

**КРИВОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

**Моргун Василь Олегович**

група ТЕП – 23м

УДК 621.444

**ДОСЛІДЖЕННЯ ШЛЯХІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ  
ВИКОРИСТАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В СИСТЕМАХ  
ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ПАРОГАЗОВИХ ТА ТЕПЛО  
НАСОСНИХ УСТАНОВОК**

Спеціальність 144-м – Теплоенергетика

Кваліфікаційна магістерська робота

Керівник

**Сергій КРАДОЖОН**

старший викладач, PhD

Кривий Ріг – 2024

КРИВОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
Факультет електротехнічний  
Кафедра теплоенергетики  
Спеціальність 144 Теплоенергетика

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри теплоенергетики

Замицький О.В.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**ЗАВДАННЯ**  
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ МАГІСТРА

**Моргун Василь Олегович**  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: *Дослідження шляхів підвищення ефективності використання природнього газу в системах енергопостачання із застосуванням парогазових та тепло насосних установок*

Затверджена наказом по університету від «\_05\_»\_07\_2024 р. №604с

2. Термін здачі студентом закінченої роботи \_\_\_\_\_ грудень \_\_\_\_\_

3. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що їх належить розробити)

Вступ.

Розділ 1. Аналіз методів підвищення ефективності використання природнього газу в системах енергопостачання

Розділ 2. Порівняльні дослідження методів підвищення ефективності використання природнього газу в системах енергопостачання

Розділ 3. Закономірності процесів використання методів підвищення ефективності природнього газу в системах енергопостачання

Розділ 4. Розробка рекомендацій по впровадженню методу підвищення ефективності використання природнього газу в системах енергопостачання із застосуванням парогазових та тепло насосних установок

Висновки

4. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

1 Теплова схема парогазової установки з котлом – утилізатором

2 Принципова схема роботи ТНУ

3 Схема теплонасосної установки с газотурбінним приводом

4. Порівняння варіантів виробництва тепла різними котлами і тепловими насосами з 1 т у.п. природного газу

5. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ червень \_\_\_\_\_

Керівник \_\_\_\_\_  
(підпис)

Завдання прийняв до виконання \_\_\_\_\_  
(підпис)

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**  
виконання атестаційної роботи магістра

№№ пп	Назва етапів атестаційної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	08 серпня	виконано
2	Аналіз методів підвищення ефективності використання природнього газу в системах енергопостачання	09 серпня – 20 вересня	виконано
3	Порівняльні дослідження методів підвищення ефективності використання природнього газу в системах енергопостачання	21 вересня – 20 жовтня	виконано
4	Закономірності процесів використання методів підвищення ефективності природнього газу в системах енергопостачання	21 жовтня – 15 листопада	виконано
5	Розробка рекомендацій по впровадженню методу підвищення ефективності використання природнього газу в системах енергопостачання із застосуванням парогазових та тепло насосних установок	16 листопада – 25 листопада	виконано
6	Висновки	26 листопада	виконано
7	Список використаних джерел	30 листопада	виконано
8	Представлення роботи на антиплагіат	1-6 грудня	виконано

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Керівник \_\_\_\_\_  
(підпис)

**Допущено до перевірки на академічну доброчесність.**

Керівник \_\_\_\_\_  
(підпис)

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_  
(підпис)

## АНОТАЦІЯ

Ефективне використання паливно-енергетичних ресурсів є необхідною умовою сталого розвитку суспільства та підвищення якості життя людей.

В Україні частка природного газу на теплових електростанціях і котельнях становить 30 %. У середньо- та довгостроковій перспективі природний газ залишатиметься основним ресурсом для промислового виробництва теплової та електричної енергії як паливо, враховуючи зростаючі вимоги до охорони навколишнього середовища.

Враховуючи досвід експлуатації теплових електростанцій в Україні та за кордоном, а також результати аналізу, найбільш перспективним сектором є комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на базі газових турбін, у тому числі парогазових, та теплонасосних установок.

У роботі проведено аналіз сучасних методів підвищення ефективності використання природного газу в схемах енергопостачання.

Порівняно методи підвищення ефективності використання природного газу в схемах енергопостачання.

Визначено закономірності протікання процесів підвищення ефективності використання природного газу в схемах енергопостачання.

Розроблено рекомендації по впровадженню методу підвищення ефективності використання природного газу в схемах енергопостачання з застосування парогазових та теплонасосних установок.

Ключові слова: природний газ, газотурбінна установка, парогазова установка, теплонасосна установка, тепловий насос.

## ЗМІСТ

ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В СИСТЕМАХ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ	11
1.1. Сучасний стан системи енергопостачання України	11
1.2. Шляхи підвищення ефективності використання природного газу в системах енергопостачання	15
1.3. Вплив методів підвищення ефективного використання природного газу на екологічну та економічну складову	20
1.4. Висновки до розділу 1	23
РОЗДІЛ 2. ПОРІВНЯЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В СИСТЕМАХ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ	24
2.1. Метод ефективного використання природного газу на основі ГТУ	24
2.2. Підвищення ефективності використання природного газу на джерелах енергопостачання промислових підприємств на основі ГТУ потужністю 10-110 мВт	28
2.3. Підвищення ефективності використання природного газу в системах теплопостачання на основі ТНУ і ГТУ потужністю менше 10 мВт	29
2.4. Висновки до розділу 2	32
РОЗДІЛ 3. ЗАКОНОМІРНОСТІ ПРОЦЕСІВ ВИКОРИСТАННЯ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В СИСТЕМАХ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ	34
3.1. Вибір та обґрунтування структури теплових схем ПГУ-ТЕЦ із ТНУ	34
3.2. Розробка математичних моделей ПГУ-ТЕЦ утилізаційного	34

типу з ТНУ	
3.3. Висновки до розділу 3	42
РОЗДІЛ 4. РОЗРОБКА РЕКОМЕНДАЦІЙ ПО ВПРОВАДЖЕННЮ МЕТОДУ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В СИСТЕМАХ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ПАРОГАЗОВИХ ТА ТЕПЛО НАСОСНИХ УСТАНОВОК	44
4.1. Спосіб багатокритеріального вибору джерела теплоенергопостачання	44
4.2. Енергетична та екологічна ефективність використання природного газу в системах теплопостачання з тепловими насосами	53
4.3. Застосування екологічних холодоагентів в ТНУ	54
4.4. Висновки до розділу 4	58
ВИСНОВКИ	59
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	61

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ККД – коефіцієнт корисної дії

КУ – компресорна установка

ГТУ – газотурбінна установка

ПГУ – парогазова установка

ТНУ – тепло насосна установка

ТН – тепловий насос

ПРУ – повітророзподільча установка

ПРТ – пластинчасто-рідинний теплообмінник

АПО – апарат повітряного охолодження

ККД – коефіцієнт корисної дії

АБХМ – абсорбційна бромідно-літієва холодильна машина

НРТ – низькопотенційне робоче тіло

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Ефективне використання паливно-енергетичних ресурсів є необхідною умовою сталого розвитку суспільства та підвищення якості життя людей.

Основною відмінністю енергетичного сектору України від, наприклад, європейських країн є висока зношеність основних фондів. Це є основною причиною того, що енергетична складова собівартості продукції в Україні значно вища, ніж у розвинених країнах, що, в свою чергу, призводить до зниження конкурентоспроможності та посилення впливу на навколишнє середовище.

В Україні частка природного газу на теплових електростанціях і котельнях становить 30 %.

У цій роботі розглядається промисловий сектор комбінованого виробництва теплової та електричної енергії. Промислова теплоелектроенергетика - це електростанції комбінованого циклу потужністю до 400 МВт і тепловою потужністю до 220 Гкал/год, три групи газотурбінних електростанцій (потужністю понад 110 МВт, 10-110 МВт і менше 10 МВт) і теплонасосні електростанції тепловою потужністю до 20 МВт. Вона розглядається як джерело систем енергопостачання для комунальних підприємств та промислових підприємств.

Крім того, ситуація ускладнюється тим, що реконструкція та модернізація промислових ТЕЦ потребує значного фінансування, але обсяг виділених інвестицій часто є недостатнім через непривабливість сектору для інвесторів та потребу в «довгих» коштах. «Залишковий принцип» застосовується до тепла, виробленого в результаті комбінованого виробництва теплової та електричної енергії.

Враховуючи досвід експлуатації теплових електростанцій в Україні та за кордоном, а також результати аналізу, найбільш перспективним сектором є комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на базі газових турбін, у тому числі парогазових, та теплонасосних установок.



У середньо- та довгостроковій перспективі природний газ залишатиметься основним ресурсом для промислового виробництва теплової та електричної енергії як паливо, враховуючи зростаючі вимоги до охорони навколишнього середовища.

Розглянуті в даній роботі питання, спрямовані на підвищення паливної економічності та зниження теплових викидів, мають значний вплив на екологічну ситуацію і є одним з основних напрямків енергозбереження в усій енергетиці України та світу. Таким чином, встановлення закономірностей теплообмінних процесів, що протікають при використанні природного газу для теплопостачання є **актуальним науковим завданням.**

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Тематика роботи пов'язана із: Законом України від 11.07.2001 «Про пріоритетні напрями розвитку науки і техніки», зокрема зі статтею 3. «Пріоритетні напрями розвитку науки і техніки на період до 2023 року»

**Мета і завдання дослідження.** Метою випускної роботи магістра є дослідження методів підвищення ефективності використання природного газу, з метою розробки рекомендацій їх впровадження.

Для реалізації поставленої мети було сформульовано наступні задачі:

- провести аналіз сучасних методів підвищення ефективності використання природного газу в схемах енергопостачання;
- порівняти дослідження методів підвищення ефективності використання природного газу в схемах енергопостачання;
- визначити закономірності протікання процесів підвищення ефективності використання природного газу в схемах енергопостачання;
- розробити рекомендації по впровадженню методу підвищення ефективності використання природного газу в схемах енергопостачання з застосування парогазових та тепло насосних установок.

**Об'єкт дослідження** – процеси, що протікають при використанні природного газу в схемах енергопостачання.

**Предмет дослідження** – параметри процесів, що протікають при використанні природного газу в схемах енергопостачання.

**Методи дослідження:** Узагальнення відомих наукових і технічних результатів, теоретичні та аналітичні методи використання надлишкового тиску природного газу.

#### **Наукова новизна одержаних результатів**

- отримали подальший розвиток закономірностей тепломасообмінних процесів, які протікають при використанні природного газу в схемах енергопостачання.

**Достовірність наукових положень, висновків і рекомендацій** підтверджується коректністю вирішуваних теоретичних завдань; використанням реальних вихідних даних, що взяті в діючих вітчизняних підприємств; обґрунтованістю прийнятих допущень, аналізом відповідно до завдань досліджень.

**Наукове значення роботи.** Встановлені закономірності теплообмінних процесів, які протікають при використанні природного газу в схемах енергопостачання.

#### **Практичне значення отриманих результатів**

- розроблено рекомендації по впровадженню методу підвищення ефективності використання природного газу в схемах енергопостачання з застосування парогазових та тепло насосних установок.

**Структура роботи.** Дипломна робота магістра складається із вступу, трьох розділів, висновків, списку використаних джерел із 29 найменувань. Загальний обсяг дипломної роботи становить 63 сторінки та 27 рисунків.

# **РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В СИСТЕМАХ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ**

## **1.1. Сучасний стан системи енергопостачання України**

Енергетика - це сукупність галузей економіки, які вивчають, аналізують і використовують енергоресурси для виробництва, перетворення, передачі та розподілу енергії. Це стратегічно важливий сектор економіки та невід'ємна складова національної безпеки.

В Україні питання енергетичної безпеки постало одразу після здобуття незалежності. Однак енергетична система України була побудована за радянських часів і була орієнтована на задоволення потреб федерального центру, а не незалежної республіки. Україна була відрізана від російських та білоруських енергетичних мереж і лише нещодавно, 24 лютого 2022 року, приєдналася до європейської континентальної енергосистеми ENTSO-E.

Наразі енергетична система України працює з великими труднощами як у сфері передачі, так і у сфері генерації, і потребує реконструкції та модернізації. Окрім значних інвестицій, реформування сектору потребує залучення кваліфікованих експертів та поглибленого вивчення енергетичних питань, таких як відновлення та реконструкція, розподіл енергоресурсів, децентралізація мережі, енергоефективність та розвиток відновлюваної енергетики, впровадження європейського енергетичного законодавства та інтеграція в енергетичний ринок ЄС. Для України вкрай важливо вирішити ці питання, щоб зміцнити свою енергетичну безпеку та незалежність.

Енергосистема України - це коаліція електростанцій, теплових, електричних мереж та інших енергетичних об'єктів. В ній є єдиний режим виробництва, розподілу та транспортування електричної і теплової енергії, а також централізоване управління цим режимом. Інтегрованими є енергогенеруючі потужності, розподільчі мережі, магістральні мережі та теплові мережі регіонів України.

Енергогенеруючі потужності та розподільчі мережі регіонів України об'єднані та з'єднані між собою лініями електропередач 220-750 кВ.

Наразі в Україні експлуатується більше чотирьох типів електростанцій.

Це теплові електростанції (паротурбінні та дизельні), гідроелектростанції, атомні електростанції (АЕС) та альтернативні джерела (АДЕ) [2].

Основні частки загального виробництва електроенергії у 2022 році теплові електростанції (ТЕС) та центральні (ТЕЦ) - 36,2%, атомні електростанції (АЕС) - 53,9%, гідроелектростанції (ГЕС) та гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС) - 5,1. Виробництво електроенергії з альтернативних джерел в енергобалансі України наразі становить менше 5%.

Фактичне виробництво електроенергії електростанціями України у 2022 році наведено на рис. 1.1.

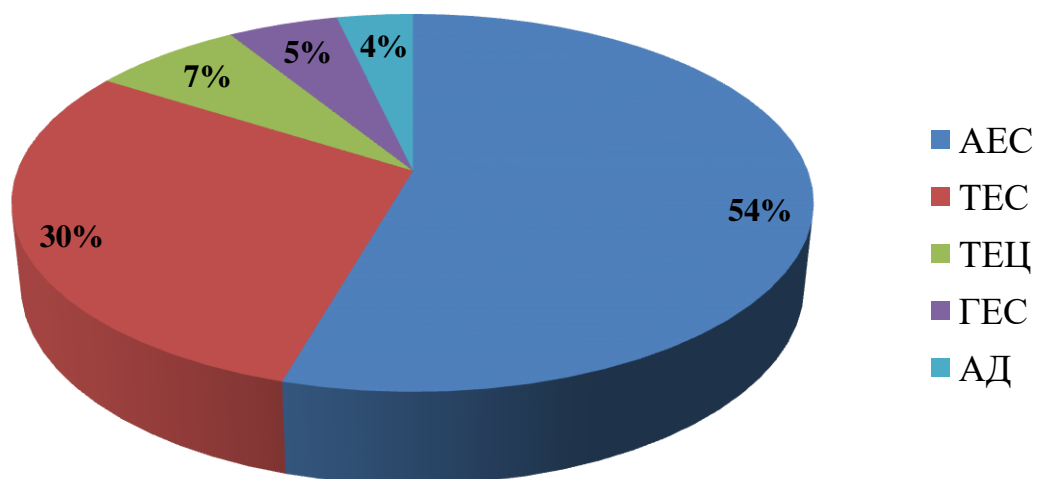


Рис.1.1 Схема фактичного виробництва електроенергії в Україні

Структура генеруючих потужностей об'єднаної енергосистеми України є досить неоптимальною з точки зору забезпечення ефективного регулювання частоти та потужності в енергосистемі, що зумовлено наступними причинами:

- висока частка АЕС. Ці генеруючі установки покривають значну частину графіка споживання, але не використовуються під час добової координації (через технічні експлуатаційні обмеження);

- низька маневреність енергоблоків ТЕС, що працюють на твердому паливі, через зношеність обладнання;

- нестабільна та неконтрольована робота енергоблоків, що виробляють електроенергію з альтернативних джерел. Це посилюється відсутністю надійних засобів та підходів до прогнозування режимів генерації [4].

Можна зробити висновок, що існуючі в енергосистемі джерела генерації знаходяться на стадії, коли вони фактично вичерпали свою фізичну можливість забезпечувати добове регулювання та оптимальну роботу електростанцій, а тому необхідне введення нових електростанцій з високою маневреністю. Основний вплив на регуляторну спроможність було досягнуто завдяки запровадженню ринку допоміжних послуг.

Таблиця 1.

Структура споживання первинної енергії в Україні, країнах ЄС-15, США та у світі в цілому

	Країни ЄС	Україна	Світ	США
Природний газ	22%	42%	22%	24%
Уран	15%	16%	7%	8%
Вугілля	16%	18%	22%	23%
Нафта	41%	20%	34%	38%
Гідроресурси	6%	4%	15%	7%
Усього	100	100	100	100

## 1.2. Методи підвищення ефективності використання природного газу в системах енергопостачання

Найефективнішим способом виробництва електроенергії шляхом спалювання рідкого та газоподібного палива є використання парогазових установок та газових турбін.

Ефективність виробництва електроенергії на сучасних ТЕЦ з ГТУ сягає 44% завдяки використанню жаростійких матеріалів. Температура газу на вході в газову турбіну в найближчому майбутньому досягне 1600 °С. Температура відпрацьованих газів - 350-600 °С.

Теплова схема ТЕЦ відкритого циклу з ГТУ показана на рис. 1.2.

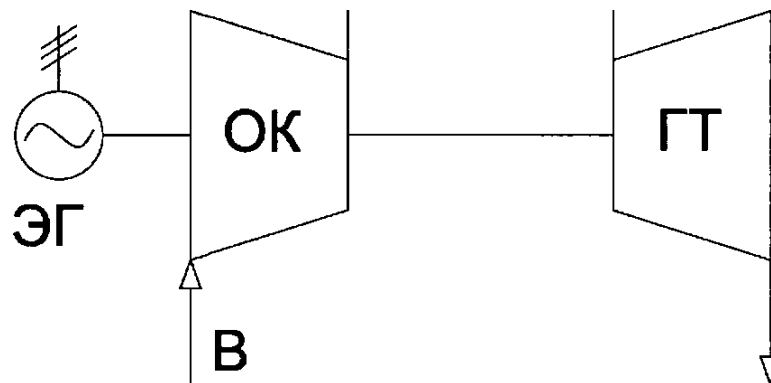


Рис. 1.2 Теплова схема ГТУ відкритого циклу  
 ЕГ – електрогенератор; В – вхід повітря в схему;  
 ОК - осьовий компресор; ГТ - газова турбіна;

Існують різні методи роботи ГТУ, включаючи хімічну конверсію та конденсацію димових газів. Однак найбільш економічним є парогазовий цикл [8].

Парогазовий цикл - це комбінація газової турбіни (ГТУ) і парової турбіни (ПТУ). Газотурбінні установки комбінованого циклу мають коефіцієнт корисної дії понад 60% коли працюють в режимі конденсації. Теплова схема ПГУ показана на рисунку 1.3.

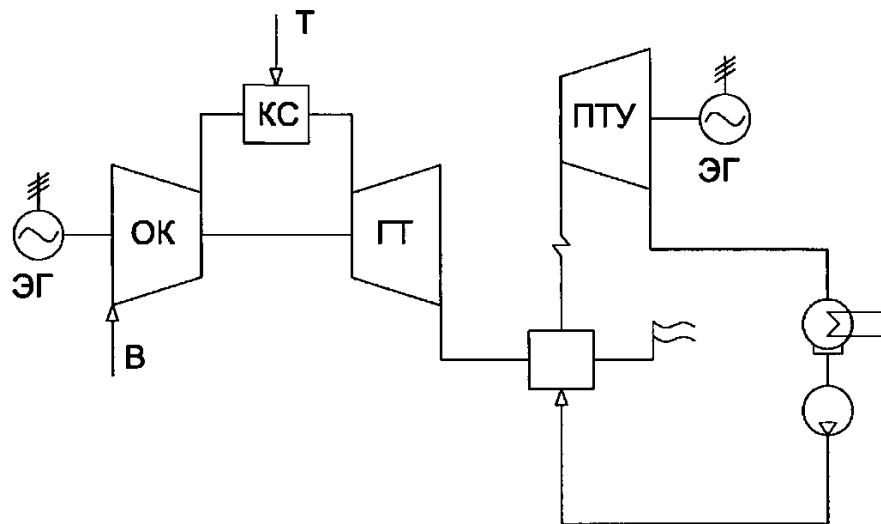


Рис. 1.3 Теплова схема ПГУ з КУ:

ЭГ – електрогенератор; В – вхід повітря в схему; ОК - осьовий компресор; КС - камера згоряння; ГТ - газова турбіна; ПТУ - паротурбінна установка

Практично повна утилізація теплоти відпрацьованих газів ГТУ в когенераційному блоці є причиною високої енергоефективності ПГУ. Відпрацьовані гази та гази ГТУ надходять до ТЕЦ, де тепло виділяється в пароводяному циклі. Утворена пара подається на парову турбіну, конденсується і знову надходить на ТЕЦ, замикаючи цикл.

ПГУ з котлами-утилізаторами на сьогоднішній день є найбільш енергоефективною формою виробництва електроенергії. Подальший розвиток енергетики в основному пов'язаний із впровадженням ПГУ з когенераційними установками. Завдяки своїй простоті та високому ККД такі установки стали популярними і подальший розвиток цих установок є пріоритетним для провідних виробників ГТУ, таких як Mitsubishi та Siemens ГТУ характеризуються своєю простотою та високим ККД.

Простота конструкції також пов'язана з тим, що ПГУ можуть бути побудовані за один-три роки (звичайні паротурбінні електростанції - за чотири-вісім років) [11].

Ще однією можливістю підвищити ефективність газових турбін є одночасне використання трьох методів: впорскування пари, хімічної конверсії та конденсації пари димових газів на виході з турбіни.

Низька вартість кВт встановленої потужності є ще однією причиною широкого використання ГТУ та ПГУ [12,13,14]. Основним способом визначення ефективності ПГУ є розрахунок її теплової схеми [9, 10].

В [11] зазначено, що розрахунок теплової схеми ГТУ і ПГУ значно складніший, ніж розрахунок схеми парогазових установок: розрахунок теплової схеми ПГУ складається з розрахунку газотурбінної установки, котла-утилізатора і парової турбіни, а також Необхідні гідродинамічні та аеродинамічні розрахунки, оскільки аеродинаміка котла-утилізатора має значний вплив на ефективність ГТУ.

Однією з ключових особливостей використання ГТУ/ПГУ-ТЕЦ є те, що показники ефективності сильно залежать від параметрів повітря на вході компресора, і ця особливість робить енергетичні характеристики ГТУ дуже мінливими протягом року. При роботі за тепловим графіком ТЕЦ на ГТУ можуть заощаджувати близько 20% палива. Велика ГТУ у складі ТЕЦ з ПГУ для опалення може заощадити близько 13% палива порівняно з паротурбінною ТЕЦ [15].

Когенерація виявилася значно ефективнішою, ніж роздільне виробництво електроенергії [16]: ТЕЦ мають ККД комбінованого виробництва теплової та електричної енергії понад 90%; те ж саме стосується і ГТУ/ПГУ-ТЕЦ; і те ж саме стосується когенераційних установок.

У статті [17] зазначається, що при перетворенні парогазової ТЕС на ПГУ при однаковому тепловому навантаженні можна отримати в 2,4-6,8 разів більше електроенергії, але не всі можливості ефективного використання ПГУ на ТЕС виявлені. Подальший розвиток технології комбінованого циклу призведе до подальшого підвищення ефективності використання газу для виробництва теплової та електричної енергії.

Тому електростанції на базі газотурбінних установок є найбільш перспективним напрямком розвитку не тільки у сфері виробництва електроенергії, але й у сфері когенерації.



Однак ефективність парогазових електростанцій переважно розглядається з точки зору виробництва електроенергії; оцінка ефективності когенерації на ПГУ часто залишається на другому плані. З огляду на прогнозоване зростання споживання теплової енергії, це питання потребує більш детального вивчення.

Використання ГТУ та ПГУ для електропостачання промислових підприємств, особливо комплексів, що перероблюють газ (ГПК), є перспективним напрямком застосування цих агрегатів.

Хоча газопереробні комплекси є споживачами електроенергії та пари переважно від сусідніх ТЕЦ, однак про питання електропостачання цих комплексів на базі ТЕЦ з ГТУ та ПГУ ще вивчено недостатньо [18, 19, 20].

Тому питання електропостачання ГПК потребує подальшого вивчення та аналізу показників як енергетичної, так і економічної ефективності.

Питання ефективного енергозабезпечення міських територій широко розглядається [22]. Розвиток установок, що працюють на газі малої потужності, які можливо застосувати для енергозабезпечення міських районів, призвів до того, що вони розглядаються як альтернатива централізованому енергопостачанню від районних котелень та ТЕЦ.

Теплонасосні установки (ТНУ) призначені для утилізації тепла, вилученого з доквілля або інших низькопотенційних джерел тепла, для технологічного або побутового теплопостачання.

Існує кілька типів ТНУ, найпоширенішими з яких є компресійні та абсорбційні [23]. Існують також струменеві та електромагнітні когенераційні установки [24]. Ми розглянемо перші два типи - абсорбційні і компресійні.

Принцип роботи адсорбційних установок заснований на безперервній термохімічній реакції робочого тіла з відповідним адсорбентом з відведенням тепла (адсорбція), а тиск робочого тіла підвищується під час відділення робочого тіла від адсорбенту з підведенням тепла (десорбція). Процеси адсорбції і десорбції в адсорбційних установках аналогічні процесам в турбокомпресорних установках з компресійними турбінами. Адсорбційні ПГУ можна розділити на абсорбційні і адсорбційні.

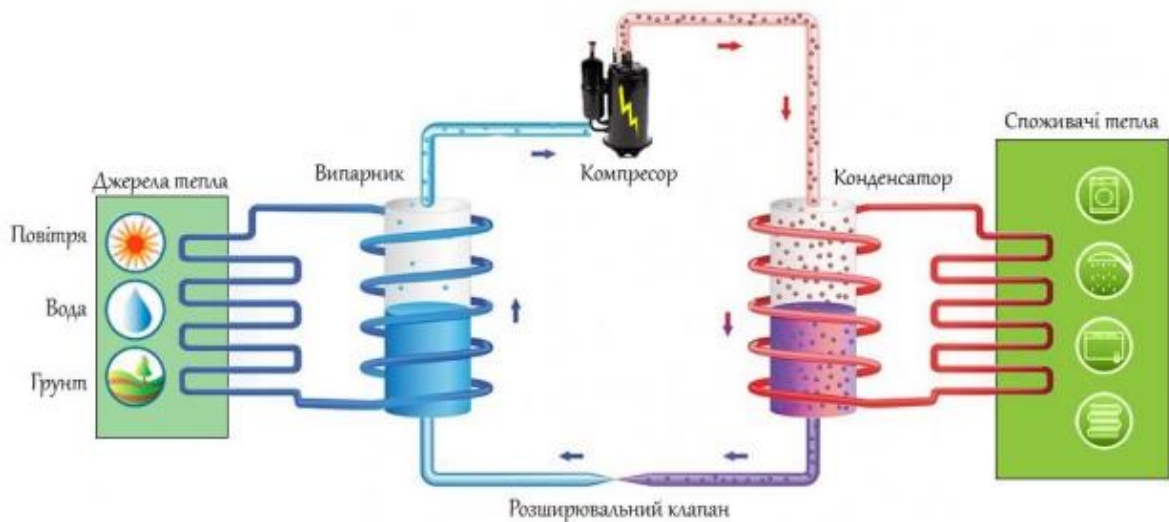


Рис.1.4 Принципова схема роботи ТНУ

Компресійні теплообмінні насосні установки - це машини, які працюють у зворотному циклі Ренкіна, де використовується механічна робота для організації процесу відведення і підведення тепла. Механічна робота забезпечується електричними приводами і приводами на органічному паливі.

Таким чином, структурна конфігурація компресорного теплового насоса і принцип дії не відрізняється від компресійного охолоджувача, але відмінність полягає в наступному:

- покриває тільки теплове навантаження;
- покриває як теплові, так і холодильні навантаження.

Залежно від вимог енергопостачання теплові насоси можуть бути компресійними, з приводом від електричного або газового двигуна, або абсорбційними, з зовнішнім підведенням тепла або прямим спалюванням газу в установці.

Використання когенераційних установок для комбінованого виробництва електричної та теплової енергії

Існує багато низькопотенційних джерел тепла для води, яка охолоджує конденсатор турбіни ТЕС.

Запропоновано різні варіанти використання теплових насосів для підігріву мережевої або живильної води електростанцій та утилізації низькопотенційної

теплоти. Однак, згідно з результатами термодинамічного аналізу [25, 26, 28] та розрахунків теплових балансів на основі карт режимів [27], ці рішення не дають енергетичних переваг, оскільки витрати палива на живлення теплового насосу завжди вищі, ніж витрати палива на виробництво такої ж кількості теплоти в котельні електростанції.

У роботі [29] показано, що економічна та паливна ефективність використання КУ в ТЕЦ з ГТУ залежить від конструкції теплової мережі та від температури підігріву мережевої води.

В той же час, встановлення КУ в зворотній лінії ТЕЦ в місці теплоспоживання має наступні суттєві ефекти [30, 31]:

- підвищення пропускної здатності теплової мережі при заданому водоспоживанні та можливість підключення нових споживачів;
- збільшення виробництва електроенергії від споживання теплової енергії;
- зменшення виробництва електроенергії, виробленої в режимі конденсації.

Незважаючи на численні можливості використання тепло насосної установки на ГТУ, ця тема є недостатньо вивченою.

Таким чином, використання абсорбційних холодильних машин та парокомпресійних теплових насосів може суттєво знизити енергоспоживання процесів підготовки та переробки газу, якщо їх використовувати разом з ГТУ та ПГУ.

### **1.3. Вплив методів підвищення ефективного використання природного газу на екологічну та економічну складову**

Кожна фізична дія має свою економічну оцінку, наприклад: витрати на лікування хвороб; витрати, необхідні підвищенню безпеки і зниження смертності від екологічного впливу тощо.

При цьому враховується вплив місця розміщення джерел викидів та густоти населення на оцінку сумарного екологічного впливу. Найбільш ефективно проводити розрахунки та візуалізацію результатів щодо оцінки впливу на навколишнє середовище на основі геоінформаційної системи (ГІС) регіону [54, 55].

Ця методологія може бути розвинена для обґрунтування та впровадження екологічно чистих технологій у ЖКГ та на транспорті, тобто скрізь, де можуть спалюватися як викопні види палива, так і відновлювані енергетичні ресурси, з мінімальним впливом на навколишнє середовище.



Рис.1.5 Основні етапи методології впливу на навколишнє середовище

Таким чином, важливою частиною системного підходу до вирішення питання щодо підвищення ефективності використання газу має стати оцінка екологічної шкоди за збереження поточних умов використання газу.

Важливо, що у більшості випадків оцінка на довкілля обмежується розрахунком обсягів викидів шкідливих речовин, у атмосферу. Проте розрахунок економічної ефективності зниження шкідливих викидів з погляду витрат, необхідні лікування, підвищення безпеки тощо, є значно глибшим і тому має розглядатись у комплексі з економічним ефектом від підвищення енергетичної ефективності, а також зниженням плати за викиди.

Такий підхід є новим і незначно поширений [56], тому потрібна розробка нового системного підходу до вирішення задачі підвищення ефективності використання газу.

В Україні рівень викидів забруднюючих речовин суттєво перевищує норми ЄС, залежно від типу речовини — у 7-80 разів. Заплановано знизити ці показники для SO<sub>2</sub> і пилу до 2028 року, а для NO<sub>x</sub> — до 2033 року, з індивідуальним підходом для кожного енергоблоку. Зменшення викидів може бути досягнуте через скорочення енергоємності ВВП, зменшення ЗППЕ і часткове закриття ТЕС.

Впровадження механізмів торгівлі викидами та інших інструментів має допомогти зменшити викиди парникових газів. До 2020 року основною задачею на державному рівні було створення законодавства для фінансування будівництва газоочисного обладнання.

Також важливою є проблема використання холодоагентів у системах теплопостачання. Світова тенденція полягає у використанні холодоагентів четвертого покоління, які не впливають на озоновий шар і мінімально сприяють глобальному потеплінню. Європейська Спільнота встановила директиву, що забороняє використання таких холодоагентів у нових автомобілях з 2011 року, а з 2017 — у всіх автомобілях.

Серед найбільш перспективних шляхів підвищення ефективності використання природного газу є застосування теплових насосів (ТНУ) з використанням сучасних екологічних холодоагентів. Однак питання їх впровадження в Україні залишаються недостатньо дослідженими. Для повної оцінки енергозберігаючих заходів необхідно враховувати економічну доцільність.

Близько 60-70% собівартості тепла та електроенергії залежить від витрат на паливо, тому важливо правильно розподіляти ці витрати між видами енергії. Неправильний розподіл може призвести до субсидування одних споживачів за рахунок інших, що може негативно вплинути на економічну ефективність ТЕЦ.

Комбіноване вироблення теплової та електричної енергії є найбільш ефективним методом використання палива. Однак економічні розрахунки можуть нівелювати енергетичну ефективність, тому важливо вибрати правильний спосіб розподілу витрат палива для стимулювання розвитку високоефективних технологій.

#### **1.4. Висновки до першого розділу**

На основі проведеного аналізу наукових публікацій можна зробити висновки:

1. Для підвищення ефективності роботи теплових електростанцій необхідно зосередити увагу на оптимізації процесів спалювання палива.

2. Газотурбінні та парогазові установки є найбільш перспективними технологіями для генерації електроенергії з високим ККД при використанні газоподібного та рідкого палива.

3. Інтеграція теплових насосів та абсорбційних машин у технологічні процеси газопереробних заводів, разом із застосуванням сучасних газотурбінних установок, дозволяє створити високоенергоєфективні виробництва.

4. Економічна ефективність впровадження новітніх енергоефективних технологій в значній мірі залежить від правильної організації системи розподілу витрат палива при комбінованому виробництві теплової та електричної енергії.

## РОЗДІЛ 2. ПОРІВНЯЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ЕФЕКТИВНОГО ВИКОРИСТАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

### 2.1. Метод ефективного використання природного газу на основі ГТУ

Розглянемо метод ефективного використання природного газу на основі парогазової установки потужністю 743 МВт та встановленою тепловою потужністю - 856 Гкал/год. Основним паливом є газ, а резервним - мазут.

Розширення ТЕЦ дозволить побудувати газову установку комбінованого циклу типу ПГУ-410 тепловою потужністю 416,5 МВт (303,5+113) і парову турбіну з відбором тепла потужністю 220 Гкал/год [80]. Енергоблок ПГУ-410 являє собою моноблочну парогазову установку з трьома контурами тиску пари і проміжним перегрівом, призначену для вироблення теплової та електричної енергії в основних режимах роботи.

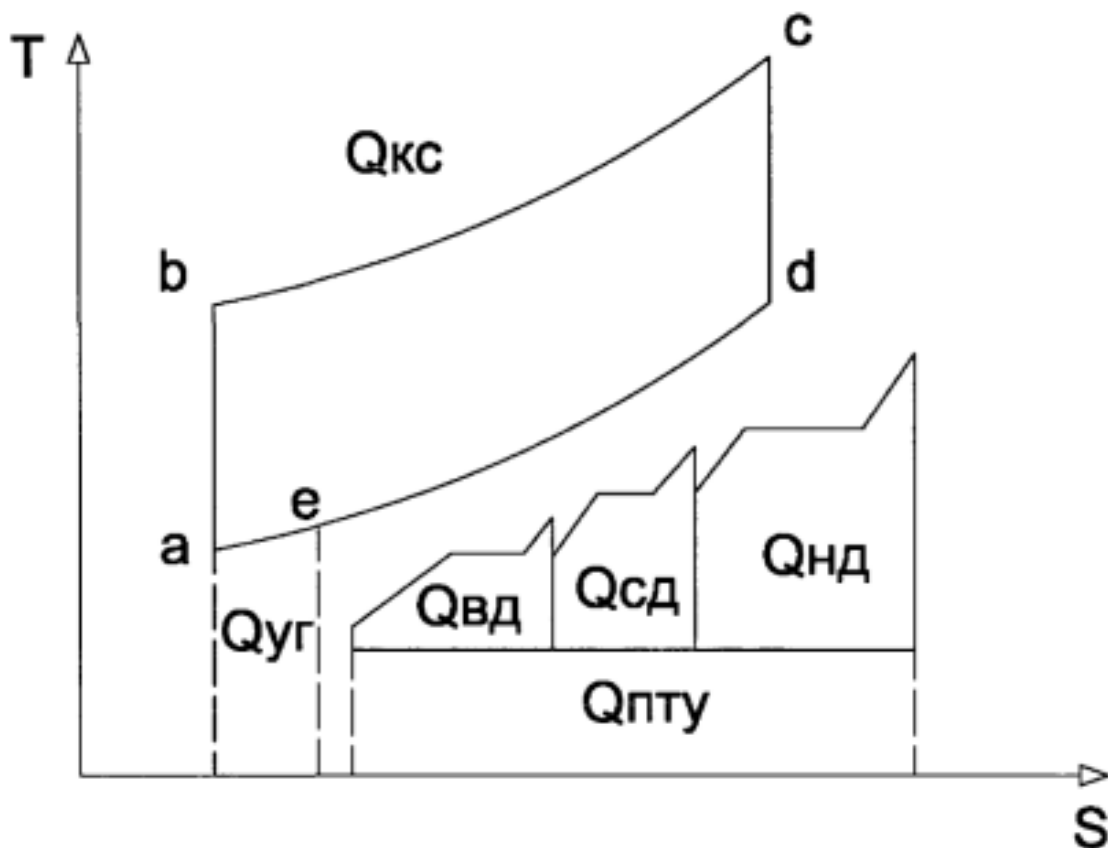


Рис.2.1 TS координати циклу ПГУ

Основне обладнання ПГУ-410 включає в себе:

- Газотурбінну установку (ГТУ) М701F4 потужністю 303,5 МВт;
- Котел-утилізатор 307/350/47-13,0-565/560/247;
- Парову турбіну Т-113/145-12,4

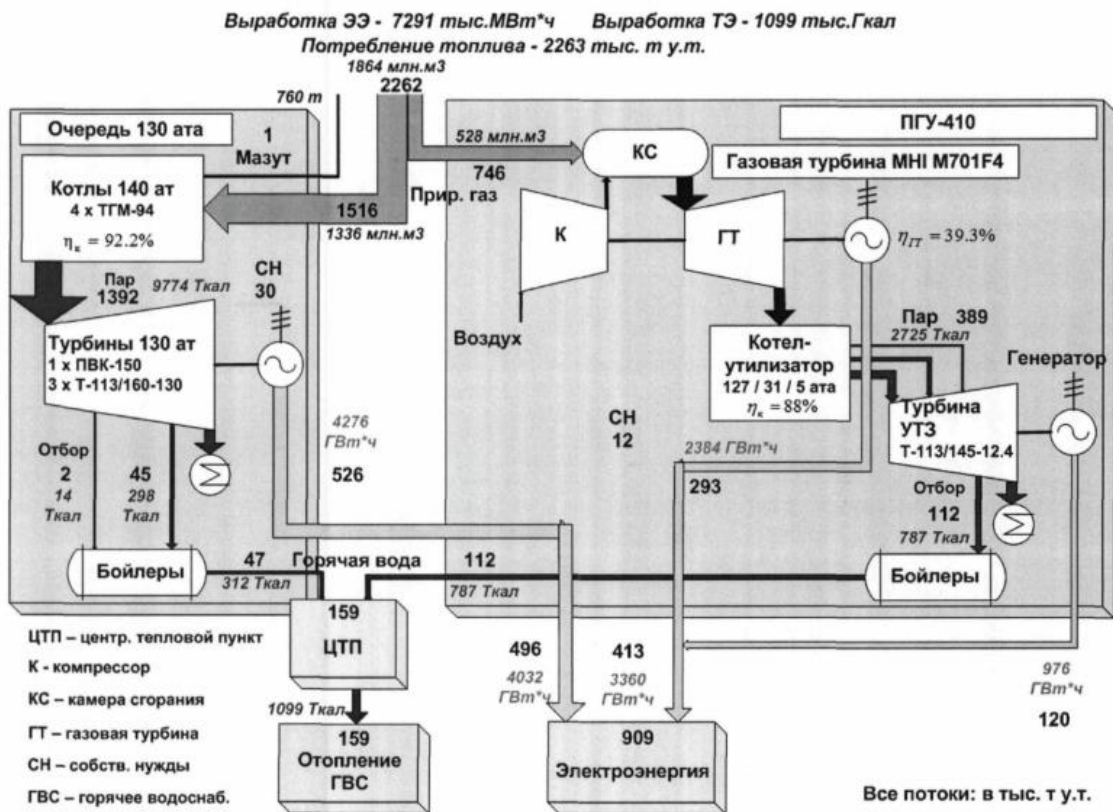


Рис 2.2 Паливно-енергетичний баланс ТЕЦ з ПГУ-410

Основні розрахунки показників ефективності отримання енергії наведені в таблиці 2.1.



Таблиця 2.1.

Результати розрахунку показників ефективності отримання енергії

№	Параметр	розмірні сть	ПГУ	ПТУ	Роздільн о
1	Вид палива		газ	газ	газ
2	ККВП ТЕЦ	%	80	55	0
3	Питома виробка на тепловому споживанні	МВ*год/ Гкал	1,81	0,778	0,0
4	ККВП Котельні	%	-	88	88
5	ККВТ конденсаційної виробки	%	-	35	35

Виробка					
6	Відпущення тепла	Гкал/міс	163680		
6.1	Коефіцієнт теплофікації		1	1	0
6.2	Відпущення базового тепла	Гкал	163680	163680	0
6.3	Відпущення пікового тепла	Гкал	0	0	163680
6.4	% пікового тепла	%	0	0	100
7	Виробка електроенергії на місяць	Гис кВт*год	309876		
7.1.	В т.ч. теплофікаційна виробка на базі теплового споживача	Гис кВт*год	296484	193440	0
7.2.	Частка теплофікаційної виробки	%	95,7	62,4	0
7.3.	В т.ч. конденсаційна виробка	Гис кВт*год	13392	116436	309876
7.4.	Частка конденсаційної виробки	%	4,3	38	100

<b>Баланс потужностей</b>					
8	Сумарна ЕЕ потужність		416,5		
8.1.	теплофікаційна комбінована	МВт	416,5	260	0
8.2.	конденсаційна	МВт	398,5	156,5	416,5
9	Сумарна ТЕ потужність		220		
9.1.	Комбінована ТЕЦ			220	
9.2.	Комбінована ПГУ	Гкал/год	220		
9.3.	Роздільна теплова потужність				220
<b>Витрати умовного палива</b>					
10	Комбінована енергія		75136	85724	0
10.1.	В т.ч. на ТЕ		29375	42514	0
11	Роздільна ЕЕ	т.у.п.	4701	40871	108773
12	Роздільна ТЕ		0	0	26571
13	Сума палива		79837	126596	135344

<b>Ексергетичний ККД</b>					
14	Ексергія палива на ПГУ	МВт	844,7		
15	Електрична потужність	МВт	416,5		
16	Теплова потужність	МВт	255,8		
17	Ексергетичний ККД станції	%	58,61	40,50	33,44

Тому при даних умовах роздільна генерація є найбільш ефективним варіантом, так як загальні витрати на паливо - найвищі. Найвищий показник витрати палива в варіантах ПГУ пояснюється відносно низькою питомою потужністю теплоспоживання і високою часткою утворення конденсату. Аналіз варіантів показав, що енергетична ефективність варіанту з ПГУ була на 18% вище, ніж аналогічний показник варіанту з професійним навчальним закладом, і на 25% вище, ніж у разі окремого виробництва.

## **2.2. Підвищення ефективності використання природного газу на джерелах енергопостачання промислових підприємств на основі ГТУ потужністю 10-110 мВт**

В даний час, в ситуації істотного монопольного виробництва електричної і теплової енергії за рахунок вироблення електроенергії підприємствами і зростання цін на енергоносії, існує великий інтерес до альтернативних методів енергопостачання промислових підприємств. Тому використання когенерації є одним з рішень цих проблем. [22]. Понад 63% [22] палива, що використовується на ТЕЦ, становить природний газ, і його ефективність дуже низька через декілька факторів, таких як: через високий знос об'єктів електроенергетики та транспортної інфраструктури (теплові, електричні мережі). Промислові компанії, які самостійно не виробляють електроенергію, змушені її купувати, а також витратитися на передачу і обслуговування інфраструктури. Невисока собівартість газу дає можливість для його використання у власних ГТУ/ПГУ-ТЕЦ, що, в свою чергу є ключовими аргументами для відмови від централізованого енергопостачання. Всі ці ситуації приводять промислові підприємства до думки про власне виробництво енергії. На прикладі комплексу підготовки газу (КП) розглянемо проблему ефективності енергопостачання промислових підприємств.

Розглянемо деякі варіанти виробництва власної енергії і порівняємо їх.

### *Використання ПГУ-ТЕЦ*

У варіанті з ПГУ-ТЕЦ КУ працює в двох контурах: з високим тиском 76 бар і середнім тиском 7 бар. Пара з високим тиском направляється в турбіну з протитиском 7 бар, захищену від перегріву турбіною типу Р. У цьому випадку в паровій турбіні виробляється додаткова потужність, відпрацьований там пар змішується з паром з КУ і направляється в ГПК. На малюнку 3.6 показана діаграма Т-Q димових газів, охолоджених КУ, нагрівальною паром та нагрівальною паром.

### *Використання ГТУ-ТЕЦ*

Варіант з ГТУ-ТЕЦ дає змогу перекривати електричне навантаження і теплову енергію ЦПК за рахунок використання ГТУ - шляхом вироблення пари в котлі-утилізаторі при тиску 12 бар і температурі 250 °С. Розрахунок показує, що ККД

виробництва електроенергії ГТУ становить 35%, а для виробництва теплової енергії КУ - 40%, загальний ККД дорівнює 75%. Головною установкою ГТУ-ТЕЦ пропонується турбіна, яка встановлена на ПГУ-ТЕЦ, а саме ГТУ-110. ККД вироблення електроенергії за допомогою цієї турбіни дуже низький - близько 35%.

Техніко-економічні показники вказують на дуже високу економічну ефективність використання обох агрегатів: ПГУ-ТЕЦ та ГТУ-ТЕЦ. Термін окупності у обох проєктів схожий, виявилось, що при 6924 годинах роботи в рік він дорівнює 3,0-3,5 років. При збільшенні тривалості використання обладнання ТЕЦ термін окупності може бути скорочений до 2,5 років для обох варіантів.

Через простоту схеми і ККД ГТУ-ТЕЦ повинно використовуватись як основне джерело електропостачання ГПК чи інших підприємств, оскільки його ККД вищий, ніж у ПГУ-ТЕЦ порівнянної потужності.

Виходячи з цього аналізу, ефективність ГТУ одиничною потужністю від 110 до 120 МВт, призначеної для роботи в режимі ГТУ-ТЕЦ, на відміну від турбіни потужністю понад 110 МВт, залежить від величини стиснення.

### **2.3. Підвищення ефективності використання природного газу в системах тепlopостачання на основі ТНУ і ГТУ потужністю менше 10 МВт**

Газотурбінні двигуни малої потужності широко використовуються завдяки своїй маневреності і швидкому виходу на номінальні режими роботи. Однак специфікою таких ГТУ є відносно низький ККД, не менше 35%. Є також приклади впровадження технології упорскування пари, зокрема, моделі Rolls-Royce і UGT6000S1 501kp-5 виробництва української компанії "Зоря-Машпроект". ККД цих установок становить 40,0% і 36,5% відповідно. Цей тип установок дуже перспективний, але поки не набув широкого поширення [44]. Крім того, ці виробники відзначають, що дані УПГ не можуть бути використані для механічного приводу.

Температура їх продуктів згоряння газу в водогрійному котлі становить 1300-1500°C, температура основної води нагрівається до 100-150°C, тепла ексергія

знижується більш ніж в 10 разів. У тепловому насосі реалізований механізм перетворення тепла від низькотемпературного джерела до межі навколишнього середовища, тому що невеликий тепло перепад між споживачем та джерелом теплоенергії.

Таким чином, ці установки можуть працювати цілий рік. Теплові насоси великої потужності (понад 30 МВт), які можуть забезпечувати теплом весь район, стають все більш популярними.

У цьому випадку переваги порівняно з малопотужними ТНУ полягають у наступному:[17]:

- Менші питомі капіталовкладення (на 1 кВт потужності);
- Набагато менша площа в порівнянні з декількома тепловими насосами малої потужності;
- Найвищі технічні та економічні показники окремих елементів (наприклад, ізоентропійний ККД компресора) і всього теплового насоса.

Різні середовища можуть виступати в якості низькопотенційного джерела тепла для ТНУ:

- Різні види водойм (річні, ґрунтові, стічні тощо);
- Подача водопровідної води в систему тепlopостачання;
- Газ з електростанцій і т. д.

У звичайній системі тепlopостачання температура води в подаючому трубопроводі теплового введення становить 150°C, навпаки, 95°C, а в мережі гарячого водопостачання - 60-70 ° з [24]. Якщо температура у прямому трубопроводі збільшується, пропорційно збільшується і кількість тепла, що подається споживачеві меншою кількістю теплоносія.

Відзначимо, що при використанні електроенергії для механічних приводів (особливо компресорів ТНУ), крім виробничих витрат.

Розглянемо метод підвищення ефективності використання природного газу за допомогою включення в схему теплонасосної установки з приводом газотурбінного компресора. Особливістю даного методу є використання в якості приводу низьку температуру (920-950°с), низький підйом тиску (менше 10) і регенерація висоти (85-

90%) на вході в турбіну [12]. Завдяки такому поєднанню характеристик цих установок досягається високий ККД-до 40%.

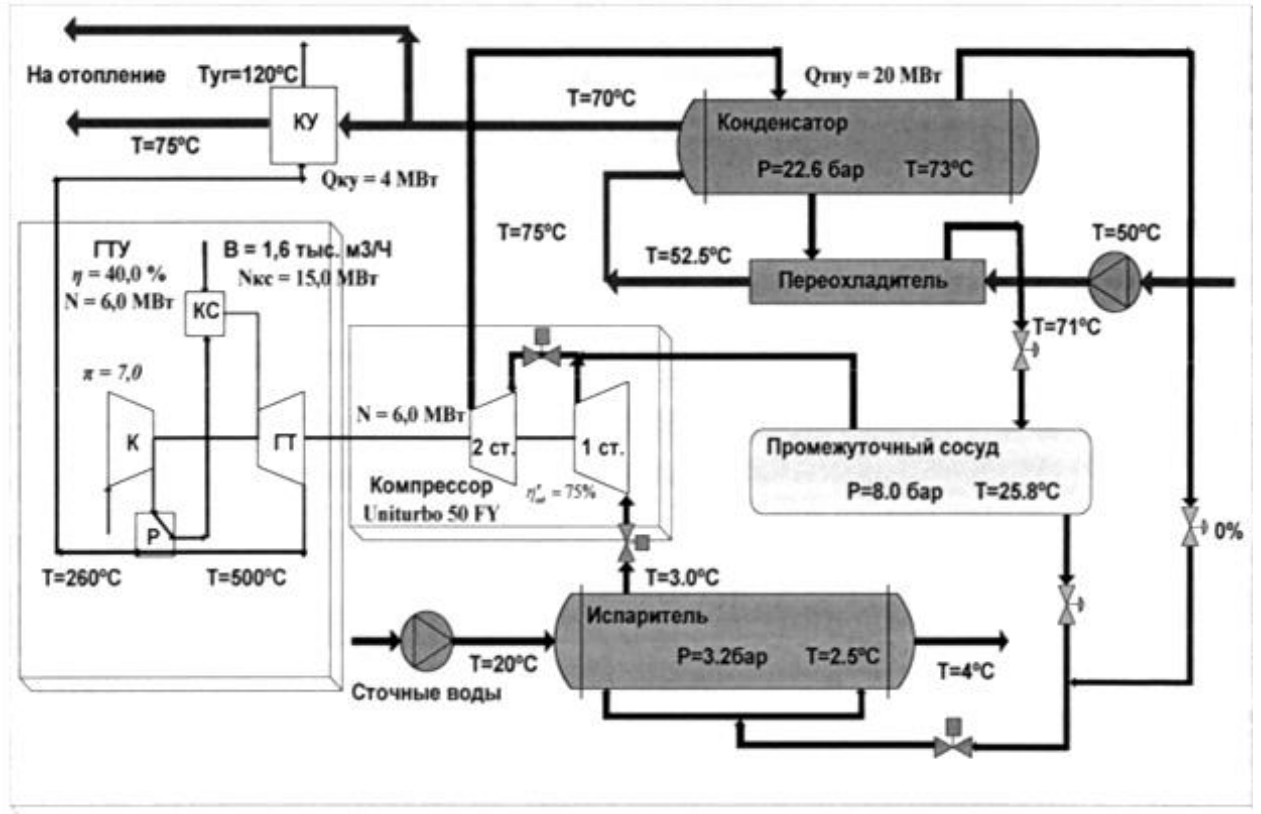


Рис.2.3 Схема включения ТНУ з ГТУ

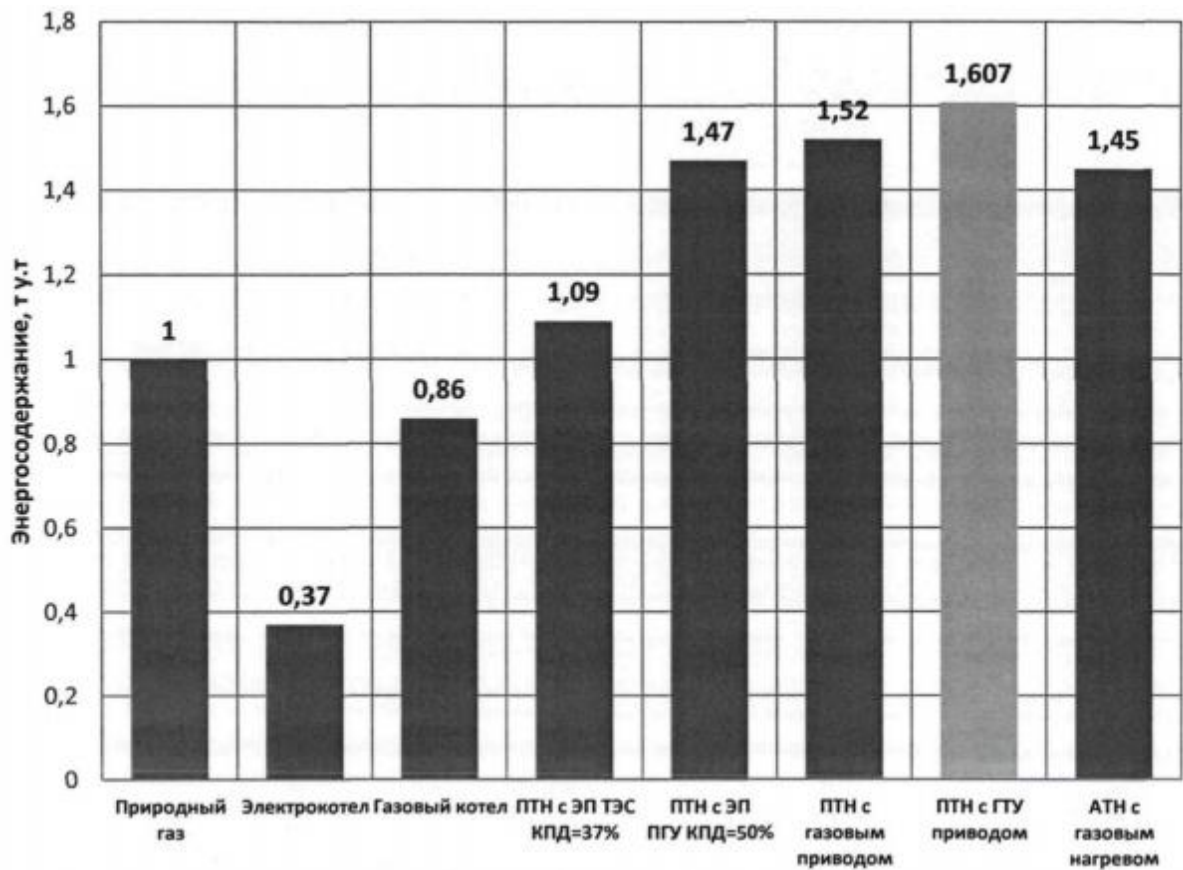


Рис.2.4 Залежність енерговмісту від виду установки

Отже, найкраще себе зарекомендувала схема ефективного використання природного газу з включенням тепло насосної установки, що працює в парі з газотурбіною.

#### 2.4. Висновки до другого розділу

1. Розглянувши методи ефективного використання природного газу, встановлено, що ефективність ГТУ одиничною потужністю понад 110 МВт, призначених для роботи в ПГУ-ТЕЦ, обумовлена величиною температури газів на вході в газову турбіну та одиничною потужністю установки.

2. Для визначення собівартості теплової та електричної енергії, що виробляється в комбінованому режимі на ПГУ-ТЕЦ, повинен застосовуватися термодинамічно та економічно обґрунтований спосіб розподілу витрат палива ексергетичний.

3. Схема використання ТНУ на відходячих газах від ПГУ-ТЕЦ дозволить покрити зростаюче теплове навантаження на 8% з додатковим отриманням конденсату, збільшення КІТ при цьому може досягати 1,4%.

4. Для вибору джерела енергопостачання доцільно застосовувати метод аналізу ієрархій, який враховує не лише термодинамічні показники ефективності установки, а й економічні та технічні.



## **РОЗДІЛ 3. ЗАКОНОМІРНОСТІ ПРОЦЕСІВ ВИКОРИСТАННЯ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В СИСТЕМАХ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ**

### **3.1. Вибір та обґрунтування структури теплових схем ПГУ-ТЕЦ із ТНУ**

ПГУ з котлом-утилізатором – найбільш перспективна та широко поширена в енергетиці установка, що відрізняється простотою та високою ефективністю виробництва як електричної, так і теплової енергії. Як відомо, експлуатаційні витрати потужної сучасної ПГУ вдвічі нижчі порівняно з витратами на пилувугільних ТЕС. Терміни будівництва ПГУ утилізаційного типу, особливо під час поетапного введення в експлуатацію, набагато коротші, ніж терміни будівництва потужних теплових електростанцій інших типів [12].

Об'єктом дослідження є використання теплових насосів на ПГУ-ТЕЦ з метою підвищення ефективності комбінованого вироблення електричної енергії та теплоти. Предмет дослідження – ПГУ-ТЕЦ електричною потужністю 110 МВт утилізаційного типу двох тисків із парокompресійною ТНУ.

### **3.2. Розробка математичних моделей ПГУ-ТЕЦ утилізаційного типу з ТНУ**

Відповідно до загальноприйнятих уявлень, матмодель – це наближене описання будь-якого процесу чи об'єктів математичною мовою. Основною метою якого є дослідження цих процесів чи об'єктів та передбачення результатів їхньої поведінки при зміні параметрів процесів [10]. Для вирішення поставленого завдання необхідно знайти шляхи отримання аналітичних залежностей, які пов'язують між собою вибрані критерії ефективності та основні параметри процесів.

Необхідно також знайти й самі залежності. З цією метою в роботі застосовано метод математичного моделювання.

За виконання роботи передбачалося виконання таких основних етапів математичного моделювання відповідно з рекомендаціями [10]:

1. Розробка математичної моделі, що складається з первісного побудови «нематематичної» моделі, тобто. деякого уможливленого об'єкта (у разі таким об'єктом

є схема установки), і подальшої розробки вже безпосередньо самої математичної моделі.

2.Рішення математичної задачі. Розв'язуючи математичну задачу багато часу витрачається розробці алгоритмів. Також допомагають чисельні методи вирішення завдання на ЕОМ або використання спеціально адаптованого програмного забезпечення.

3. Інтерпретація одержаних висновків з математичної моделі. Результат висновків, що були одержані, необхідно перевести з математичної мови на мову спеціальності, в нашому випадку - теплоенергетики.

4.При перевірці адекватності моделі необхідно з'ясувати, чи результати експерименту узгоджуються з теоретичними висновками моделі.

5. Удосконалення моделі. Йде остаточна перевірка, чи модель достатня, чи потребує доопрацювання.

Для перевірки адекватності математичної моделі використовується програмний комплекс "Thermoflow".

Результати виконання етапу побудови «нематематичних» моделей наведено у цьому розділі: визначено склад теплової схеми, тип холодоагенту та схема включення ТНУ, джерело низькопотенційної теплоти та низка інших питань. Подальші дії повинні полягати у розробці математичні моделі. Під час розробки математичної моделі установки будемо виходити з того, що основною складовою цієї моделі буде система рівнянь, що описують теплові насоси, теплообмінники для низькопотенційного джерела теплоти.

Після врахування усіх умов та обмежень, що враховують схеми та передбачувані чи непередбачувані режими роботи, може бути отримана математична модель установки загалом.

Прийняті обмеження:

- за графіком теплового навантаження споживача;
- за пропускною спроможністю тепломережі;
- за конструктивними характеристиками обладнання існуючого обладнання;
- за температурою циркуляційної води після парового конденсатора турбіни.

Ухвалені умови:

- вид розрахунку – конструкторський;
- недогріви в теплообмінниках задаються як умови розрахунку;
- втрати тиску теплоносіїв та робочих тіл у теплообмінниках та трубопроводах малі;
- нагрівання теплоносіїв у насосах не враховується;
- ККД, що враховують втрати енергії у всіх теплообмінниках, однакові;
- процес дроселювання в дроселюючому пристрої тепло насосної установки відбувається адіабатно.

В якості теплоносіїв в установках з ТНУ можуть бути використані різні фреони, синтетичні, природні холодоагенти. У повітряних ТНУ як робоче тіло використовується атмосферне повітря. Загальним для математичних моделей всіх схем для визначення показників термодинамічних властивостей (ентальпії  $h$  та ентропії  $s$ ) застосовуваних в установках теплоносіїв є необхідність використання залежностей виду

$$h = f(p, T) \text{ та } s = f(p, T)$$

Насправді у разі використовуються довідкові табличні дані, оскільки існуючі рівняння стану досить складні та їх використання для розрахунків пов'язане з великими труднощами. У зв'язку з цим, після створення математичних моделей будуть розроблені алгоритми, які дозволять вирішити завдання, що розглядаються в даній роботі, і також необхідно визначити усі залежності, що підвищують ефективність.

Математична модель ПГУ утилізаційного типу з використанням теплонасосних установок є «об'єкт-заступником» «об'єкта-оригіналу», що забезпечує вивчення деяких властивостей оригіналу. Вид математичної моделі ПГУ утилізаційного типу із ТНУ залежить від багатьох факторів, зокрема від параметрів ТЕЦ, та від встановленого додаткового обладнання і, відповідно до поставлених задач.

Як відомо, першим етапом математичного моделювання ПДУ утилізаційного типу з ТНУ є формалізація процесів та факторів, що впливають ефективність роботи всієї схеми. З цією метою використовується набір змінних, щоб представляти входи, виходи та внутрішні стани, а також безлічі рівнянь та нерівностей для опису їхньої взаємодії.

Об'єктом розробки матмоделі ПГУ утилізаційного типу з використанням теплонасосних установок є теплові схеми, розглянуті у розділі 2. Одним із найважливіших елементів даних ПГУ є газотурбінне встановлення.

На режим роботи ПГУ-ТЕЦ впливатиме графік зміни теплового навантаження залежно від температури зовнішнього повітря, а, відповідно, буде змінюється режим роботи конденсатора та ТНУ. Тому розробка математичних моделей парогазової установки повинен починатися з моделювання ГТУ, з якого визначаються витрати, параметри та склад ПСГТ на виході газової турбіни. При цьому необхідно враховувати, що робота ГТУ в складі ПГУ має свої особливості. Зокрема, одна з відмінностей характеристик ГТУ під час роботи їх у складі будь-який ПГУ проти автономної ГТУ полягає у збільшенні аеродинамічного опору вихлоп турбіни. До складу ГТУ входять компресор, камера згоряння, газова турбіна. Хоча ці установки і становлять єдине ціле, розрахунок кожного з них є самостійне завдання. Також необхідно отримати та проаналізувати характеристики ГТУ методом розрахунку її теплової схеми. Для розробки теплових схем та проточних частин ГТУ кожен завод-виробник газових турбін, кожна фірма, використовують власні методики та програмні продукти. Тому доцільно при розрахунку схем ПДУ в цілому використовувати бази даних газотурбінним установкам та їх характеристики, представлені фірмами-виробниками.

Вихідними даними для розрахунку ГТУ є тип ГТУ та усі необхідні параметри: температура, характеристика палива тощо. На першому етапі користуємось теоретичними показниками, наближеними до нашого устаткування. У результаті перевіряються наступні величини: витрати палива на ГТУ, основні параметри вихлопних газів, електрична потужність [27].

Як відомо, кожен виробник ГТ використовує власні методики та алгоритми розрахунку газотурбінних установок. Тому доцільно при розрахунку схем ПДУ використовувати бази даних з характеристиками ГТУ, представлені фірмами-виробниками. Спочатку виконується розрахунок складу та ентальпії продуктів згоряння газоподібного палива на підставі характеристик газотурбінних установок проводиться.

На першому етапі визначаються вихідні умови для проектного розрахунку ТНУ:

- вид робочої речовини та теплоносіїв;
- тип компресійного обладнання та характеристика роботи в залежності від тисків всмоктування та нагнітання;
- тип теплообмінних апаратів та гранично допустимі величини втрат тиску в них по робочому тілу та теплоносіям.

Вихідними для розрахунку теплового насоса у складі ПГУ є:

- витрата, початкова і кінцева температури джерела низькопотенційної теплоти ІНТ, у разі циркуляційної води;
- початкова і кінцева температури джерела високо потенційної теплоти ІВТ (графік відпустки теплофікаційного навантаження).

На наступному етапі за заданими температурами ІНТ та ІВТ визначаються тиску кипіння та конденсації робочої речовини в теплообмінних апаратах.

На даному етапі приймаються величини температурних напорів між робочою речовиною і теплоносіями, а також величини втрат, що допускаються тиску в апаратах по робочій речовині та теплоносіям. Потім послідовно визначаються точки термодинамічного циклу ТНУ (рис. 3.1).

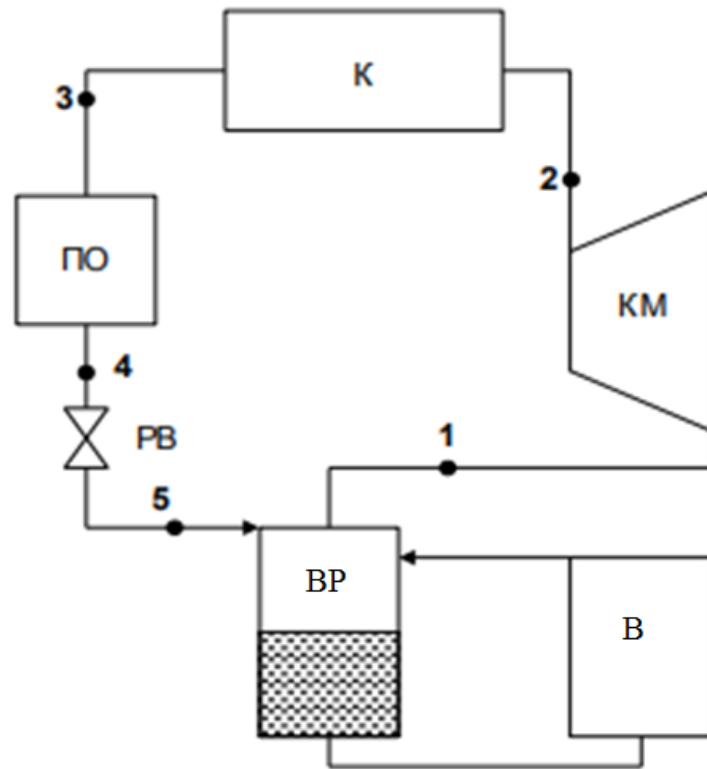


Рис. 3.1 Принципова схема реального теплового насоса:

РВ – регулюючий вентиль; К – конденсатор; ПО – пароохолоджувач;  
 ВР – відокремлювач рідини; В – випарник; КМ – компресор;

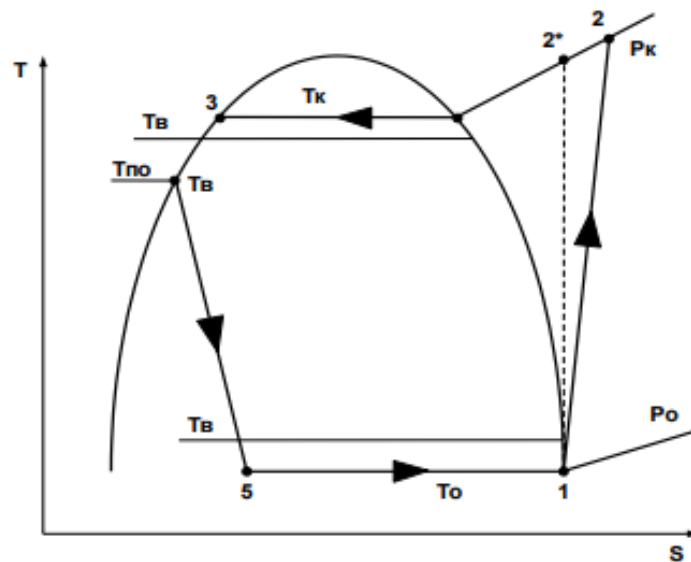


Рис.3.2 Термодинамічний цикл ТН у T-S – діаграмі

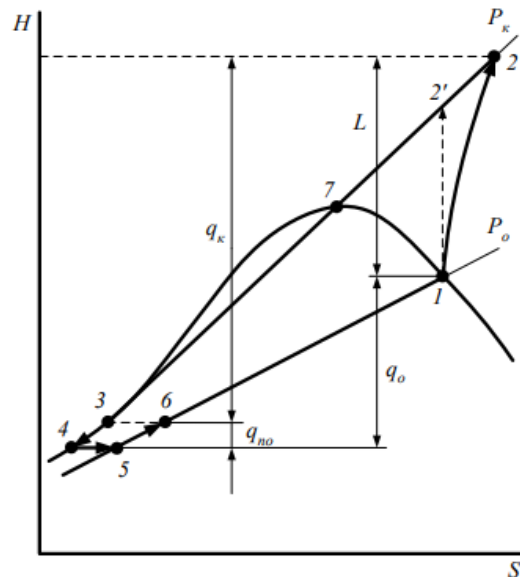


Рис.3.3 Питомі потоки тепла на H, S – діаграмі:  $q_o$  – тепло, підводиться у випарнику ТНУ;  $q_k$  – тепло, що відводиться в конденсатор ТНУ;  $q_{no}$  – тепло, яке відведене у пароохолоджувачі ТНУ;  $L$  – робота стиснення, вироблена компресором ТНУ

Параметри робочої речовини (холодоагенту) у точці 1 (за температурою рівної температури кипіння  $t_1 = t_0$ , тобто без перегріву робочої речовини на всмоктуванні в компресор):

- питома ентальпія сухої насиченої пари  $h_1''$ , кДж/кг;
- питома ентропія сухої насиченої пари  $S_1''$ , кДж/(кгК);
- питомий об'єм пари  $v_1$ , м<sup>3</sup>/кг.

Параметри холодоагенту в точці 2:

Спочатку необхідно визначити параметри точки 2', яка була отримана у процесі стиснення холодоагенту в компресорі за адіабатою.

Отже,  $S_{2'} = S_1''$ .

Потім задається значення адіабатичного ККД компресора ( $\eta_{ад}$ ) та визначаються усі параметри точки 2.

Ентальпію перегрітої пари в точці 2 знаходять з виразу:

$$h_2 = \frac{(h_2' + h_1'' \cdot \eta_{ад} - h_1'')}{\eta_{ад}}$$

Параметри холодоагенту в точці 3 (за температурою в конденсаторі  $t_k$ ):

- тиск на виході з конденсатора -  $P_3$ , МПа;
- питома ентальпія насиченої рідини  $h_3$ , кДж/кг;
- питома ентропія насиченої рідини,  $S_3$ , кДж/(кгК).

Параметри холодоагенту в точці 4

Температуру холодоагенту визначають з виразу:

$$t_4 = t_{в2} + \Delta t_{охол}$$

По температурі  $t_4$  та таблиці насиченої пари визначають  $P_4$ ,  $h'_4$  та  $S'_4$ .

Параметри холодоагенту в точці 5

У цій точці температура і тиск холодоагенту дорівнюють температурі і тиску в точці 1, тобто  $t_5 = t_1$  і  $P_5 = P_1$ .

У зв'язку з тим, що ентальпія холодоагенту при дроселюванні не змінюється, то  $h_5 = h'_4$ .

Потім визначають питому витрату тепла на 1 кг холодоагенту в окремих апаратах теплового насоса.

Підведення тепла у випарнику:

$$g_u = h''_1 - h_5$$

Відведення теплоти в конденсаторі:

$$g_k = h_2 - h'_3$$

Відведення теплоти в паро охолоджувачі:

$$g_{охол} = h'_3 - h'_4$$

Підведення теплоти в компресорі (внутрішня робота):

$$l = h_2 - h''_1$$

Для перевірки точності та правильності розрахунків складається баланс теплоти:

$$g = l + g_u + g_k + g_{охол}$$

Теплове навантаження ТНУ:  $Q_v$ .

Масова витрата холодоагенту (кг/с):



$$G = \frac{Q_B}{g}$$

Об'ємна продуктивність компресора:

$$V = G \cdot v_1$$

Розрахункове теплове навантаження випарника:

$$Q = G \cdot g_u$$

Розрахункове теплове навантаження охолоджувача:

$$Q_{\text{охол}} = G \cdot g_{\text{охол}}$$

Електрична потужність приводу компресора:

$$N_e = \frac{l \cdot G}{\eta_{em}}$$

$\eta_{em}$  - ККД електромеханічний.

Коефіцієнт перетворення енергії в ТНУ:

$$\phi = \frac{Q_B}{N_e}$$

В результаті перевірного розрахунку визначаються дійсні значення теплопродуктивності, кінцевих температур теплоносія, що нагрівається (мережевої води) і теплоносія, який охолоджується за рахунок циркуляційної води, що йде від конденсатора ПТУ.

Величина теплоти низько потенційного джерела може бути недостатня для забезпечення необхідної відпустки теплофікаційного навантаження. І тут є можливість використовувати теплоту навколишнього середовища.

### 3.3. Висновки до третього розділу

1. Експлуатаційні витрати потужної сучасної ПГУ вдвічі нижчі порівняно з витратами на пилувугільних ТЕС.
2. Під математичним моделюванням ПГУ утилізаційного типу з ТНУ розумітимемо процес розрахунку відповідності реальних процесів реальних

агрегатів, за допомогою деякого математичного об'єкту та дослідження цієї математичної моделі, що дозволяє підтвердити теоретичні дані з характеристиками реального об'єкту.

3. Вид математичної моделі ПГУ утилізаційного типу із ТНУ залежить як від природи реального об'єкта (ТЕЦ), так і від завдань дослідження об'єкта, необхідної достовірності та точності вирішення цього завдання.

## **РОЗДІЛ 4. РОЗРОБКА РЕКОМЕНДАЦІЙ ПО ВПРОВАДЖЕННЮ МЕТОДУ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ З ВИКОРИСТАННЯМ ТЕПЛОНАСОСНИХ УСТАНОВОК В СХЕМІ ПГУ**

### **4.1. Спосіб багатокритеріального вибору джерела теплоенергопостачання**

Вибір джерела енергопостачання завжди є результатом компромісу, що враховує безліч вимог, експертних оцінок і т.д. Усунення невизначеності експертних оцінок принципово неможливе, проте застосування експертами єдиної логіки та спеціальної мови логічних схем аналізу та синтезу рішень дозволяє зменшити цю невизначеність.

Одним із способів обґрунтування та прийняття рішень з урахуванням множинності критеріїв, вимог, обмежень, неформалізованих факторів, експертних оцінок і суджень є метод аналізу ієрархій (метод АІ), розробленого Ст. Бруком, Ст. Бурковим та Т. Сааті наприкінці 70-х років.

#### *4.1.1. Опис методу аналізу ієрархій*

Метод аналізу ієрархій – математичний інструмент системного підходу до складних проблем ухвалення рішень. Метод АІ не наказує особі, яка приймає рішення, будь-якого «правильного» рішення, а дозволяє йому в інтерактивному режимі знайти такий варіант (альтернативу), який найкраще узгоджується з його розумінням суті проблеми та вимогами до її вирішення.

Метод є систематичною процедурою аналізу проблеми прийняття рішень, яка полягає в ітеративній декомпозиції та опрацювання суджень експерта, групи експертів, особи, яка приймає рішення за парними порівняннями, вираженими в спеціальних шкалах.

Судження експерта зводяться в логічну схему визначення пріоритетів варіантів рішень (альтернатив), яка найчастіше має вигляд «домінантної ієрархії» (рисунок 4.1).

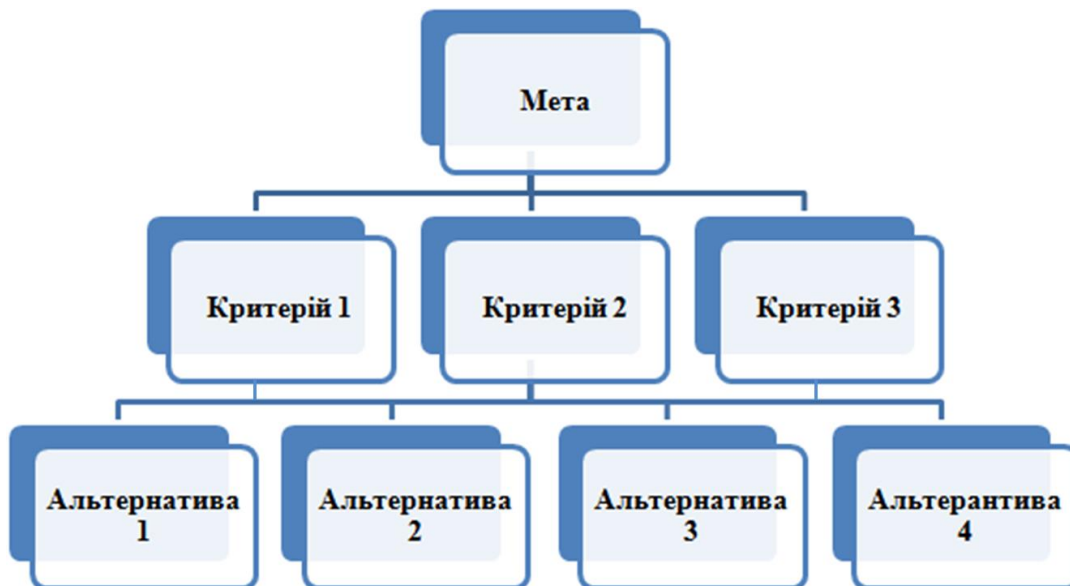


Рис.4.1 Ієрархія методу АІ

Ієрархія поділяється на рівні. Кожен рівень містить кілька елементів одного типу - діючих сил (акторів), цілей, критеріїв, варіантів тощо, які не пов'язані між собою, але взаємодіють з усіма елементами попереднього та наступного рівнів.

Результатами аналізу ієрархії є чисельні оцінки взаємо-впливу елементів: акторів, цілей, критеріїв, спостережень тощо. Метод АІ включає процедури синтезу множинних суджень, отримання пріоритетів критеріїв, оцінки альтернатив у шкалах відносин та виявлення логічної узгодженості суджень.

Вирішення проблеми представляється як процес поетапного встановлення пріоритетів - числових оцінок терезів, що послідовно приписуються елементам ієрархії. Пріоритети відбивають відсоткові оцінки значимості елемента з погляду всієї сукупності суджень.

Пріоритети різних рішень, що обчислюються за допомогою методу АІ, узагальнюють всю закладену до уваги інформацію (судження експертів, суб'єктивні оцінки факторів, переваги, а також точні числові дані) у вигляді відносних ваг, що приписуються кожному рішенню.

Принципами методу АІ є:

1. Процес прийняття рішень є спеціальною логічною схемою - ієрархією, тобто графом зв'язків між елементами рівнів;

2. Рівнями ієрархії можуть бути:

- актори (учасники процесу, чинні сили тощо)
- цілі чи критерії, що визначають дії акторів;
- можливі дії акторів у довгостроковому (стратегії) та короткостроковому (політики) плані;
- альтернативні варіанти рішень, сценарії прогнозованого чи бажаного майбутнього, варіанти проектів, програм тощо.

3. Вхідною інформацією служать матриці парних порівнянь пріоритетів елементів даного рівня з погляду елементів попереднього рівня. Комп'ютер складає ці матриці за відповідями експерта на питання, які він задає програмою. Відносні пріоритети елементів вираховують як основні власні вектори матриць суджень (див. наступний розділ).

4. Вектори пріоритетів, що оцінюють вплив елементів  $g$ -го рівня на кожен елемент  $g+1$ -го рівня, утворюють матрицю, множення якої на вектор пріоритетів елементів  $1$ -го рівня задає вектор пріоритетів елементів  $g+1$ -го рівня ієрархії.

5. Послідовне обчислення пріоритетів елементів від верхніх рівнів до нижніх дозволяє чисельно оцінити вплив всіх включених до ієрархії елементів (акторів, стратегій, сценаріїв, дій) на можливі результати (варіанти рішень). Спеціальні показники контролюють логічну узгодженість (несуперечність) суджень експертів.

Таким чином, метод АІ пропонує спеціальним чином організовану процедуру послідовного оцінювання рівнів значущості (ваг, пріоритетів) окремих елементів логічної схеми прийняття рішень з тим, щоб у результаті отримати числові оцінки порівняльної значущості варіантів рішень з урахуванням всієї сукупності внесених експертом суджень.

У методі АІ для зіставлення суджень та іншої інформації якісного характеру переважно використовуються не традиційні шкали різниць, а шкали відносин показників.

Порядок застосування методу аналізу ієрархій:

1. Побудова якісної моделі проблеми у вигляді ієрархії, що включає мету, альтернативні варіанти досягнення мети та критерії для оцінки якості альтернатив.

2. Визначення пріоритетів всіх елементів ієрархії з використанням методу парних порівнянь.

3. Синтез глобальних пріоритетів альтернатив шляхом лінійного згортання пріоритетів елементів на ієрархії.

4. Перевірка суджень на узгодженість.

5. Ухвалення рішення на основі отриманих результатів.

Розглянемо застосування цього методу при виборі газотурбінного обладнання.

#### *4.1.2 Застосування методу аналізу ієрархій на вибір джерела енергопостачання*

На першому рівні ієрархії пропонується використання трьох узагальнених критеріїв – термодинамічних, економічних та технічних.

Найбільший пріоритет надається економічним критеріям. Далі за спаданням - термодинамічні та технічні критерії.

До складу економічних критеріїв входять такі показники:

- ЧДД – чистий дисконтований дохід.
- ВД – індекс прибутковості.
- ВНД – внутрішня норма прибутковості.

До складу термодинамічних критеріїв входять показники, що визначаються параметрами газу в турбіні, а також показники ефективності - ККД з вироблення електроенергії / приводу двигуна, ексергетичний ККД, коефіцієнт використання палива.

Крім показників ефективності до складу термодинамічних критеріїв входять:

- Температура на вході до ГТ, що визначає її ефективність.
- Температура на виході з ГТ, що визначає її ефективність та можливість створення на її основі парогазової установки.
- Ступінь стиснення, що визначає тип ГТ, - авіаційна або енергетична. Цей показник характеризує ефективність ГТ у простому циклі.

До складу технічних критеріїв входять:

- Складність схеми – ГТУ, ГТУ-ТЕЦ, ПГУ, ПГУ-ТЕЦ.

- Надійність безпосередньо пов'язана зі складністю схеми. Чим складніша схема, тим нижча надійність і навпаки.

- Габаритно-вагові характеристики установки.

Пріоритети критеріїв встановлюються залежно від мети та конкретних умов завдання вибору. Наприклад, для джерела енергопостачання промислового підприємства важливим є показник ЧДД, простота і надійність схеми, габаритно-вагові характеристики та високий ступінь стиснення.

На основі введених даних визначається числові значення пріоритетів для альтернатив, які оцінюють доцільність вибору одного з розглянутих варіантів.

#### *4.1.3 Застосування методу аналізу ієрархій для вибору газотурбінного обладнання для ПГУ-ТЕЦ*

У нашій роботі сформульовано завдання оптимізації системи енергопостачання, до якої входять газотурбінні та парогазові установки, проте чисельне рішення такого завдання потребує значних витрат часу. У зв'язку з цим у цій роботі використовувався простіший, але ефективний спосіб - метод аналізу ієрархій.

Розглянемо застосування методу аналізу ієрархій для альтернативних варіантів ПГУ-ТЕЦ на основі:

- ГТУ GE MS9001FB.
- Siemens SGT5-4000F.
- Вихідний варіант з Mitsubishi MHIM701F4.

Рівні ієрархії представлені рис. 4.2. Розрахунок проведено з використанням ПЗ Method of Hierarchy Analysis (МАН ver. 1.0).

На нульовому рівні вказується кінцева мета – вибір ГТУ понад 110 МВт для використання у ПГУ-ТЕЦ.

На другому рівні вказуються необхідні критерії, а також їх ваги.

На третьому рівні представлені самі критерії, також мають власні ваги.

На четвертому рівні подано підсумкові результати.

Найкращим варіантом представлених є турбіна Mitsubishi.

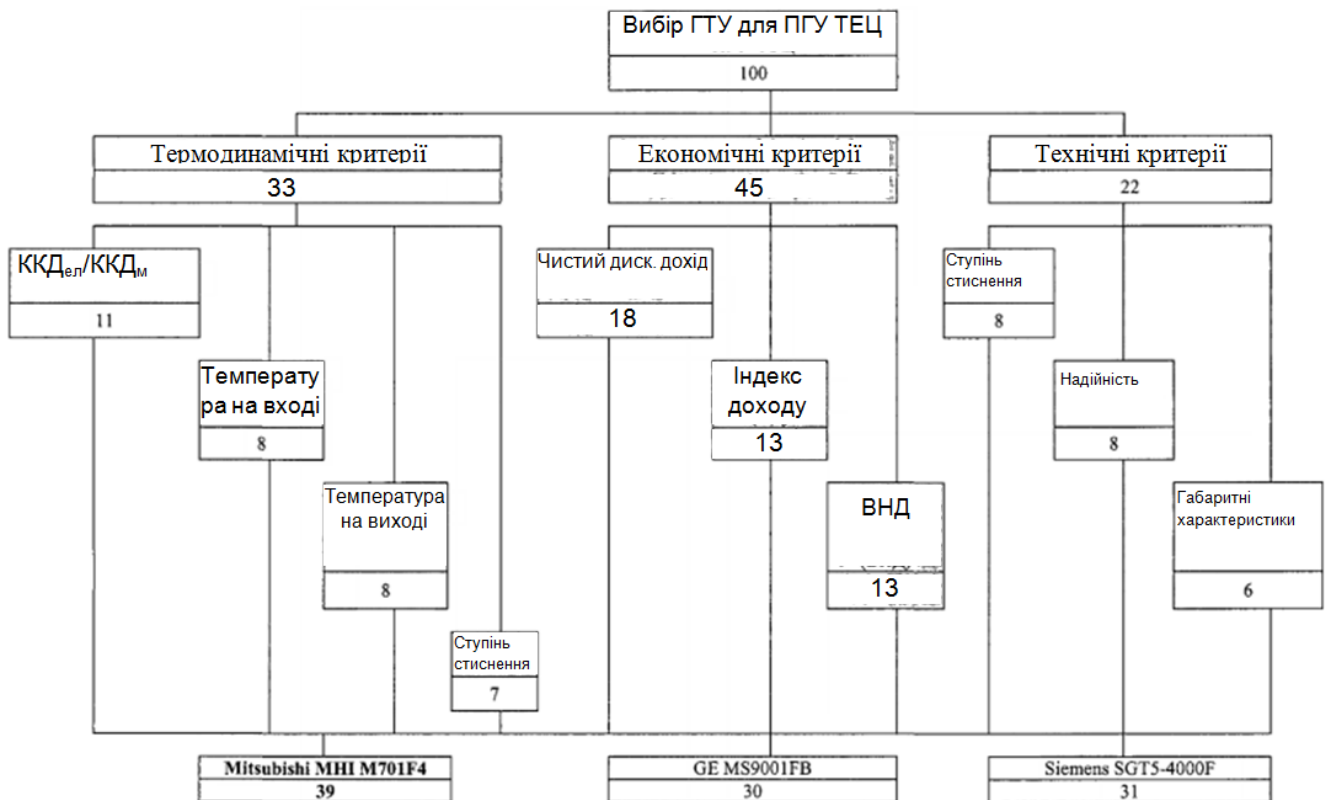


Рис.4.2 Вибір ГТУ для ПГУ-ТЕЦ

За термодинамічними показниками вона значно перевищує інші варіанти - зокрема, вона має найвищу температуру продуктів згорання на вході і виході з турбіни, що визначає як ефективність самої ГТ, так і ефективність її роботи в парогазовому циклі.

Вартість будівництва ПГУ з такою турбіною – найменша, як наслідок, вона виграє і за економічними показниками.

Складність схеми у разі турбіною M701F4 найбільша, т.к.використовується триконтурний котел-утилізатор (в інших варіантах - двоконтурний), що в даному випадку є позитивним фактором, оскільки установка повинна працювати в базовому режимі, а значить, вона повинна бути максимально ефективною.

Таким чином, на основі методу аналізу ієрархій розроблений і застосований спосіб вибору газотурбінного обладнання для використання в ПГУ-ТЕЦ, який, крім



енергетичних показників, враховує також і економічні, і технічні критерії. Прийняті ваги рівня 1:

- Термодинамічні критерії – 1,5.
- Економічні критерії – 2,0.
- Технічні критерії – 1,0.

Такий вибір ваг означає, що термодинамічні критерії мають вагу в 1,5 разів більшу, ніж технічні і т.д. Прийнята вага 2:

- $\text{ККД}_{\text{ел}}/\text{ККД}_{\text{екс}}/\text{КІТ}$  (ККД з вироблення електроенергії, ексергетичний ККД, коефіцієнт використання палива) - 2,0.
- Температура на вході до газової турбіни -1,5.
- Температура на виході із газової турбіни -1,5.
- Чистий дисконтований дохід – 1,2.
- Індекс прибутковості – 2,0.
- Внутрішня норма доходності – 1,5.
- Складність схеми – 1,5.
- Надійність – 1,5.
- Габаритно-вагові характеристики – 1,0.

#### *4.1.4 Застосування методу аналізу ієрархій вибору джерела енергопостачання промислового підприємства*

Розглянемо застосування методу аналізу ієрархій для вибору моделі газової турбіни для ГТУ-ТЕЦ промислового підприємства:

- GE Aero LMS 100 + одноконтурний котел-утилізатор;
- GE Heavy Duty PG61111FA + КУ.
- Ansaldo V64.3A + КЗ.

Аналіз проводиться аналогічно до глави 2.

Найкращим варіантом представлених є ГТУ GE Aero LMS 100 рис.4.3.

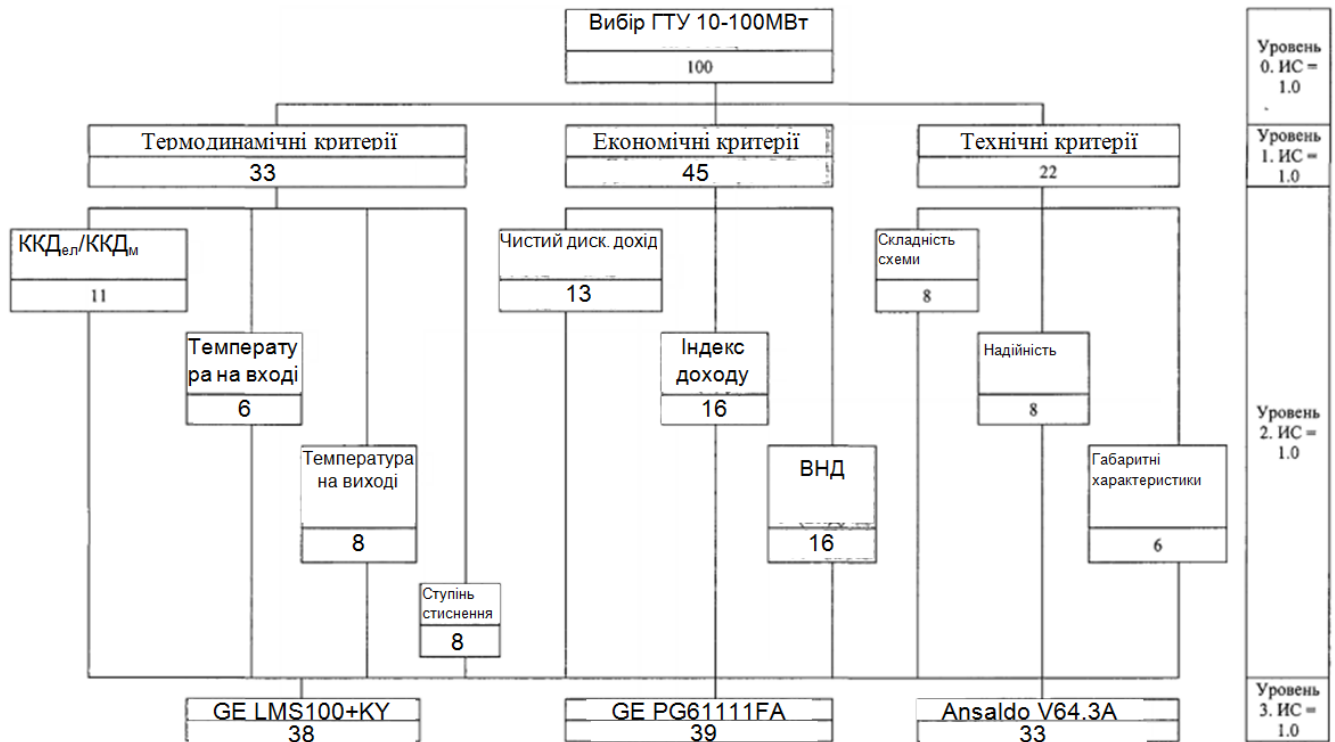


Рис.4.3 Вибір ГТУ для промислового підприємства

За термодинамічними показниками вона значно перевершує інші варіанти, попри невисоку температуру на вході в турбіну. Дві основні причини високої ефективності даної ГТУ - це наявність проміжного охолодження між ступенями компресора і високий ступінь стиснення в ньому. У зв'язку з цим даному показнику віддано значну вагу.

За економічними показниками дана турбіна є однією з найдорожчих.

Складність схеми мінімальна, надійність даної установки висока, що підтверджується тривалими випробуваннями та кількістю напрацьованих годинників. Це позитивно позначається на надійності.

Таким чином, даний спосіб вибору газотурбінного обладнання, що базується на методі аналізу ієрархій, також доцільно застосовувати для вибору джерела енергопостачання промислового підприємства.

#### 4.1.5 Застосування методу аналізу ієрархій для вибору приводної газотурбінної установки

Розглянемо застосування методу аналізу ієрархій вибору моделі газової турбіни для приводу компресора теплового насоса:

- ГТУ ГТД-1000.
- Mitsui MPP1000.
- Siemens SGT-100

Найкращим варіантом із представлених є ГТУ ГТД-1000 – рис.4.4.

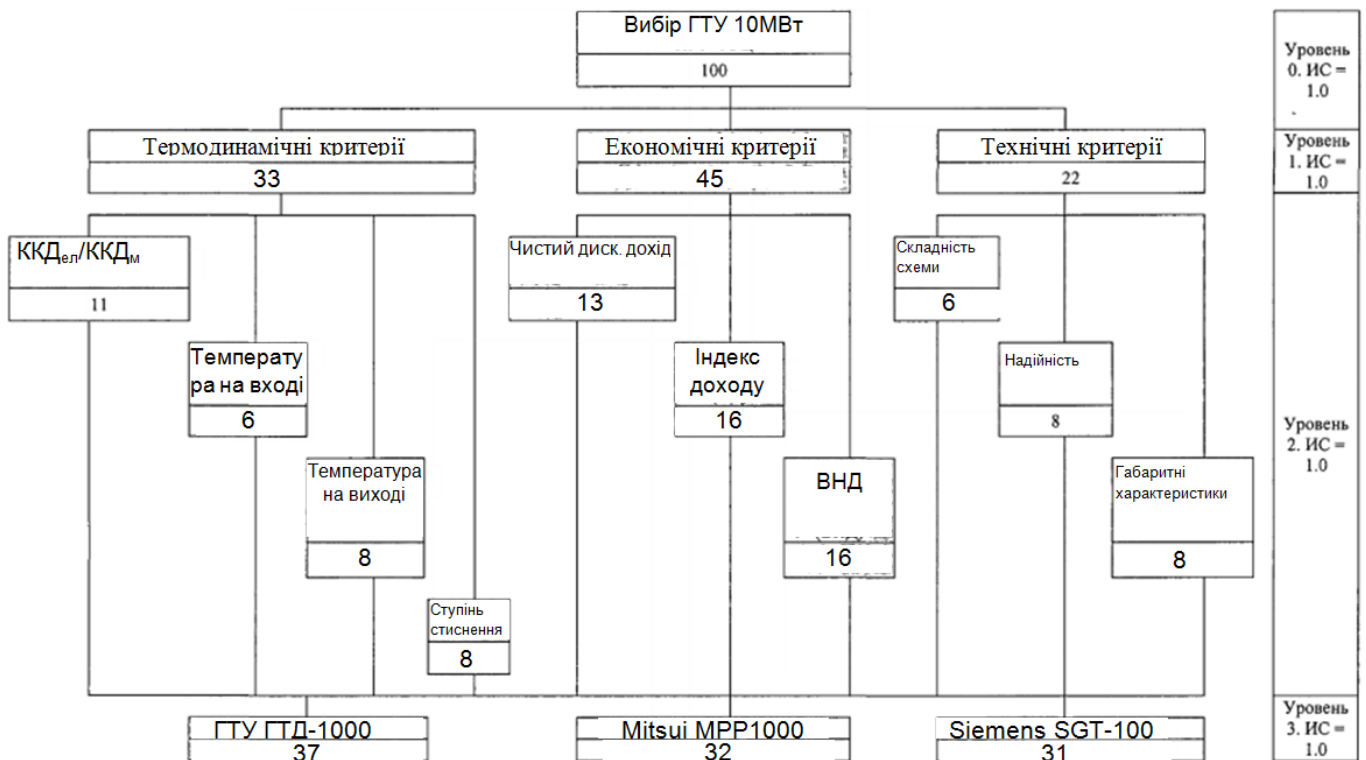


Рис.4.4 Застосування методу аналізу ієрархій на вибір ГТУ потужністю 10 МВт для приводу компресора

За термодинамічними показниками вона значно перевищує інші варіанти, переважно завдяки наявності рекуперації. Окремо необхідно відзначити, що турбіни такої потужності мають високий механічний ККД (до 40%), володіючи при цьому порівняно невисокою температурою продуктів згорання на вході в турбіну (~1000 °С) і малим ступенем стиснення - 6-8. У зв'язку з цим вага даних показників у підсумковій ієрархії скоригована відповідним чином порівняно з попередніми розділами.

За економічними показниками дана турбіна значно виграє у вибраних конкурентів через свою невисоку вартість.

Через те, що у двох інших варіантів схема роботи простіше (немає рекуперації), їхня ефективність нижча, що відображено в ієрархії.

Таким чином, даний спосіб вибору газотурбінного обладнання, заснований на методі аналізу ієрархій, є універсальним і в залежності від поставленого завдання, може коригуватися і змінюватися відповідним чином.

#### 4.2. Підвищення ефективності використання природного газу з енергетичної та екологічної сторони

З рис. 4.5 і 4.6 очевидно, що найбільше вироблення теплової енергії з 1 т у.п. природного газу отримується при зменшених викидах парникових газів. Це можливе в 3-х варіантах:

- при використанні парокompресійного ТН з електроприводом на електроенергії від ПГУ ( $\eta_{ел} = 50\%$ );
- при застосуванні парокompресійного ТН з газопоршневим двигуном;
- при використанні абсорбційного ТН з газовим нагріванням.

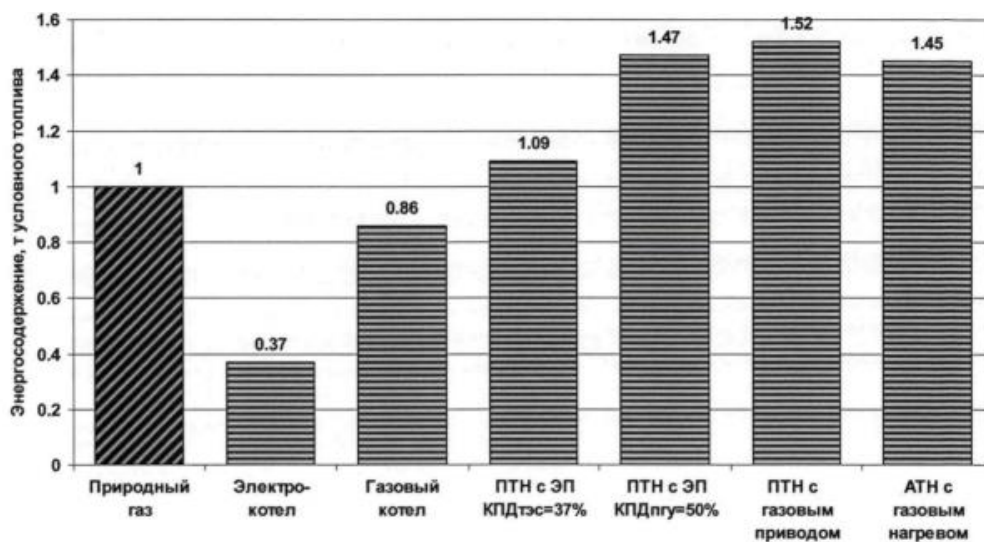


Рис. 4.5 Порівняння варіантів отримання теплової енергії 1 т у.п. природного газу

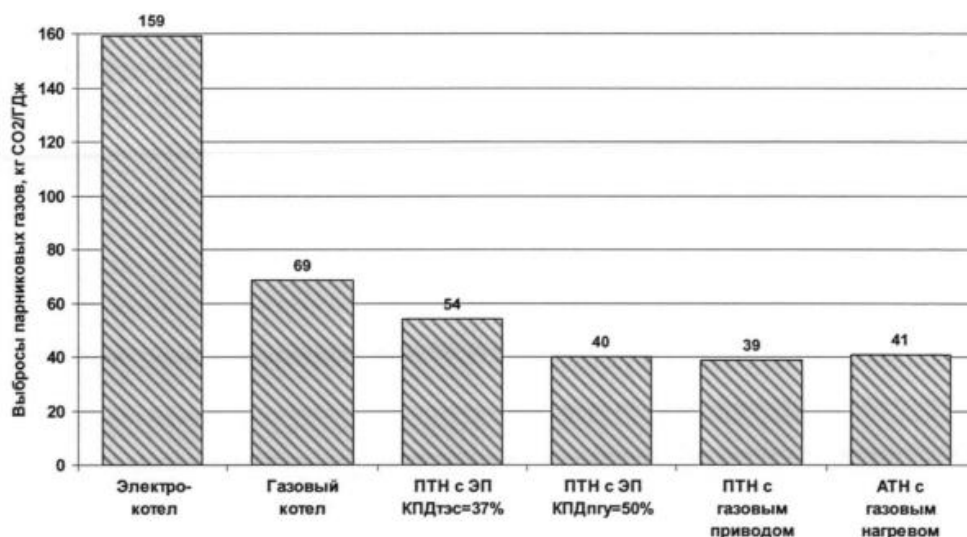


Рис. 4.6 Викиди шкідливих газів на виробництво 1 ГДж теплової енергії

Отже, необхідно розробити всі 3 варіанти впровадження тепло насосної установки. Залежно від конкретних завдань і умов слід використовувати найкращу якість різних видів ТН.

Ефективне використання природного газу при заміні газових котлів тепловими насосами може становити від 200 до 300 мільяр. м<sup>3</sup> за рік або від 2300 млн тонн до 3500 млн тонн на рік. Це дозволить скоротити шкідливі викиди на 40-60 млн тонн CO<sub>2</sub>. У той же час для покриття пікового теплового навантаження необхідно використовувати газовий котел. Основне і додаткове теплове навантаження повинні покриватися за рахунок ТЕЦ і ТНУ.

Варіант парокомпресійного теплового насосу з електроприводом, що працює від теплової електростанції, менш конкурентоспроможний з точки зору споживання первинного палива, але в порівнянні з газовими котлами економить 21% природного газу. Ефективність цієї опції можна підвищити, збільшивши коефіцієнт теплового перетворення до значень не менше 4-5.

### 4.3. Вибір холодоагентів в ТНУ

Вибір робочої речовини ТНУ (холодоагенту) є складним та багатофакторним завданням, при вирішенні якого необхідно враховувати безліч обставин.

Холодоагент повинен забезпечувати надійну та економічну роботу ТНУ у необхідному температурному діапазоні. Існують загальні вимоги до робочих речовин:

- термо та гідродинамічна ефективність;
- безпечність для екології;
- дотримання закону;
- експлуатаційна безпека;
- відносно низька вартість.

Як відомо, в даний час не знайдено робочу речовину, яка повністю задовольняє всі наведені вимоги.

За природою походження виділяють три типи робочих речовин ТНУ:

- природні холодоагенти (вода, повітря, аміак, вуглеводні, вуглекислий газ);
- синтетичні холодоагенти (фреони);
- сумішеві холодоагенти (суміші фреонів, фреонів із природними холодоагентами).

У свою чергу фреони поділяються на три типи: хлорфторвуглеці (ХФУ); гідрохлорфторвуглеводні (ГХФУ); гідрофторвуглеводні (ДФУ).

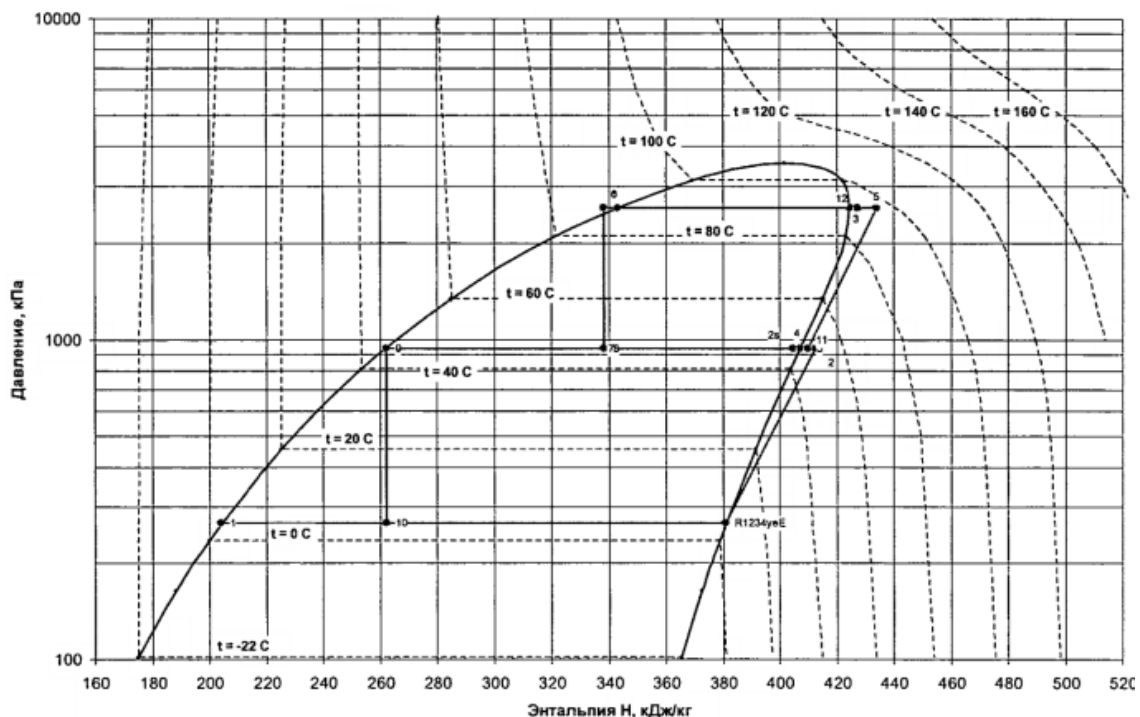


Рис.4.7 РН діаграма застосування холодоагенту R-1234ze

Особливо важливою вимогою є відповідність властивостей холодоагенту Монреальського протоколу захисту навколишнього середовища (1987 р.). Відповідно до цього протоколу, всі холодоагенти можна розділити на класи: озоноруйнуючі, перехідні та озонобезпечні. До озоноруйнівних відносяться хлорфторвуглеці, дозвіл на використання яких діє до 2010 р.; до перехідних – гідрохлорфторвуглеводні, які мають меншу стійкість в атмосфері, і тому не настільки впливають на руйнування озонового шару, як ХФУ, і виведення з обігу яких намічено до 2030 р.

Хлорфторвуглеці мають високий потенціал виснаження озону. Холодоагенти цього типу включають: R11, R12, R13, R113, R500, R502 і R503. Застосування хлорфторугеродів у промислово розвинених країнах заборонено, але існують альтернативи у тому числі у класі гідрохлорфторвуглеводнів.

Застосування екологічних холодогентів в ТНУ – на сьогоднішній день є актуальним, оскільки йде постійне посилення екологічних норм, які стосуються робочих тіл теплових насосів. Властивості поширених екологічних холодогентів наведено в таблиці 4.1 [18].

Очевидно, що перехід на екологічний холодоагент повинен здійснюватися з мінімальними витратами: нова речовина повинна бути придатною для використання в тепловому насосі з мінімальною модифікацією останнього. Це означає, що термодинамічні параметри цих речовин максимально наближені до існуючих холодогентів. Перш за все, мова йде про такі параметри, як критична температура, тиск і щільність, теплоємність і Індекс доцентровості.

Таблиця 4.1.

## Властивості речовин

Тип холодоагенту	Хімічна формула	ODP розрушує озон	Потенціал глобального потепління клімату	Мольна маса г/моль	Нормальна температура кипіння при	Критичний тиск, мпа	Критична температура, С
ОРВ	R-12(CF <sub>2</sub> Cl)	1	10900	120.	-29.8	4.13	112.0
	R-22(CHClF <sub>2</sub> )	0.055	1780	86.5	-40.8	4.99	96.1
Озонобезпечні	R-134a (CF <sub>3</sub> CH <sub>2</sub> F)	0	1430	102	-26.1	4.06	101.1
	R-32(CH <sub>2</sub> F <sub>2</sub> )	0	720	52	-51.7	5.79	78.1
	R-407C	0	1800	86.2	-43.6	4.63	86.0
Озонобезпечні з малим впливом на глобальне потепління	R-290 (CH <sub>3</sub> CH <sub>2</sub> CH <sub>3</sub> )	0	20	44.1	-42	4.25	96.8
	R-717(NH <sub>3</sub> )	0	0	17	-33.3	11.33	132.3
	R-744(CO <sub>2</sub> )	0	1	44.0	-78.4	7.38	30.98
	R-1234yf (CF <sub>3</sub> CF=CH <sub>2</sub> )	0	4	114	-29	3.38	95.0
	R-1234ze(E) (CF <sub>3</sub> CF=CHF)	0	6 <sup>2)</sup>	114	-19 <sup>2)</sup>	3.58 <sup>2)</sup>	111 <sup>2)</sup>

Таким чином, для поставленого завдання пошуку холодоагенту для ТНУ, що працює паралельно теплофікаційній установці, найбільш ефективнішими є: аміак, бутан, ізобутан.



#### 4.6. Висновки до четвертого розділу

1. Застосування газопоршневих установок для приводу компресорів ТНУ великої теплопродуктивності обмежено, що робить доцільним застосування газотурбінного приводу для теплових насосів великої теплопродуктивності.

2. На основі проведеного аналізу встановлено, що ефективність ГТУ одиничною потужністю до 10 МВт, призначених для приводу компресорів, на відміну від турбін іншої потужності, обумовлена наявністю повітряного рекуператора з високим ступенем регенерації тепла димових газів, при цьому температури на вході та виході з турбіни та ступінь стиснення у ГТУ малої потужності значно нижчі.

3. Термодинамічні критерії вибору газотурбінного обладнання для приводу теплонасосних установок: температура газу перед турбіною менше  $1000^{\circ}\text{C}$ , за турбіною  $\sim 420^{\circ}\text{C}$ , тиск  $p = 0,5 - 0,75$  МПа, з рекуперативним підігрівом повітря димовими газами та водогрійним котлом-утилізатором.

4. Розроблений спосіб вибору газотурбінного обладнання, заснований на методі аналізу ієрархій, враховує особливості вибору приводної ГТУ в частині термодинамічних критеріїв і може застосовуватися для вирішення цього завдання.

## ВИСНОВКИ

В результаті досліджень отримано нове рішення **актуального наукового завдання**, встановлення закономірностей тепломасообмінних процесів, які протікають при підвищенні ефективності використання природного газу.

1. Встановлено, що для визначення витрати палива на теплову та електричну енергію, що виробляються на ПГУ, повинен застосовуватися ексергетичний метод, як найбільш термодинамічно обґрунтований і дозволяє уникнути «перехресного субсидування».

2. Для максимально повного використання природного газу розроблена схема комбінованого виробництва електроенергії, тепла і отримання конденсату з відхідних газів з використанням парогазових і теплонасосних установок, яка дозволить збільшити відпустку теплоти від ПГУ-ТЕЦ до 8%.

3. Встановлено, що в якості заміни існуючих котелень при роботі в базовому і полубазовому режимі можуть бути використані високотемпературні теплові насоси теплопродуктивністю понад 10 Гкал / год з газотурбінним приводом компресора ТНУ замість електричного приводу, які дозволяють отримати до 87% більше теплової енергії в порівнянні з газовими водогрійними котлами.

4. Застосування газопоршневих установок для приводу компресорів ТНУ великої теплопродуктивності обмежено, що робить доцільним застосування газотурбінного приводу для теплових насосів великої теплопродуктивності.

5. На основі проведеного аналізу встановлено, що ефективність ГТУ одиничною потужністю до 10 МВт, призначених для приводу компресорів, на відміну від турбін іншої потужності, обумовлена наявністю повітряного рекуператора з високим ступенем регенерації тепла димових газів, при цьому температури на вході та виході з турбіни та ступінь стиснення у ГТУ малої потужності значно нижчі.

6. Термодинамічні критерії вибору газотурбінного обладнання для приводу теплонасосних установок: температура газу перед турбіною менше 1000 ° С, за

турбіною  $\sim 420$  ° С, тиск  $p = 0,5 - 0,75$  МПа, з реку-перативним підігрівом повітря димовими газами та водогрійним котлом-утилізатором.

7. Розроблений спосіб вибору газотурбінного обладнання, заснований на методі аналізу ієрархій, враховує особливості вибору приводної ГТУ в частині термодинамічних критеріїв і може застосовуватися для вирішення цього завдання.

8. Встановлено, що максимальний ККД ГТУ на рівні 40 - 45% досягається для різних областей застосування різними технічними рішеннями шляхом максимально можливого:

- збільшення температури газів (понад 1500 ° С) перед газовою турбіною великої потужності для великих міських ПГУ-ТЕЦ;

- збільшення тиску (понад 4 МПа) перед газовою турбіною середньої потужності для ГТУ-ТЕЦ промислових підприємств;

- збільшення ступеня регенерації тепла димових газів (до 80 - 90%) на підігрів повітря горіння для газотурбінного приводу (щодо невеликої потужності) великих теплових насосів.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Суходоля О.М. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. Біла книга енергетичної політики України «Безпека та конкурентоспроможність». Проект // Національний інститут стратегічних досліджень, 2014. 41 с. [http://www.niss.gov.ua/public/File/2014\\_nauk\\_an\\_rozrobku/Energy%20Strategy%202035.pdf](http://www.niss.gov.ua/public/File/2014_nauk_an_rozrobku/Energy%20Strategy%202035.pdf).
2. Розпорядженням Кабінету Міністрів України від № 605-р 18 серпня 2017 р. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». 2017. 73 с. <http://mpe.kmu.gov.ua/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>.
3. Долінський А.А., Басок Б.І., Базєєв Є.Т., Піроженко І.А. Комунальна теплоенергетика України: стан, проблеми, шляхи модернізації: у 2-х т. К., 2007. 828 с. 29. Малярєнко В.А., Лисак Л.В. Енергетика. Довкілля. Енергозбереження. Харків: Рубікон, 2004. 400 с. ISBN 966-7152-52-9.
4. Cost Estimates for Thermal Peaking Plant. // Parsons Brinckerhoff New Zealand Ltd., 2008. 13. Cost and Performance Data for Power Generation Technologies. // National Renewable Energy Laboratory, 2012.
5. RWE npower to start 2,160-MW Pembroke CCGT in September. // Gas to Power Journal, 2012.
6. General Electric LMS100 Aeroderivative Gas Turbines. // General Electric, 2013.
7. Богданов А.В. П 147 36. Bailer P., Pietrucha U. District heating and district cooling with large centrifugal chiller - heat pumps // Proc. 10th International Symposium on District Heating and Cooling. 3-5 September 2006, Hanover, Germany. - 8 p.
8. Андрєєв С.Ю., Малярєнко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.), Немировський І.А. Когенерація у муніципальній енергетиці // Енергосбережение. Енергетика. Енергоаудит, 2015. № 2(133). С. 15-24. ISSN 2218-1849.
9. Андрєєв С.Ю., Малярєнко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.), Шубенко О.Л., Бабак М.Ю., Сенецький О.В. Дослідження перспектив впровадження

когенераційних технологій в комунальній енергетиці України // Східно-Європейський журнал передових технологій, 2015. № 8 (74). Т. 2. С. 11- 17. ISSN 1729-3774.

10. Андрєєв С.Ю., Малярєнко В.А., Темнохуд І.О. (Казарова І.О.), Сенецький О.В. Можливості підвищення енергоефективності теплових мереж шляхом впровадження когенерації // Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. Вісник НТУ «ХПІ»: Зб. наук. праць. Харків: НТУ «ХПІ», 2015. № 17(1126). С. 147-155. ISSN 2078-774X.

11. Темнохуд І.О. (Казарова І. О.). Електротехнічна структура перетворення котельні в Міні-ТЕЦ // Комунальне господарство міст, 2015. № 121. С. 90-94. ISSN 0869-1231.

12. Rabl A., Curtiss P.S., Pons A., et al. Environmental Impacts and Costs: the Nuclear and the Fossil Fuel Cycles: Report to EC of Project «External Costs of 148 Fuel Cycles: Implementation of the Accounting Framework in France». DG XII. // Ecole des Mines de Paris, France, 1995. - 120 p.

13. Curtiss P.S., Rabl A. Impact analysis for air and water pollution: methodology and software implementation // Environmental Modeling - Vol.3. Computer Methods and Software for Simulating Environmental Pollution and its Adverse Effects / Edited by Zanetti P. - CA, USA. Computational Mechanics Publications, UK, 1996. - P. 393-426.

14. Estimating Fuel Cycle Externalities: Analytical Methods and Issues: Report 2 / Oak Ridge National Laboratory and RFF, USA. - Study by US DOE and Commission of EC, July 1994. - 350 P.

15. Externalities of Fuel Cycles ExternE Project. Coal Fuel Cycle: Report № 2 / European Commission DG XXII. - 1994. - 325 P. 174. Rabl A., Curtiss P.S., Pons A., et al. Environmental Impacts and Costs: the Nuclear and the Fossil Fuel Cycles: Report to EC of Project «External Costs of Fuel Cycles: Implementation of the Accounting Framework in France». DG XII. / Ecole des Mines de Paris, France, 1995. - 120 p.

16. Rabl A., Spadaro J.V., Sultanguzin LA. External Cost of Biomass and Waste Inceneration // 1st progress report. / Ecole des Mines de Paris, France, May, 1996. - 55 P.

17. Rowe R.D., Chestnut L.G., Lang CM. et al. The New York Environmental Externalities Cost Study: Summary of Approach and Results. Workshop on the External Costs of Energy: Report / RCG/Hagler Bailly, Tellus Institute, USA. - Organized by the EC and IEA-OECD. - Brussels, Belgium, January 1995.-50 P.
18. Spadaro J.V. Evaluation des dommages de la pollution de l'air: modelisation, etudes de sensibilité, et applications: These de Doctorat en Energetique de l'Ecole des Mines de Paris. - Paris, France, 1999. - 350 P.
19. Dockery D.W., Pope III CA. Acute respiratory effects of particulate air pollution//Ann. Rev. Public Health. - 1994. -Vol.15. - P.107-132.
20. Bailer P., Pietrucha U. District heating and district cooling with large centrifugal chiller–heat pumps //Proc. 10th Int. Symp. on District Heating and Cooling. – 2006. – C. 3-5.
21. Becker F.E., Zakak A.I. Recovering energy by mechanical vapor recompression // Chem. Engng. Proc. 1985. Juli. 134. Eisa M.A., Best R., Holland F.A. Working fluids for high temperature heat pumps // Heat Recovery System. 1986. No. 11. P. 305-311.
22. Exergoeconomic analysis of a combined cycle system utilizing associated gases from steel production process based on structural theory of thermoeconomics / Hua Yao, Deren Sheng, 158 Jianhong Chen, Wei Li, Anping Wan, Hui Chen // Applied Thermal Engineering. – 2013 (51). - P.476- 489.
23. Schmid F. Sewage water: interesting heat source for heat pumps and chillers //9th International IEA Heat Pump Conference, Switzerland. Paper. – 2008. – №. 5.22. – C. 1-12.
24. Forsen M. и др. European Heat Pump Statistics Outlook 2009 // Lunz, Austria. 2009 г. - 18 стр. (<http://www.ehpa.org>). 138. Heat pump in the chemical process industry and dairy industry // Energy Technology. – 1985. – № 2.
25. Heat pump in the stone, wood and textile // Energy Technology. – 1985. – №2.
26. International Symposium of the industrial application of heat pump. March. P – 24-26. – 1982.

27. Mancarella P. Cogeneration systems with electric heat pumps: Energy – shifting properties and equivalent plant modeling / Energy Conversion and Management. – 2009 (50). – P.1991-1999.
28. Nowacki J. Heat pumps in energy statistics - Suggestions - Lidingo, Sweden. // – 2007. – 23 p.
29. Sternlicht B. Waste energy recovery: an excellent investment opportunity //Energy Conversion and Management. – 1982. – V. 22. – № 4.