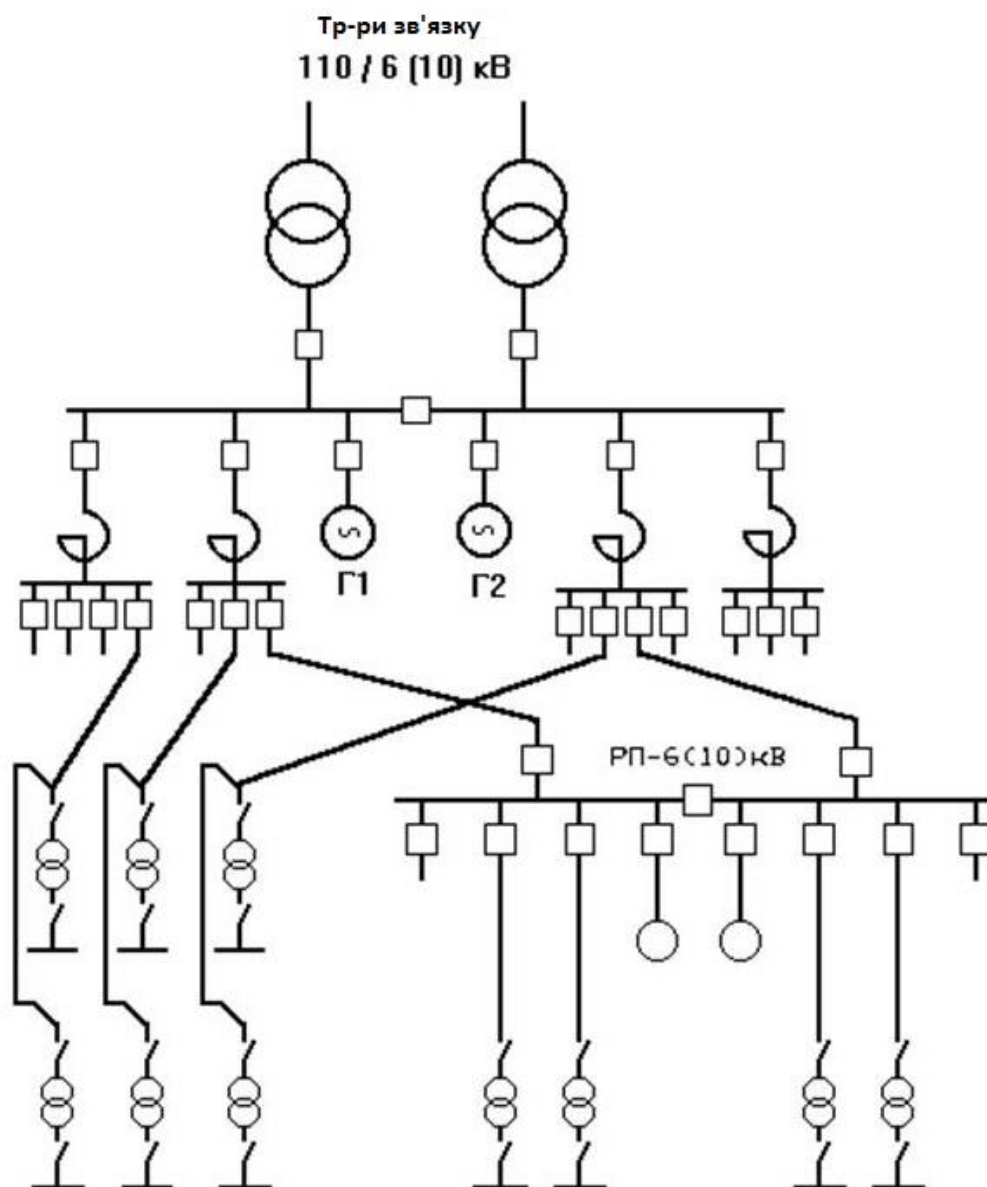


Рисунок 3.2 - Схема електропостачання підприємства з КУ середньої потужності

Генератори когенераційних установок (КУ) працюють у паралельному режимі як між собою, так і з енергосистемою. Це, у поєднанні із застосуванням лінійних і групових реакторів на споживчих лініях 6 (10) кВ, забезпечує необхідну динамічну стійкість генераторів у випадку короткого замикання в розподільчій мережі.

Використання лінійних і групових реакторів також сприяє створенню селективної та швидкодіючої системи релейного захисту. Для надійного

живлення оперативним струмом традиційно застосовуються акумуляторні батареї, які є стандартним рішенням для таких схем.

Проте для генераторів КУ невеликої потужності застосування подібної схеми часто є невиправданим як з технічного, так і з економічного погляду. Така схема виявляється громіздкою через значну кількість реакторів, а також призводить до значних втрат у них. Крім того, розрахунки показують, що стандартні реактори не здатні забезпечити динамічну стійкість малопотужних генераторів при пошкодженнях у розподільчій мережі. Для досягнення стійкості реактори повинні мати дуже високий опір, що є недоцільним як з технічного, так і з економічного погляду.

Таким чином, для побудови ефективної схеми електропостачання малопотужних генераторів необхідно шукати альтернативні рішення, які відповідатимуть сучасним вимогам до надійності, економічності та енергоефективності.

Аналіз дозволяє зробити кілька основних висновків, які є визначальними для вибору схеми електропостачання залежно від конкретних умов. Ключовими факторами, що впливають на вибір, є:

1. Потужність, тип та кількість енергоагрегатів когенераційної установки (КУ).
2. Схема підключення до енергосистеми та її потужність.
3. Стійкість електрообладнання системи електропостачання до струмів короткого замикання (СКЗ).

Для відносно потужних турбоенергоагрегатів, таких як газові турбіни, рекомендується використовувати схеми, представлені на рис. 3.3 і 3.4.

Схема, зображена на рис. 3.3, орієнтована в основному на паралельну роботу генераторів із загальною енергосистемою. Вона забезпечує:

- контрольоване обмеження СКЗ у розподільчій мережі;
- динамічну стійкість генераторів у разі аварійних ситуацій у мережі;
- селективність і швидкодію релейного захисту.

У випадках системних аварій передбачений можливий перехід генераторів у автономний режим роботи за допомогою спеціального роздільного захисту. Це дозволяє забезпечити стабільну роботу навіть за несприятливих зовнішніх умов.

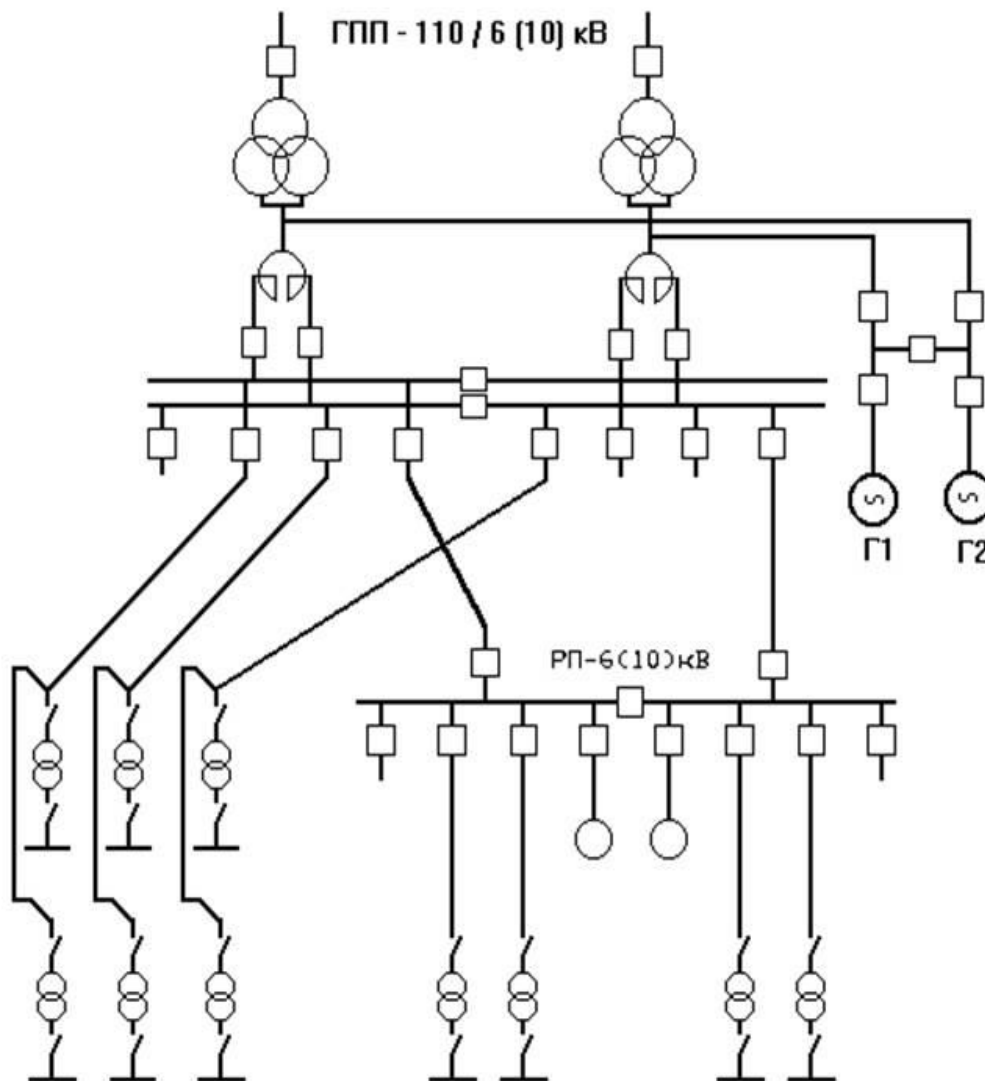


Рисунок 3.3 - Схема паралельної роботи генераторів з енергосистемою

Однак у такій схемі існує суттєвий ризик втрати стійкості роботи генераторів. Це зумовлено тим, що стійкість залежить від співвідношення потужності генераторів і величини навантаження, а також від ефективності функціонування пристроїв аварійно-частотного розвантаження (АЧР). Недостатня чутливість або затримки у роботі цих пристроїв можуть

призвести до дестабілізації системи, що потребує особливої уваги при проектуванні та налаштуванні схеми.

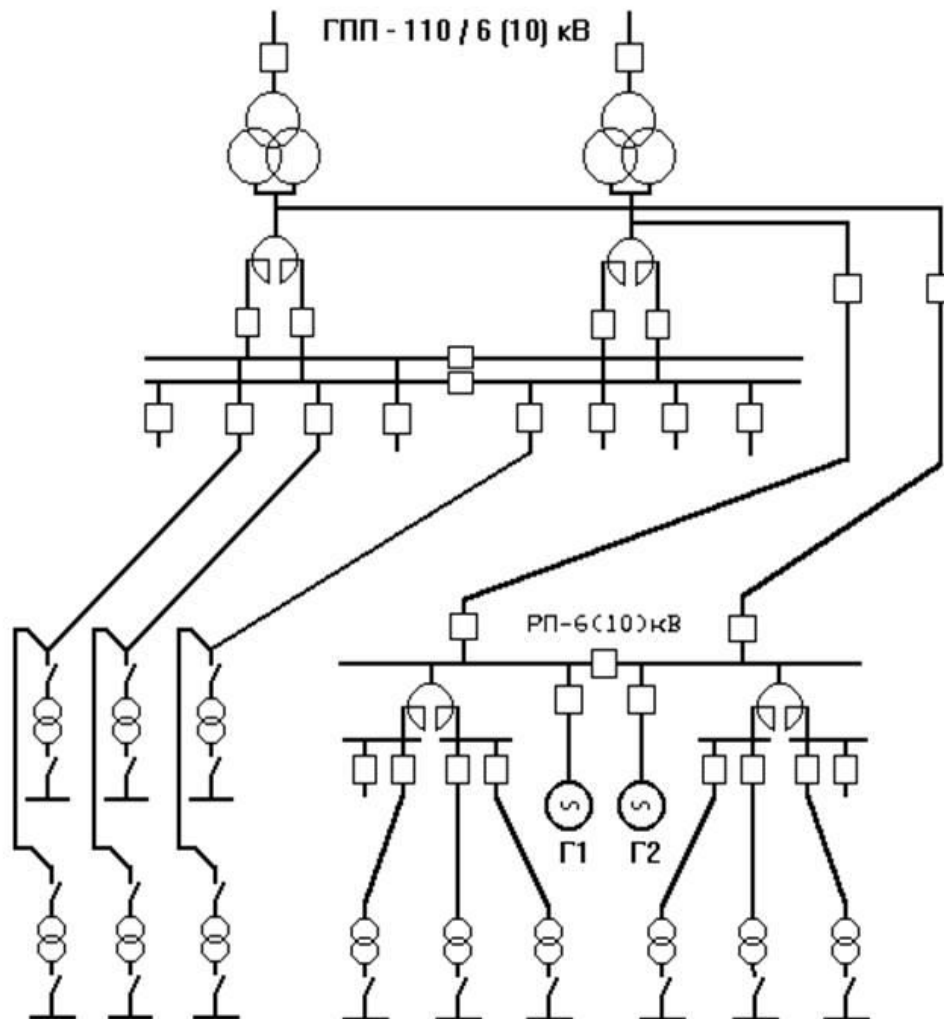


Рисунок 3.4 - Схема паралельної та автономної роботи генераторів

Схема, зображена на рис. 3.4, має перевагу перед попередньою, оскільки вона передбачає можливість роботи генераторів як у паралельному режимі з енергосистемою, так і в автономному режимі на збалансоване навантаження, підключене до шин 6 (10) кВ ТЕЦ. Перехід до автономного режиму в цій схемі є простішим, як у випадках аварій, так і в плановому порядку, і супроводжується меншим ризиком втрати стійкості роботи генераторів.

Для генераторів меншої потужності, таких як газопоршневі двигуни, оптимальною є схема, представлена на рис. 3.5. У цій схемі питання динамічної стійкості генераторів не є критичним, оскільки газопоршневі двигуни більш стійкі до порушень синхронізму. У разі втрати синхронізму генератор може бути швидко зупинений і знову запущений, що для поршневого двигуна значно простіше, ніж для турбіни. Це рішення дозволяє істотно спростити загальну схему електропостачання, знизити капітальні витрати та скоротити втрати електроенергії.

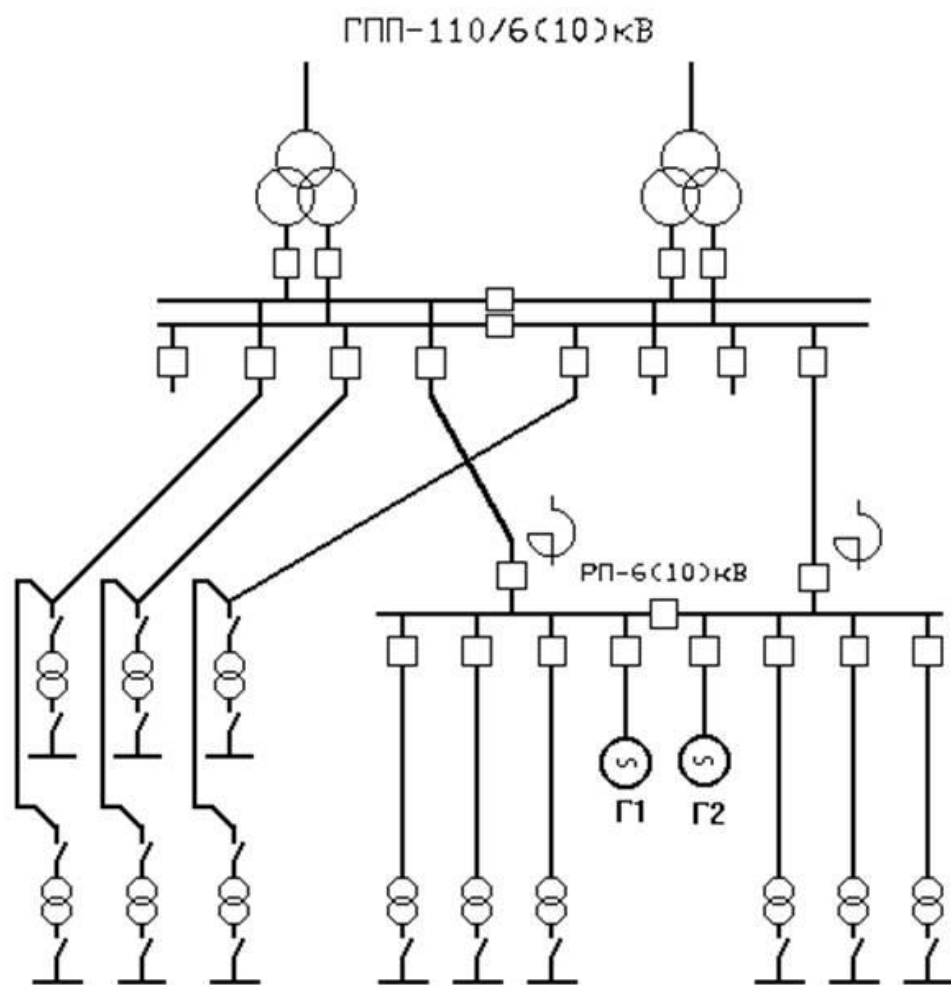


Рисунок 3.5 - Схема генераторів невеликої потужності з газопоршневими двигунами

Перехід на автономний режим при системних аваріях може призвести до короткочасного переривання енергопостачання споживачів. Тривалість

цього перериву зазвичай невелика і залежить як від роботи пристроїв протиаварійної автоматики, так і від оперативних дій персоналу.

Система релейного захисту та автоматики вимагає спеціальних рішень для забезпечення належної чутливості і селективності при переході від паралельного до автономного режиму, оскільки в такому випадку рівень короткого замикання в мережі 6 (10) кВ значно зменшується. Також важливо вирішити питання надійного живлення оперативним струмом, коли відсутні акумуляторні батареї.

Крім того, особлива увага повинна бути приділена забезпеченню якості електроенергії під час роботи в автономному та перехідному режимах. Це включає в себе управління коливаннями навантаження, а також врахування несиметричності навантаження та інших факторів, що можуть негативно вплинути на стабільність енергопостачання.

3.2. Характеристики теплових схем когенераційних установок на базі парових турбін.

При дослідженні роботи парових турбін важливо провести аналіз їхніх схем з метою визначення максимальної електричної потужності, яку можна отримати при однаковому тепловому навантаженні енергоджерел. Ключовими параметрами, що впливають на величину максимальної електричної потужності когенераційної установки (КУ), є загальне теплове навантаження котельні, яке визначає кількість доступної теплової енергії для генерації електричної енергії, співвідношення видів навантаження, яке характеризує частку теплової енергії, що йде на виробництво електричної енергії та на інші потреби, протитиск парової турбіни, що визначає тиск на виході з турбіни та впливає на її ефективність, вид теплової схеми КУ, адже різні схеми можуть надавати різний рівень ефективності для перетворення теплової енергії в електричну, та параметри пари на вході в турбіну, зокрема температура і тиск пари, оскільки чим вищі ці параметри, тим більш ефективною буде робота турбіни.

Визначення залежностей максимальної електричної потужності КУ на одиницю відпускної теплової потужності (питому електричну потужність, МВт(е)/МВт(т)) від протитиску турбіни для різних теплових схем КУ та різних значень параметрів пари на вході в турбіну дозволяє оптимізувати роботу установки. Це забезпечує найкращу ефективність при заданих умовах. Такий аналіз дає змогу порівнювати різні варіанти схем КУ і вибирати найбільш підходящий для конкретного виробничого процесу, з урахуванням можливості отримання максимальної електричної потужності при мінімальних витратах теплової енергії.

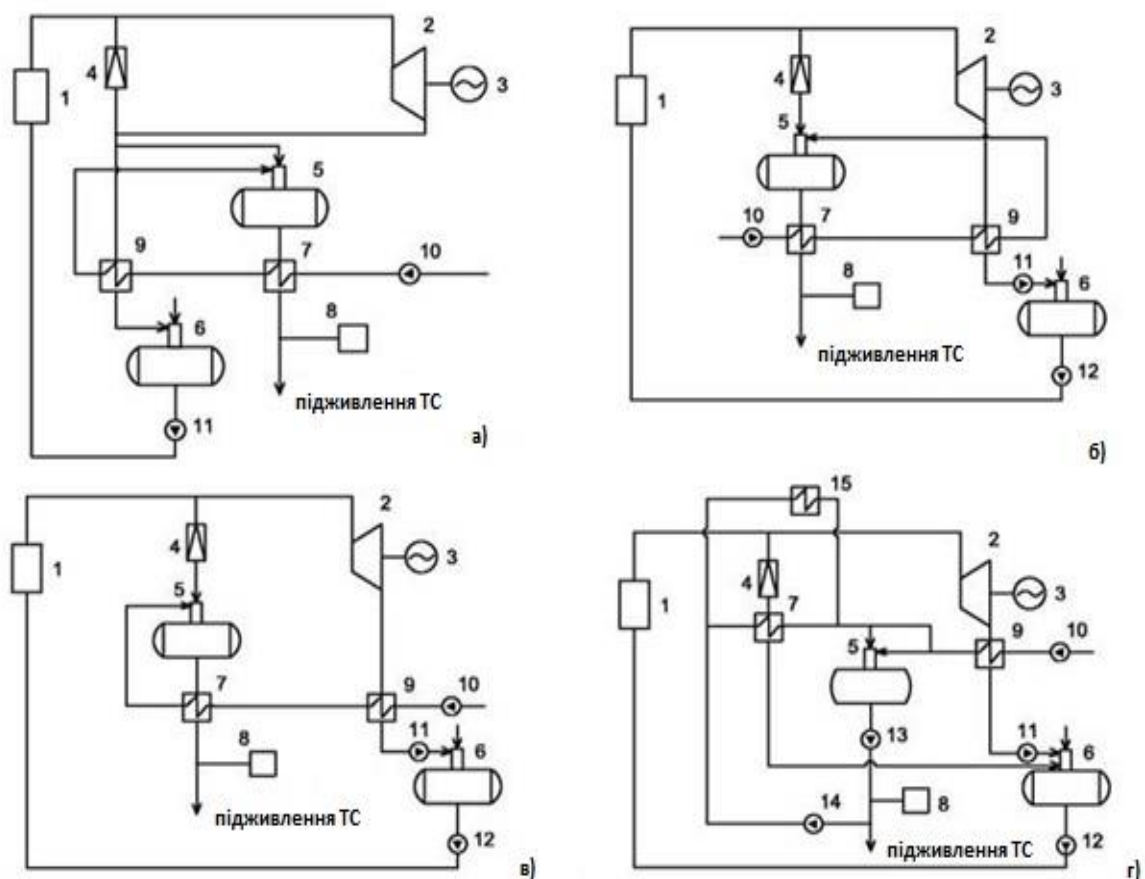


Рисунок 3.6 - Теплові схеми КУ відкритих систем тепlopостачання з атмосферними (а, б, в) і вакуумними (г) деаераторами:

1 – котел паровий; 2 – турбіна парова протитискові; 3 – електричний генератор; 4 – РОУ котельні; 5 – деаератор підживлювальної води; 6 – деаератор поживної води; 7 – охолоджувач води котельні для схем а, б, в, теплообмінник гарячої води для схеми г; 8 – акумулятор гарячої води; 9 – нагрівач живлячої води; 10-14 – насоси; 15 – котел водо-нагрівний.

Для діапазону потужності турбоустановок від 0,5 до 12 МВт використовуються середні значення коефіцієнтів корисної дії (ККД): внутрішнього ККД $\eta_{оп} = 0,75$, механічного ККД приводу $\eta_{мп} = 0,99$, ККД електрогенератора $\eta_{ег} = 0,96$. Нижній межа протитиску турбіни визначається граничним значенням ступеня вологості насиченої пари на виході з турбіни, який становить 15%.

У схемі №1 (рис. 3.6.а) пара після турбіни 2 направляється до теплообмінників (ТО) для підігріву підживлювальної води 9 і до деаераторів підживлювальної води 5, які використовуються в котельні до введення КУ в експлуатацію. Розрахунковий абсолютний тиск пари для ТО котельні становить 0,7 МПа, а для деаераторів — не менше 0,12 МПа. Підігрів підживлювальної води в котельні від 5 до 42°C відбувається в охолодниках деаерованої води (ОДВ) 7, від 42 до 70°C — у пароводяних підігрівниках котельні 9, а від 70 до 104°C — у підживлювальних деаераторах 5. При введенні в роботу парової турбоустановки пара з вихлопу турбіни подається до пароводяних ТО та деаераторів.

При зниженні протитиску турбіни до значення менше 0,7 МПа температурний напір у пароводяних ТО зменшується, що призводить до зниження теплої потужності і витрати пари. У зв'язку з цим збільшується витрата пари на деаератори, а розподіл нагріву підживлювальної води між ТО і деаераторами змінюється. Для атмосферних деаераторів при зміні навантаження від 30% до 120% температурний нагрів води змінюється від 10°C до 40°C, а при 100% навантаженні номінальний нагрів води в деаераторі становить 34°C.

Залежність питомої електричної потужності від абсолютного протитиску турбіни показана на рис. 3.7 для найбільш поширених початкових параметрів пари: абсолютний тиск 1,3 МПа, температура 191°C; 1,3 МПа, температура 250°C; 2,3 МПа, температура 250°C; 3,4 МПа, температура 435°C.

Після введення в роботу КУ теплова потужність пароводяних ТО котельні при протитиску турбіни 0,12 МПа зменшується в 1,9 рази, а нагрів води в них знижується з 28°C до 14°C. В результаті цього нагрів води в деаераторах збільшується з 34°C до 48°C. При роботі деаератора на номінальному навантаженні можна допустити нагрів води до 48°C, забезпечуючи при цьому нормативну якість деаерації.

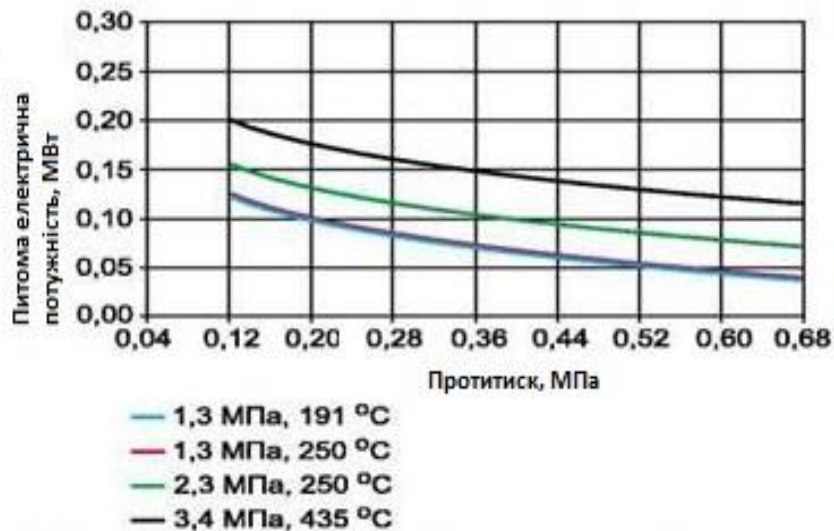


Рисунок 3.7 - Залежність питомої електричної потужності КУ відносно протитиску турбіни для схеми №1 (рис.3.6а) з використанням пароводяних теплообмінників котельні

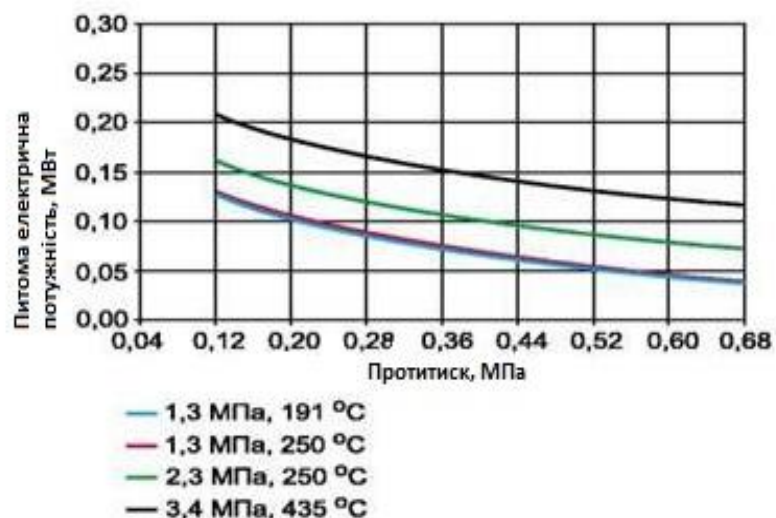


Рисунок 3.8 - Залежність питомої електричної потужності КУ відносно протитиску турбіни для схеми №1 (рис.3.6а) після реконструкції пароводяних теплообмінників котельні

Можлива реконструкція теплообмінної групи котельні з метою збільшення поверхні теплообміну, при цьому зберігаючи величину підігріву підживлювальної води на рівні 28°C у пароводяних теплообмінниках (ТО) і на рівні 34°C у деаераторах. Максимальне збільшення поверхні теплообміну у 2,2 рази можна досягти при протитиску $0,12\text{ МПа}$, незалежно від початкових параметрів пари. Підвищення температури підживлювальної води на виході з теплообмінної групи до 95°C призведе до перерозподілу потоків пари між деаераторами та підігрівниками, що незначно вплине на витрату свіжої пари через турбіну і електричну потужність КУ. Тому при реконструкції теплообмінної групи доцільно зберігати підігрів підживлювальної води на рівні 28°C . Залежності питомої електричної потужності від протитиску наведені на рис. 3.8.

Реконструкція пароводяних підігрівників котельні викликає незначне підвищення витрати свіжої пари через турбіну і електричної потужності КУ, яке досягає 4%. Це обумовлено збільшенням витрати пари через підігрівники. Зазначені залежності, представлені на рис. 3.8, є також вірними для варіанту установки пароводяних ТО у машинному залі при виведенні з експлуатації підігрівників котельні та подачі пари з вихлопу турбіни на ТО машинного залу і деаератори.

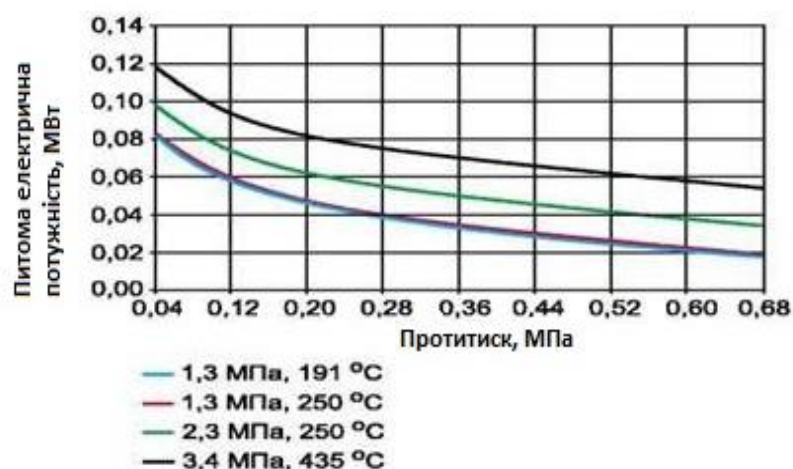


Рисунок 3.9 - Залежність питомої електричної потужності міні-ТЕЦ відповідно протитиску турбіни для схеми №2 (рис.3.6 б) при нагріві живлячої води в теплообмінниках до 95°C

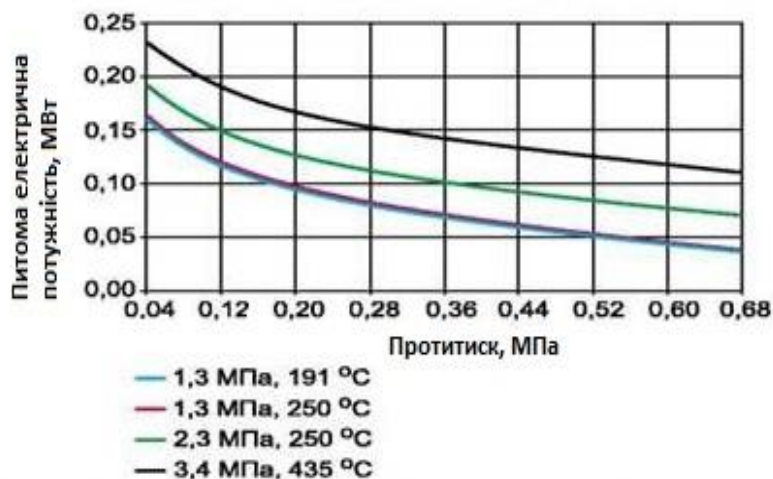


Рисунок 3.10 - Залежність питомої електричної потужності міні-ТЕЦ відносно протитиску турбіни для схеми №3 (рис.3.6 в) при нагріванні живлячої води в реконструйованих охолоджувачах води до 95 °С

Аналогічні залежності представлені на рис. 3.9 і 3.10 для теплових схем № 2 і № 3 (рис. 3.6б і 3.6в) з використанням пароводяних теплообмінників (ТО) у машинному залі когенераційної установки (КУ). У цих схемах відсутня подача пари з вихлопу турбіни на деаератори, що зазвичай обумовлено труднощами прокладання паропроводів великого діаметра в існуючих котельнях. В такому випадку паропроводи, що подають пару з вихлопу турбіни, мають мінімальну довжину, оскільки пароводяні ТО машзалу розташовуються безпосередньо поруч із турбоагрегатом.

Для схеми № 2 температура води на вході в підігрівник машзалу 9 визначається необхідністю охолодження деаерованої води від 104 до 70 °С в охолоднику деаерованої води (ОДВ) 7 і дорівнює 42 °С. Температура води на виході з підігрівника може бути вибрана в межах від 70 до 95 °С. В діапазоні протитисків від 0,12 до 0,7 МПа при зміні температури води на виході з підігрівника від 70 до 95 °С електрична потужність збільшується майже в 2 рази, незалежно від початкових параметрів пари, а площа поверхні підігрівника збільшується в 3,4-2,4 рази.

При реалізації КУ за схемою № 3 на охолодник деаерованої води (ОДВ) котельні 7 надходить потік підживлювальної води, підігрітої в ТО

машинного залу 9. У зв'язку з цим необхідно провести реконструкцію ОДВ котельні. Температура підживлювальної води, що надходить до деаераторів з ОДВ, може варіюватися в межах від 70 до 95 °С. Площа поверхні ОДВ котельні повинна бути збільшена в 1,8-6,4 рази порівняно з початковою площею. При зміні температури води на виході з ОДВ від 70 до 95 °С електрична потужність КУ зростає в 2 рази, незалежно від початкових параметрів пари і величини протитиску турбіни.

Для схем № 2 та № 3 можна знизити абсолютний протитиск до 0,04 МПа (температура пари 75,9 °С, погіршений вакуум, ступінь сухості пари на виході з турбіни більше 0,85). У такому випадку необхідно застосувати ежектори для відведення пароповітряної суміші з теплообмінників і подавати пару до деаераторів через редуційні пристрої від парового колектора котельні. За низького протитиску турбіни температура води на виході з підігрівника обмежена температурою конденсації пари з урахуванням мінімального температурного напору, який встановлено на рівні 5 °С. Для схеми № 2 максимальна електрична потужність досягається при протитиску 0,1 МПа, коли здійснюється максимальний нагрів води в ТО машзалу, що пояснюється перерозподілом витрат пари між ТО машзалу та деаератором при низькому протитиску. Оптимальний протитиск визначається тиском насичення, який відповідає температурі підживлювальної води на виході з підігрівника машзалу з урахуванням мінімального температурного напору в теплообмінниках, що становить 5 °С.

Порівнюючи схеми № 1-3, видно, що в діапазоні протитисків 0,12-0,7 МПа максимальна питома електрична потужність досягається за схемою № 1 при проведенні реконструкції пароводяних теплообмінників котельні. Питома електрична потужність варіюється від 0,128 до 0,037 МВт(е)/МВт(т) при початкових параметрах пари 1,3 МПа, 191 °С, і від 0,209 до 0,116 МВт(е)/МВт(т) при параметрах пари 3,4 МПа, 435 °С. Зменшення електричної потужності в схемах № 2 та № 3 порівняно з схемою № 1

складає не більше 10% при подачі підживлювальної води в деаератори з температурою 95 °С і близько 50% при температурі 70 °С. В діапазоні протитисків 0,04-0,12 МПа максимальна електрична потужність досягається схемою № 3 при проведенні значної реконструкції ОДВ котельні з розширенням площі теплообмінної поверхні в 6,4 рази.

3.3. Робота когенераційних установок при різних режимах споживання тепла і електроенергії.

Система когенерації може функціонувати в одному з наступних режимів:

1. Базове теплове або електричне навантаження. У цьому режимі система працює стабільно з постійним тепловим або електричним навантаженням. Надлишкове тепло відводиться в навколишнє середовище або зайва енергія передається в мережу.

2. Теплове навантаження відповідно до потреби. У цьому випадку система генерує тепло тільки тоді, коли з'являється додаткова потреба в ньому. Надлишкова енергія відпускається в мережу.

3. Електричне навантаження відповідно до потреби. Система генерує електричну енергію лише тоді, коли це необхідно, і не передає надлишкову енергію в мережу. Надлишкове тепло скидається в навколишнє середовище.

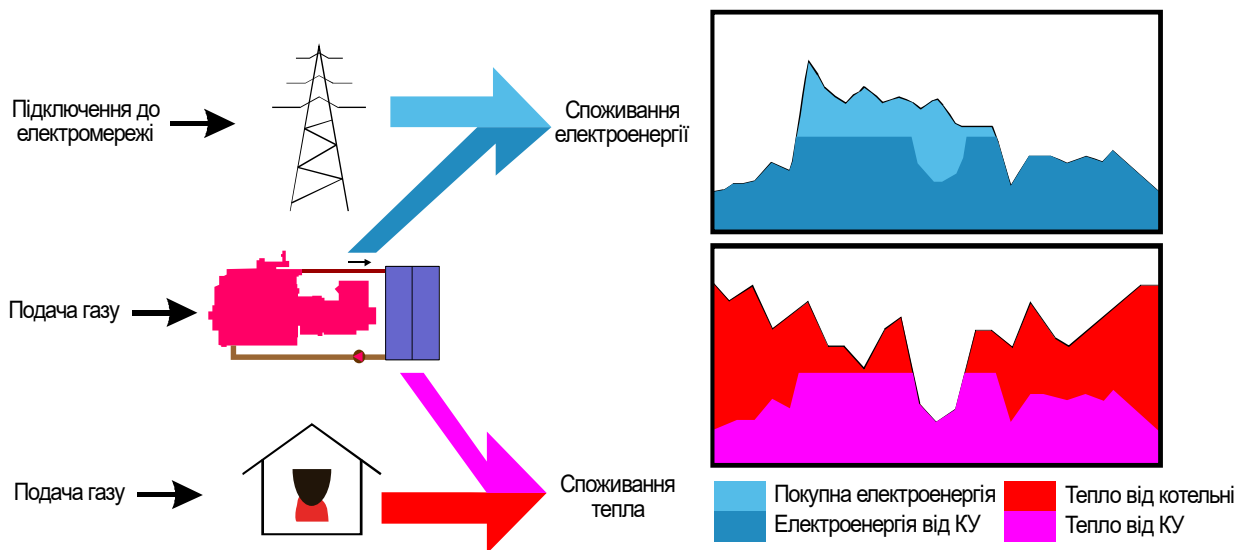


Рисунок 3.11 - Відсутність надлишку вироблення електроенергії і тепла

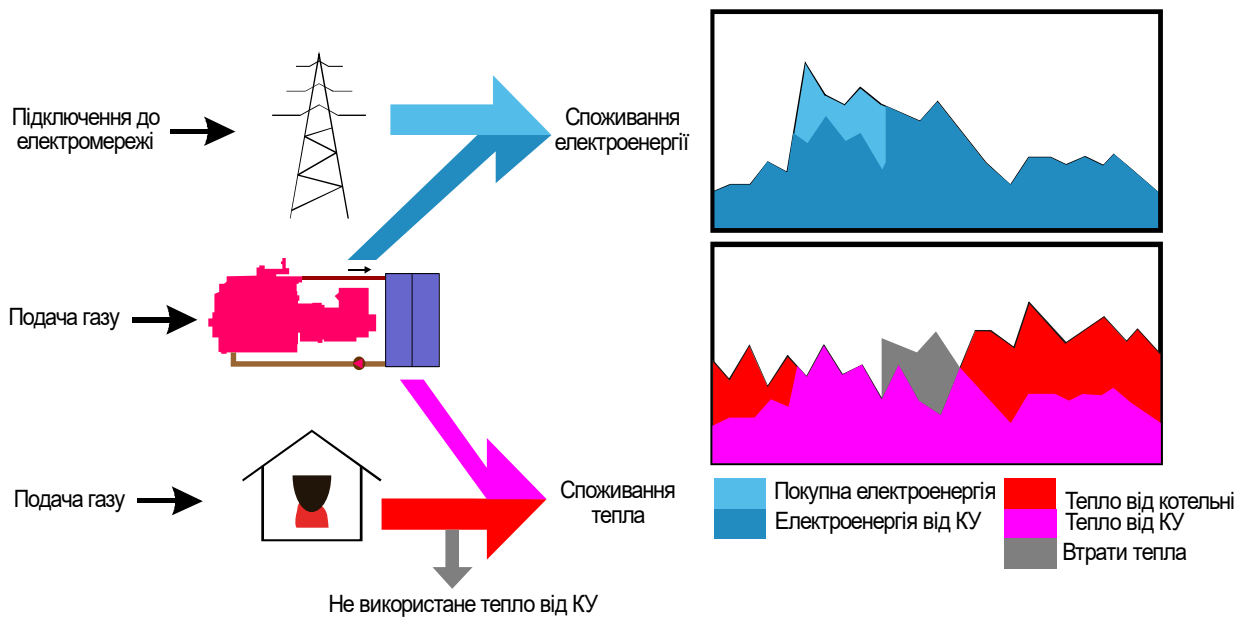


Рисунок 3.12 - Надлишок вироблення тепла

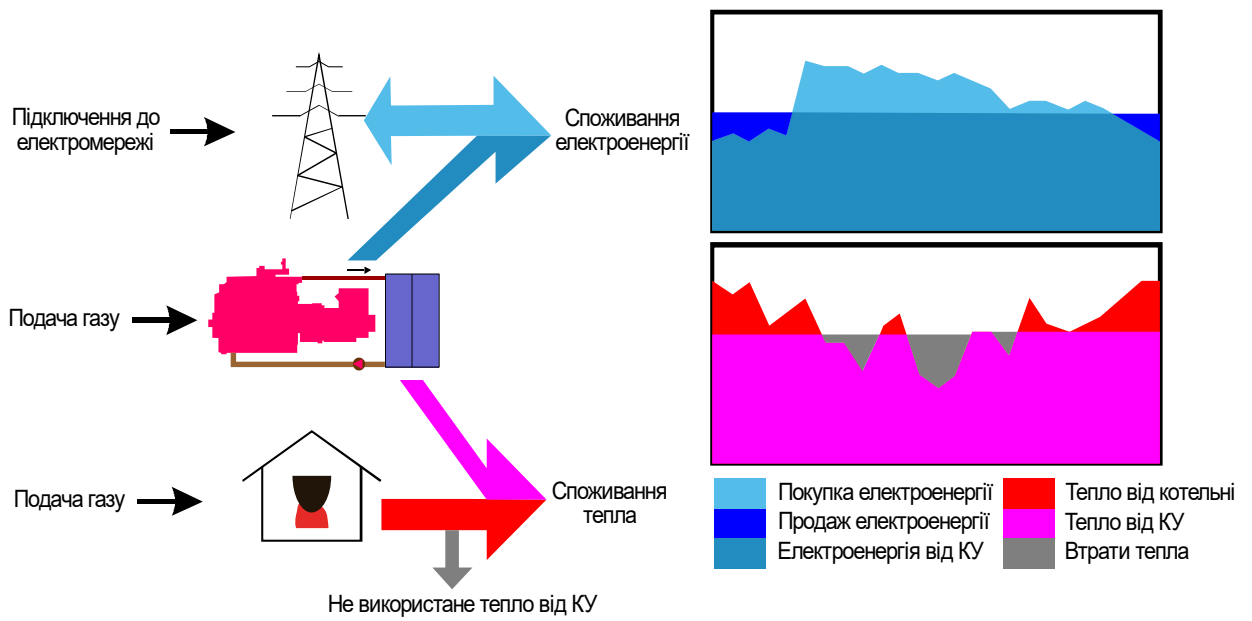


Рисунок 3.13 - Надлишок вироблення тепла і електроенергії.

РОЗДІЛ 4

КОНТРОЛЬ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ В КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВКАХ

4.1. Автоматизована система контролю і управління когенераційними установками.

Сучасний розвиток промислових автоматизованих систем комплексного обліку енергоресурсів (АСКУЕ) орієнтований на зростаючу децентралізацію, що забезпечує безпосереднє відображення параметрів енергоспоживання в місцях їх виробництва та споживання. Це дозволяє реалізувати кілька ключових переваг:

Оперативне відображення даних — дані про енергоспоживання зчитуються в реальному часі безпосередньо на місцях вироблення та використання енергії, що дозволяє здійснювати точний облік і моніторинг.

Регулювання споживання енергії — на основі отриманих оперативних даних можна негайно регулювати процес енергоспоживання, вживаючи заходів для зниження витрат енергоресурсів.

Об'єктивний аналіз та оцінка рішень — АСКУЕ дозволяють об'єктивно аналізувати ефективність ухвалених технічних і організаційних рішень, що спрямовані на економне використання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР).

Модернізація та попередження аварій — системи допомагають у модернізації енергооб'єктів і дозволяють вчасно виявляти потенційні проблеми, що можуть призвести до аварій, забезпечуючи високий рівень безпеки.

Зростаючі ціни на енергоносії та обмеження їх споживання сприяють необхідності підвищення ефективності використання енергоресурсів. Тому такі системи стають необхідними для оптимізації енергоспоживання на

кожному робочому місці, забезпечуючи значну економію та зниження витрат на енергоресурси.

АСУ ТП когенераційної установки побудована за дворівневою схемою управління. Нижній рівень, що відповідає за контролери, реалізує функції локальної автоматики, включаючи технологічний захист і блокування, регулювання, вимірювання параметрів та передачу цих даних на верхній рівень. Верхній рівень, що представлений автоматизованими робочими місцями (АРМ) оператора, виконує завдання збору, відображення та збереження даних, функціонально-групового управління (ФГУ), дистанційного управління, а також обчислення питомих та інтегральних параметрів роботи когенераційної установки.

В АСУ ТП включено комплект функціональних вузлів (КФВ) для кожної установки та загального генераторного обладнання, шафа живлення та комунікацій, автоматизовані робочі місця та сервер бази даних (БД).

Управління когенераційною установкою здійснюється з АРМ оператора, яке забезпечує дублювання через «гаряче» резервування для підвищення надійності. Для обслуговування, регламентних робіт і налагодження систем існує окреме АРМ обслуговування АСУ ТП. Для організації потоку даних та їх збереження використовуються сервери бази даних і додатків.

Якість роботи газогенераторної установки оцінюється через величину теплових втрат, тому на першому рівні необхідно впроваджувати вимірювальні системи, які дозволяють контролювати основні параметри установки. Якщо установка буде оснащена стаціонарними первинними вимірювальними приладами, зокрема газоаналізаторами, які автоматично контролюватимуть зміни теплофізичних параметрів, склад та параметри димових газів, це дозволить організувати безперервний контроль якості роботи установки в реальному часі.

Автоматизація контролю на першому рівні суттєво знижує вплив суб'єктивних факторів на експлуатаційні параметри установки завдяки чіткій регламентації виконання функцій оперативного персоналу.

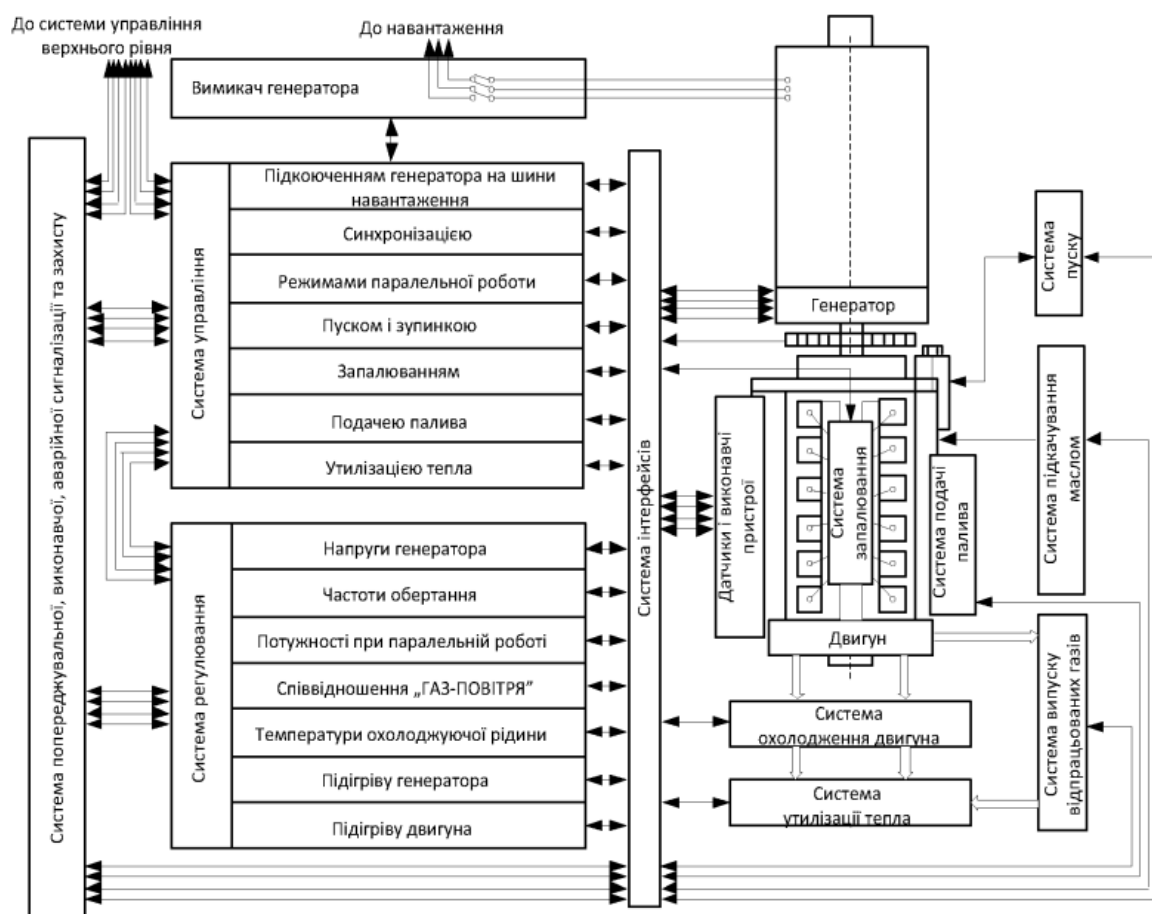


Рисунок 4.1 - Структура систем управління когенераційною установкою

На другому рівні АСКУЕ (автоматизована система комерційного обліку енергії) газогенераторної установки впроваджено ПК для зміни майстра (головного енергетика). Цей ПК збирає інформацію від приладів другого рівня та обчислює основні енергетичні параметри у визначених одиницях та реальному масштабі часу. Спеціалізоване програмне забезпечення розраховує оптимізовані алгоритми для технологічних процесів роботи установки відповідно до режимних карт і формує управлінські рішення, що забезпечують максимальний коефіцієнт корисної дії (ККД) у

реальному часі. Такий підхід дозволяє об'єктивно аналізувати та оцінювати технологічні та організаційні рішення, спрямовані на економію пального, енергоресурсів та оптимальне управління установкою.

Нижче наведена структурна схема управління індивідуальним тепловим пунктом (ІТП), розроблена з урахуванням оптимальних параметрів енергозбереження та продуктивності (схему можна додати для наочного пояснення).

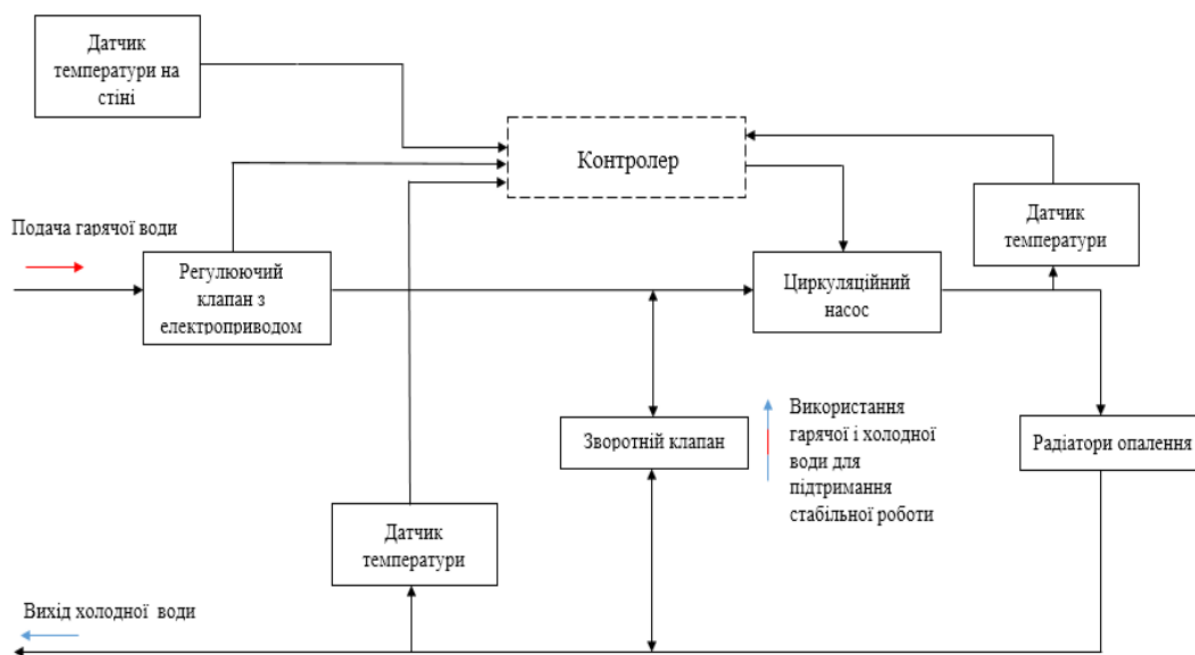


Рисунок 4.2 - Структурна схема автоматизованої системи індивідуального теплового пункту

В індивідуальному тепловому пункті (ІТП) здійснюється управління потоками холодної та гарячої води, що подаються з центральної водопровідної системи. Контролер ІТП виконує дві основні операції для забезпечення ефективної роботи системи:

1. Головна функція. Контролер подає команду на регулюючий клапан, який визначає необхідну кількість гарячої води, що проходить через систему за допомогою циркуляційного насоса. Гаряча вода надходить до

радіаторів опалення, де передає тепло приміщенням, а потім повертається в центральну водопровідну систему (ЦВС).

2. Зменшення температури. У разі потреби різкого зниження температури води, яка подається до радіаторів, контролер використовує зворотний клапан. Цей механізм дозволяє змішувати гарячу воду зі зворотним потоком, знижуючи її температуру перед подачею в систему.

Ці функції забезпечують автоматичний контроль параметрів теплоносія, стабільність температури та ефективне використання теплової енергії в залежності від потреб системи опалення.

4.2. Прилади обліку енергоресурсів когенераційних установок.

Вузли обліку розробляються згідно з технологічним завданням або вимогами, які зазначаються в технічних документах на об'єкт автоматизації, а також на основі результатів обстеження об'єкта.

Прилади обліку води. Для вимірювання витрати холодної води використовують різні типи лічильників, зокрема механічні (тахометричні: крильчаті та турбінні), електромагнітні, вихрові або ультразвукові. Вибір первинного перетворювача витрат води залежить від багатьох факторів, таких як характеристики середовища, якість води, розташування установки, рівень заповненості водопроводу, умови експлуатації, вимоги постачальників води та побажання замовника.

Для вимірювання витрат води використовують сертифіковані контролери обліку води як вторинні прилади. Ці прилади забезпечують точність і стабільність вимірювання в умовах реальної експлуатації.

Водолічильники необхідно встановлювати на підприємствах або об'єктах, де споживаються великі об'єми води, зокрема коли вода нагрівається або використовується для технологічних процесів. Це особливо важливо у випадках, коли для нагріву води застосовується пара.

Встановлення водолічильника є економічно доцільним, оскільки дозволяє знизити споживання пари, замінивши дорогі пароміри.

Водяні лічильники стандартної конструкції можуть працювати при температурі до 40°C, що робить їх придатними для більшості побутових і промислових застосувань. Однак лічильники, що можуть працювати при підвищеній температурі води, мають на 50% вищу ціну через використання більш складних матеріалів і технологій для забезпечення їхньої працездатності в умовах високих температур.

Ціна водолічильників залежить від діаметра труби, в якій вони встановлюються. У деяких випадках, щоб зменшити загальні витрати на обладнання, може бути доцільно зменшити діаметр труби на довжину вимірювального приладу, а також на прямі ділянки трубопроводів до і після лічильника. Це дозволяє знизити вартість інсталяції без істотних втрат в точності вимірювання.

Прилади обліку теплової енергії. В системах теплопостачання облік теплової енергії встановлюється на подаючих (водорозбірних), зворотних (циркуляційних) трубопроводах та підживлюючих трубопроводах, залежно від діючої або проектної схеми теплопостачання. В якості первинних перетворювачів витрат теплоносія використовуються водолічильники або датчики витрати води з механічним принципом дії (тахометричні: крильчаті або турбінні), електромагнітні, вихрові або ультразвукові.

Для обліку теплової енергії застосовуються спеціалізовані прилади, які забезпечують точне вимірювання та обчислення теплової енергії відповідно до державних стандартів і норм. Це дозволяє здійснювати ефективний контроль за теплопостачанням та забезпечувати точність обліку теплової енергії в системах споживання та генерації тепла.

Прилади обліку витрати газу

Вузли обліку витрати газу призначені для точного обліку об'єму природного газу відповідно до ГОСТ 5542-87 «Гази горючі природні для

промислового та комунально-побутового призначення» та інших неагресивних газів, що приводяться до нормальних умов в системах газопостачання на промислових, енергетичних і сільськогосподарських об'єктах.

Для приведення виміряного об'єму газу до нормальних умов використовуються спеціалізовані обчислювачі (електронні коректори) як вітчизняного виробництва, так і іноземних виробників, сертифіковані в Україні. Це дозволяє здійснювати точний облік газу в реальних умовах експлуатації, враховуючи зміни температури, тиску та інших факторів.

Всі вузли обліку поставляються в повністю укомплектованому вигляді, що включає:

- обчислювачі,
- прямолінійні ділянки трубопроводів,
- джерела живлення приладів,
- системи передачі даних з вузлів обліку,
- захисні шафи.

Для зручності монтажу та експлуатації, вузли обліку можуть бути доставлені в шафовому виконанні, яке передбачає електричне або газове опалення для забезпечення надійності роботи приладів в різних кліматичних умовах.

Контролери обліку виконують такі функції:

- контроль і індикація миттєвих витрат газу на дисплеї,
- реєстрація параметрів витрат з нарощувальним підсумком,
- збереження архівних даних за різними часовими інтервалами.

Архівні дані формуються за наступними інтервалами:

- годинні,
- добові,
- місячні.

Це дозволяє здійснювати детальний аналіз витрат газу в різні періоди часу і забезпечує ефективний контроль за використанням газу на об'єктах.

Вимірювання витрат та кількості теплоти, що виділяється або споживається водою, є критичним для забезпечення ефективного контролю та автоматизації теплових мереж. Вони дозволяють точно обчислювати енергетичні витрати, що необхідно для управління енергоспоживанням і оптимізації витрат пального чи електроенергії.

Зазвичай вимірювання витрат та кількості теплоти здійснюється розрахунковим методом, за допомогою даних про температуру води на вході та виході з системи, а також її витрати. Цей підхід дозволяє оцінити кількість тепла, яка передається або поглинається в процесі теплопередачі, навіть якщо пряме вимірювання не можливе.

Тепломіри застосовуються для прямого вимірювання кількості енергії, що переноситься потоком теплоносія. У побутових та офісних системах це зазвичай гаряча вода, що використовується для опалення приміщень. У промислових умовах теплоносієм може бути дуже гаряча рідина або змазка на високих температурах, з подальшим охолодженням водою або вторинним холодоагентом, що дозволяє передавати теплоту з одного кінця температурного діапазону до іншого.

Застосування тепломірів дозволяє автоматизувати контроль за тепловими процесами, забезпечуючи точність обліку енергоспоживання і дозволяючи своєчасно виявляти перевитрати або недостатню ефективність роботи системи.

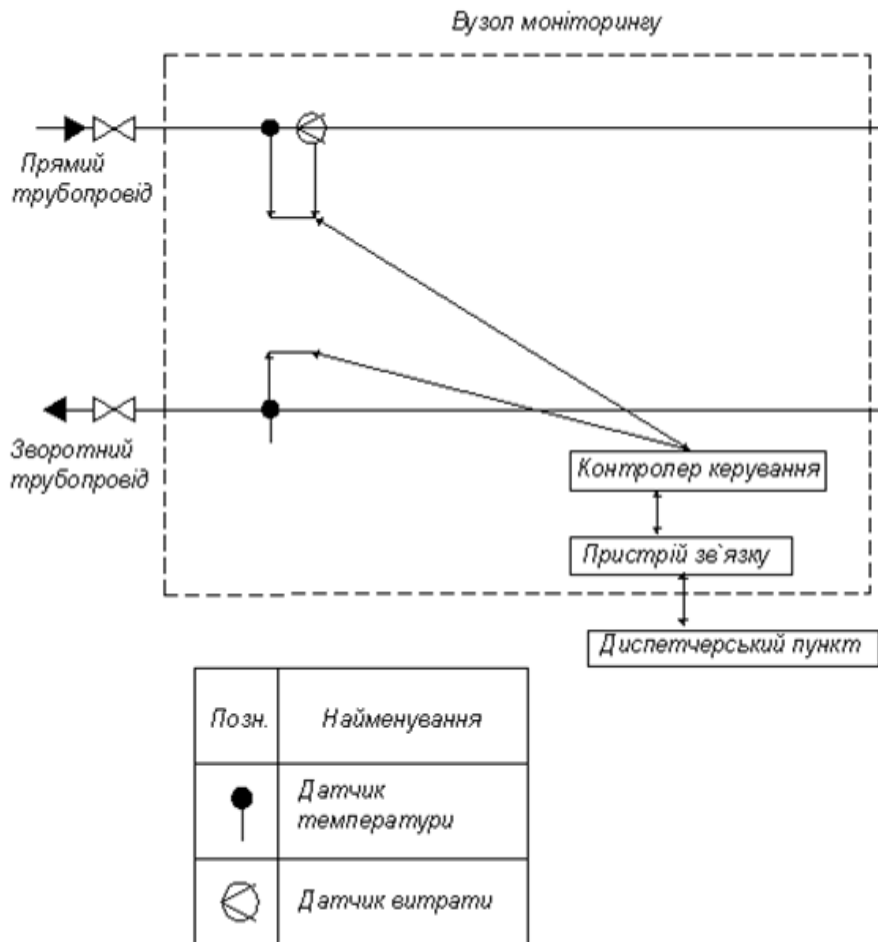


Рисунок 4.3 - Схема організації обліку теплової енергії

Теплолічильник (рис. 4.3) призначений для вимірювання спожитої теплової енергії та інших параметрів теплопостачання. В його конструкцію входять витратомір для визначення витрат теплоносія та датчики температури, які вимірюють різницю температур між трубою, що подає теплоносії, і зворотною трубою. Теплова енергія обчислюється шляхом інтеграції виміряних величин з константою, яка відповідає характеристикам теплоносія.

Оскільки різниця температур між подаючою та зворотною трубою може бути дуже малою, важливо, щоб температура вимірювалася з високою точністю для досягнення коректних результатів.

Основні функції і характеристики тепло лічильника:

1. Вимірювання спожитої теплової енергії (у ГДж) з моменту останнього скидання показників.
2. Вимірювання об'єму теплоносія (у м³), який пройшов через витратомір за весь час роботи приладу після останнього зброду показників.
3. Температура теплоносія в подаючому та зворотному трубопроводах (у °C).
4. Різниця температур між подаючою та зворотною трубами (у °C).
5. Середня теплова потужність (у ГДж/год.) за останні 10 хвилин.

Інформація з тепло лічильника може бути отримана за допомогою вбудованого індикатора та кнопок, через інфрачервоний інтерфейс, через інтерфейс RS-232, а також через локальну інформаційну мережу на основі шини M-Bus або інтерфейсу RS-485.

Теплолічильник також має два імпульсних виходи, які використовуються для передачі вимірних значень теплової енергії та об'єму теплоносія у вигляді імпульсів заданої ваги на вторинні прилади обліку, такі як механічні інтегратори. Це дозволяє зручно використовувати отримані дані для автоматизованого обліку та контролю енергоспоживання в реальному часі.

Газові лічильники можуть бути поділені на дві основні категорії:

1. Об'ємні лічильники — вони вимірюють газ шляхом витіснення фіксованого об'єму, який потім підлягає вимірюванню. Ці лічильники мають високу точність, але їх використання обмежене малими швидкостями потоку через їхні габарити.
2. Вимірювачі швидкості — ці лічильники, як правило, використовують турбінні вимірювачі і використовуються частіше. Вони менш чутливі до габаритів і можуть працювати при більших швидкостях потоку.

Споживання газу зазвичай реєструється в одиницях об'єму (кубічні метри). Однак для визначення реального споживання енергії цей об'єм

потрібно скоригувати відповідно до температури і тиску, оскільки густина газу змінюється в залежності від цих параметрів. Об'єм газу, виміряний за умовами, відмінними від стандартних, множиться на теплопровідну здатність для коректного обчислення енергії.

Корекція температури та тиску є важливою, оскільки ці фактори можуть значно впливати на точність вимірювання газу. Газові лічильники, як правило, вважаються точними при постачанні на об'єкт, однак для точного обліку потрібно здійснювати перевірку лічильників, щоб забезпечити коректне застосування поправочних коефіцієнтів для температури та тиску. Це може впливати на рахунки за спожитий газ, особливо коли зміни тиску (через стиснення або редукцію) можуть бути суттєвими.

Зазвичай теплотворна здатність газу вказується в рахунках-фактурах, і ця величина вважається сталою протягом періоду розрахунків. Для коректного обліку газу необхідно забезпечити автоматичну корекцію температури та тиску, щоб уникнути значних помилок.

Система комерційного обліку електроенергії

Система обліку електроенергії побудована на основі електронних лічильників, таких як «Євро-Альфа», «Гран-Електро» та подібних, які мають вихідні імпульсні сигнали для дистанційної передачі даних, а також інформаційні інтерфейси типу RS-485. Ці лічильники використовуються в поєднанні з суматором СЕМ-2, який призначений для збору та обробки інформації, а також для створення багатоканальної вимірювальної системи.

Основні функції суматора СЕМ-2:

- Контроль та облік спожитої електроенергії по різних параметрах.
- Облік потужності спожитої електроенергії в розрізі зон доби, окремих діб та за розрахунковий період.
- Обробка даних по 16-ти каналам та 6-ти групам обліку.
- Можливість візуального перегляду всіх основних параметрів через індикацію.

- Клавіатура управління для налаштування та моніторингу.
- Наявність резервного живлення, яке забезпечує збереження інформації на термін до одного місяця без основного джерела живлення.

Для технічного обліку електроенергії застосовуються індукційні лічильники:

- СА4У - 5009 та СР4У - 5003 виробництва підприємства «Росток». Ці лічильники використовуються для традиційного обліку електроенергії на підприємствах.

Система дозволяє не лише вимірювати споживану енергію, але й здійснювати комплексний облік по різних зонах та групах, що є важливим для оптимізації енергоспоживання та забезпечення точного обліку на різних етапах виробничих процесів.

РОЗДІЛ 5

ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ВПРОВАДЖЕННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК

Використання когенерації як технології енергетичного забезпечення підприємств та інших об'єктів дозволяє досягати вагомих економічних та екологічних переваг, що забезпечують конкурентність та знижують витрати на енергію. Нижче приведено кілька ключових аспектів ефективності когенерації:

1. Економічне стимулювання. Використання когенераційних установок допомагає зменшити частку енергетичних витрат у собівартості продукції. В свою чергу, це дозволяє значно збільшити конкурентоспроможність продукції, оскільки зниження витрат на енергію позитивно впливає на фінансові результати підприємства.

2. Гнучкість та швидкість нарощування потужностей. Когенерація пропонує гнучкі та швидкі рішення для забезпечення зростаючих енергетичних потреб. Потужності можна підвищувати як малими, так і великими частками, що дозволяє точно узгоджувати генерацію і споживання енергії без необхідності будувати нові енергетичні об'єкти або прокладати нові лінії електропередач.

3. Зменшення витрат на енергетичну інфраструктуру. Когенераційні установки встановлюються в безпосередній близькості від споживачів, що дозволяє уникнути значних витрат на передачу енергії через мережі. Це також дозволяє знизити енергетичні втрати, що зазвичай складають 5-20% від загальної потужності.

4. Екологічні переваги. Використання когенерації значно знижує викиди шкідливих речовин у атмосферу, оскільки енергогенерація здійснюється на місці споживання, що дозволяє ефективно використовувати утилізоване тепло і знижувати енергетичні втрати. Зниження екологічних

викидів також приносить економічні вигоди у вигляді зменшення штрафів, податкових пільг та екологічних обмежень.

5. Ефективне використання газу та тепла. Когенерація дозволяє значно підвищити ККД виробництва енергії з первинного палива (газу), збільшуючи його в 2-3 рази. Це зменшує витрати на паливо, знижує вимоги до газової інфраструктури та забезпечує ефективне використання утилізованого тепла для таких процесів, як сушка, охолодження або кондиціонування.

6. Швидка окупність. Завдяки зростанню тарифів на енергію, термін окупності когенераційних систем значно скорочується. Вартість установки когенератора відшкодовується за короткий період, що робить цю технологію вигідною навіть за короткостроковими інвестиціями.

7. Оптимізація газового споживання. Когенераційні системи знижують витрати на придбання газу та потребу в новій газовій інфраструктурі, оскільки енергогенерація здійснюється локально і ефективно.

Використання газових когенераторів в Україні розвивається, особливо для локальної генерації електроенергії та тепла, що стає важливим кроком до енергетичної незалежності та оптимізації витрат на енергоносії.

5.1. Вирішення проблем енергозбереження при застосуванні когенераційних технологій.

Головною особливістю більшості когенераційних систем є те, що їх основною функцією є виробництво електричної енергії, а теплова енергія є допоміжною продукцією. Такий підхід дозволяє підвищити економічні показники, оскільки виробництво тепла підтримує основний процес генерації електрики. Однак цей підхід має й певні обмеження.

Перше обмеження полягає в повній залежності ефективності когенераційної установки від наявності споживачів тепла поблизу

електростанції. Віддаленість від споживачів є однією з причин того, що на великих теплових електростанціях, загальна потужність яких сягає 30 млн. кВт, лише 5% працюють за когенераційною схемою. Така ж ситуація спостерігається і на атомних електростанціях, де когенерація також використовуються слабо.

Друге обмеження пов'язане з тим, що максимальний коефіцієнт корисного використання тепла в схемах, які поєднують виробництво електрики і тепла, не перевищує 0,75-0,8. Це означає, що теплотворна енергія, що генерується, може бути менш конкурентоспроможною порівняно з теплом, яке виробляється в котельнях централізованого теплопостачання, де ККД котлів досягає 92%.

Ці недоліки усуваються підходом, в якому когенерація використовується в теплотехнологічних процесах, що вже мають високу ефективність. Наприклад, у комунальних теплопостачальних системах водогрійні котли можуть працювати з ККД до 92%, і без застосування когенерації можливо збільшити ефективність до 100%. Ідея цього підходу полягає в тому, щоб не порушуючи ефективність основного процесу виробництва тепла, знижувати собівартість виробництва електроенергії за допомогою когенерації, що аналогічно підвищує ефективність електрогенеруючої установки.

Цей підхід реалізується шляхом додавання до існуючого теплогенеруючого обладнання, яке працює на органічному паливі (котли, печі), енергетичного теплового двигуна (газової турбіни або поршневого двигуна), що направляє відпрацьовані гази в котел. Це дозволяє замінити частину палива, яке спалюється в котлі, теплотою відпрацьованих газів двигуна. Зниження загальних витрат палива на виробництво електричної енергії дає можливість знизити її собівартість.

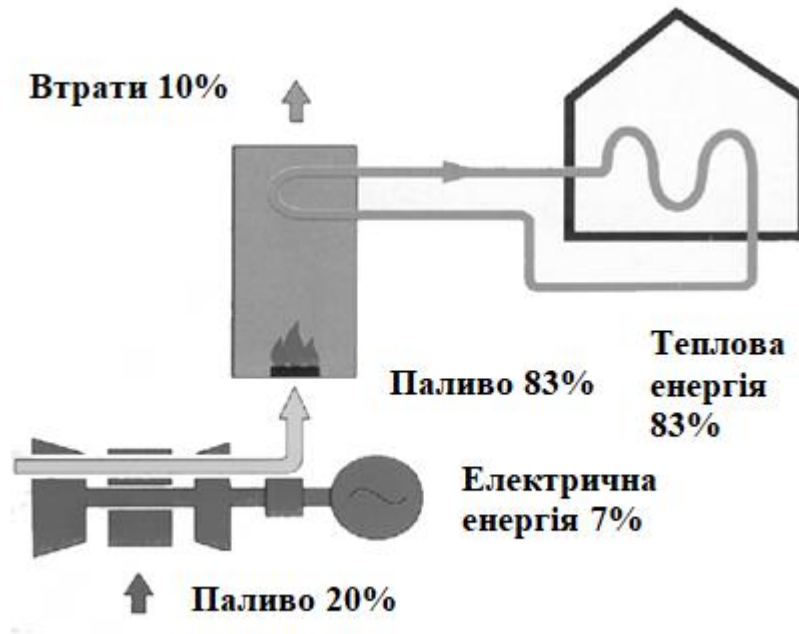


Рисунок 5.1 - Енергетична схема когенераційної установки

– Підвищення ефективності використання енергії та палива на промислових підприємствах, зокрема для загальновиробничих потреб, таких як котельні, системи опалення та вентиляції, виробництво і використання стиснутого повітря, системи освітлення, холодильні установки та інші, є важливим кроком для підвищення рентабельності підприємств.

– Основні заходи для покращення енергоефективності виробництва включають:

– Організаційні заходи, що передбачають удосконалення менеджменту виробничих процесів. Ці заходи не потребують великих додаткових інвестицій, за винятком витрат на контрольно-вимірювальні прилади та інформаційне обладнання.

– Впровадження додаткового обладнання для підвищення енергоефективності, наприклад, теплоізоляції, утилізаторів тепла тощо. Для цього можуть бути необхідні капітальні витрати, основною метою яких є зниження енергоспоживання.

– Заміна обладнання на більш енергоефективне під час реконструкції підприємств, що дозволяє значно знизити енергетичні витрати на всіх етапах виробництва.

5.2. Економічне підґрунтя вибору електроприводів когенераційних установок.

На сьогоднішній день для децентралізованих малих теплових електростанцій використовуються газові поршневі та турбінні двигуни як приводи генераторів. Однак, на перший план виходить питання економічної доцільності вибору того чи іншого типу обладнання, оскільки саме економічні аспекти визначають ефективність і рентабельність таких установок.

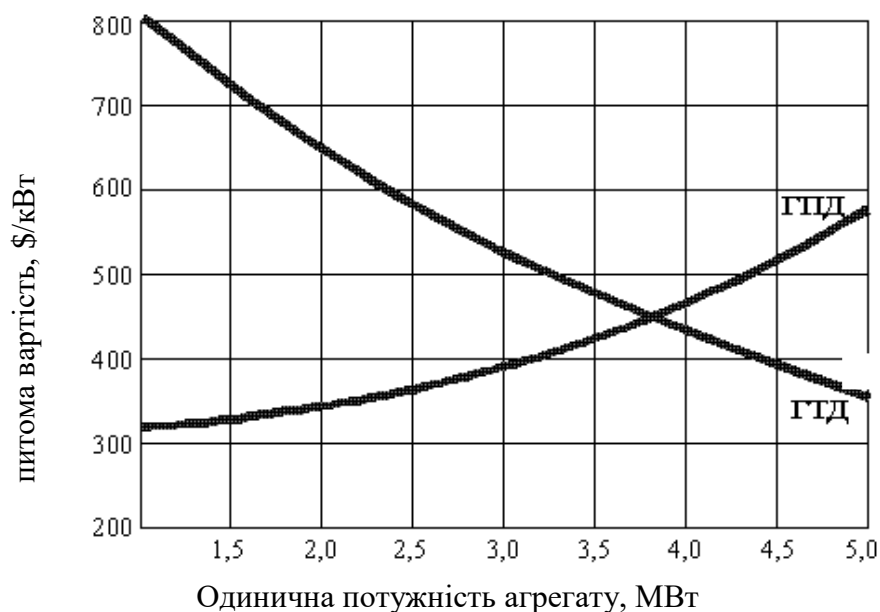


Рисунок 5.2 - Питома вартість поршневої і турбінної установок

Як показано на рис. 5.2, для одиничних потужностей менше 3,5 МВт газопоршневі установки мають найменшу питому вартість устаткування. Водночас важливо зазначити, що вартість самого устаткування не збігається

з вартістю повної станції, особливо в випадку, коли необхідно підводити газ високого тиску, що є вимогою для газових турбін.

Крім того, важливими факторами для майбутніх власників станцій є витрати на паливо та експлуатаційні витрати, оскільки ці показники безпосередньо впливають на вигоди, що отримує власник, а також на термін окупності обладнання станції (див. рис. 5.3) [8].

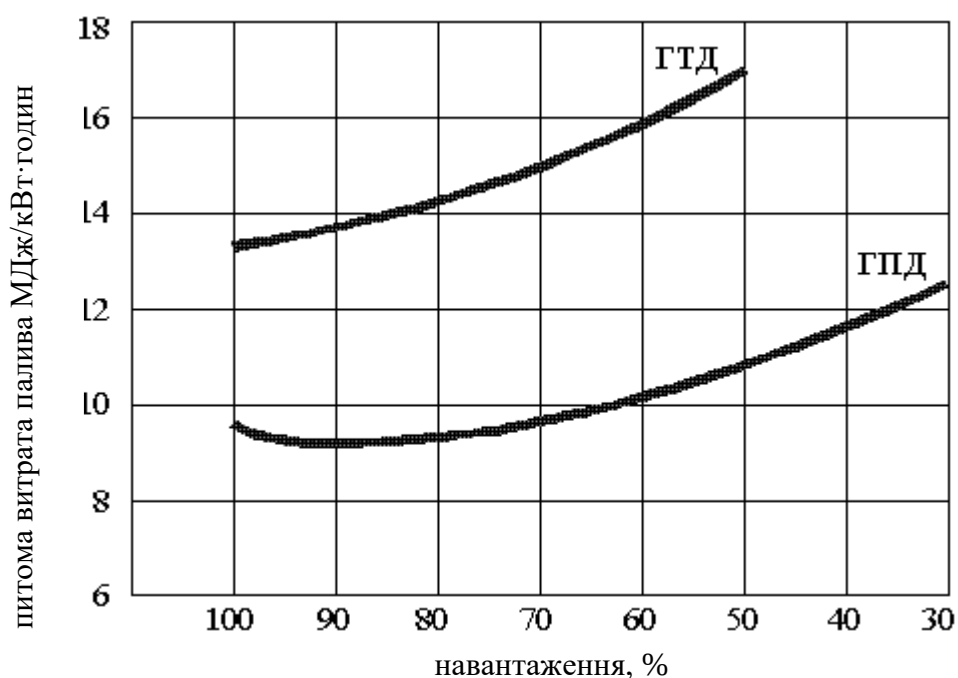


Рисунок 5.3 - Питома витрата палива з використанням поршневої і турбінної установки.

Як показано у порівнянні, питома витрата палива на вироблений кВт·ч у газопоршневих установках є меншою, порівняно з газовими турбінами. Це пояснюється більш високим коефіцієнтом корисної дії (ККД) газопоршневих двигунів, який складає 36,45%, у порівнянні з ККД газових турбін — 25,34%. Вищий ККД газопоршневих двигунів дозволяє ефективніше перетворювати енергію палива в електричну енергію, зменшуючи тим самим витрати палива при будь-якому режимі навантаження.

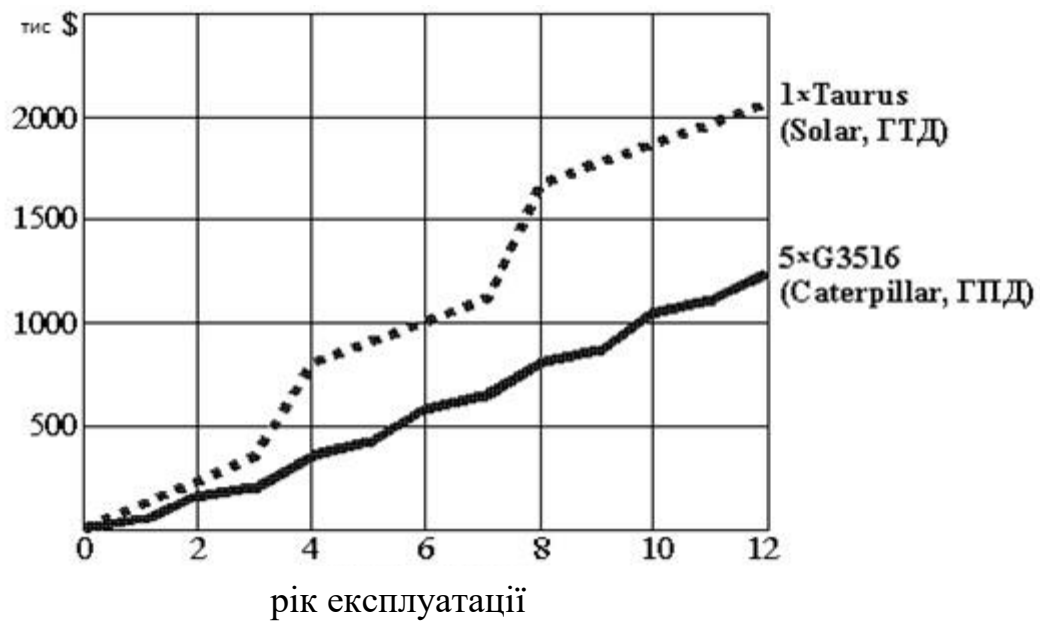


Рисунок 5.4 - Експлуатаційні витрати на електростанцію 5 МВт

Порівняння газопоршневих і газотурбінних двигунів для теплових електростанцій, зокрема на МІНІ-ТЕЦ, дає чітке розуміння їхніх переваг і недоліків залежно від умов експлуатації.

Газопоршнєві двигуни мають значно менші експлуатаційні витрати порівняно з газовими турбінами. Основна причина полягає в тому, що капітальні ремонти газопоршневих двигунів вимагають значно менше фінансових та людських ресурсів, а також не супроводжуються різкими скачками витрат, які характерні для газових турбін. Для турбінні двигуни характерні великі витрати на капітальний ремонт, що позначається на їхньому експлуатаційному циклі.

Газові турбіни найбільш вигідні на великих промислових підприємствах з високим електричним навантаженням (понад 8 МВт), оскільки вони вимагають значного обсягу капіталовкладень у встановлення газу високого тиску та наявність висококваліфікованого персоналу для їхнього обслуговування.

У той час як газопоршнєві двигуни більш підходять для малих і середніх підприємств, таких як готелі, санаторії, пансіонати, харчова і

деревообробна промисловість. Це пояснюється їхньою компактністю, економічністю, меншими витратами на установку і експлуатацію, а також можливістю працювати при різноманітних навантаженнях і в умовах обмеженого простору.

Малі теплові електростанції на базі газопоршневих двигунів є перспективними як основне джерело електричної енергії і теплоти на підприємствах різного профілю. Вони можуть ефективно забезпечувати енергетичні потреби таких установ, де важливі зручність обслуговування та економія витрат.

Таким чином, вибір між газопоршневими і газовими турбінами для МІНІ-ТЕЦ залежить від конкретних потреб підприємства, розміру навантаження, наявності технічного персоналу та фінансових можливостей для капітальних вкладень.

Таблиця 5.1. Порівняння газопоршневих і газотурбінних двигунів

Показник	Газопоршневий привод (ГПД)	Газотурбінний привод (ГТД)
Довговічність	Без обмежень за умови дотримання правил використання та технічного обслуговування	Без обмежень за умови дотримання правил використання та технічного обслуговування
Ремонтопридатність	– Ремонт здійснюється безпосередньо на місці – Ремонт займає менше часу	– Ремонт здійснюється на спеціалізованих заводах. – Витрати часу та коштів на транспортування і центрального.
Збереженість	– Зберігає свої властивості за умови належного зберігання – Може транспортуватися будь-яким видом транспорту	– Зберігає свої властивості при належних умовах зберігання. – Може транспортуватися залізничним транспортом.
Економічність	ККД залишається майже незмінним при зміні навантаження від 100% до 50% потужності	ККД суттєво знижується при часткових навантаженнях.
Питома витрата палива	– 9,3-11,5 Мдж/кВт·ч	13,2-17,8 Мдж/кВт·ч

при 100% і 50% навантаженнях	– 0,265-0,328 мЗ/кВт·ч	0,376-0,504 мЗ/кВт·ч
Падіння напруги і час відновлення після 50% накиду навантаження	– 22% – 8 с	40% 38 с
Вплив змінного навантаження	– Не рекомендується тривала робота при навантаженнях менше 50%, оскільки це суттєво впливає на інтервали обслуговування – Зменшення одиничної потужності агрегату дозволяє забезпечити більш гнучку роботу електростанції в цілому та підвищує надійність енергопостачання	– Робота турбіни при завантаженні менше 50% не погіршує її технічний стан. – Відключення агрегату з високою одиничною потужністю призводить до втрати 30,50% загальної потужності електростанції.
Розміщення в будівлі	– Потребує більше простору через велику вагу на одиницю потужності – Не потребує компресора для додаткового стиснення газу, робочий тиск газу на вході складає від 0,1 до 0,35 бар	– Для електростанції потужністю 5 МВт перевага від зменшеного розміру приміщення є незначною. – Мінімальний тиск газу на вході становить 12 бар, тому потрібен газ високого тиску, а також обладнання для запуску турбіни.
Обслуговування	– Перерва після кожних 1000 годин роботи для заміни масла – Капітальний ремонт здійснюється після 72 000 годин роботи і проводиться безпосередньо на місці установки	– Зупинка агрегату здійснюється кожні 2000 годин роботи (за даними компанії Solar). – Капітальний ремонт проводиться після 60 000 годин експлуатації та виконується на спеціалізованому заводі.

5.3. Розрахунок економічної ефективності впровадження когенераційної установки.

Розрахунок ефективності когенераційної установки приведений на основі характеристик когенераційної установки типу Caterpillar.

Технічні і економічні характеристики когенераційної установки типу Caterpillar:

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

Теплова потужність, $P_{\text{тепл}}=1,15$ Гкал/год

Питома витрата газу на 1 кВт, $Q_{\text{г}}=0,279$ м³/кВт·год

Вартість проекту=350000 грн

Витрати на пуско-налагоджувальні роботи=200000 грн

Вартість установки, $K_{\text{уст}}=3150000$ грн

Витрати на доставку та монтаж=450000 грн

Загальні капіталовкладення, $K=4500000$ грн

При впровадженні когенераційної установки загальні капіталовкладення складаються з вартості установки, вартості проектування, витрат на доставку та монтаж та витрат на пуско-налагоджувальні роботи.

Визначення експлуатаційних витрат:

Величина експлуатаційних витрат когенераційної установки за умови її роботи протягом року включає в себе кілька основних складових витрат.

Для надійного використання когенераційної установки потрібно ввести посаду інженера-енергетика, відповідального за належне функціонування установки та її технічне обслуговування. Посадовий оклад інженера-енергетика становить 18,000 грн на місяць.

Річна зарплата, враховуючи премії та відрахування в соціальні фонди:

$$Z_p = 3 \cdot 12 \cdot \left(1 + \frac{H_d}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{H_c}{100}\right)$$

$$Z_p = 18000 \cdot 12 \cdot \left(1 + \frac{10}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{37}{100}\right) = 325512 \text{ грн}$$

де H_d - нормативний коефіцієнт додаткової зарплати, %

H_c - нормативний коефіцієнт відрахувань в соціальні фонди, %

Витрати на обслуговування та ремонт включають в себе: витрати на технічне обслуговування установки, заміну зношених частин та регулярний ремонт обладнання. Це може включати вартість запчастин, витратних матеріалів, а також оплату послуг сторонніх сервісних компаній.

Оплата ремонтному персоналу:

$$Z_{\text{рем}} = T_{\text{нор}} \cdot T_c \cdot \left(1 + \frac{H_d}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{H_c}{100}\right)$$

$$Z_{\text{рем}} = 80 \cdot 64 \cdot \left(1 + \frac{10}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{37}{100}\right) = 7715,8 \text{ грн}$$

де $T_{\text{нор}} = 80$ годин - норма ремонтного часу на рік;

$T_c = 64$ грн – тарифна ставка за годину.

Заробітня плата експлуатаційного персоналу:

$$Z_{\text{експл}} = T_{\text{нор}} \cdot T_c \cdot \left(1 + \frac{H_d}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{H_c}{100}\right)$$

$$Z_{\text{експл}} = 120 \cdot 86 \cdot \left(1 + \frac{10}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{37}{100}\right) = 15552 \text{ грн}$$

де $T_{\text{нор}} = 120$ годин - норма експлуатаційного часу на рік;

$T_c = 86$ грн – тарифна ставка за годину.

Вартість ремонтних матеріалів – 25147 грн

Амортизаційні відрахування:

$$A = \frac{H_A \cdot K}{100}$$

$$A = \frac{215 \cdot 4500000}{100} = 675000 \text{ грн.}$$

де H_A – норма амортизаційних відрахувань;

Інші витрати - 15000 грн;

Загальні витрати на проведення обслуговування та ремонту:

$$O_3 = 7715,8 + 15552 + 25147 + 675000 + 15000 = 738414,8 \text{ грн}$$

Вартість електроенергії

Для розрахунку вартості електроенергії, яку виробляє когенераційна установка, необхідно використовувати діючі тарифи на електроенергію, а також врахувати такі основні етапи та фактори.

Кількість днів використання протягом року:

$$N=329$$

Кількість робочих годин протягом року:

$$N_{\text{г.рік}}=N \cdot 24$$

$$N_{\text{г.рік}}=329 \cdot 24=7896 \text{ годин}$$

Тариф на електроенергію:

$$\text{Ц}_{\text{ел}}=4,6 \text{ грн/кВт} \cdot \text{час}$$

Об'єм виробленої електроенергії протягом року:

$$V_{\text{ел}}=P_{\text{ел}} \cdot N_{\text{г.рік}}$$

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

Вартість виробленої електроенергії протягом року:

$$C_{\text{ел}}=V_{\text{ел}} \cdot \text{Ц}_{\text{ел}}$$

$$C_{\text{ел}}=8685600 \cdot 4,6=39954 \text{ тис.грн.}$$

Вартість теплової енергії

Для розрахунку вартості теплової енергії, яка виробляється когенераційною установкою, використовуємо діючі тарифи на теплову енергію в Україні.

Собівартість теплової енергії (питома витрата газу на вироблення 1 Гкал):

$$\text{Ц}_{\text{тепл.ен}}=1521 \text{ грн/Гкал}$$

Об'єм виробленої теплової енергії в рік:

$$V_{\text{тепл.ен}}=N_{\text{г.рік}} \cdot P_{\text{тепл}}$$

$$V_{\text{тепл.ен}}=7896 \cdot 1,15=9080,4 \text{ Гкал}$$

Вартість теплової енергії:

$$C_{\text{тепл.ен}} = V_{\text{тепл.ен}} \cdot C_{\text{тепл.ен}}$$

$$C_{\text{тепл.ен}} = 9080,4 \cdot 1521 = 13811200 \text{ тис.грн}$$

Витрати на споживання газу

Ціна на газ:

$$C_{\text{г}} = 36,634 \text{ грн/ м.куб}$$

$$V_{\text{г}} = V_{\text{ел}} \cdot Q_{\text{г}}$$

$$V_{\text{г}} = 8685600 \cdot 0,279 = 2423282,4 \text{ м.куб.}$$

Вартість спожитого газу в рік:

$$C_{\text{г}} = V_{\text{г}} \cdot C_{\text{г}}$$

$$C_{\text{г}} = 2423282,4 \cdot 36,634 = 88774500 \text{ грн./рік}$$

Загальні експлуатаційні витрати:

$$E_{\text{к}} = C_{\text{тепл.ен}} + C_{\text{ел}} + C_{\text{г}} + O_{\text{з}} + 3_{\text{р}} = 13811200 + 39954000 + 88774500 + 738414,8 + 1866200 = 143465 \text{ тис.грн}$$

Річний економічний ефект:

$$E = E_{\text{к}} - E_{\text{н}} \cdot K$$

$$E = 145144314,8 - 0,15 \cdot 4500000 = 13839431 \text{ грн}$$

де $E_{\text{н}}$ - нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень

Отриманні результати витрат при впровадженні когенераційної установки представлені до таблиці 5.2.

Таблиця 5.2. Результати експлуатаційних витрат при впровадженні когенераційної установки.

Найменування	Значення	Одиниці
Витрати на обслуговування та ремонт	738414,8	грн./рік
Заробітна плата	1866200	грн./рік
Витрати палива	88774500	грн./рік
Вартість електроенергії	39954000	грн./рік
Вартість теплової енергії	13811200	грн./рік
Загальні експлуатаційні витрати, $E_{\text{к}}$	145144314,8	грн./рік

Термін окупності

$$T = \frac{K}{E_k}$$

$$T = \frac{4500000}{13839431} = 0,32 \text{ року}$$

$$T_{\text{міс}} = 0,32 \cdot 12 = 3,9 \text{ міс.}$$

Розрахунки показують, що впровадження когенераційної установки є економічно обґрунтованим та ефективним рішенням для промислових підприємств. Спорудження таких установок не потребує значних капіталовкладень, а економія на енергоресурсах завдяки комбінованому виробництву електричної і теплоенергії дозволяє знижувати витрати на енергоспоживання.

Когенератори є економічно вигідними через різницю в собівартості виробленої електричної та теплової енергії, а також завдяки тарифам монопольних енерговиробників. Це забезпечує значні переваги для підприємств, що використовують когенераційні установки. Витрати на проектування, закупівлю, монтаж, введення в експлуатацію і амортизацію когенераторів окупаються вже через 2-3 роки експлуатації.

З огляду на нещодавнє збільшення тарифів на електроенергію, економічна вигідність використання когенераторів стає ще більш очевидною, роблячи їх інвестицією, яка приносить швидкий і відчутний економічний ефект.

РОЗДІЛ 6

ПРАВИЛА БЕЗПЕКИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ УСТАНОВОК

6.1. Установка заземлень.

Установка заземлень у розподільчих пристроях є критичним елементом забезпечення безпеки під час виконання робіт на електроустановках. Ось основні правила, що регулюють цей процес:

1. Заземлення струмопровідних частин. В електроустановках з напругою понад 1000 В всі струмопровідні частини відключеної ділянки повинні бути заземлені з усіх боків, звідки може бути подано напругу, за винятком відключених збірних шин, для яких достатньо одного заземлення. При роботах на відключеному лінійному роз'єднувачі необхідно встановити додаткове заземлення на дроти спусків з боку ВЛ, навіть якщо на самому роз'єднувачі є заземлюючі ножі.

2. Відокремлення заземлених частин. Заземлені струмопровідні частини повинні бути відокремлені від частин, що знаходяться під напругою, видимим розривом. Встановлені заземлення можуть бути відокремлені за допомогою вимикачів, роз'єднувачів або від'єднаних запобіжників, демонтованих проводів тощо. Якщо частини, на яких ведеться робота, можуть опинитися під наведеною напругою, необхідно встановити додаткове заземлення.

3. Переносні заземлення. Переносні заземлення повинні бути приєднані до струмопровідних частин у місцях, очищених від фарби, для забезпечення хорошого контакту.

4. Заземлення в електроустановках до 1000 В. При роботах на збірних шинах в електроустановках до 1000 В напругу з шин потрібно зняти, а шини (окрім ізольованих) заземлити. Необхідність заземлення підключеного устаткування визначається відповідальним за видачу наряду.

5. Тимчасове зняття заземлень. Допускається тимчасове зняття заземлень під час виконання певних робіт (наприклад, вимірювання опору ізоляції). Зняття і повторне встановлення заземлень має бути виконане оперативним персоналом або за вказівкою керівника робіт. Це повинно бути відображено в наряді «Окремі вказівки».

6. Особливі умови для певних установок. У випадках, коли установка заземлення є небезпечною або неможливою (наприклад, для розподільчих ящиків або КРУ окремих типів), потрібно розробити додаткові заходи для забезпечення безпеки, такі як установка діелектричних ковпаків, накладок на ножі роз'єднувачів або від'єднання проводів і кабелів. Перелік таких установок затверджується працедавцем і доводиться до персоналу.

Ці правила забезпечують належну безпеку персоналу під час виконання робіт в електроустановках, запобігаючи ризикам, пов'язаним з електричним струмом.

6.2. Організація захисту працівників об'єкту в умовах надзвичайних ситуацій.

Згідно з **Законодавством України про цивільну оборону**, зокрема статтею 8 Закону «Про цивільну оборону України», визначено ряд важливих обов'язків для адміністрації підприємств, установ і організацій. Це включає забезпечення працівників сховищами, засобами індивідуального захисту, а також сприяння евакуаційним заходам і створенню сил для подолання наслідків надзвичайних ситуацій. Зокрема, для підприємств, які мають підвищену небезпеку (радіаційні, хімічні та вибухонебезпечні), є додаткові вимоги до створення локальних систем виявлення загрози та оповіщення персоналу. Вони також зобов'язані вживати технічних заходів, що знижують ризик аварій, пожеж та вибухів, а також нести витрати на їх реалізацію.

Особливості і характер захисних заходів залежать від конкретних умов і потенційних загроз, що можуть виникнути, зокрема, при аваріях на атомних електростанціях, хімічно небезпечних об'єктах, або при застосуванні зброї

масового ураження. Важливими заходами захисту є **укриття в захисних спорудах** — це основний метод захисту від різних небезпек, таких як аварії на атомних і хімічно небезпечних об'єктах, а також у разі застосування ядерної, хімічної, біологічної зброї та новітніх військових засобів ураження.

Захисні споруди можуть бути поділені на:

1. **Сховища** — інженерні споруди герметичного типу, які призначені для захисту людей від аварій на атомних електростанціях з викидом радіоактивних речовин, хімічних аварій та зброї масового ураження. У сховищах можна перебувати тривалий час, навіть в умовах завалу (до кількох діб). Вони мають високу міцність конструкцій і належні санітарно-гігієнічні умови для довготривалого перебування.

2. **ПРУ (Протипожежні укриття)** — пристрої для захисту від пожеж та вибухів, які забезпечують мінімальні умови для виживання на короткий час.

3. **Найпростіші укриття та щілини** — можуть забезпечити тимчасовий захист від загроз в умовах екстремальних ситуацій.

Місткість сховищ визначається за кількістю місць для сидіння (на першому ярусі) та лежання (на інших ярусах), що забезпечує можливість перебування в них великої кількості людей на довший термін.

Система повітропостачання в сховищах має важливе значення. Вона забезпечує приплив свіжого повітря ззовні, при цьому воно попередньо очищається від небезпечних речовин. Ця система захищає від потрапляння у сховище радіоактивного пилу, отруйних газів, біологічних агентів, диму та окису вуглецю, що можуть виникнути при пожежах.

Захисні споруди є основою для забезпечення безпеки людей в умовах надзвичайних ситуацій, що можуть виникати на потенційно небезпечних об'єктах або в результаті військових дій.

Сховище повинно бути оснащено системами зв'язку з пунктом управління об'єкта для забезпечення оперативної комунікації. Крім того, має бути репродуктор, підключений до районної або місцевої радіотрансляційної

мережі, що дозволяє отримувати інформацію про ситуацію та інструкції для дій.

Водопостачання і каналізація в сховищах здійснюються через загальні водопровідні та каналізаційні мережі. Однак передбачено також наявність аварійного запасу води, щоб забезпечити потреби людей у разі відключення зовнішніх мереж. Трубопроводи водопостачання фарбуються у зелений колір для зручності ідентифікації. Каналізаційна система має бути відповідно оснащена для роботи в умовах надзвичайних ситуацій.

Сховище також повинно бути забезпечене системою опалення, яка підключена до загальної системи опалення будівлі. Для регулювання температури і відключення системи опалення передбачено встановлення запірної арматури. Трубопроводи для опалення фарбуються у коричневий колір для зручності ідентифікації.

Протирадіаційні укриття (ПРУ) призначені для захисту людей від зовнішнього гамма-випромінювання, радіоактивного пилу та світлового випромінювання ядерного вибуху. Також ПРУ частково захищають від ударної хвилі вибухів і уламків зруйнованих споруд, якщо їх конструкція має відповідну міцність. Крім того, ці укриття захищають від крапель СДОР (сильнодіючих отруйних речовин) і аерозолей бактеріальних засобів. Коефіцієнт послаблення радіації в ПРУ вказує, наскільки рівень радіації в укритті нижчий порівняно з рівнем радіації на відкритій місцевості. Це важливий показник ефективності захисту від радіаційного опромінювання.

Загалом, сховища та ПРУ повинні забезпечувати не лише фізичний захист, а й підтримку умов для перебування людей на тривалий час, зокрема завдяки системам комунікацій та життєзабезпечення. Всі ці елементи повинні відповідати стандартам безпеки для ефективного захисту в умовах аварій або військових загроз.

У протирадіаційних укриттях (ПРУ) передбачено як основні, так і допоміжні приміщення. Основні приміщення призначені для розміщення

людей, а допоміжні включають санітарні вузли, вентиляційні системи та інші необхідні об'єкти. Для розрахунку площі приміщення для укриття людей застосовується норма 0,4–0,5 м² на одну людину. Висота приміщень у пристосованих спорудах повинна бути не менше ніж 1,9 м від підлоги до низу виступаючих конструкцій перекриттів. Для сидіння в основних приміщеннях передбачаються 2-3-ярусні лавки, а для лежання – полиці.

Для ПРУ з розміщенням до 300 осіб фільтровентиляційне обладнання може бути розміщене безпосередньо в приміщеннях для укриття людей. Якщо ж місткість укриття перевищує 300 осіб, необхідно передбачити окремі приміщення для фільтровентиляційного обладнання. Для зберігання зараженого одягу створюється спеціальне місце, яке відгороджується від приміщення для людей перегородками з вогнетривкого матеріалу, розташоване в одному з виходів чи входів.

Вентиляція в заглиблених укриттях, місткістю до 50 осіб, забезпечується природним провітрюванням через приточні та витяжні коробки, виготовлені з дощок або металевих труб з внутрішнім перетином 200–300 см². Приточний короб оснащується протипороховим фільтром, а також дахом і засувками на нижній частині для контролю повітряного потоку.

Водопостачання укриттів забезпечується через зовнішню мережу, а також організується аварійний запас води у відрах або бачках (з обов'язковими кришками), що повинні забезпечити 3–4 л води на добу для однієї людини. Для освітлення використовуються ліхтарі, свічки або газові лампи в разі відсутності загальної електромережі. Опалення укриттів здійснюється за допомогою загальної системи опалення або інших теплових приладів.

Евакуація є організованим вивезенням або виведенням населення з міст та інших населених пунктів, а також розміщенням його в заміській зоні, що знаходиться поза зонами можливого зруйнування, радіоактивного зараження

чи затоплення. Відмінність між евакуацією і розосередженням полягає в тому, що евакуйовані постійно проживають у заміській зоні до особливого розпорядження.

Для кожного підприємства, навчального закладу, з якого планується евакуація, визначається район розміщення в заміській зоні, що залежить від кількості працівників, службовців і їхніх родин. Це може включати один або кілька найближчих населених пунктів.

Не менш важливим способом захисту є застосування засобів індивідуального захисту (ЗІЗ). Їх правильне та своєчасне використання дозволяє повністю уникнути ураження населення внаслідок хімічного, біологічного чи радіоактивного зараження.

До засобів індивідуального захисту відносять фільтрувальні та ізолюючі протигази, респіратори, протипорохові матер'яні маски ПТМ-1, ватно-марлеві пов'язки, спеціальна ізолююча захисна одежа, пристосована одежа та медичні засоби захисту.

Фільтрувальні протигази призначені для захисту органів дихання, очей і обличчя від отруйних речовин, аерозолів і біологічних засобів. Вони забезпечують відносно безпечне перебування на заражених територіях за умови правильного підбору. Фільтрувальні протигази є основними засобами індивідуального захисту для населення. Принцип їхньої роботи полягає у фільтрації повітря, яке людина вдихає, що дозволяє очищати його від шкідливих або небезпечних частинок.

ВИСНОВКИ

При використанні когенераційних установок, які працюють за схемою, що включає модернізацію наявного теплогенеруючого обладнання для спалювання органічного палива (котли, печі, топки) із застосуванням теплового двигуна (газової турбіни чи поршневого двигуна), який відводить відпрацьовані гази до топки котла, мінімальні питомі витрати палива на виробництво електроенергії досягаються за максимального теплового навантаження котла. У цьому випадку питомі витрати дорівнюють витратам палива для отримання теплоти.

Використання когенераційних установок із високим коефіцієнтом ефективності згорання газу надає можливість:

- збільшити електричну потужність підприємства без необхідності модернізації існуючих кабельних вводів;
- забезпечити резервне джерело живлення, що дозволяє уникнути зупинок виробничих процесів у разі аварій в електромережі (відключень чи перепадів напруги);
- при повному і цілодобовому використанні теплової та електричної енергії установки значно скоротити витрати на електроенергію;
- у разі паралельної роботи генератора когенераційної установки з міською мережею брати додаткову електричну потужність, яка перевищує номінальну потужність генератора, у години максимального споживання.

Система когенерації може функціонувати в одному з таких режимів:

- базове теплове або електричне навантаження із скиданням надлишкового тепла в навколишнє середовище або передачею зайвої енергії до мережі;
- робота за потребами теплового навантаження, коли виробництво енергії здійснюється тільки за наявності додаткової потреби в теплі, а надлишок енергії передається до мережі;

– електричне навантаження за запитом, коли зайва енергія до мережі не передається, а надлишкове тепло утилізується.

Когенераційні установки чудово інтегруються як у внутрішню електричну схему окремих споживачів, так і в міську електромережі за умови роботи паралельно з ними. Їх використання сприяє зниженню навантаження на електричні мережі центральних районів міста, забезпечує стабільність параметрів електроенергії та створює можливість для підключення нових споживачів потрібної потужності.

Установки, оснащені синхронним генератором, можуть працювати автономно, забезпечуючи аварійне енергопостачання, що підвищує рівень енергетичної безпеки об'єкта. Крім того, альтернативне джерело енергії дозволяє значно зменшити залежність споживача від основних енергопостачальних компаній.

Застосування когенераційних систем забезпечує суттєве зниження питомих витрат тепла на виробництво електроенергії порівняно з роздільним генеруванням теплової та електричної енергії, за якого тепло від робочого тіла в турбінах викидається в навколишнє середовище, не приносячи користі.

Наявність на промисловому підприємстві навіть невеликого за потужністю постійного джерела електроенергії (а не резервного) помітно впливає на формування загальної схеми електропостачання та режимів її функціонування.

Сьогодні впровадження когенераційних технологій в Україні розглядається як перспективний напрямок для підвищення ефективності використання органічного палива. Широкому застосуванню цих технологій у промисловості сприяє доступність повного спектра обладнання, яке виготовляється діючими підприємствами країни.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кваліфікаційна робота магістра : метод. рекомендації до змісту, структури та оформлення кваліфікаційної роб. : для студ. спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. П. Г. Плешков, К. Г. Петрова, Н. Ю. Гарасьова та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. - Кропивницький : ЦНТУ, 2023. - 74 с.
2. Енергетичний інжиніринг та менеджмент : в 3-х ч. Ч. 1. Проектування ефективних енергетичних систем / П.Г. Плешков, С.В. Серебренніков, О.І. Сіріков, І.В. Савеленко; під редакцією Заслуженого працівника освіти України, кандидата технічних наук, професора Плешкова П.Г. – М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2018.– 156 с.
3. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств : навч. посіб. / [Соловей О. І., Розен В. П., Плешков П.Г. та ін.] ; М-во освіти і науки України, Кіров. нац. техн. ун-т. – Кіровоград : КНТУ, 2015. – 287 с. ISBN 978-966-402-076-0
4. Плешков С. П. Енергоефективний електропривод у промисловості та сільськогосподарському виробництві: навч. посіб. / Плешков С. П, Серебренніков С.В. - Кіровоград: КНТУ, 2016.- 156 с.
5. Організаційні основи енергозабезпечення підприємств: Конспект лекцій / Укладачі: М.І. Сотник, С.О. Хованський. – Суми:Вид-во СумДУ, 2009. – 132 с
6. Сердюк Т. В. Організаційно-економічний механізм енергозбереження в промисловості : монографія / Т. В. Сердюк. – Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. – 154 с.

7. Когенераційні технології в малій енергетиці : монографія / В. А. Маляренко, О. Л. Шубенко, С. Ю. Андрєєв, М. Ю. Бабак, О. В. Сенецький / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова, Ін-т проблем машинобуд. ім. А. М. Підгорного. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 454 с.
8. 3. Маляренко В. А. Аналіз споживання паливноенергетичних ресурсів України та їх раціонального використання / В. А. Маляренко, І. О. Щербак // Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – 2013. – № 14. – С. 118– 127.
9. Тульчинська С. О. Виробництво та споживання електроенергії в Україні / С. О. Тульчинська, Б. П. Чорній // Сучасні проблеми економіки і підприємництва. – 2016. – № 18. – С. 56–62.
10. Маляренко В.А. Енергетичні установки. Загальний курс: Навчальний посібник. – 2-е видання Х: «Видавництво САГА», 2008. – 320 с.з іл.
11. Варламов Г. Б., Любчик Г. М., Маляренко В. А. Теплоенергетичні установки та екологічні аспекти виробництва енергії: Підручник. – К.: ІВЦ “Видавництво «Політехніка»”, 2003. – 232 с.: іл.
12. Бориченко О. В. Методи вимірювання та верифікації енергетичної результативності компанії [Електронний ресурс] : навч. посіб. для здобувачів ступеня магістра за освіт. програмою «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» спец. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / О. В. Бориченко, В. Ф. Находов ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електрон. текст. дані (1 файл). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. – 140 с.