

Вінницький національний технічний університет  
(повне найменування вищого навчального закладу)

**Факультет будівництва, теплоенергетики та газопостачання**  
(повне найменування інституту, назва факультету)

Кафедра теплоенергетики  
(повна назва кафедри)

**Пояснювальна записка**  
до магістерської кваліфікаційної роботи  
магістра  
(ступінь вищої освіти)

на тему «ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ В  
ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНОЇ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ  
КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТЕПЛОАСОСНИХ УСТАНОВОК»  
08-11.МКР.010.00.00.000 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу групи ТЕ-18м  
спеціальності  
144 - теплоенергетика  
(шифр і назва спеціальності)

Форсюк П. Д.  
(прізвище та ініціали)

Керівник Остапенко О.П.  
(прізвище та ініціали)

Опонент \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

Вінниця - 2019 року

Вінницький національний технічний університет  
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет будівництва, теплоенергетики та газопостачання

Кафедра теплоенергетики

Ступінь вищої освіти магістр

Спеціальність 144 - теплоенергетика  
(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри ТЕ

\_\_\_\_\_ С.Й.Ткаченко  
“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

**З А В Д А Н Н Я**

**НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Форсюку Павлу Дмитровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНІ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТЕПЛОАСОСНИХ УСТАНОВОК»

керівник роботи – Остапенко Ольга Павлівна, к.т.н., доцент

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від 02.10. 2019 року № 254

2. Строк подання студентом роботи 26.11.2019 р.

3. Вихідні дані до роботи: потужність опалення 6 МВт; потужність споживачів гарячого водопостачання (ГВП) 2 МВт; загальна тепловидатність котельні 8 МВт; температура прямої мережної води на виході із котельні 95 °С; температура зворотної мережної води 70 °С.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): аналітичний літературний огляд з ефективності використання теплонасосних технологій, методика та результати досліджень з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні з КТНУ, практичні рекомендації щодо ефективного застосування когенераційних теплонасосних установок в тепловій схемі котельні, аналіз економічної ефективності теплової схеми котельні із застосуванням КТНУ, охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

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

схема теплова загальна котельні з КТНУ, модернізований план котельні санаторію з КТНУ, аксонометрична схема монтажу когенераційно-теплонасосної установки, план розташування обладнання та трубопроводів КТНУ, розрізи, календарний план монтажних робіт, функціональна схема автоматизації водогрійної котельні, техніко-економічні показники, графічні залежності.

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Аналіз економічної ефективності теплової схеми котельні із застосуванням КТНУ			
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях			

7. Дата видачі завдання 02.10.2019 р.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів МКР	Строк виконання етапів МКР	Примітка
1	Аналітичний літературний огляд з ефективності використання теплонасосних технологій	03.10.19 – 14.10.19	
2	Методика та результати досліджень з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні з КТНУ	15.10.19 – 29.10.19	
3	Практичні рекомендації щодо ефективного застосування когенераційних теплонасосних установок в тепловій схемі котельні	30.10.19 – 11.11.19	
4	Аналіз економічної ефективності теплової схеми котельні із застосуванням КТНУ	12.11.19 – 26.11.19	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	12.11.19 – 26.11.19	

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

**Форсюк П. Д.**  
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ (підпис)

**Остапенко О.П.**  
(прізвище та ініціали)

## Анотація

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуті питання з підвищення ефективності енерговикористання та визначення енергоефективних режимів роботи теплової схеми котельні з використанням когенераційно-теплонасосних установок (КТНУ), виконана оцінка обсягів економії енергоресурсів від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведені дослідження з підвищення ефективності енерговикористання для теплової схеми котельні (на прикладі котельні в місті Славута) із використанням КТНУ. Досліджено засоби з підвищення ефективності теплової схеми котельні (на прикладі котельні в місті Славута) із застосуванням КТНУ. Досліджено та оцінено вплив режимів роботи теплової схеми котельні із застосуванням КТНУ на показники енергетичної та економічної ефективності теплової схеми котельні. Проведено дослідження, визначено енергоефективні режими та економічно обґрунтовані умови застосування КТНУ в тепловій схемі котельні (на прикладі котельні в місті Славута). Розроблені рекомендації із підвищення ефективності енерговикористання для теплової схеми котельні (на прикладі котельні в місті Славута) із застосуванням КТНУ.

Встановлено енергетичний та економічний ефект від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні в місті Славута.

Оцінено економічну ефективність модернізації теплової схеми котельні в місті Славута з встановленням КТНУ в тепловій схемі котельні, складений локальний кошторис. Розглянуті питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

## Annotation

In the master's qualification work the issues of increase of energy use efficiency and determination of energy efficient modes of operation of the boiler thermal scheme with using cogeneration-heat pump installations (CHPI) were considered, the estimation of the energy saving volumes from the use of CHPI in the boiler thermal scheme is carried out.

In the master's qualification work the researches on increase of efficiency of energy use for a boiler-house thermal scheme (on the example of a boiler-house in the city of Slavuta) with the use of CHPI were carried out. Means for improving the efficiency of the boiler-house thermal scheme (for example, a boiler-house in the city of Slavuta) with the use of CHPI were investigated. Influence of operating modes of the boiler-house thermal scheme with the use of CHPI on the energy and economic efficiency indicators of the boiler-house thermal scheme was investigated and evaluated. Research has been carried out, energy efficiency modes have been determined and economically justified conditions for the use of CHPI in the boiler-house thermal scheme (for example, a boiler-house in the city of Slavuta) are determined. Recommendations for improving energy efficiency for the boiler-house thermal scheme (for example, a boiler-house in the city of Slavuta) with the use of CHPI have been developed.

The energy and economic effect of the CHPI application in the thermal scheme of the boiler-house in the city of Slavuta was established.

The cost-effectiveness of modernization of the boiler-house thermal scheme in the city of Slavuta with the installation of the CHPI in the boiler-house thermal scheme was estimated, and a local budget was drawn up. Issues of occupational safety and health in emergency situations are considered.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
<b>1 АНАЛІТИЧНИЙ ЛІТЕРАТУРНИЙ ОГЛЯД З</b>	
<b>ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОНАСОСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ...</b>	
1.1 Теплові насоси. Принцип дії. Аналіз типів теплових насосів.....	11
1.2. Ефективність та досвід застосування теплових насосів .....	18
1.3 Успішний досвід використання теплонасосних систем теплового насосу у світі.....	24
1.4 Аспекти проблем стимулювання впровадження теплових насосів .....	27
<b>2 МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ З</b>	
<b>ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ</b>	
<b>В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНІ З КТНУ .....</b>	
2.1 Система енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками для теплової схеми опалювальної водогрійної котельні в м. Славута.....	33
2.2 Техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) застосування СЕ з КТНУ для теплової схеми опалювальної котельні в місті Славута .....	35
2.3 Дослідження ефективності КТНУ для теплової схеми котельні в м. Славута для першого сезону, з використанням теплоти ВЕР.....	38
2.4 Дослідження ефективності КТНУ для теплової схеми котельні в м. Славута для режиму ГВП, з використанням теплоти природних джерел ...	41
2.5 Дослідження енергоекономічної ефективності КТНУ для теплової схеми котельні в м. Славута з використанням теплоти ВЕР та природних джерел.....	45
<b>3 ПРАКТИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ЕФЕКТИВНОГО</b>	
<b>ЗАСТОСУВАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТЕПЛОНАСОСНИХ</b>	
<b>УСТАНОВОК В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНІ .....</b>	
3.1 Робочі показники котельні в місті Славута.....	47
3.2 Ефективність варіантів застосування когенераційно	

теплонасосної установки в тепловій схемі котельні в місті Славута .....	48
3.3 Аналіз ефективності варіантів застосування КТНУ для теплової схеми котельні в місті Славута та обґрунтування вибору найбільш ефективного варіанту .....	62
3.4 Вибір теплонасосного, когенераційного та допоміжного обладнання для обраного варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні в місті Славута.....	63
3.5 Розробка схеми автоматизації котельні в місті Славута з газовими котлами.....	63
3.6 Розробка технології монтажу КТНУ для теплової схеми котельні в місті Славута .....	65
3.7 Математичне програмне забезпечення розрахунків ефективності КТНУ для теплової схеми котельні в місті Славута .....	66
<b>4 АНАЛІЗ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ КТНУ .....</b>	<b>75</b>
4.1 Визначення капітальних вкладень на модернізацію котельні .....	76
4.2 Техніко-економічні показники проекту.....	76
<b>5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....</b>	<b>82</b>
5.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта .....	83
5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії .....	86
5.3 Розрахунок режиму роботи персоналу в умовах радіаційного забруднення .....	94
<b>ВИСНОВКИ.....</b>	<b>101</b>
<b>ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....</b>	<b>104</b>
<b>ДОДАТКИ.....</b>	<b>121</b>

## ВСТУП

**Актуальність роботи.** На основі результатів багаторічних досліджень були отримані кількісні оцінки відносної паливної економічності комбінованих когенераційних теплонасосних установок (в порівнянні з традиційними способами генерації теплоти - з використанням котельних установок і автономних теплонасосних установок, що споживають мережеву електроенергію), які підтверджують більш високу енергоефективність комбінованих установок, перспективність і доцільність їх застосування в муніципальній теплоенергетиці і теплотехнологіях в Україні.

**Метою МКР** є підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі водогрійної котельні (ТСВК) з використанням когенераційно-теплонасосних установок (КТНУ), визначення енергоефективних та економічно обґрунтованих режимів роботи, оцінка обсягів економії коштів та енергоресурсів у разі застосування КТНУ в тепловій схемі.

### **Завдання МКР:**

- дослідити засоби з підвищення ефективності енерговикористання у ТСВК (на прикладі котельні в місті Славута) у разі використання КТНУ;
- дослідити та оцінити вплив змінних режимів роботи ТСВК (на прикладі котельні в місті Славута) із КТНУ на показники ефективності ТСВК;
- провести дослідження, визначити енергоефективні та економічно доцільні режими та умови застосування КТНУ в ТСВК (на прикладі котельні в місті Славута);
- розробити рекомендації із підвищення ефективності енерговикористання в ТСВК (на прикладі котельні в місті Славута) із застосуванням в схемі КТНУ.

**Об'єкт дослідження** – ефективність енерговикористання в тепловій схемі водогрійної котельні (ТСВК) із застосуванням когенераційних теплонасосних установок (КТНУ).

**Предмет дослідження** – процеси в елементах ТСВК з КТНУ, що сприятимуть підвищенню ефективності енерговикористання.



**Наукова новизна:**

– проведено апробацію методу оцінювання енергоекономічної ефективності ТСВК з СЕ та КТНУ на основі показників енергоекономічної ефективності СЕ з КТНУ, що здійснено для визначення режимів енергоефективної та енергоекономічної експлуатації ТСВК з СЕ та КТНУ;

– дістали подальший розвиток методи прогнозування умов енергоекономічно ефективної інтеграції ТСВК з СЕ та КТНУ в муніципальну та промислову теплоенергетику України в частині визначення оптимальних енергоекономічних умов застосування ТСВК з СЕ та КТНУ.

**Методи дослідження.** Дослідження проведено методом числового експерименту, визначено енергетичну та економічну ефективність теплової схеми котельні з КТНУ. Енергоефективні та економічно обґрунтовані режими роботи теплової схеми котельні з КТНУ визначалися з використанням програми SOLKANE Refrigerants 8.0, адекватність результатів якої підтверджено характеристиками обладнання та холодоагентів за даними фірм-виробників.

**Практичне значення одержаних результатів.** Встановлено енергетичний та економічний ефект від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні.

**Особистий внесок здобувача** полягає у проведенні числових досліджень МКР, розробці методичних рекомендацій з оцінки та підвищення енергетичної та економічної ефективності теплової схеми котельні з КТНУ, встановленні енергетичного та економічного ефекту від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні.

**Зв'язок МКР з науковими програмами, планами, темами.** Тематика досліджень МКР відповідає науковому напрямку досліджень кафедри теплоенергетики ВНТУ: «Синтез комбінованих теплоенергетичних установок, теплотехнологічних систем та устаткування».

**Апробація результатів роботи.**

Матеріали та результати досліджень доповідалися на п'яти конференціях:

– на трьох Міжнародних конференціях: на Міжнародній науково-практичній конференції «Університетська наука-2018» (Маріуполь, 23-24 травня 2018 р.); на

Міжнародній науково-практичній конференції «Літні наукові дискусії» (м. Вінниця, 2018 р.); Міжнародній науково-практичній конференції «Інноваційні технології в будівництві» (2018 р., Вінниця);

– на Всеукраїнській науково-практичній конференції студентів, «Актуальні проблеми сучасної енергетики» (23 – 25 травня 2018 р., Херсон);

– на регіональній науково-практичній інтернет-конференції «Молодь в науці (МН-2018)» (2018 р., Вінниця, ВНТУ).

**Публікації.** Результати проведених досліджень опубліковано в шести наукових публікаціях: одній науковій статті [1] у фаховому виданні України, чотирьох наукових статтях у збірниках матеріалів Міжнародних, Всеукраїнських та регіональних конференцій [2-5], а також тезах доповіді Міжнародної конференції [6].

# 1 АНАЛІТИЧНИЙ ЛІТЕРАТУРНИЙ ОГЛЯД З ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОНАСОСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

## 1.1 Теплові насоси. Принцип дії. Аналіз типів теплових насосів

В даний час розробка пристроїв, що використовують нетрадиційні джерела енергії такі як: енергію вітру, води, сонця, геотермальну енергію, а також теплову енергію, що міститься у воді, повітрі та землі, актуальна серед вчених у всьому світі. Одним з таких пристроїв є теплові насоси.

Тепловий насос являє собою машину, що реалізує зворотній термодинамічний цикл, в результаті чого здійснюється перенесення теплоти від менш нагрітих тіл до більш нагрітих. За принципом роботи теплові насоси можна розділити на сорбційні і парокомпресійні [7].

В сорбційних теплових насосах сорбент за допомогою термохімічних процесів поглинає робочий агент з виділенням теплоти - процес сорбції. А потім, з поглинанням теплоти з сорбенту виділяється робочий агент - процес десорбції. Для роботи такого теплового насоса необхідно розташовувати трьома зовнішніми джерелами теплоти: гріюче джерело, джерело низької температури, для охолоджуваного елемента установки, і навколишнє середовище. Використання додаткового джерела теплоти робить такий вид насоса більш витратним у порівнянні з парокомпресійним [8].

Парокомпресійні теплові насоси можна представити у вигляді системи з трьох замкнутих контурів, що показано на рис. 1.1. У першому циркулює антифриз, який збирає теплоту з навколишнього середовища, даний контур так само називається зовнішнім. Другий являє собою цикл теплового насоса, в якому циркулює холодоагент. Він відбирає теплоту зовнішнього теплоносія, випаровуючись при низькій температурі, і віддає теплоприймачу, конденсуючись при високій температурі. Третій контур є внутрішнім контуром, по якому циркулює теплоприймач, наприклад вода систем тепlopостачання [9].

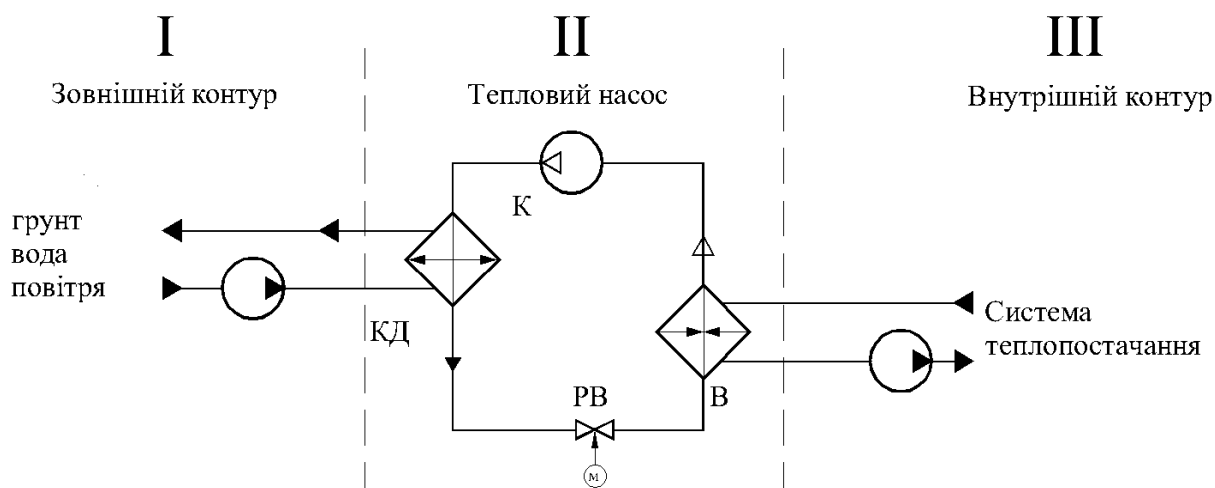


Рис. 1.1 - Принципова схема компресійного теплового насоса: В - випарник; К - компресор; КД - конденсатор; РВ - регулюючий вентиль

Теплові насоси так само можна класифікувати за джерелам низькопотенційної теплоти, які в свою чергу можуть бути природного і штучного походження. Природними джерелами можуть бути: зовнішнє повітря, підземні води, ґрунт, сонячна енергія, поверхневі води, такі як річка, озеро, море. До штучних джерел теплоти відносять: стічні води, витяжне повітря систем вентиляції і так далі [10].

У повітряних теплових насосах повітря продувається через випарник, віддаючи тепло холодильному агенту. Холодильний агент, проходячи через конденсатор віддає тепло воді, яка використовується для опалення. Зовнішнє повітря як джерело низькопотенційної теплоти для теплових насосів є дуже доступним ресурсом. Однак коефіцієнт тепловіддачі повітря дуже низький, а при змінах його температури у великому діапазоні, досягаючи негативних значень, ефективність теплового насоса сильно знижується [11].

Принципова схема повітряного теплового насоса показана на рис. 1.2.

У теплових насосах з водяними джерелами тепла (річки, озера, моря) використовується накопичена енергія сонця. Ця енергія є ідеальним джерелом для теплових насосів, так як вона надходить безперервно, хоча і є менш доступною, ніж повітря. Температура води в незамерзаючих водоймах не опускається нижче 4 °С, а артезіанська вода має майже постійну температуру 10 °С. З огляду на те, що при відборі тепла воду не можна охолоджувати нижче 0 °С, перепад температури на

теплообміннику становить кілька градусів. При цьому для відбору необхідної кількості тепла потрібно збільшувати витрату води [12].

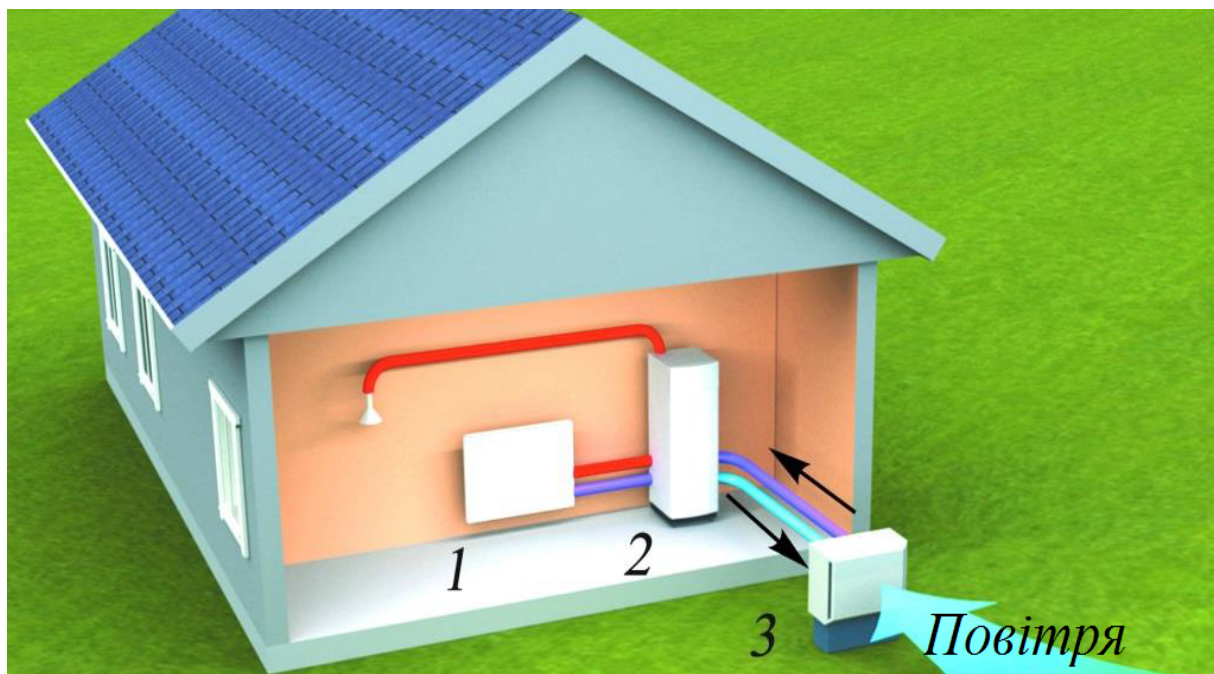


Рис. 1.2 - Повітряний тепловий насос:

1 - опалювальний прилад; 2 - тепловий насос; 3 – випарник

Контур відбору тепла з водойми може бути відкритим або закритим. У першому випадку вода з водойми перекачується через охолоджувач, охолоджується і повертається у водойму. Така система вимагає фільтрації подається в охолоджувач води і періодичної чистки теплообмінника [13]. Закритий контур укладається на дно водойми. Орієнтовне значення теплової потужності на 1 м трубопроводу закритого контуру складає близько 30 Вт. Тобто для отримання 10 кВт тепла контур повинен мати довжину 300 м. Для того, щоб контур не спливав, на 1 погонний метр необхідно встановлювати вантаж близько 5 кг.

Якщо на необхідній глибині доступні ґрунтові води, то використовується тепловий насос «вода-вода» або «вода-повітря». Завдяки високій теплоємності води, ефективність системи буде дуже висока. Стабільна температура ґрунтових вод близько  $+ 8\text{ }^{\circ}\text{C}$  -  $+ 12\text{ }^{\circ}\text{C}$  гарантує оптимальне джерело низькопотенційного тепла.

Грунтові води перекачуються з однієї свердловини в тепловий насос, віддають там тепло, а звідти перетікають в іншу свердловину (зливну), віддалену на певну відстань [14;15].

Енергетично ефективні теплові насоси, що використовують геотермальні і підземні води. У США федеральним законодавством затверджені вимоги щодо обов'язкового використання геотермальних теплових насосів (ГТН) при будівництві нових громадських будівель. У Швеції 50% всього опалення забезпечується геотермальними тепловими насосами. До 2020 р. за прогнозами Світового енергетичного комітету частка геотермальних теплових насосів складе 75%. Термін служби ГТН становить 25-50 років.

У ґрунтових ТН використовується тепла енергія, накопичена в ґрунті за рахунок нагріву її сонцем або іншими джерелами. При горизонтальному виконанні трубопроводу, в якому циркулює рідина, заривається в землю на глибину нижче рівня промерзання ґрунту (1,0-1,5 м). Мінімальна відстань між трубами 0,8-1,0 м. Кращим є вологий ґрунт. Орієнтовне значення теплової потужності на 1 м трубопроводу становить 20-30 Вт. Таким чином, для отримання 10 кВт тепла необхідний земляний контур довжиною 350-500 м, який можна розмістити на ділянці землі площею 400-500 м<sup>2</sup> [16].

Типова принципова схема теплової насосної установки приведена на рис. 1.3.

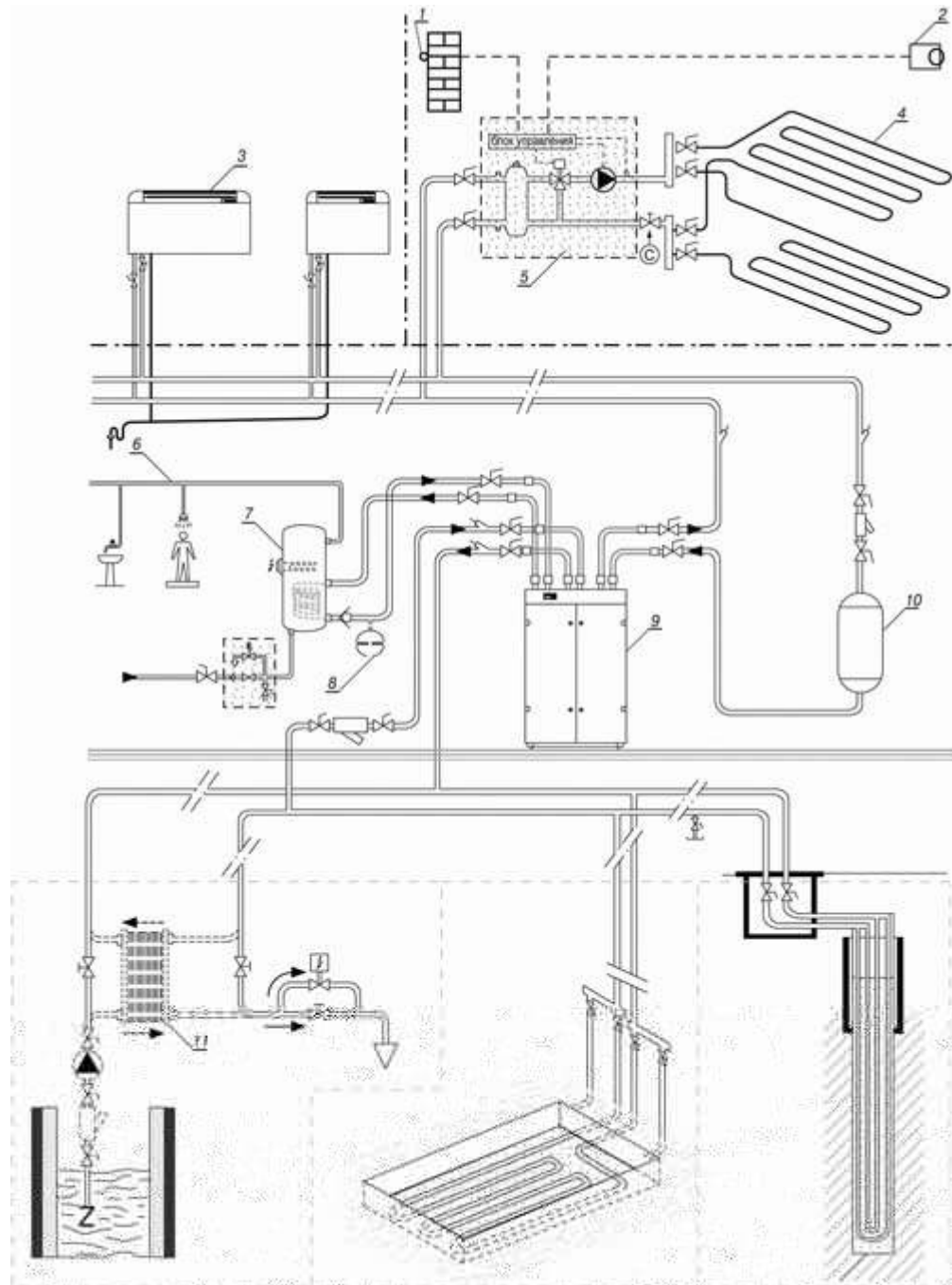
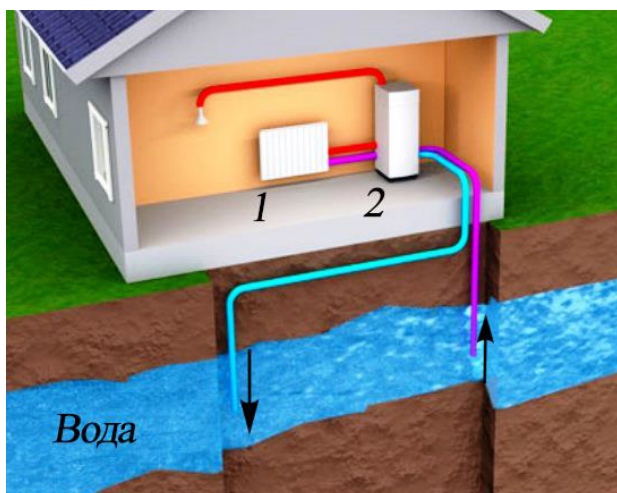


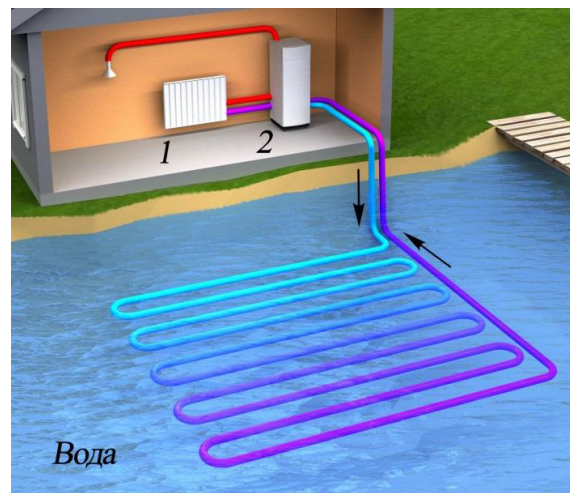
Рис. 1.3 - Типова принципова схема теплової насосної установки:

- 1 - датчик зовнішньої температури; 2 - датчик температури в приміщенні;  
 3 - фенкоіл; 4 - обігрівач; 5 - гідромодуль; 6 - система гарячого водопостачання;  
 7 - бойлер; 8 - розширювальний бак; 9 - тепловий насос; 10 - бак-акумулятор; 11 -  
 проміжний теплообмінник

Теплові насоси, які використовують воду в якості низько потенційного джерела теплоти, так само поділяються на два типи: відкритий і закритий, які показані на рис. 1.4 [17].



а



б

Рис. 1.4 - Водяний тепловий насос відкритого (а) і закритого (б) типів:

1 - опалювальний прилад; 2 - тепловий насос

Таким чином для реалізації теплового насоса, що відбирає теплоту у води, необхідні або великі витрати на очисне обладнання, або, що знаходиться поруч з будівлею, досить глибока водойма, що є окремим випадком.

Теплові насоси, що використовують теплоту землі як джерело можна розділити на три типи по виду теплообмінника: горизонтальний, вертикальний, кошик і спіраль, що показані на рис. 1.5 та 1.6 [18].

Горизонтальні геотермальні теплові насоси забирають теплоту за допомогою ґрунтового теплообмінника покладеного горизонтально в землі і званого колектором. Колектор розміщується кільцями або змієподібно на глибині нижче промерзання ґрунту. При цьому відстань між трубами складає не менше 0,7-1 м. Отже, даний тип теплового насоса потребує великих за площею земляних роботах [19].

Вертикальний теплообмінник являє собою трубну систему, у вигляді U-образного коліна, занурену в свердловину. Глибина свердловини варіюється в межах 20-120 м. Антифриз переносить теплоту землі з глибини, циркулюючи по трубах. На глибині понад 10 - 15 м. Ґрунт має постійну температуру протягом року



дорівнювати приблизно  $8-10^{\circ}\text{C}$ . Перевагами такої системи є її компактність і відносна дешевизна і швидкість процедури буріння [20].

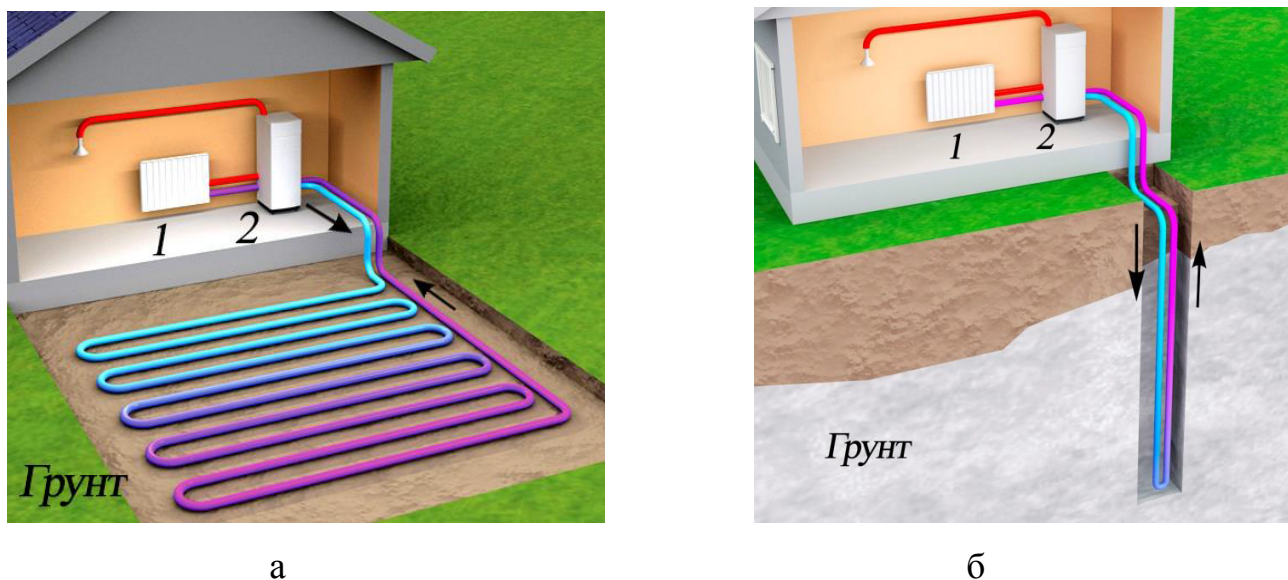


Рис. 1.5 - Горизонтальний (а) і вертикальний (б) теплообмінники:  
1 - опалювальний прилад; 2 - тепловий насос

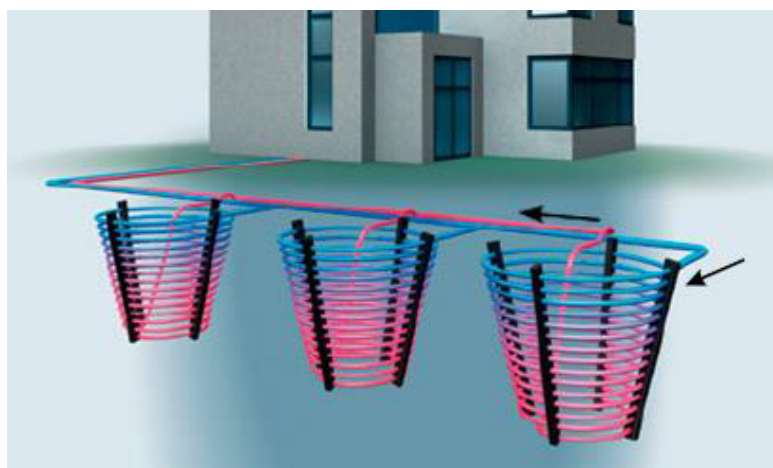


Рис. 1.6 - Геотермальний теплообмінник типу «Кошик»

Вертикальний теплообмінник можна так само застосовувати в палях споруд, що зменшує собівартості бурильних робіт [21].

Окремо класифікуються теплообмінники типу «Кошик» і «Спіраль». Вони об'єднали в собі властивості горизонтальних теплообмінників і спосіб установки вертикальних теплообмінників. Такий тип теплообмінника не вимагає глибокого

буріння свердловин і одночасно використовує меншу площу, в порівнянні з горизонтальним колектором. Однак для «тепових кошиків», при високому рівні ґрунтових вод, потрібно виконувати водозниження, яке вимагає спеціального устаткування і дотримання технології.

Для спірального теплообмінника, в разі, коли ґрунт піщаний або є ґрунтові води, що б зменшити ймовірність обвалення або опливання свердловини використовують обсадні труби. Однак свердловина в ґрунті для установки такого теплообмінника майже завжди проводиться за допомогою спірального бура. Мінімальні глибина свердловини для спірального теплового насоса становить п'ять метрів [22].

## **1.2 Ефективність та досвід застосування теплових насосів**

Питання енергоресурсозбереження та економного використання палива, води і енергії є одними з актуальних і пріоритетних проблем розвитку, тому необхідне проведення раціональної політики енергокористування, в основі якої енергоресурсозберігаюче господарство у всіх галузях народного господарства [23].

Потенціал вторинних енергетичних ресурсів і поновлюваних джерел енергії до середини поточного сторіччя зможе покрити близько 50% світової потреби в енергетичних ресурсах. В даний час за рахунок поновлюваних джерел енергії задовольняється лише близько 4% попиту. Тільки в одній Німеччині, в якій активно просувається політика використання поновлюваних джерел енергії, потенціал становить 8700 ПДж в рік, що відповідає 60% сьогоdnішнього рівня споживання первинних енергоресурсів. Технічний потенціал виробництва електричних елементів енергії з використанням відновлюваних джерел енергії становить, за оцінками Федерального Міністерства навколишнього середовища, охорони природи та безпеки ядерних реакторів, 525 ТВт.год на рік. що відповідає сучасному загальному валовому обсягу виробництва електричної енергії в Німеччині. В даний час він використовується приблизно на 5%. У разі повного використання в Німеччині потенціалу відновлюваних джерел енергії, економія може

скласти приблизно 3600 ПДж копалин енергоресурсів, що становить приблизно 70% енергії, одержуваної кінцевим споживачем [24].

Теплові насоси (ТН), як технологія, яка буде сприяти зменшенню використання органічного палива шляхом заміни первинної енергії вторинними енергетичними ресурсами, являється однією з перспективних напрямків розвитку сучасної енергетики і знаходиться в центрі уваги зарубіжних і вітчизняних дослідників. У країнах Європи і Америки ТН використовуються більше 30 років для теплопостачання житлових і офісних будівель, а також різних приміщень. Найбільші енергетичні компанії займаються проектуванням, виготовленням і впровадженням ТН. Міжнародне Енергетичне Агенство (МЕА, латинська аббревіатура IEA), в яке асоційованими членами входять 28 енергетично розвинених країн і ціллю діяльності якого є забезпечення енергетичної безпеки і пошук способів покращення екологічної ситуації, стає головною координатором політики впровадження ТН [25].

Досвід зарубіжних країн з подібними кліматичними умовами, такими як Швеція, Фінляндія, Німеччина і т.д. доводить доцільність застосування ТН в умовах Північно-Західного регіону нашої країни для різних потреб, області застосування теплових насосів показані на рис. 1.7.

При проектуванні та реконструкції сучасних систем теплопостачання необхідно враховувати можливість використання технології теплових насосів [26].

В Японії і США при отриманні дозволу на будівництво громадських споруд обов'язковою умовою є використання поновлюваних джерел енергії, зокрема теплонасосних систем. Застосування ТН в комплексі з традиційною системою теплопостачання для систем опалення, кондиціонування і вентиляції великих об'єктів забезпечує повну автономність зон регулювання і істотну економію паливно-енергетичних ресурсів, навіть при використанні традиційних джерел енергії. Система складається з замкнутого контуру теплоносія, температура в якому підтримується за допомогою геотермального котла (або ж за допомогою ТЕЦ, котельні, бойлера, сонячних водонагрівачів), а температурний режим в кожній зоні

забезпечується за допомогою теплових насосів. Такими системами обладнані практично всі багатоповерхові будівлі в Японії та в США [27].



Рис. 1.7 – Області застосування теплових насосів

Застосування ТН в Україні розширюється, і буде розширюватися, для цього існує величезний потенціал, тому всі наукові дослідження в цій області перспективні. На ринку послуг достатньо успішно працюють декілька компаній, які довели ефективність ТН [28].

У 2014 р був розроблений новий проект – модернізація дизельних котелень з застосуванням теплових насосів Dimplex, в якому дизельний котел виконує роль допоміжного обладнання в бівалентному режимі. Дане рішення призначене для використання на об'єктах з вже наявною і функціонуючою системою опалення, що

дозволяє значно зменшити витрати на реконструкцію існуючої системи теплопостачання. Проект модернізації дизельних котелень вже знайшов широке застосування для об'єктів муніципальних підприємств, таких як школи, дитячі садки, медичні корпуси і т.д., а також для домів і котеджів які знаходяться за містом.

Одним із переваг ТМ є те, що він може працювати в режимах опалення і кондиціонування і ці технології успішно можна використовувати при проектуванні сучасних аквапарків. Закритий аквапарк – це складне гідротехнічне спорудження з штучним кліматом, яке призначене для оздоровлення і відпочинку всіх вікових категорій людей. При проектуванні і будівництві аквапарка вирішуються проблеми оптимізації вартісних показників всіх частин проекту, визначається рівень рентабельності проекту. Вирішуючи основну задачу оптимізації вартісних показників проекту, перед проектувальником виникає багатокритеріальна проблема, і головна її складова лежить у підході до створення теплового контуру будівлі аквапарку. З водної поверхності басейнів цілодобово відбувається інтенсивне випаровування, при середній температурі води  $26^{\circ}\text{C}$ , температурі повітря  $27^{\circ}\text{C}$  і відносній вологості 60 %, з кожного  $1\text{ м}^2$  дзеркала басейнів виділяється 230 г.води/год. В результаті створюються несприятливі мікрокліматичні умови, і відбувається конденсація парів води на відносно холодних огорожувальних конструкціях. Це призводить до запітніння вікон, намоканню стін, руйнуванню внутрішнього оздоблення приміщення, утворенню цвілі, корозії. Особливо небезпечною є корозія арматури залізобетонних конструкцій, а також утворення тріщин в цегляній і шлакобетонній кладці при замерзанні вологості, яка проникає під дією конденсації в товщу зовнішніх огород. Відбувається повне або часткове руйнування будівлі і його конструкцій, а також непридатність до подальшої експлуатації. Одною із важливих задач є осушення повітря всередині вологої зони аквапарку. Найбільш економічним і ефективним способом боротьби з надлишковою вологістю є так званий кондиціонер [29]. Для акваторій загальною площею  $2000\text{ м}^2$  повітря повинні застосовуватися установки центрального кондиціонування великої продуктивності, біля  $100\ 000\text{ м}^3/\text{год}$ . В складі установки є теплообмінники діагонального типу (рекуператор) і працюючий в реверсивному режимі тепловий

насос. Конструктивно тепловий насос дозволяє змінювати режим роботи з зимнього на літній і навпаки. При такій продуктивності бажано домогтися коефіцієнта енергетичної ефективності 4:1, тобто на кожен кВт споживаної потужності потужність що віддається повинна складати 4 кВт. Враховуючи, що аквапарки являють собою об'єкти вищої категорії енергетичної насиченості, вказані показники ефективності, які приводять до 4-х кратного зниження відповідних експлуатаційних затрат, дають вельми відчутну річну економію з строком окупності необхідних капітальних вкладень в декілька років.

В кожному проекті на основі техніко-економічних показників приймається рішення про доцільність використання ТН для конкретних умов і джерела низькопотенційного тепла. Боротьба за ринок призводить до безперервного вдосконалення експлуатаційних характеристик ТН, підвищення надійності і довговічності [30].

Основним показником ефективності теплового насоса (ТН) є коефіцієнт перетворення або опалювальний коефіцієнт COP (coefficient of performance), який визначається як відношення теплопродуктивності теплового насоса до потужності, споживаної компресором. Вдосконалення ТН характеризується покращенням ефективності перетворення енергії, підвищенням температури теплоносія що генерується, збільшенням одиничної потужності агрегату, зниженням капіталовкладень в ТН. Ефективність перетворення енергії рахується визначальною характеристикою його конкурентоздатності. Австрійським енергетичним агентством була проведена оцінка 30 популярних в Європі моделей геотермальних насосів (результати представлені в табл. 1.1 та на рис. 1.8). Основним критерієм ефективності ТН була оцінка згідно європейським стандартам EN14511 і EN 255 [31].

Максимальну оцінку отримали ТН австрійської компанії OCSHSNER - GMSW 10plus S, а також шведські ТН NIBE (KNV) - F1145-12.

Теплові насоси комфортні в експлуатації – вони не потребують постійного контролю і дороговартісного гопостійного обслуговування. Вмонтована погода залежна система управління тепловим насосом контролює не тільки їх роботу, але і

всіх компонентів системи, забезпечуючи найбільш економічний і комфортний режим роботи. Системи працюють повністю в автоматичному режимі, при цьому є можливість управління ними через Інтернет або телефон.

Підвищення ефективності ТН за рахунок вдосконалення їх робочих циклів і схем становить основу сучасних досліджень. В цілому термодинамічна досконалість зворотніх циклів ТН в значній мірі техніко-економічну і екологічну ефективність [32].

Таблиця 1.1 – Рейтинг геотермальних теплових насосів

	Виробник	Модель	Ефективність
	OCSHSNER (Австрія)	GMSW 10 plusS	5,1
	NIBE (KNV) (Швеція)	F1145-12	5,1
	NIBE (KNV) (Швеція)	F1140-6	5,0
	NIBE (KNV) (Швеція)	F1240-10	5,0
	HELIOTERM (Австрія)	HP16S18W-M-WEB	4,9
	WATERKOTTE (Німеччина)	Ail+ 50093	4,9
	OCSHSNER (Австрія)	GMsW 10plus	4,8
	NOVAL (Лихтенштейн)	Thermalia® 15HP	4,7
	WEIDER (Австрія)	SW 90	4,7
	VISSMANN (Німеччина)	Vitocal 300-G BW 106	4,7

Ці та інші переваги ТН роблять все більше актуальними задачі по розробці, проектуванню, створенню ефективних ьмпортозамінних парокompресійних ТНУ різної потужності для потреб теплопостачання. А також необхідно вести розробки конкурентоздатних схем ТНУ на їх базі та основі.

### 1.3 Успішний досвід використання теплонасосних систем теплового насосу світі

Системи теплових насосів пропонують економічні альтернативи відбору тепла з різних джерел для використання в різних промислових, комерційних та житлових областях. У міру того, як вартість енергії продовжує зростати, стає вкрай необхідним економія енергії та підвищення загальної енергоефективності. У цьому світлі тепловий насос стає ключовою складовою в системі рекуперації енергії з великим потенціалом економії енергії. Поліпшення роботи теплового насоса, надійності та його впливу на навколишнє середовище постійно триває. Нещодавній прогрес в системах теплових насосів був зосереджений на вдосконаленні проектах циклу для систем, що працюють на теплі, вдосконаленні компонентів циклу

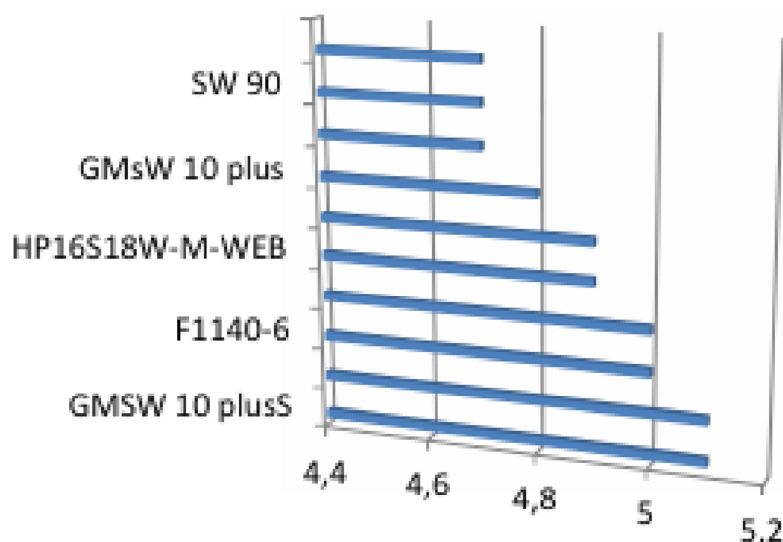


Рис. 1.8 Ефективність популярних європейських моделей геотермальних теплових насосів

(включаючи вибір робочої рідини), а також використання у широкому діапазоні застосувань. Щоб тепловий насос був вигідною економічною пропозицією,



необхідно постійно докладати зусиль для підвищення його продуктивності та надійності, відкриваючи нові можливості застосування. Деякі останні дослідницькі зусилля помітно підвищили енергоефективність теплового насоса. Наприклад, включення ежекторного тепла до теплового насоса покращив ефективність системи більш ніж на 20%. Крім того, розробка кращої технології компресорів може знизити споживання енергії теплонасосних систем на цілих 80%. Еволюція нових гібридних систем також дозволила тепловому насосу ефективно працювати з більш широкими сферами застосування. Наприклад, включення осушувача в цикл теплового насоса дозволило покращити контроль вологості та температури з досяжним КСО до 6 [33].

Скупчення нових досліджень штатів, електроенергетичних підприємств та екологічних груп припускають, що оскільки більше електроенергії від сонячної та вітрової енергії буде впроваджено в електромережі країни, більш широке використання електричних теплових насосів допоможе США скоротити викиди парникових газів до майже нуля до 2050 року.

В Каліфорнії, де відновлювані джерела енергії забезпечують майже 50% електроенергії держави, правила та стимули для «вигідної електрифікації» нових та існуючих будинків за допомогою теплових насосів можуть бути найдешевшим та найшвидшим способом досягнення своїх кліматичних цілей.

Каліфорнія розпочала зважування стратегій щодо використання більш чистої електроенергії від теплових насосів для "декарбонізації будівель", включаючи зміну будівельних норм та надання стимулів для більш ефективного обігріву та охолодження. У Каліфорнії запропоновані зміни відбудуться значною мірою за рахунок промисловості природного газу, яка забезпечує більшу частину палива, яке домінує на опалення та охолодження будинків.

Використання теплових насосів у Каліфорнії, Північному та Південно-Східному регіоні є економічними та екологічними вигодами, де багато власників будинків все ще розраховують на подорожчання електричного опору. Нью-Йорк, Вермонт та штат Вашингтон також вивчають зміни в політиці, які можуть сприяти більш широкому використанню теплових насосів, які можуть забезпечити як опалення, так і охолодження в будинку, а також водяне опалення. Згідно з

повідомленням Міністерства енергетики США, теплові насоси "пропонують енергоефективну альтернативу печам та кондиціонерам", але у 2015 році вони використовувались лише у 10% американських будинків. В останні роки вдосконалення технології теплових насосів також зробили їх «законною альтернативою опалення приміщень у більш холодних регіонах», таких як Вермонт, згідно DOE [31-34].

Американці не в змозі придбати на ринку найбільш ефективні теплові насоси; вони доступні лише в Японії та Європі. У Каліфорнійському дослідженні зазначається, що Каліфорнійська електрична комісія розглядає сценарії, за якими може знадобитися половина будинків у штаті - понад 7 мільйонів - переобладнати тепловими насосами, починаючи з початку 2020-х.

Безумовно, не всі в енергетиці погоджуються з ідеєю використання урядової політики для швидкого розширення використання електричних теплових насосів. Науково-дослідний інститут електроенергетики, який займається дослідженнями в галузі електроенергетики та громадськості, розпочав боротьбу минулого року, заявивши, що покращення теплових насосів «нового покоління» може збільшити їх потенційне використання до понад 90% населення США.

Річард Мерфі, керуючий директором з маркетингу енергоресурсів Американської газової асоціації (AGA), зазначив, що теплові насоси не є конкурентоспроможними в більш холодних районах Сполучених Штатів. Природний газ також підтримує ефективність в порівнянні з електричними системами охолодження та опалення, сказав він, додавши, що витратити більше на передачу електроенергії на велику відстань, ніж на постачання будинків природним газом. Він зазначив, що AGA замовила власне дослідження, яке показало, що використання державної політики для підвищення електрифікації будинків збільшить середні витрати на енергоносії для житлових будинків приблизно від 750 до 910 доларів на рік, або приблизно від 38% до 46%.

Більше того, згідно з дослідженням AGA, опалення та охолодження природного газу відповідають лише 4% викидів парникових газів в США. Потужність, необхідна для задоволення потреб більшої кількості теплових насосів,

на думку AGA, може призвести до витрат, які "значно перевищують очікувану вартість інших варіантів скорочення парникових газів".

Однак дослідження двох екологічних груп, як правило, погоджуються із висновком Каліфорнійського звіту, що просування теплових насосів забезпечить кращий та дешевший план дій щодо боротьби зі змінами клімату.

Інститут Рокі Маунтін повідомив минулого року, що очікується зниження цін на теплові насоси, коли ринок США для них зростає, і коли «виробники усвідомлюють економію від масштабу». накладають додаткові витрати на компанії з природного газу.

П'єр Делфордж, старший науковий співробітник Ради оборони природних ресурсів, опублікував заяву, в якій зазначив, що електричні теплові насоси все ще стикаються з перешкодами на ринку. Попередні витрати на обладнання та установку можуть бути вищими, ніж на колеги з природним газом, і багато замовників і навіть підрядників у Сполучених Штатах "не знають" про варіанти, які можуть їм принести користь, сказав він [32].

#### **1.4 Аспекти проблем стимулювання впровадження теплових насосів**

Стимулювання впровадження теплових насосів є новим напрямком в економічній діяльності. У світі склалася певна система стимулювання використання відновлюваних джерел енергії. Це, як правило, економічні стимули. Вони можуть бути як прямими, так і непрямими - у вигляді субсидій і кредитів з низькими процентними ставками, а також державних гарантій за банківськими позиками. Нерідко на енергію, що виробляється з використанням відновлюваних джерел, встановлюються фіксовані закупівельні ціни, а її виробництво звільняється від частини податку на прибуток і т.д. Зміна співвідношення видів ПЕР сприятиме реалізації основних пріоритетних завдань енергетичної стратегії країни (енергетична безпека, екологічна, енергетична та економічна ефективність) [30]. В роботі [30] класифіковані інструменти стимулювання енергоефективності: структурно-інвестиційні, грошово-кредитні, податкові, цінові, нормативно-правові, програмно-

цільові, інформаційні, адміністративно-організаційний і управлінські, а також стимулюють інструменти. Мета цієї статті полягає в аналізі податкового механізму стимулювання досягнення реального прогресу в справі енергоефективності.

Європейська асоціація по теплових насосів (ЕНРА) активно просуває визнання теплових насосів основною технологією в галузі використання поновлюваних джерел теплоти і інтегрування стимулювання використання теплових насосів в Європейське законодавство. План дій Міжнародного Енергетичного Агентства (ІЕА) також підкреслює важливість теплонасосних установок (ТНУ) у справі досягнення низьких викидів CO<sub>2</sub> в комунальному господарстві. Теплові насоси для охолодження приміщень і нагрівання води ідентифікуються ІЕА як одне з чотирьох ключових технологій для нагріву і охолодження будівель, що мають великий довгостроковий потенціал для зниження викидів CO<sub>2</sub>. Теплові насоси також широко інтегруються в когенераційні установки, спільно з сонячними колекторами і накопичувачами теплоти. В цілому (за розрахунками ІЕА), нові технологічні рішення в області охолодження і нагріву дозволять комунальному господарству заощадити 2 Gt CO<sub>2</sub> до 2050 р Використання нових теплових насосів для виробництва тепла і холоду дозволить заощадити 63% з цих 2 Gt CO<sub>2</sub>. Для досягнення цієї мети ІЕА передбачає встановити 3,5 мільярда ТНУ в комунальному господарстві до 2050 г, в порівнянні з 800 мільйонами ТНУ вже встановленими в світі до 2010 р Більш того, ІЕА прогнозує, що до 2050 року більше половини систем опалення будівель будуть забезпечені акумуляторами теплової енергії. Планом Уряду Великобританії (Low Carbon Transition Plan) передбачено встановлювати по 200 000 теплових насосів в рік до 2015 року, досягнувши 1 200 000, причому до 2020 року планується встановити 1 400 000 теплових насосів. Пріоритетними напрямками впровадження ТН є інтелектуальні мережі, промислові теплові насоси, рекуперація енергії, приготування гарячої води для побутових потреб [29].

Основна увага в даний час приділяється впровадженню повітряних теплових насосів, які зараз займають 80-90% потенціалу ринку. У 2005-2009 рр. було продано 2 129 929 ТН в області продажів, що охоплює EU-9, причому 80% всіх продажів зайняли ТН для будинків, призначених для проживання однієї сім'ї. Ці теплові

насоси споживають 25.96 TWh відновлюваної енергії та заощадили стільки ж теплоти, яка повинна була б піти на опалення їх від звичайних джерел. Інституційна та фінансова підтримка ТН в Австрії. Фінансова підтримка придбання ТН в житловому секторі склала більше 15148146 EUR, а промислового сектору 2915739 EUR. Всього на один ТН підтримка склала тисячу сімсот п'ятьдесят-п'ять EUR. Причому для приватного сектора вона склала 1506 EUR, а для промисловості 12251 EUR. В даний час майже в 50 країнах світу прийняті і діють закони і заходи державної підтримки впровадження відновлюваних джерел енергії [26].

Уряд видає бонуси за застосування ТН в енергоефективних будівлях і застосування високоефективних теплових насосів. У 2008 році було фінансовано впровадження 34863 ТН. В Австрії кожна з дев'яти федеральних земель пропонує різну підтримку використовують теплові насоси. Значення величини цієї підтримки залежить від призначення теплового насоса (опалення або приготування гарячої води), причому, в останньому випадку підтримка менше. Також субсидії залежать від того, яке джерело низькопотенційного тепла використовується. У той разі ґрунтові ТН або насоси, які використовують підземні води отримують велику підтримку, так як при цьому у ТН виходить більш високий COP. У деяких землях рівень стимулювання залежить від наявності знака якості і того, чи є монтажні фірми сертифікованими. Середній рівень кофінансування установки ґрунтового теплового насоса для опалення приміщень може становила 2000 €. Державна підтримка і субсидування теплових насосів почалися в Німеччині з 1997 р і забезпечуються для проектів теплових насосів в залежності від потужності ТН, причому, для потужностей понад 15 кВт ця величина знижується. Також є активна підтримка держави в області НДР по теплових насосів. Державна підтримка забезпечується місцевою владою, які дають інформацію про місцеві геологічних умовах, законодавстві та правилах проектування. Так, наприклад, в землі Nordrhein-Westfalen була побудована геологічна карта, яка стала доступною бажаючим встановити ґрунтові теплові насоси. Таким чином, у ФРН на кожен кВт теплової потужності теплового насоса, запущеного в експлуатацію, виплачується компенсація з федерального бюджету. У Швеції в даний час прямої підтримки

покупок теплових насосів не відбувається, хоча проводиться державна підтримка робіт в області НДР і ДКР по теплових насосів. Тому можна припустити, що ринок досяг стадії зрілості, коли витрати на установку / запуск вважаються конкурентоспроможними з іншими технологіями, які використовують копалини палива. Фінансове стимулювання мало місце з середини 80-х до 90-х (в період становлення ринку ТН). У Швейцарії теплові насоси просуваються згідно з програмою Energy 2000, яка була ядром енергетичної політики в 1990 роках. Основна мета програми була збільшити кількість робочих місць і зниження викидів CO<sub>2</sub>. Стимулювання застосування теплових насосів проводиться в рамках програми підвищення енергетичної ефективності будівель.

Роль держави в процесі стимулювання впровадження теплових насосів Державі не вигідна висока ціна на імпортовані енергоресурси, так як при цьому погіршується економічний клімат, знижується рівень економічної та енергетичної безпеки. При використанні теплових насосів знижується залежність від імпорту газу, так як корисна енергія, яка виходить від згоряння газу набагато менше, ніж енергія, споживана тепловими насосами для виробництва тієї ж кількості теплоти або холоду, і держава, купуючи менше газу, економить кошти [27].

Розглянемо діяльність Держави при імпортуванні газу. Держава домовляється з імпортером газу, визначаючи обсяг закупівель і ціну. Якщо Держава купує менше газу при тій же кількості корисної енергії, то воно виграє в загальній сумі витрат на рік за газ. Діяльність Держави розглядаємо, як діяльність окремого економічного суб'єкта. Мета будь-якого економічного суб'єкта - підвищити ефективність споживання енергетичних ресурсів (ЕЕ).

Мета держави - поліпшити економічний і соціальний клімат в країні. В умовах ринкової економіки мета кожної країни - підтримати власних виробників на зовнішньому ринку і споживачів в їх бажанні поліпшити рівень життя. При зниженні дорогого імпорту енергоресурсів держава покращує рівень життя громадян, значить, і економічні показники. Гроші, які раніше витрачалися на енергію, витрачаються тепер на інші цілі. Держава у вигляді податків отримує дохід. Цей дохід йде далі на використання нововведення (наприклад, теплових насосів), і

на подальше зменшення споживання газу (енергоресурсів). Промисловість починає розвивати конкурентоспроможне виробництво, а населення виграє в зменшенні плати за енергоресурси, поживається економіка за рахунок поліпшення купівельної спроможності. При приєднанні до Міжнародним договорами, що регламентує викиди в атмосферу, Держава виконує свої зобов'язання перед міжнародними партнерами, знижуючи їх обсяг.

Розглянемо виноробне підприємство. Можна показати, що в виноробстві тепловий насос потужністю 16 кВт окупається за 3-4 роки, після чого з'являється прибуток в сумі близько 16000 лей на рік. За рахунок впровадження ТН знижуються викиди CO<sub>2</sub> на 0,6 кг на 1 кВт × ÷ теплової потужності насоса. Для комунального господарства (індивідуальні споживачі) вигода визначається виходячи з таких міркувань: якщо будуть затребувані теплові насоси, то в країні з'являться виробники, монтажники і обслуговуючі компанії, і, отже, додаткові робочі місця. За рахунок цього у держави з'явиться прибуток завдяки зростанню економічної активності [34].

## **Висновки**

Зважаючи на світовий та європейський досвід застосування теплонасосних технологій, що проаналізований в аналітичному огляді літератури, для підвищення рівня енергоефективності теплових схем котельних в Україні, метою нашого дослідження стало: підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі водогрійної котельні (ТСВК) з використанням когенераційно-теплонасосних установок (КТНУ), визначення енергоефективних та економічно обґрунтованих режимів роботи, оцінка обсягів економії коштів та енергоресурсів у разі застосування КТНУ в тепловій схемі.

У відповідності із поставленою метою дослідження сформульовані задачі дослідження МКР:

– дослідити засоби з підвищення ефективності енерговикористання у ТСВК (на прикладі котельні в місті Славута) у разі використання КТНУ;

- дослідити та оцінити вплив змінних режимів роботи ТСВК (на прикладі котельні в місті Славута) із КТНУ на показники ефективності ТСВК;
- провести дослідження, визначити енергоефективні та економічно доцільні режими та умови застосування КТНУ в ТСВК (на прикладі котельні в місті Славута);
- розробити рекомендації із підвищення ефективності енерговикористання в ТСВК (на прикладі котельні в місті Славута) із застосуванням в схемі КТНУ.



## **2 МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ З ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНІ З КТНУ**

Методика досліджень з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні КТНУ, у разі використання теплоти вторинних енергоресурсів (ВЕР) та природних низькотемпературних джерел, складена на основі наукових та методологічних основ з комплексного оцінювання ефективності теплових схем котельних з КТНУ, що дозволяють запропонувати шляхи підвищення ефективності енерговикористання для теплових схем котельних; вищезазначені наукові та методологічні основи розроблені науковим керівником МКР та опубліковані у низці вітчизняних та закордонних публікацій [35 – 76].

### **2.1 Система енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками для теплової схеми опалювальної водогрійної котельні в м. Славута**

Результати проведених досліджень опубліковані в роботі [2]. Метою дослідження [2] був аналіз показників енергоефективності, а також, економічних показників для різних варіантів систем енергозабезпечення (СЕ) з когенераційно-теплонасосною установкою (КТНУ) для теплової схеми опалювальної водогрійної котельні в м. Славута. В роботі [2] виконано обґрунтування вибору енергоефективних та економічно доцільних режимів роботи СЕ з КТНУ в тепловій схемі опалювальної водогрійної котельні в м. Славута, що здійснено за результатами багатоваріантного аналізу.

Водогрійна котельня в м. Славута, що працює на природному газі, забезпечує потреби теплових споживачів житлового масиву «Сонячний», ці показники становлять: потужність опалення - 6 МВт, потужність споживачів гарячого водопостачання – 2 МВт. В [2] запропоновано для підвищення ефективності

енерговикористання п'ять варіантів СЕ з КТНУ на теплоті від контактного утилізатора теплоти відхідних газів котельні. СЕ з парокомпресійними КТНУ мають когенераційний привод від газопоршневих двигунів-генераторів.

Для запропонованих варіантів підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні, визначені показники енергетичної та економічної ефективності варіантів теплової схеми котельні з КТНУ, які показані на рис. 2.1 та 2.2.

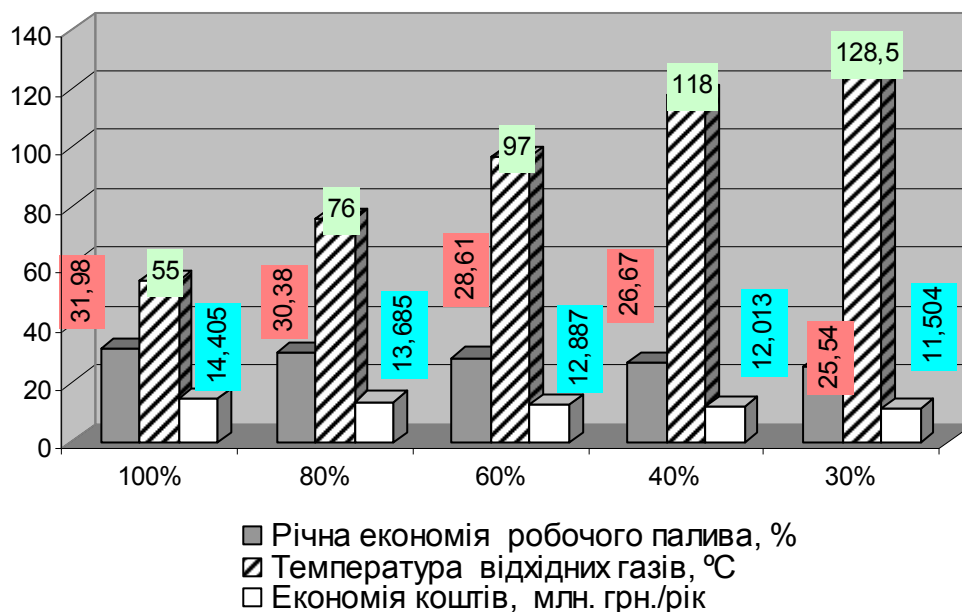


Рис. 2.1 – Показники енергоекономічної ефективності варіантів підвищення ефективності енерговикористання для теплової схеми котельні з КТНУ

На рис. 2.1 та 2.2 позначені варіанти використання КТНУ в тепловій схемі котельні в місті Славута з використанням 100%, 80%, 60%, 40% та 30% потужності контактного утилізатора (КУ), відповідно.

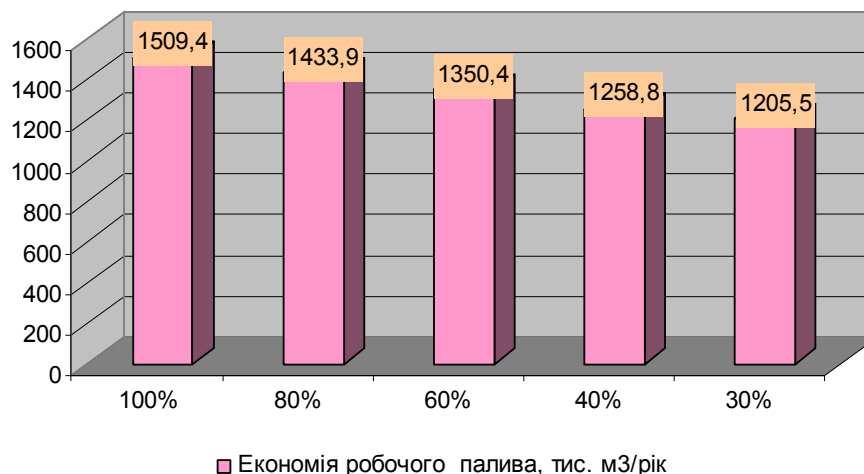


Рис. 2.2 – Значення економії природного газу для варіантів підвищення ефективності енерговикористання для теплової схеми котельні з КТНУ

З рис. 2.1 та 2.2 можна визначити, що найбільш ефективним за низкою показників є варіант застосування КТНУ в тепловій схемі котельні в м. Славута з використанням 40% потужності КУ, в цьому випадку температура відхідних газів складе 118 °С. Буде забезпечена економія робочого в обсязі 26,67% та річна економія коштів становитиме 12,01 млн. грн./рік

## **2.2 Техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) застосування СЕ з КТНУ для теплової схеми опалювальної котельні в місті Славута**

Результати виконаних досліджень опубліковані в роботі [3]. В роботі [3] проведено техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) застосування СЕ з КТНУ для теплової схеми опалювальної котельні в місті Славута. В дослідженні [2] та підрозділі 2.1 був обґрунтований вибір варіанту СЕ з КТНУ для теплової схеми котельні в місті Славута, оцінені техніко-економічні показники.

Метою дослідження [2] було проведення ТЕО застосування СЕ з КТНУ для теплової схеми котельні санаторію в місті Хмільник на основі результатів нашої дослідження [3]. ТЕО виконано на основі результатів досліджень [40 - 43].

Економічний ефект від використання СЕ з КТНУ для підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні підтверджується економічною ефективністю капіталовкладень, порівняно з базовим варіантом джерела теплозабезпечення (ДТ). В нашому дослідженні [2] було виконано порівняння економічної ефективності цих варіантів ДТ.

Результати ТЕО для СЕ з КТНУ для теплової схеми опалювальної котельні в місті Славута показані на рис. 2.3 –2.6.

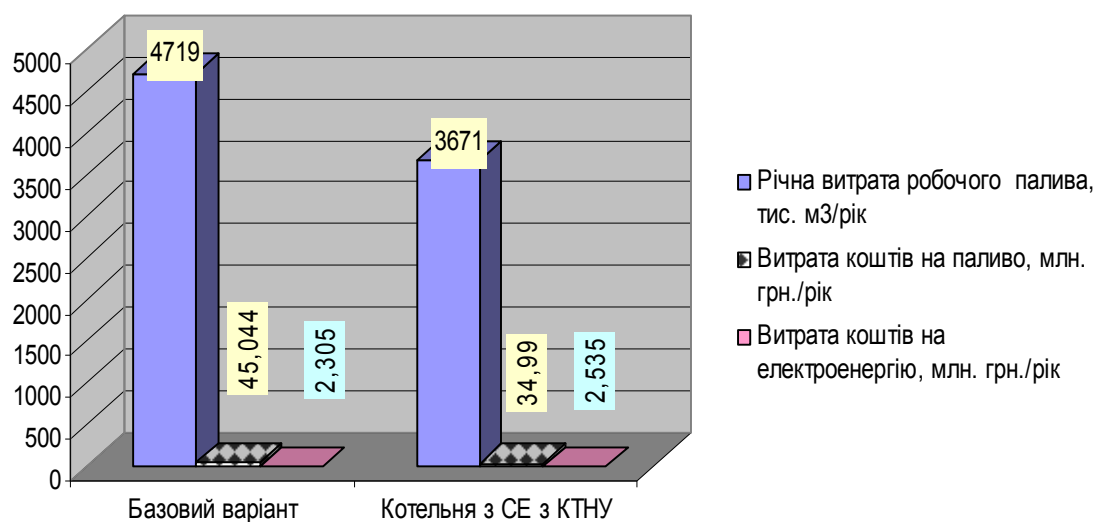


Рис. 2.3 – Техніко-економічні показники варіантів теплової схеми котельні котельні в місті Славута

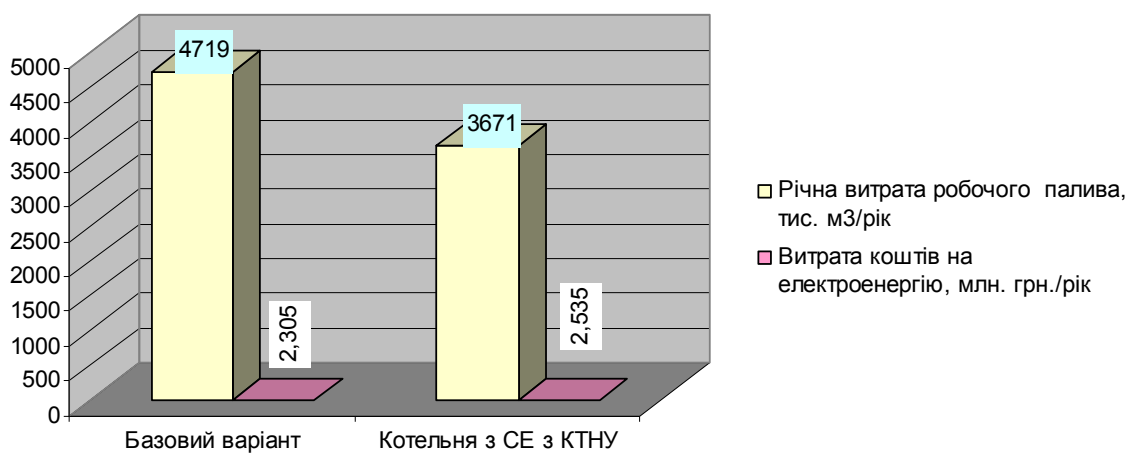


Рис. 2.4 – Показники річних витрат для варіантів теплової схеми котельні котельні в місті Славута

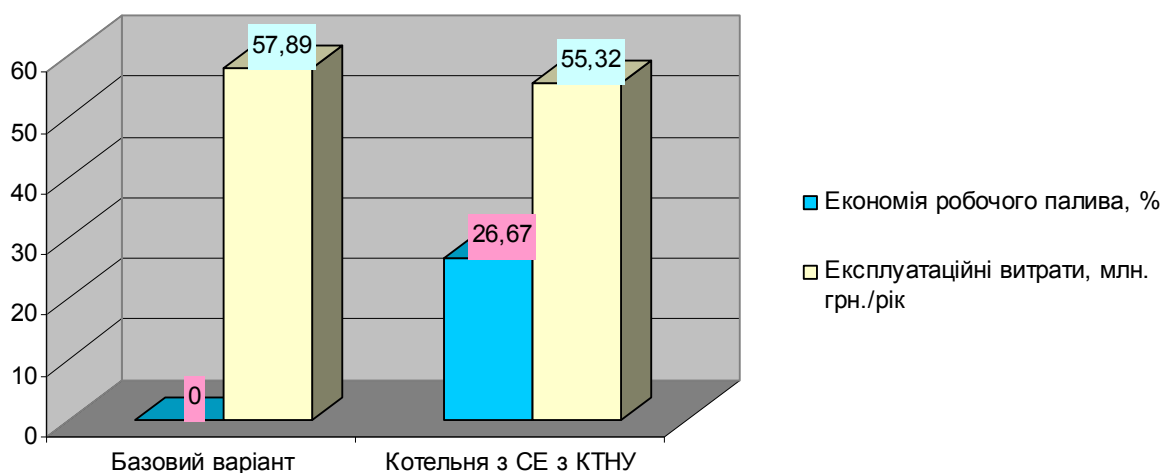


Рис. 2.5 – Енергоекономічні показники варіантів теплової схеми котельні в місті Славута

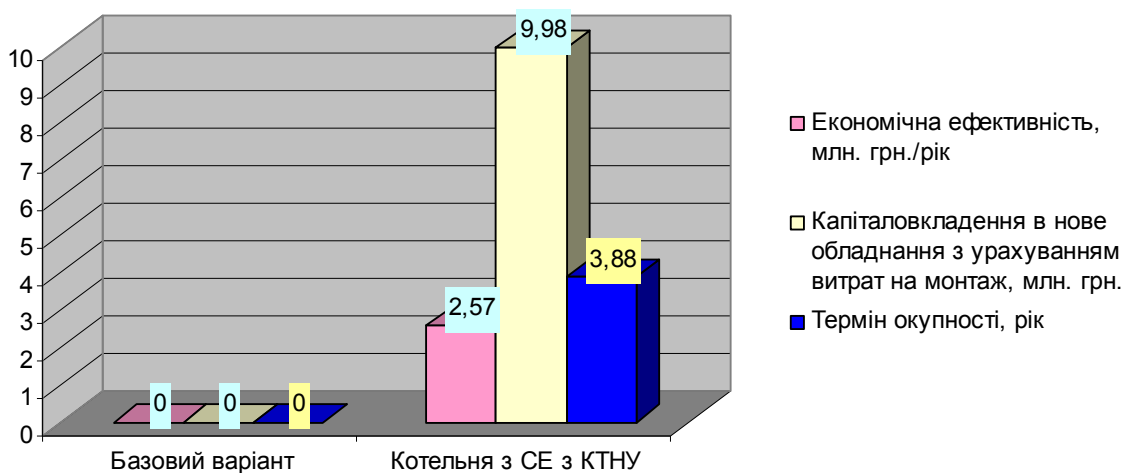


Рис. 2.6 – Показники економічної ефективності варіантів теплової схеми котельні в місті Славута

В статті [3] та цьому підрозділі виконано ТЕО застосування СЕ з КТНУ в тепловій схемі опалювальної водогрійної котельні в м. Славута. За результатами якого визначено, що у разі застосування СЕ з КТНУ: буде забезпечено економію природного газу в обсязі 26,67%, а також, зменшення експлуатаційних витрат котельні на 2,57 млн. грн./рік, капіталовкладення в нове обладнання СЕ з КТНУ

складатимуть 9,98 млн. грн., термін окупності нового обладнання СЕ з КТНУ становитиме 3,88 року.

### 2.3 Дослідження ефективності КТНУ для теплової схеми котельні в м. Славута для першого сезону, з використанням теплоти ВЕР

Досліджено показники енергоефективності у разі застосування КТНУ в тепловій схемі котельні в м. Славута для першого сезону, з використанням теплоти ВЕР від КУ. На рис. 2.7 – 2.12 показані результати проведених досліджень, де позначені варіанти застосування КТНУ з використанням наступних часток потужності КУ теплоти відхідних газів: 50%, 45%, 40%, 35%.

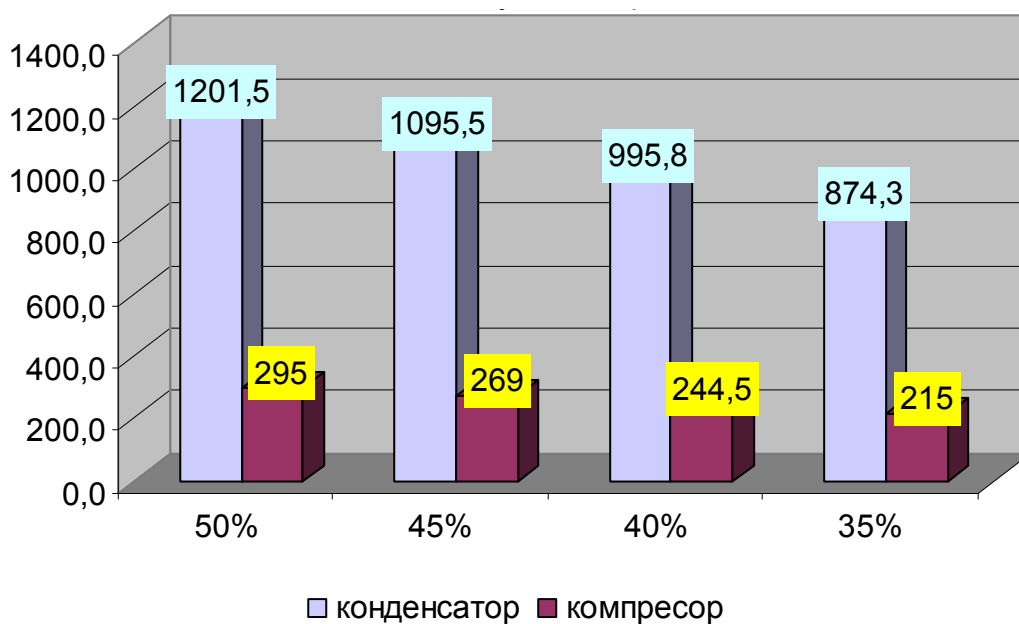


Рис. 2.7 – Теплові потужності конденсатора та компресора ТНУ для варіантів застосування КТНУ в залежності від частки використання потужності КУ для першого сезону, кВт

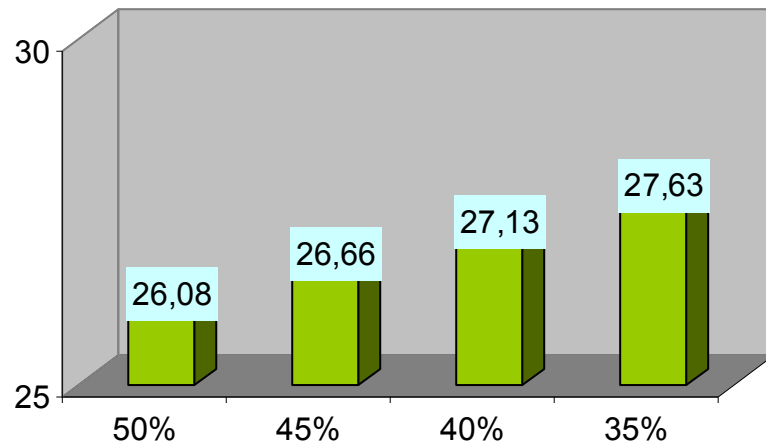


Рис. 2.8 – Економія робочого палива для випадку застосування КТНУ в першому сезоні (в залежності частки використання потужності КУ), %

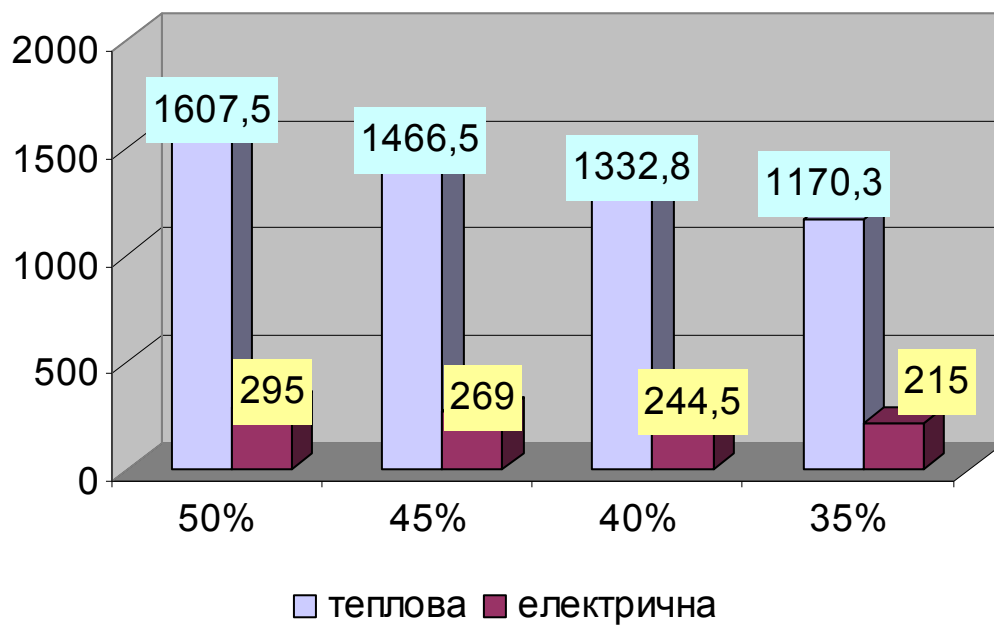


Рис. 2.9 – Теплова та електрична потужності КТНУ для першого сезону, в залежності частки використання КУ, кВт

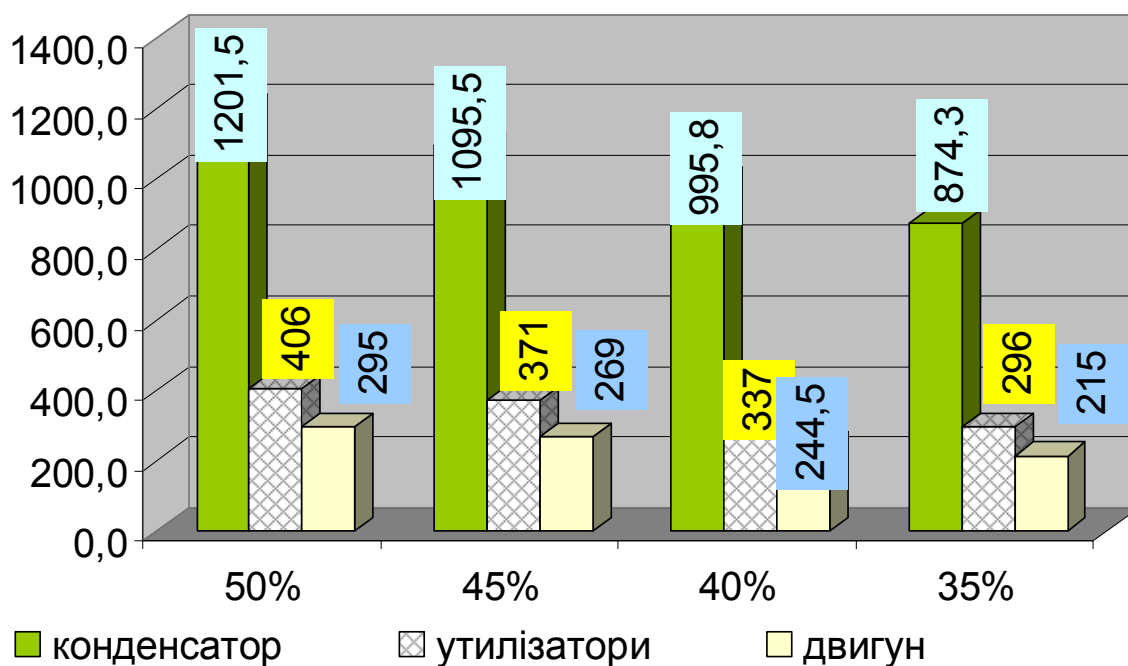


Рис. 2.10 – Теплові потужності конденсатора та утилізаторів, електрична потужність двигуна КТНУ для першого сезону, в залежності частки використання потужності КУ, кВт

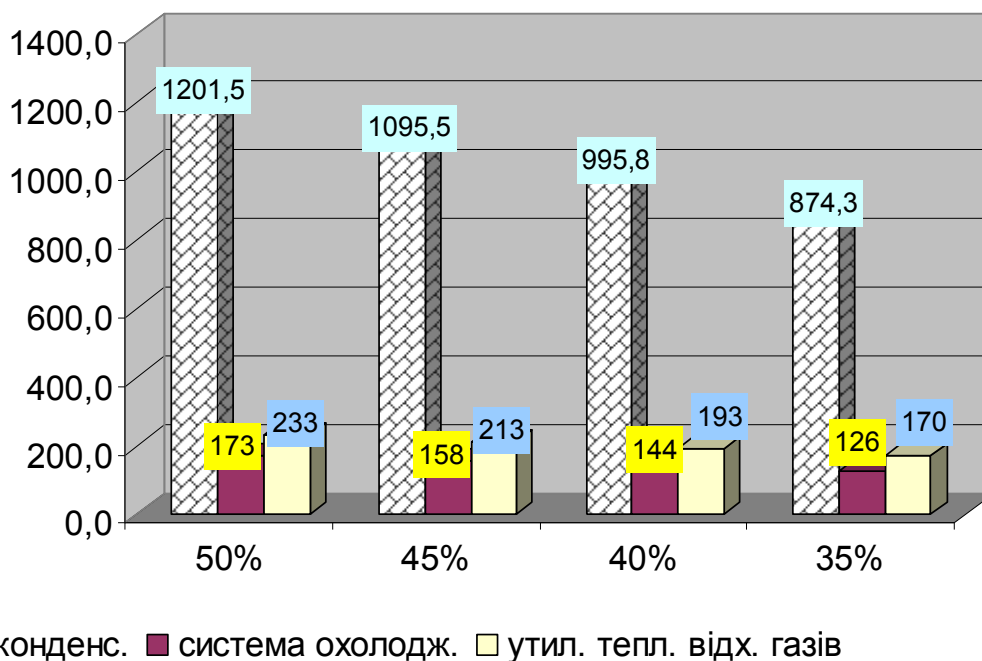


Рис. 2.11 – Теплові потужності конденсатора ТНУ, системи охолодження та утилізаторів КТНУ зі зміною частки використання потужності КУ, кВт



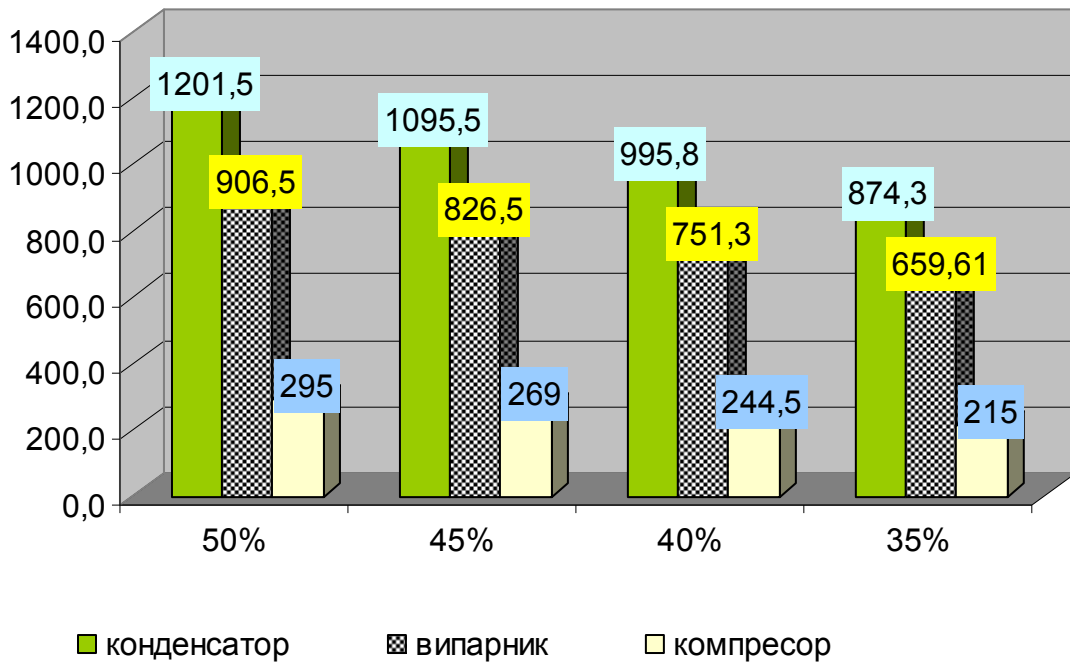


Рис. 2.12 – Потужності конденсатора, випарника та компресора ТНУ в першому сезоні від частки використання потужності КУ, кВт

В цьому підрозділі висвітлені результати з оцінювання показників енергоефективності для випадку застосування СЕ з КТНУ в тепловій схемі котельні для першого сезону, у разі використання теплоти ВЕР від КУ.

Запропонований в дослідженнях [35 – 55] підхід дозволив в розрізі даної МКР визначити режими енергоефективної експлуатації СЕ з КТНУ в тепловій схемі котельні в м. Славута, з використанням теплоти ВЕР від КУ для першого сезону.

#### **2.4 Дослідження ефективності КТНУ для теплової схеми котельні в м. Славута для режиму ГВП, з використанням теплоти природних джерел**

Проведено дослідження показників ефективності у разі застосування КТНУ для теплової схеми котельні в м. Славута для режиму ГВП, з використанням теплоти природних джерел.

Графічне представлення результатів проведених досліджень ефективності КТНУ для теплової схеми котельні в м. Славути для режиму ГВП, з використанням теплоти природних джерел, показано на рис. 2.13 – 2.18.

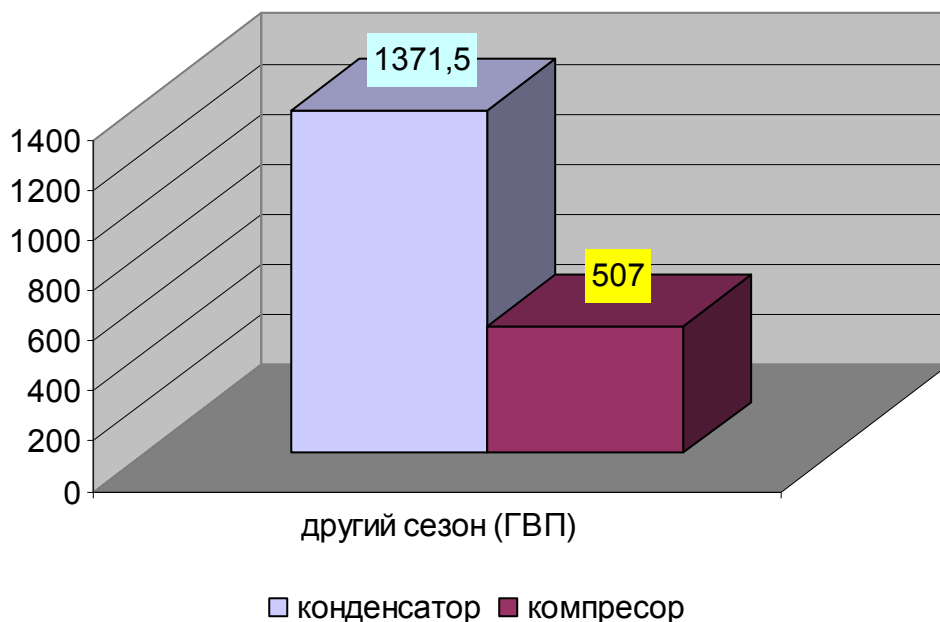


Рис. 2.13 – Теплові потужності конденсатора та компресора КТНУ при роботі у режимі ГВП, кВт

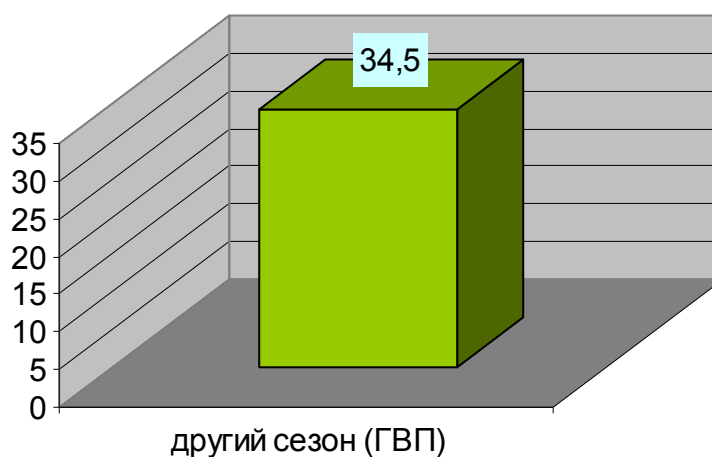


Рис. 2.14 – Значення економії робочого палива (природного газу) від застосування КТНУ в режимі ГВП, %

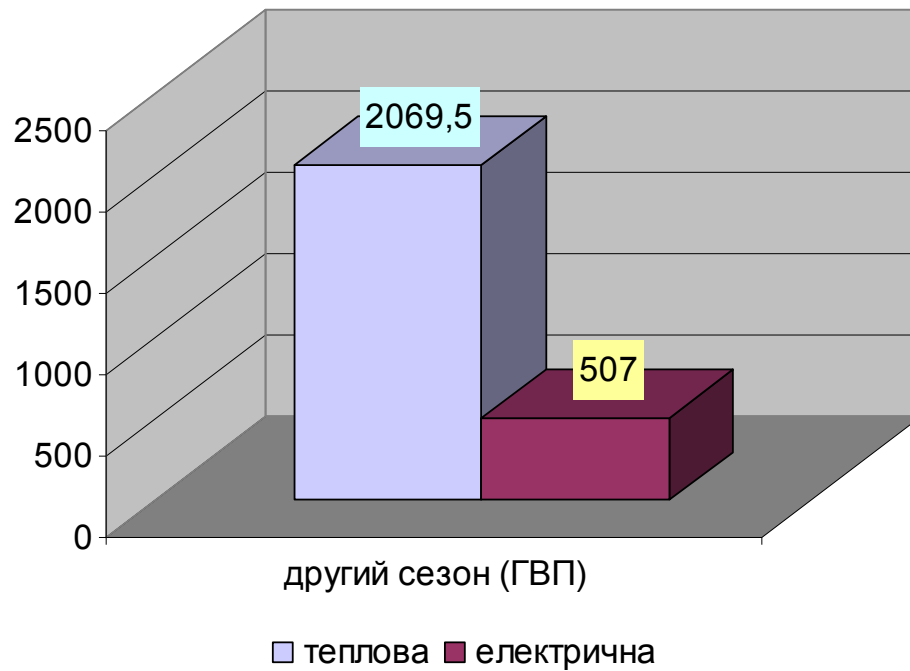


Рис. 2.15 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для котельні у режимі роботи на ГВП, кВт

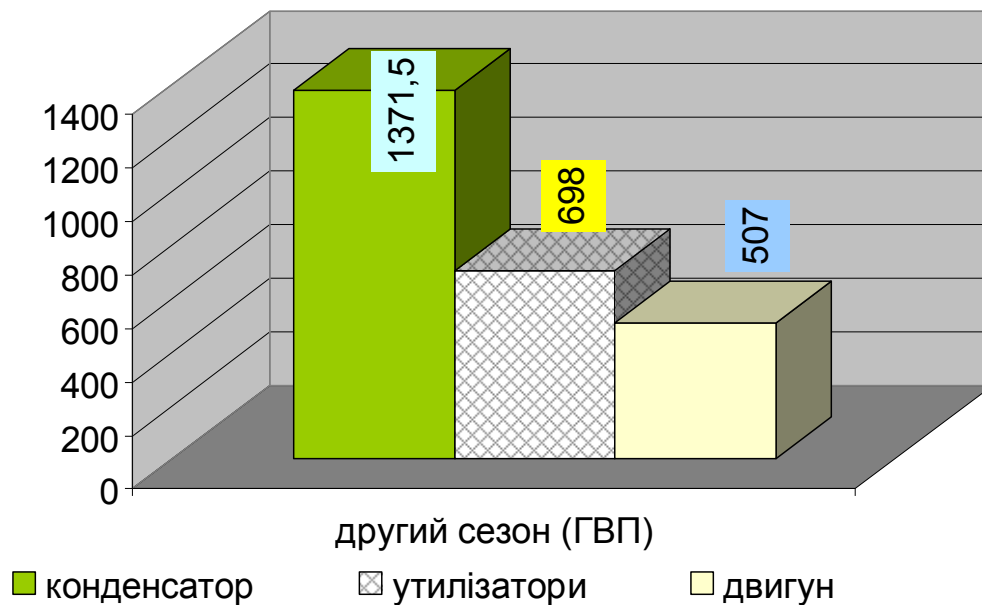
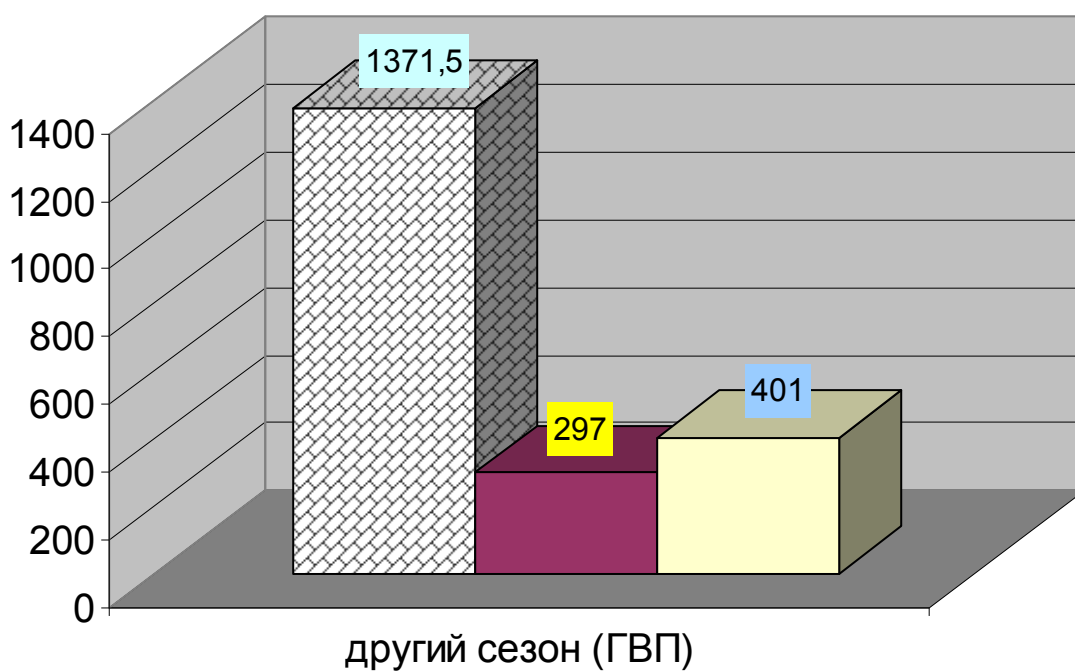
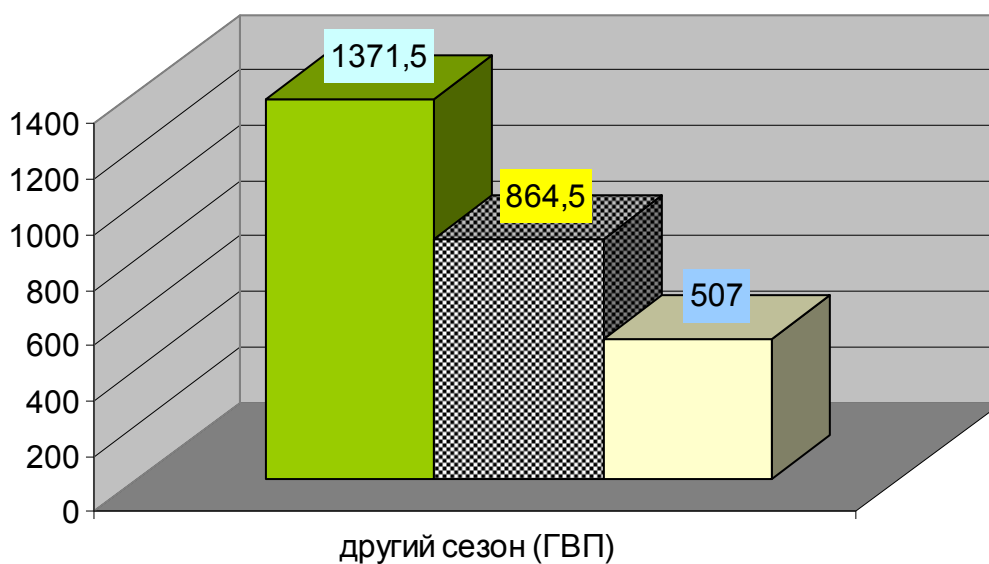


Рис. 2.16 – Теплові потужності утилізаторів та конденсатора і електрична потужність двигуна КТНУ для режиму ГВП, кВт



☒ конденс.    ■ система охолодж.    □ утил. тепл. відх. газів

Рис. 2.17 – Потужності конденсатора, системи охолодження та утилізаторів КТНУ для режиму ГВП, кВт



■ конденсатор    ☒ випарник    □ компресор

Рис. 2.18 – Потужності конденсатора, випарника та компресора КТНУ у випадку режиму роботи для ГВП, кВт

В цьому підрозділі наведені результати дослідження показників енергоефективності теплової схеми котельні з КТНУ для режиму ГВП, з використанням низькотемпературної теплоти природних джерел.

Підхід, що був запропонований в публікаціях [35 – 55], дозволив в розрізі даної МКР визначити режими ефективної експлуатації КТНУ для режиму ГВП, з використанням низькотемпературної теплоти природних джерел.

## **2.5 Дослідження енергоекономічної ефективності КТНУ для теплової схеми котельні в м. Славута з використанням теплоти ВЕР та природних джерел**

Досліджено показники енергоекономічної ефективності КТНУ в тепловій схемі котельні в м. Славута з використанням теплоти природних джерел теплоти та ВЕР від КУ. Результати проведених досліджень показані на рис. 2.19. На цьому рисунку позначено варіанти застосування КТНУ в тепловій схемі котельні у разі використання в опалювальному сезоні (середнє навантаження) 35%, 40%, 45%, 35% потужності теплоти відхідних газів від КУ в КТНУ, та використанням теплоти природного джерела в сезоні ГВП.

Дослідження було проведено з метою визначення режимів ефективної експлуатації КТНУ для теплової схеми котельні в м. Славута з використанням теплоти ВЕР від КУ та природних джерел теплоти, з використанням результатів з досліджень [35 – 55].

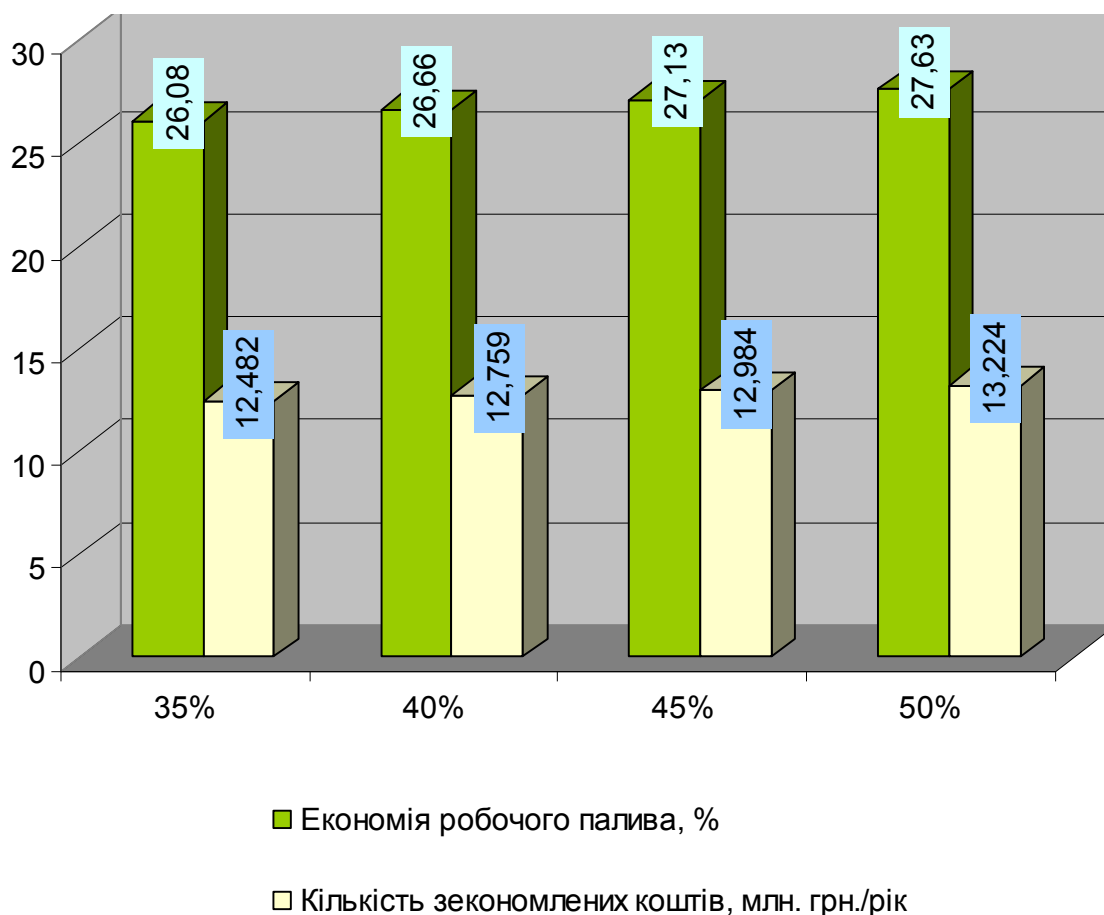


Рис. 2.19 – Значення показників енергоекономічної ефективності КТНУ для теплової схеми котельні в м. Славута з комбінованим використанням теплоти ВЕР та природних джерел, в залежності від частки використання потужності КУ

## Висновки

В даному розділі представлено результати з оцінювання показників енергетичної та економічної ефективності застосування КТНУ в тепловій схемі котельні в місті Славута для двох сезонів, з використанням теплоти ВЕР від КУ.

Запропонований в роботах [35 – 55] підхід дозволив визначити режими енерго- та економічно ефективної експлуатації КТНУ з використанням теплоти ВЕР від КУ для теплової схеми котельні в місті Славута в розрізі даної МКР.

### 3 ПРАКТИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ЕФЕКТИВНОГО ЗАСТОСУВАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТЕПЛОАСОСНИХ УСТАНОВОК В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНОЇ

#### 3.1 Робочі показники котельні в місті Славута

Основні початкові дані для розрахунку теплової схеми котельні наведені у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Основні початкові дані для розрахунку схеми котельні

Назва	Формула	Розрахункові режими		
		Опалювальний максимальний	Опалювальний й середній	Режим ГВП
		1-й	2-й	3-й
1	2	3	4	5
Відпуск теплоти на опалення $Q_{оп}, \text{МВт}$	$Q_{оп}^p \cdot \frac{t_{вн}^p - t_{н}}{t_{вн}^p - t_{н}^p}$	6	4,55	---
Відпуск теплоти на гаряче водопостачання (ГВП) $Q_{гвп}, \text{МВт}$	Задано	2	2	2
Загальна тепловидатність котельні $Q_{к}, \text{МВт}$	$Q_{оп} + Q_{гвп}$	8	6,55	2
Температура прямої мережної води на виході із котельні $t_{мв}^I, \text{°C}$	По графіку	95	70	70
Температура зворотної мережної води $t_{мв}^{II}, \text{°C}$	По графіку	70	49	42

В таблиці 3.2 наведені результати розрахунків теплової схеми котельні по методиці [77].

Таблиця 3.2 – Результати розрахунків теплової схеми котельні

1	2	3	4	5	6	7
Розрахункова потужність теплових споживачів	$Q_{TM}$	МВт	$Q_{TC} = Q_{OP} + Q_{ГВП}$	10	6,55	2
Розрахунок витрати мережної води для потреб теплових споживачів	$G_{MB}$	кг / с	$G_{MB} = Q_{TC} \cdot 10^3 / [c_B \times (t_{TP} - t_{ЗВ}) \cdot \eta_{TO}]$	95,4	74,44	14,91
Теплова потужність котельні	$Q_K$	МВт	$Q_K = G_K \cdot c_B \cdot (t_K'' - t_K') \times 10^{-3}$	10,71	7,323	2,129
Витрата робочого палива на котел	$B_p$	м <sup>3</sup> / с	$B_p = \frac{Q_K}{Q_H^p \cdot \eta_K}$	0,343	0,234	0,068
ККД-брутто котельні	$\eta^{бр}$	-	$\eta_{бр} = \frac{Q_{ГВП} + Q_{OP}}{Q_H^p \cdot B_p}$	0,858	0,822	0,863

В результаті, після проведених розрахунків, було визначено що ККД-брутто котельні для опалювального максимального режиму становить 0,858, для опалювального середнього режиму – 0,822, для режиму ГВП – 0,863.

### 3.2 Ефективність варіантів застосування когенераційно теплонасосної установки в тепловій схемі котельні в місті Славута

3.2.1 Застосування когенераційної теплонасосної установки в тепловій схемі котельні в місті Славута для роботи в двох сезонах з використанням 35% потужності КУ



Розрахункові формули та результати розрахунків ефективності застосування КТНУ з 35% потужності наведені у додатку Б (таблиці Б.1 – Б.3), що проведені за методикою з досліджень [78 - 84].

Графічна інтерпретація результатів досліджень ефективності застосування когенераційної теплонасосної установки в тепловій схемі котельні в місті Славута для роботи в двох сезонах з використанням 35% потужності КУ показана на рис. 3.1 – 3.6.

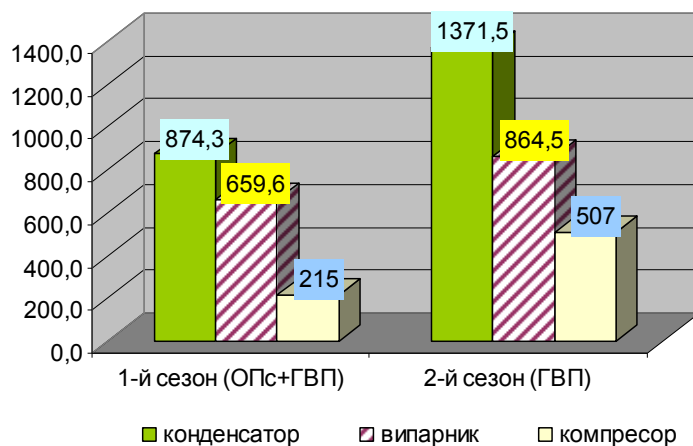


Рис. 3.1 – Значення потужностей конденсатора, випарника та компресора КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 35% потужності контактного утилізатора, кВт

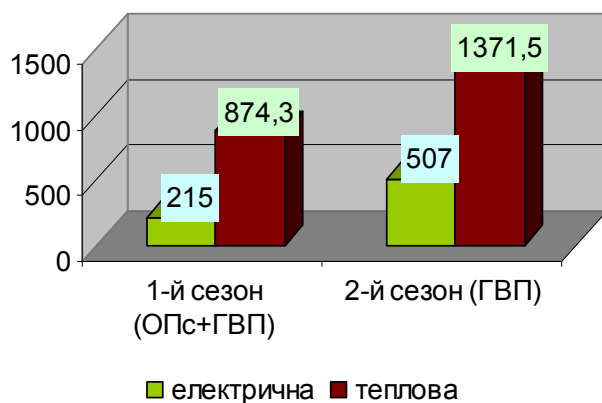


Рис. 3.2 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для двох сезонів роботи теплової схеми котельні з використанням 35% потужності контактного утилізатора, кВт

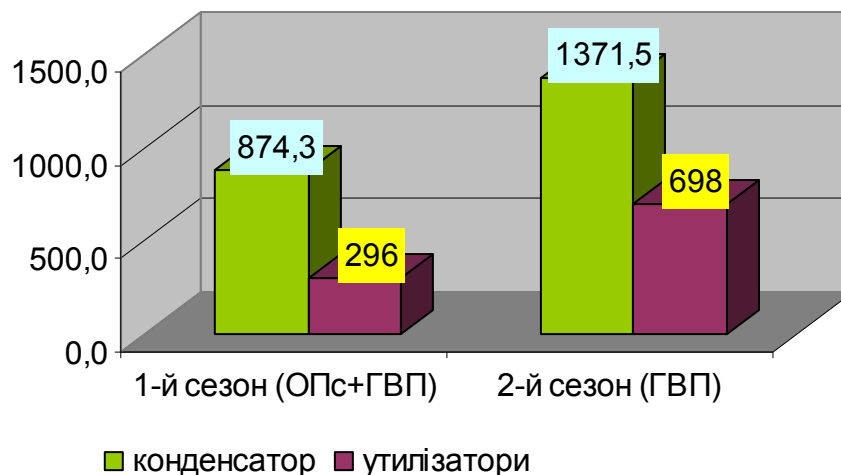


Рис. 3.3 – Значення теплових потужностей конденсатора та утилізаторів КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 35% потужності контактного утилізатора, кВт

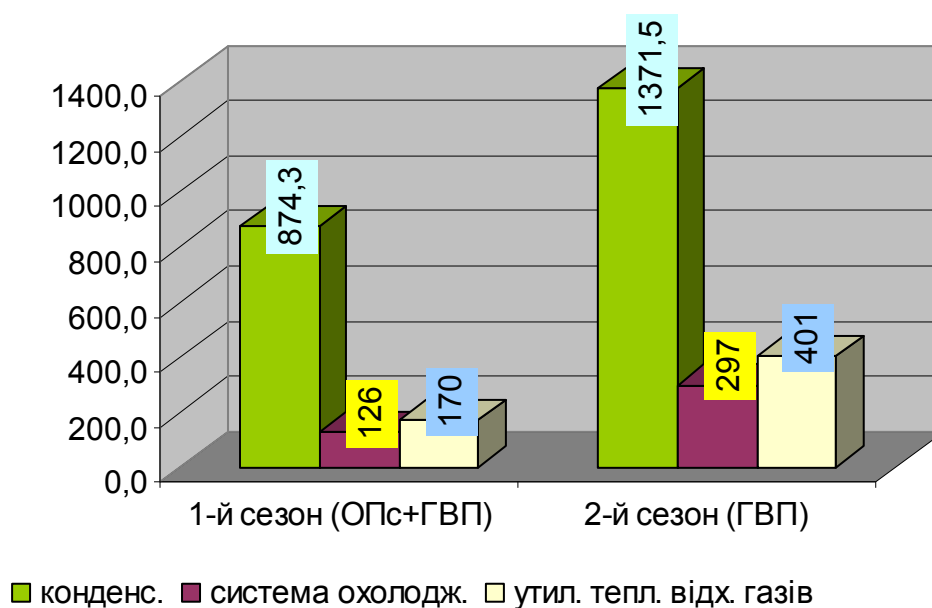


Рис. 3.4 – Значення теплових потужностей конденсатора ТНУ, системи охолодження та утилізаторів КТНУ для двох режимів роботи теплової схеми з використанням 35% потужності контактного утилізатора, кВт

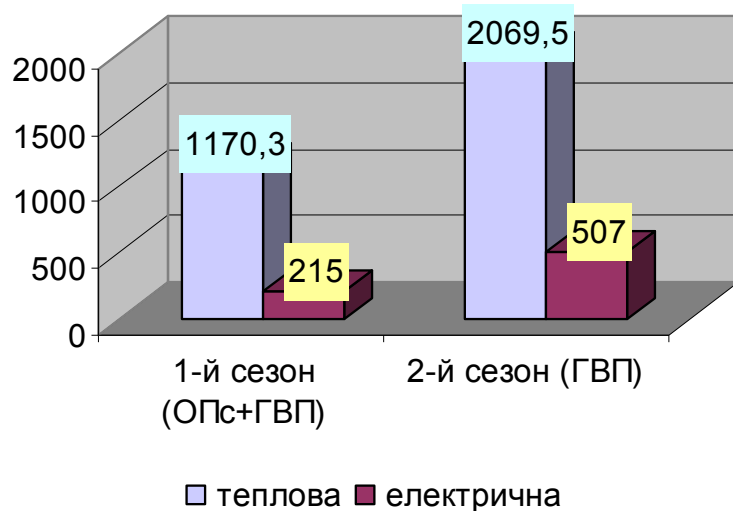


Рис. 3.5 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для теплової схеми з використанням 35% потужності контактного утилізатора від сезону роботи, кВт

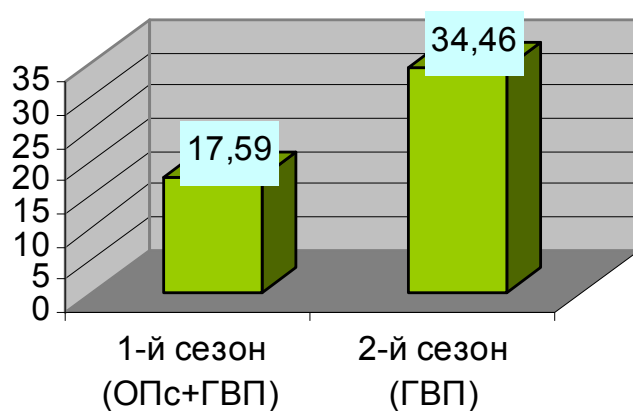


Рис. 3.6 – Значення економії робочого палива від застосування КТНУ для теплової схеми з використанням 35% потужності контактного утилізатора в залежності від сезону, %

### 3.2.2 Застосування когенераційної теплонасосної установки в тепловій схемі котельні в місті Славута для роботи в двох сезонах з використанням 40% потужності КУ

Розрахункові формули та результати розрахунків ефективності застосування КТНУ з 40% потужності наведені у додатку Б (таблиці Б.4 – Б.6), що проведені за методикою з досліджень [78 - 84].

Графічна інтерпретація результатів досліджень ефективності застосування когенераційної теплонасосної установки в тепловій схемі котельні в місті Славута для роботи в двох сезонах з використанням 40% потужності КУ показана на рис. 3.7 – 3.12.

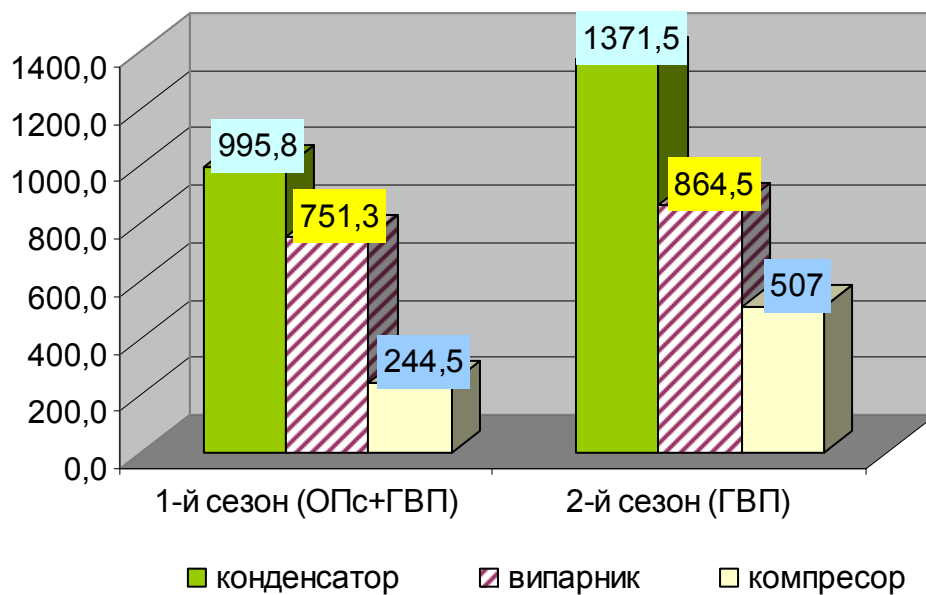


Рис. 3.7 Значення потужностей конденсатора, випарника та компресора КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 40% потужності контактного утилізатора, кВт

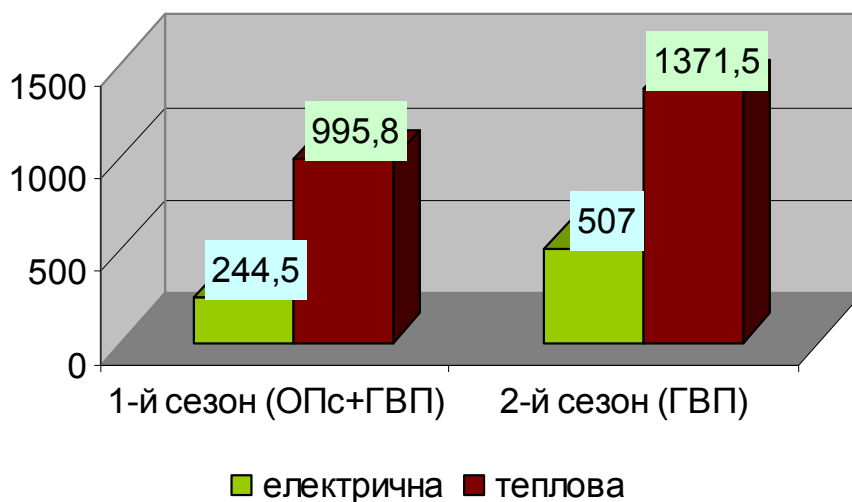


Рис. 3.8 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для двох сезонів роботи теплової схеми котельні з використанням 40% потужності контактного утилізатора, кВт

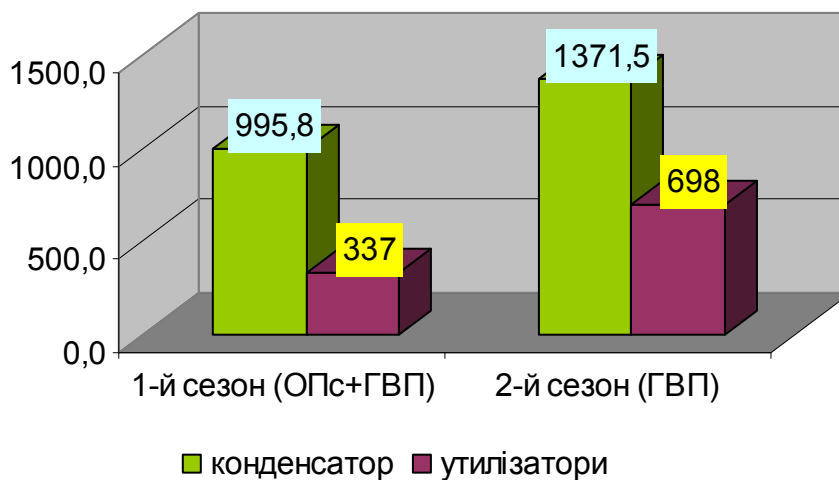


Рис. 3.9 – Значення теплових потужностей конденсатора та утилізаторів КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 40% потужності контактного утилізатора, кВт

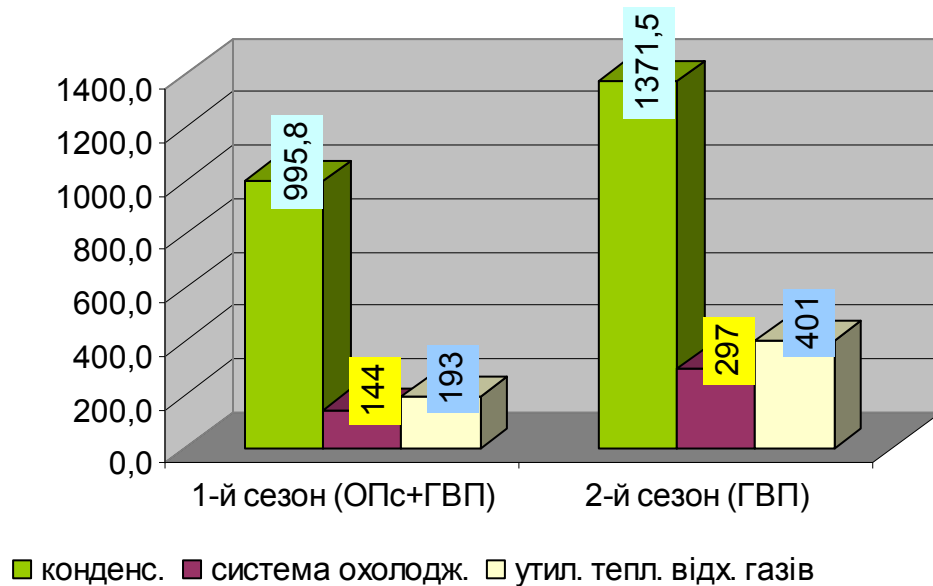


Рис. 3.10 – Значення теплових потужностей конденсатора ТНУ, системи охолодження та утилізаторів КТНУ для двох режимів роботи теплової схеми з використанням 40% потужності контактного утилізатора, кВт

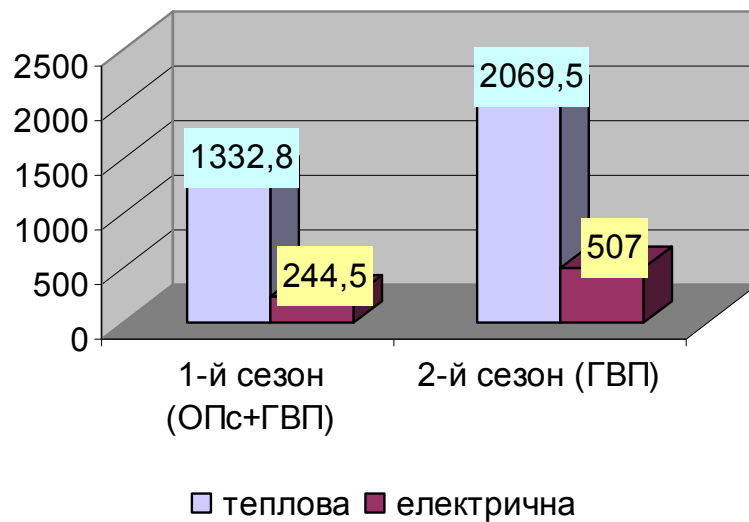


Рис. 3.11 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для теплової схеми з використанням 40% потужності контактного утилізатора від сезону роботи, кВт

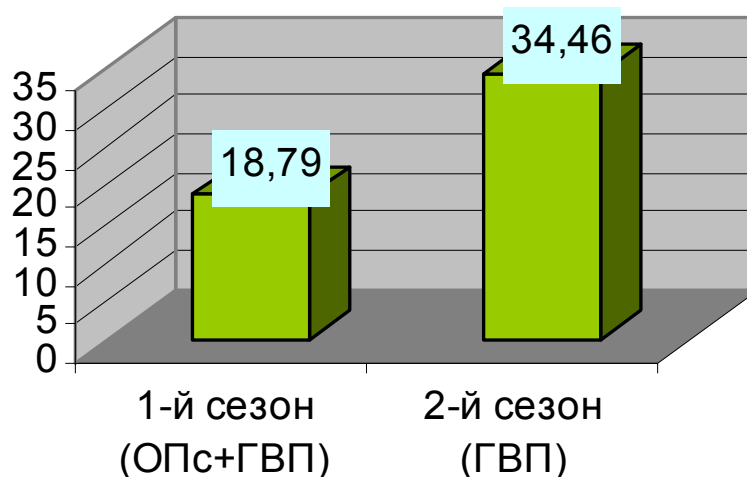


Рис. 3.12 – Значення економії робочого палива від застосування КТНУ для теплової схеми з використанням 40% потужності контактного утилізатора в залежності від сезону, %

3.2.3 Застосування когенераційної теплонасосної установки в тепловій схемі котельні в місті Славута для роботи в двох сезонах з використанням 45% потужності КУ

Розрахункові формули та результати розрахунків ефективності застосування КТНУ з 45% потужності наведені у додатку Б (таблиці Б.7 – Б.9), що проведені за методикою з досліджень [78 - 84].

Графічна інтерпретація результатів досліджень ефективності застосування когенераційної теплонасосної установки в тепловій схемі котельні в місті Славута для роботи в двох сезонах з використанням 45% потужності КУ показана нарис. 3.13 – 3.18.

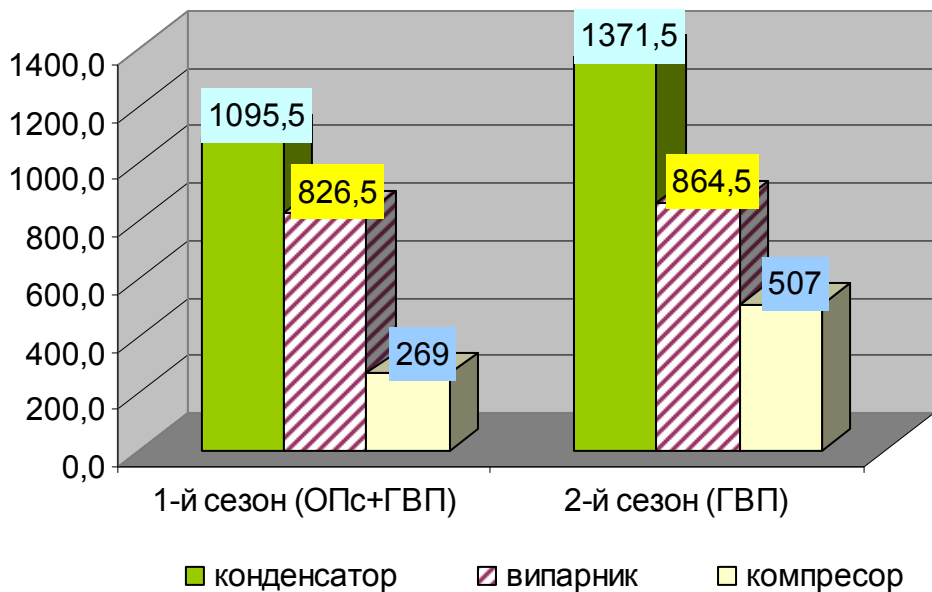


Рис. 3.13 – Значення потужностей конденсатора, випарника та компресора КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 45% потужності контактного утилізатора, кВт

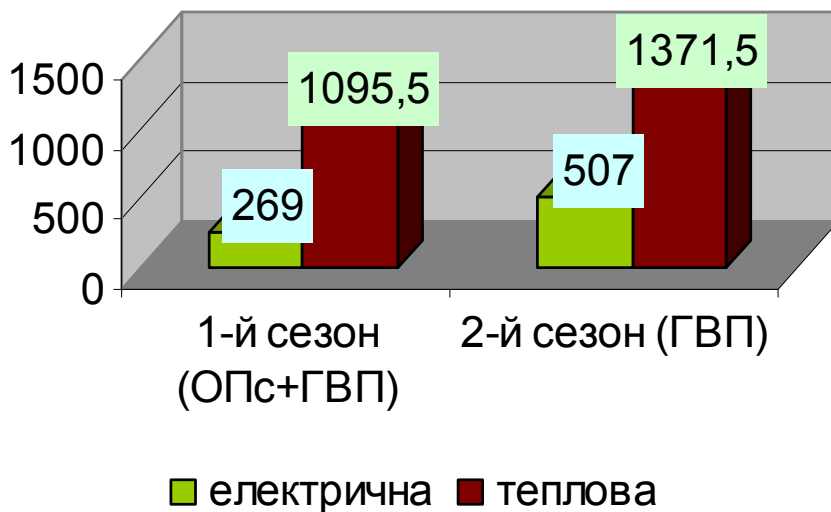


Рис. 3.14 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для двох сезонів роботи теплової схеми котельні з використанням 45% потужності контактного утилізатора, кВт



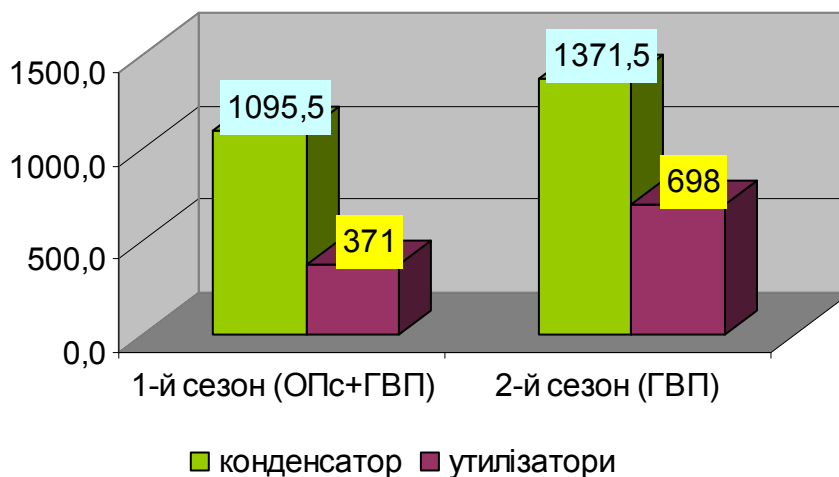


Рис. 3.15 – Значення теплових потужностей конденсатора та утилізаторів КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 45% потужності контактного утилізатора, кВт

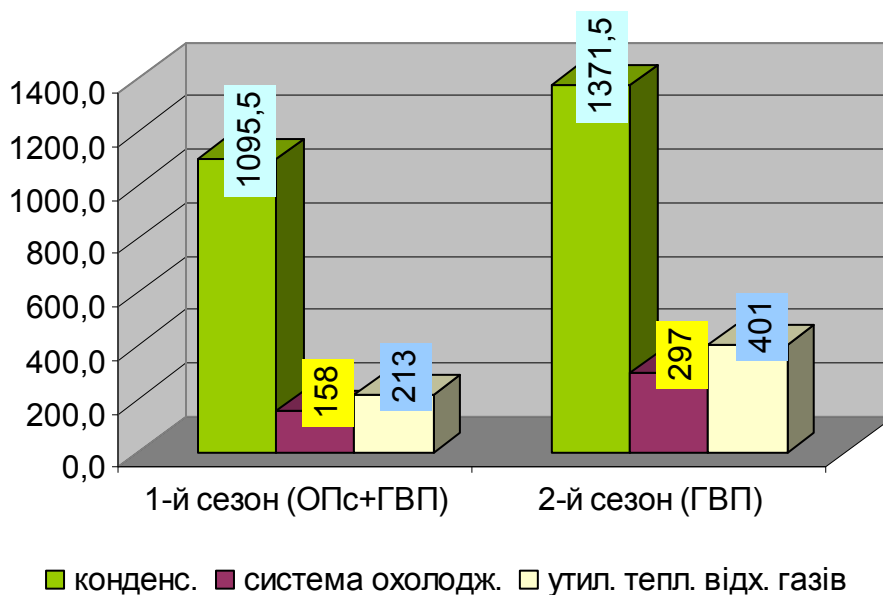


Рис. 3.16 – Значення теплових потужностей конденсатора ТНУ, системи охолодження та утилізаторів КТНУ для двох режимів роботи теплової схеми з використанням 45% потужності контактного утилізатора, кВт

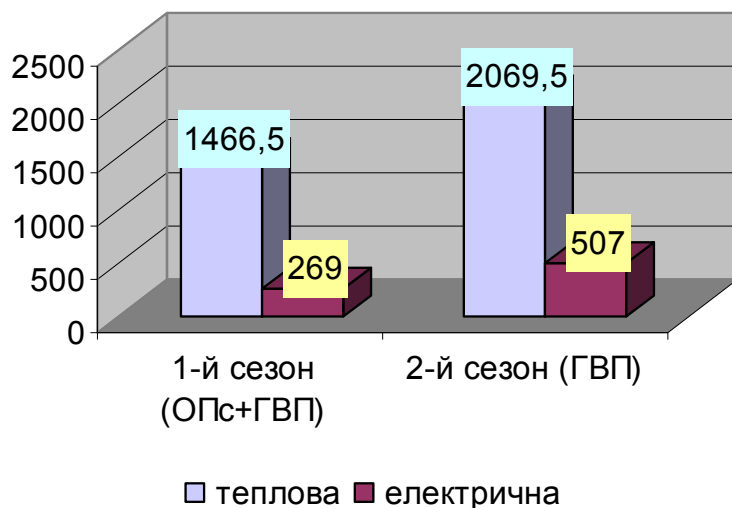


Рис. 3.17 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для теплової схеми з використанням 45% потужності контактного утилізатора від сезону роботи, кВт

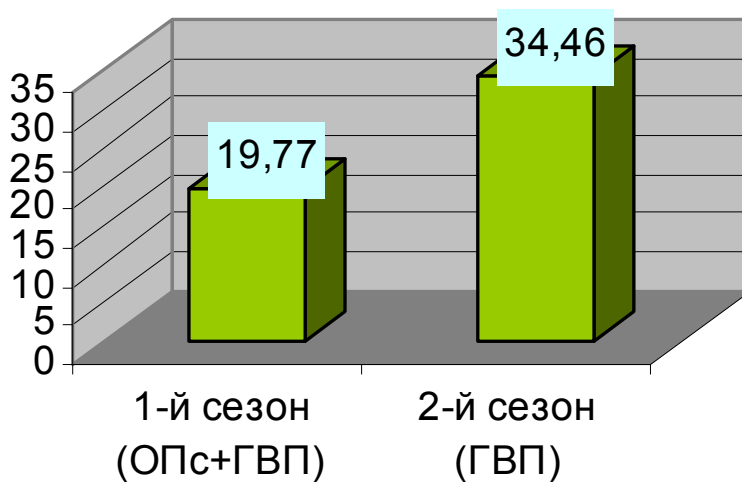


Рис. 3.18 – Значення економії робочого палива від застосування КТНУ для теплової схеми з використанням 45% потужності контактного утилізатора в залежності від сезону, %

3.2.4 Застосування когенераційної теплонасосної установки в тепловій схемі котельні в місті Славута для роботи в двох сезонах з використанням 50% потужності КУ

Розрахункові формули та результати розрахунків ефективності застосування КТНУ з 50% потужності наведені у додатку Б (таблиці Б.10 – Б.12), що проведені за методикою з досліджень [78- 84].

Графічна інтерпретація результатів досліджень ефективності застосування когенераційної теплонасосної установки в тепловій схемі котельні в місті Славута для роботи в двох сезонах з використанням 50% потужності КУ показана рис. 3.19 – 3.24.

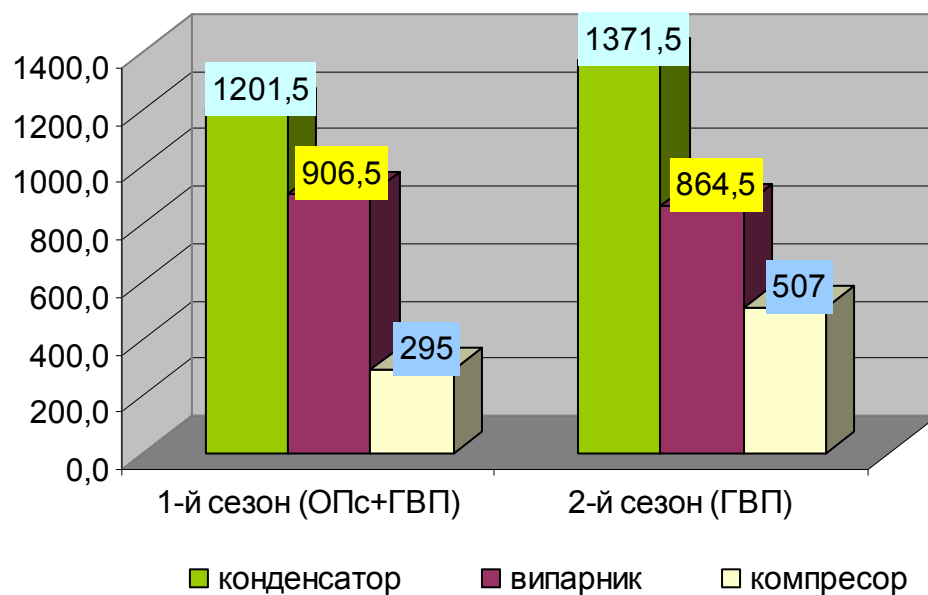


Рис. 3.19 – Значення потужностей конденсатора, випарника та компресора КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 50% потужності контактного утилізатора, кВт

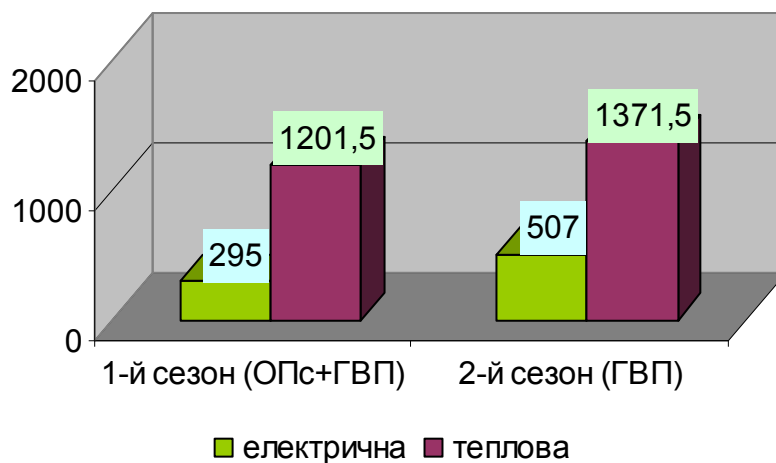


Рис. 3.20 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для двох сезонів роботи теплової схеми котельні з використанням 50% потужності контактного утилізатора, кВт

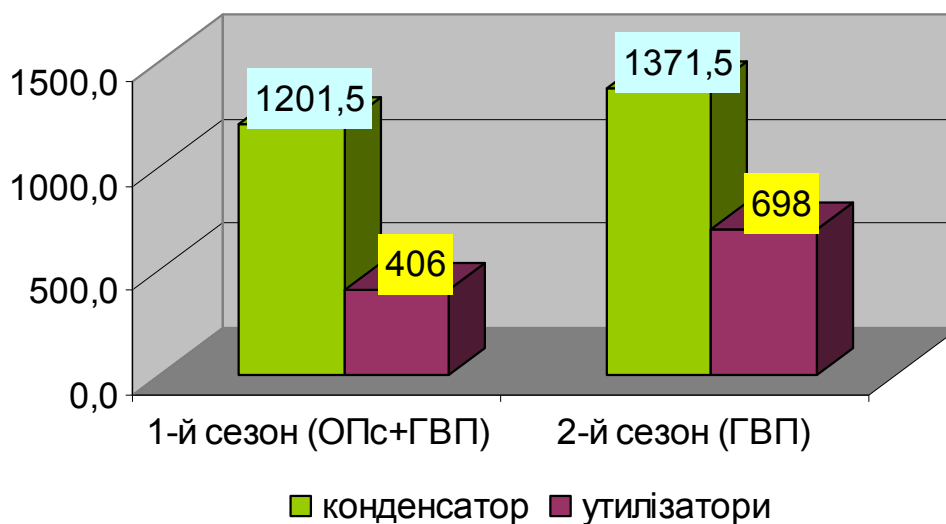


Рис. 3.21 – Значення теплових потужностей конденсатора та утилізаторів КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 50% потужності контактного утилізатора, кВт

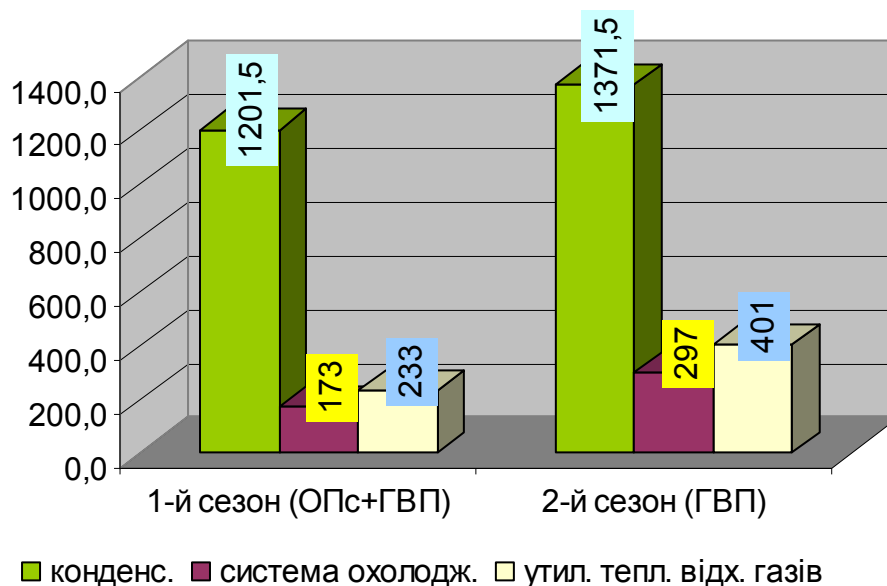


Рис. 3.22 – Значення теплових потужностей конденсатора ТНУ, системи охолодження та утилізаторів КТНУ для двох режимів роботи теплової схеми з використанням 50% потужності контактного утилізатора, кВт

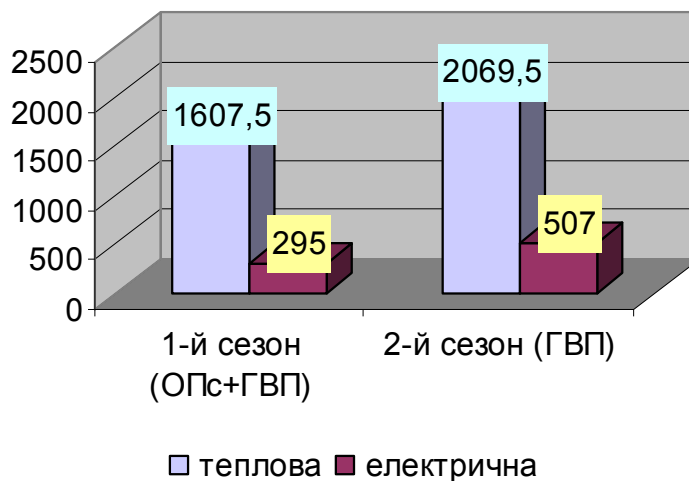


Рис. 3.23 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для теплової схеми з використанням 50% потужності контактного утилізатора від сезону роботи, кВт

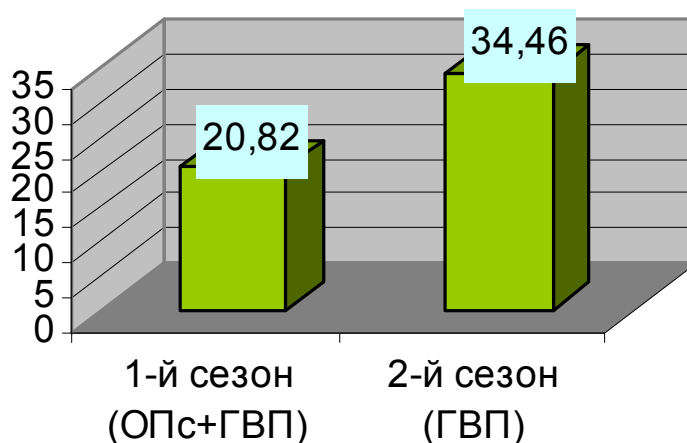


Рис. 3.24 – Значення економії робочого палива від застосування КТНУ для теплової схеми з використанням 50% потужності контактного утилізатора в залежності від сезону, %

### 3.3 Аналіз ефективності варіантів застосування КТНУ для теплової схеми котельні в місті Славута та обґрунтування вибору найбільш ефективного варіанту

В попередніх розділах МКР виконаний аналіз ефективності варіантів застосування КТНУ в тепловій схемі котельні в місті Славута на основі результатів досліджень [85 – 87]. В підрозділі 3.2 МКР оцінена ефективність чотирьох варіантів застосування КТНУ в тепловій схемі котельні в місті Славута, проаналізовані варіанти утилізації теплової потужності відхідних газів в КУ: 35%, 40%, 45%, 50%.

За результатами аналізу, найкращим варіантом буде застосування КТНУ в тепловій схемі котельні в місті Славута з використанням 40% потужності контактного утилізатора, де температура відхідних газів становить 118 °С, економія палива 26,66 % та очікувана кількість зекономлених коштів – 12,013 млн. грн./рік.

Теплова схема котельні в місті Славута з КТНУ показана в графічній частині МКР.

### **3.4 Вибір теплонасосного, когенераційного та допоміжного обладнання для обраного варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні в місті Славута**

За результатами розрахунків вибираємо вказане обладнання.

Вибираємо газопоршневий двигун-генератор марки ГДГА800 з номінальною потужністю електрогенератора 800 кВт виробництва ТДВ «Первомайськдизельмаш» (Україна) [88].

Із [89] вибираємо тепловий насос виробництва ЗАТ «Енергія» марки НТ-1000.

Для утилізації теплоти відхідних газів котла встановлюємо КТАН-утилізатор марки КТАН-1,5УГ; розрахункова теплопродуктивність 0,2-1,7 МВт [90].

Витрати води у випарнику 12,07 кг/с. Встановлюємо три насоси (два робочих, один резервний) фірми GLONG марки GHE-55-80 з подачею 60 м<sup>3</sup>/год., напором 0,14 МПа, ККД 75%, з потужністю електродвигуна 3,5 кВт [91].

Витрати води у конденсаторі 72,95 кг/с. Встановлюємо три насоси (два робочих, один резервний) фірми GLONG марки GHE-125-125-11 з подачею 180 м<sup>3</sup>/год., напором 0,153 МПа, ККД 75%, з потужністю електродвигуна 11 кВт [91].

План котельні в місті Славута з КТНУ, з розташуванням вибраного обладнання показаний в графічній частині МКР.

### **3.5 Розробка схеми автоматизації котельні в місті Славута з газовими котлами**

Характеристика об'єкта автоматизації, опис технологічного процесу; обґрунтування вибору величин, що регулюються, та каналів регулюючого впливу; технологічний контроль фізичних величин, захист та сигналізація; підбір регулюючого органу проведені з використанням джерел [92 - 97] та наведені в додатку В.

На рис. 3.25 – 3.27 показані: схема регулювання розрідженням в топці, схема регулювання температури на вході в котел, схема регулювання температури на виході з котла.

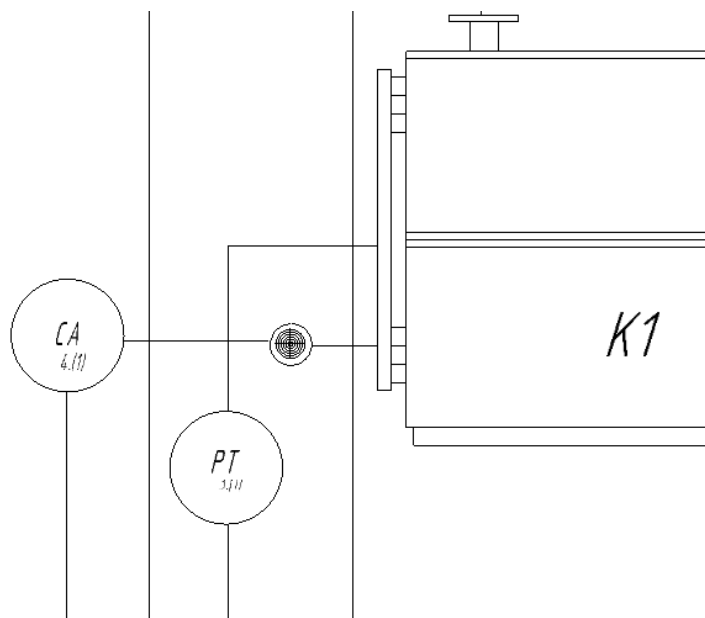


Рис. 3.25 – Регулювання розрідженням в топці – К1- котел; СА 4.1.- регулюючий механізм; РТ 3.1.- датчик тиску.

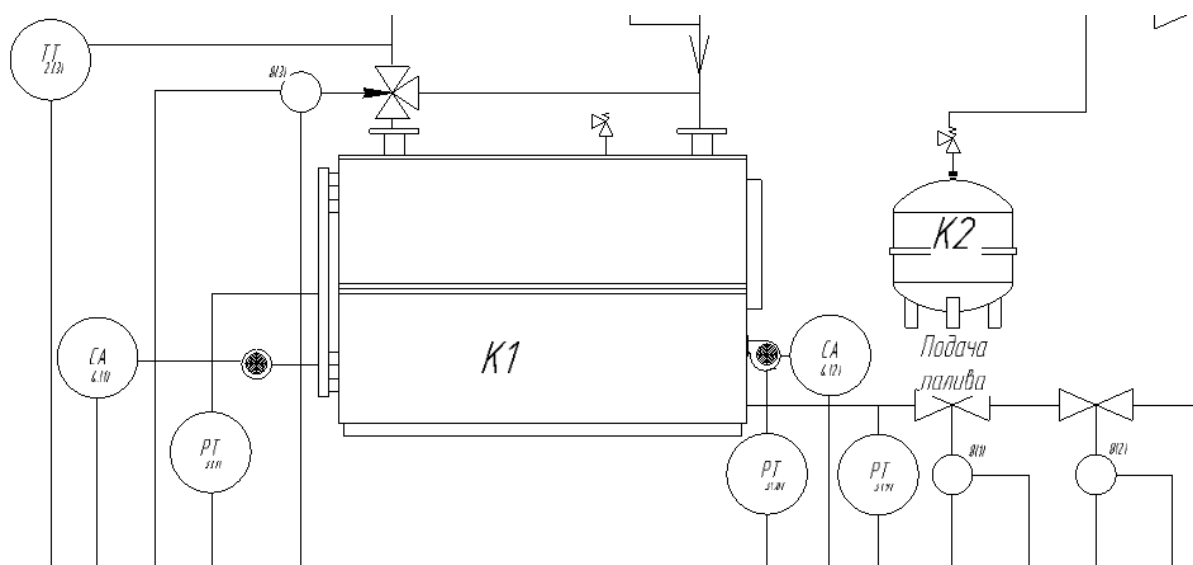


Рис. 3.26 – Регулювання температури на вході в котел.- ТТ 2.3.- датчик температури; 8.1.- вентиль подачі газу.



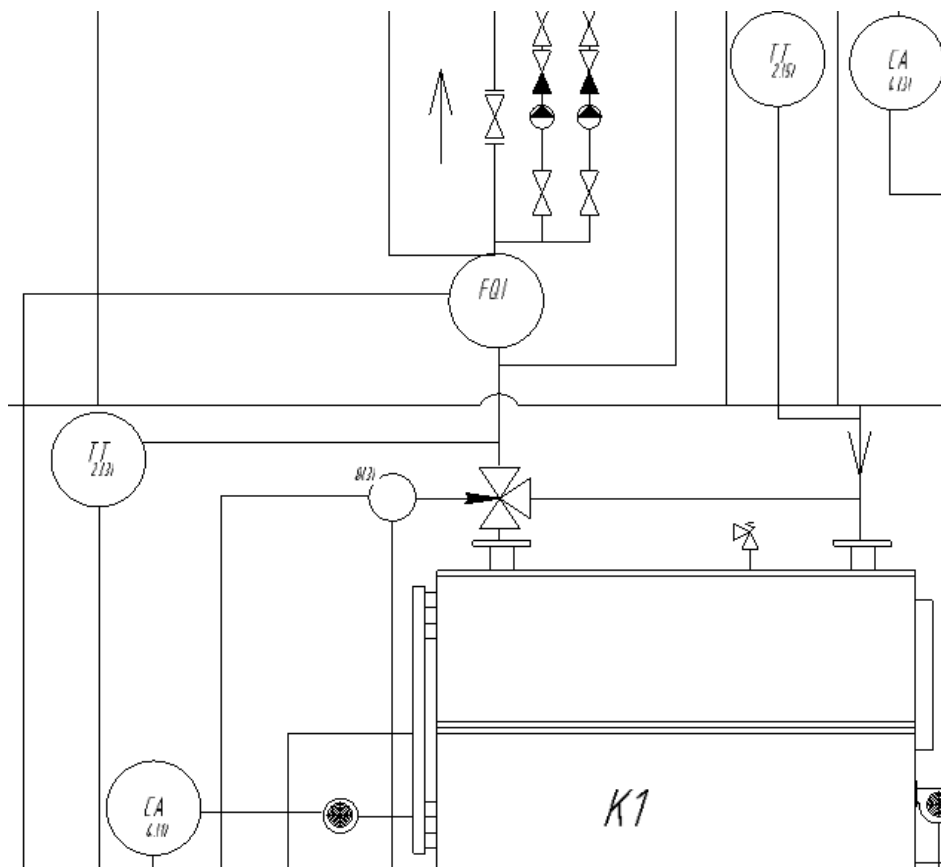


Рис. 3.27 – Регулювання температури на виході з котла. ТТ 2.7.- датчик температури; 8.5.- регулюючий механізм триходового клапана.

### 3.6 Розробка технології монтажу КТНУ для теплової схеми котельні в місті славути

В МКР здійснено розрахунок діаметрів трубопроводів для підведення і відведення теплоносіїв до КТНУ. В результаті розрахунку підібрано насоси марки GLONG GHE-55-80, GLONG GHE-125-125-11 для перекачування теплоносіїв.

Виконано компоновку обладнання, схеми прокладення трубопроводів, враховані відомості по виконанню робіт, визначена трудоемкість монтажних робіт. Визначено необхідну кількість виробів та матеріалів для монтажу системи

теплонасосної установки, потребу в допоміжних матеріалах, підібрані машин, механізми та пристосування для виконання монтажних робіт.

Визначено, що загальна маса всіх вантажів становить  $\Sigma M_{\text{заг}} = 105418,78$  (кг), а маса теплонасосної установи, що встановлюються на котельні, становить  $M_{\text{ТНУ}}=13000$  кг.

Після проведення необхідних розрахунків розроблені календарний графік монтажу тепло насосної установки, графік руху робітників та графік руху машин та механізмів які наведені у графічній частині МКР.

Більш детальні розрахунки на основі [98 - 122] наведені у додатку Г.

### **3.7 Математичне програмне забезпечення розрахунків ефективності КТНУ для теплової схеми котельні в місті Славута**

В МКР розрахунки ефективності КТНУ для теплової схеми котельні в місті Славута у двох режимах виконувались з використанням програми SOLKANE Refrigerants 8.0 [123]. SOLKANE Refrigerants 8.0 - це потужна програма обчислення теплофізичних властивостей та розрахунку циклів. Програма обчислює дані про термодинамічні властивості всіх холодоагентів Solkane та деяких CFC, містить модулі для обчислення загальної кількості семи різних процесів та двоступеневих циклів, а також для розміщення трубопроводів холодоагенту.

3.7.1 Результати моделювання циклів КТНУ для середнього ополувального режиму в програмі SOLKANE Refrigerants 8.0 для показана на рис. 3.28 – 3.32.

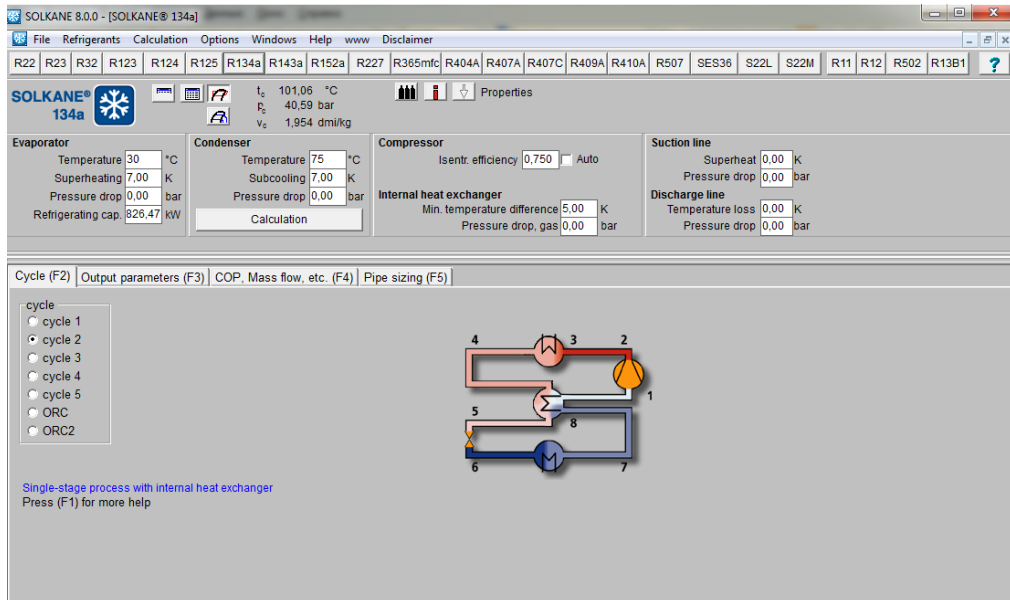


Рис. 3.28 – Введення початкових даних в SOLKANE Refrigerants 8.0

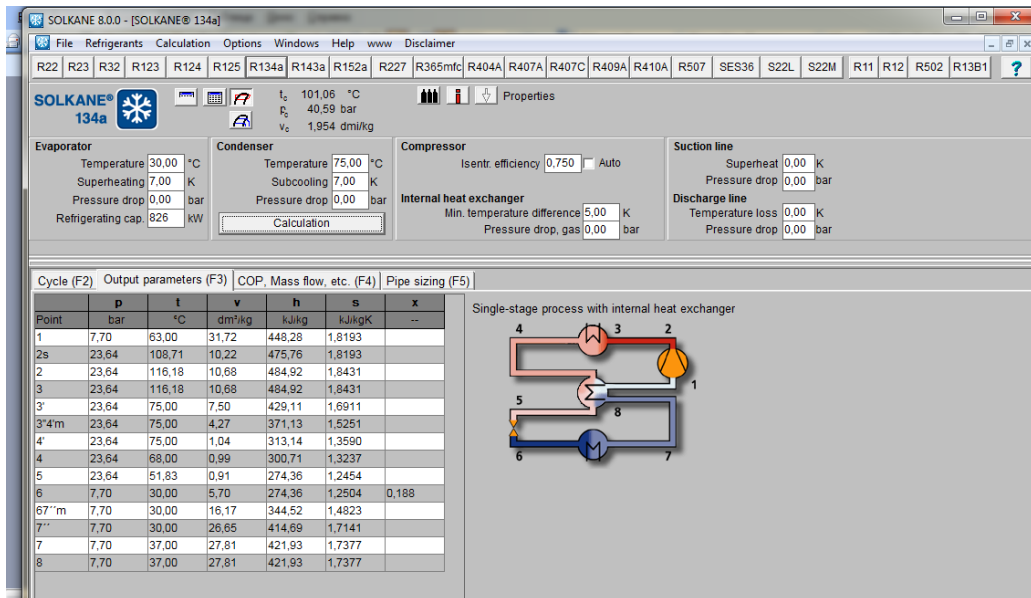


Рис. 3.29 – Розрахунок властивостей холодоагенту в SOLKANE Refrigerants 8.0

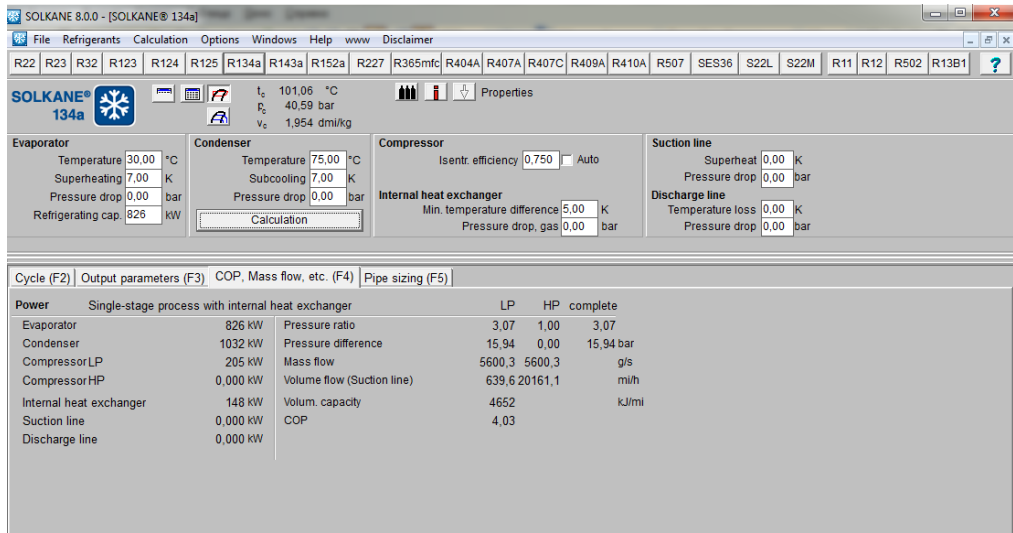


Рис. 3.30 – Розрахунок показників роботи циклу в SOLKANE Refrigerants 8.0

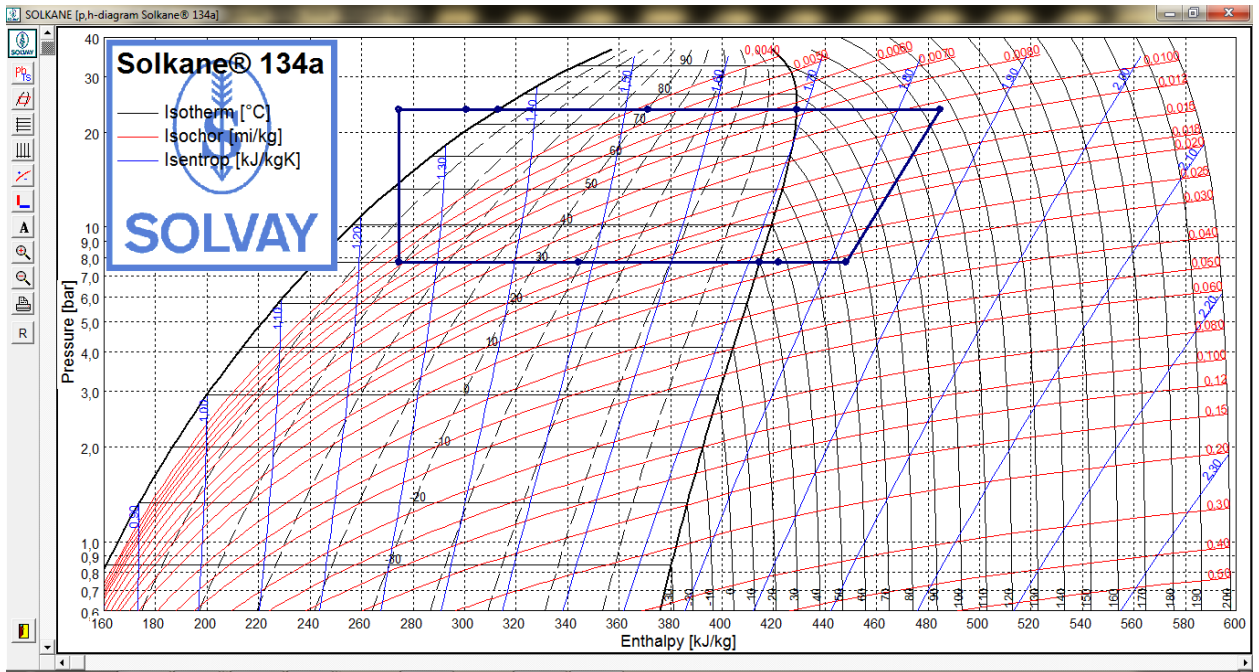


Рис. 3.31 – Побудова циклу на P-h діаграмі в SOLKANE Refrigerants 8.0

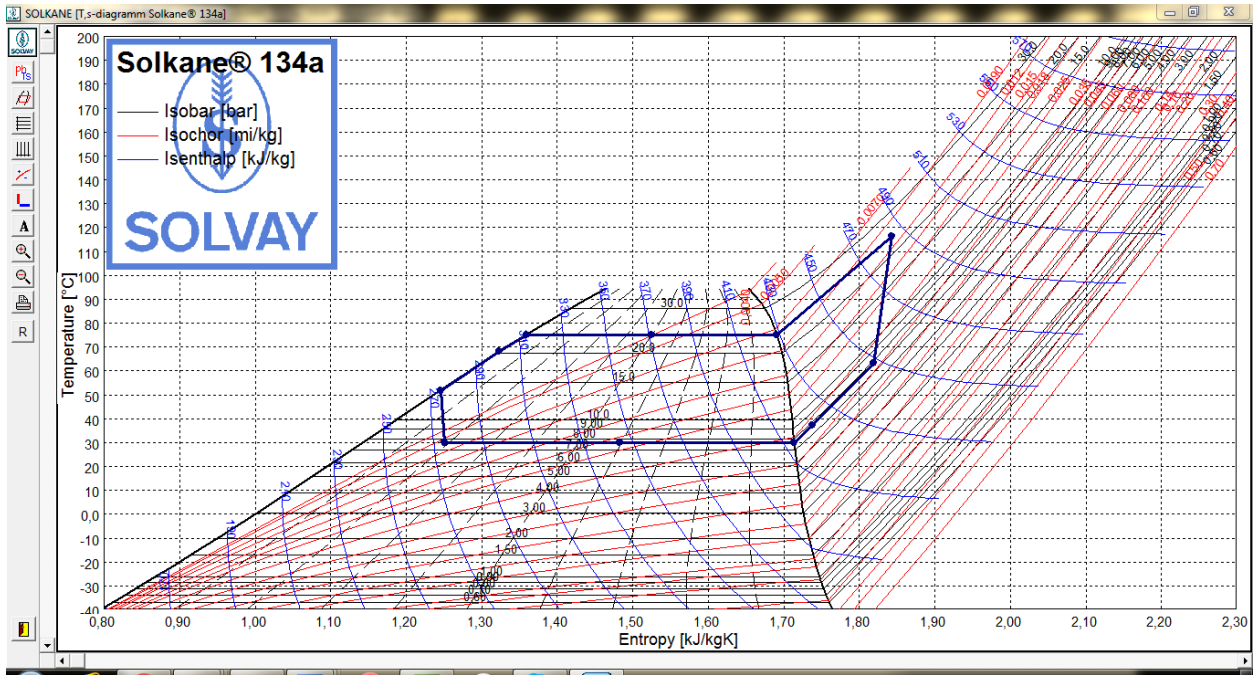


Рис. 3.32 – Побудова циклу на T-s діаграмі в SOLKANE Refrigerants 8.0

3.7.2 Результати моделювання циклів КТНУ для режиму ГВП в програмі SOLKANE Refrigerants 8.0 для показана на рис. 3.33 – 3.37.

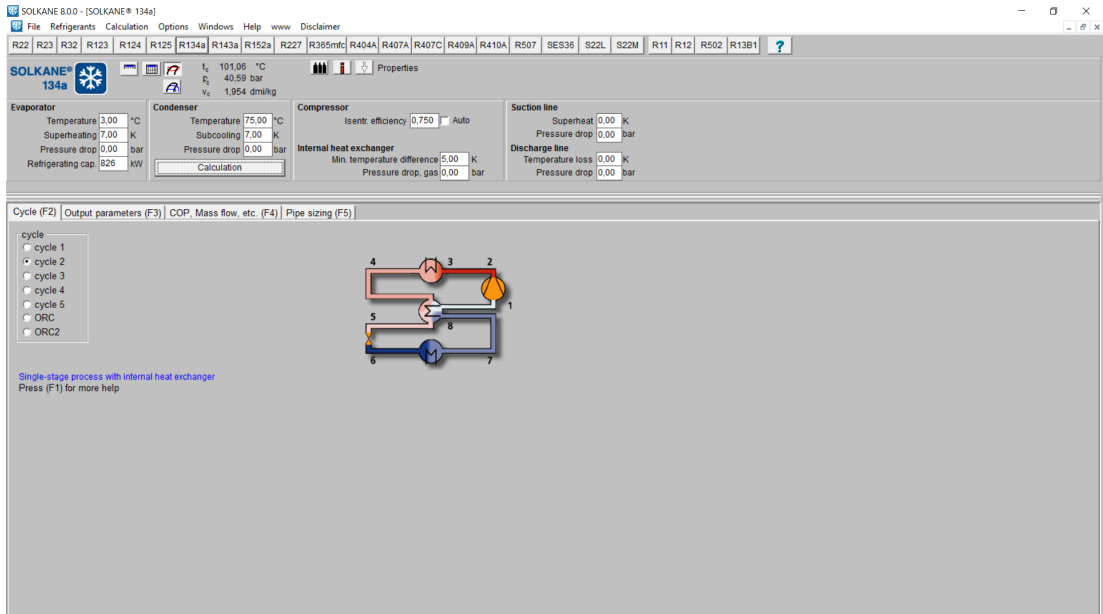


Рис. 3.33 – Введення початкових даних в SOLKANE Refrigerants 8.0

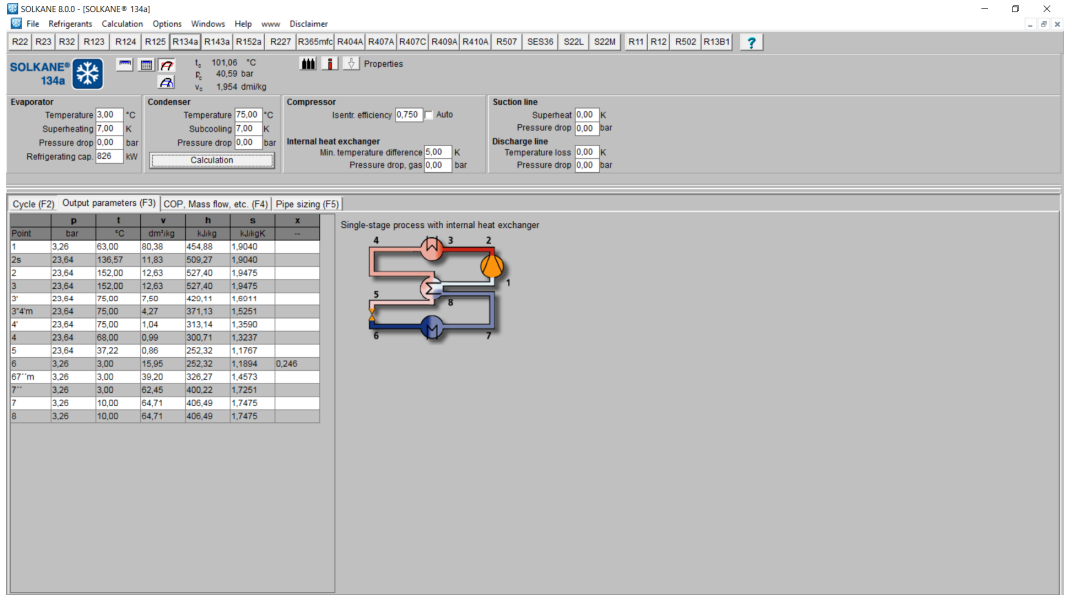


Рис. 3.34 – Розрахунок властивостей холодоагенту в SOLKANE Refrigerants 8.0

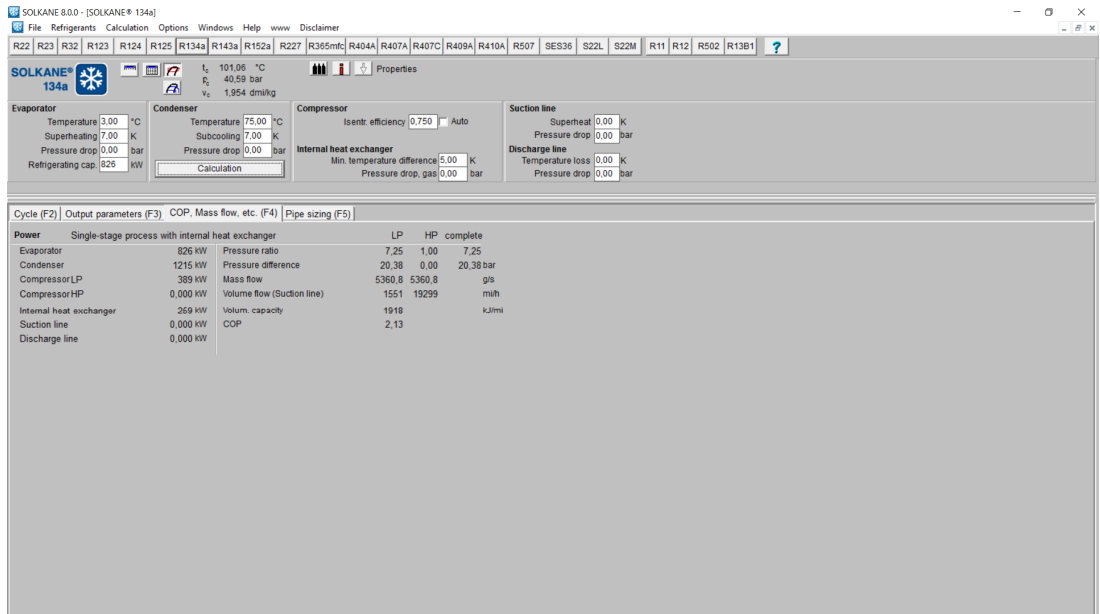


Рис. 3.35 – Розрахунок показників роботи циклу в SOLKANE Refrigerants 8.0

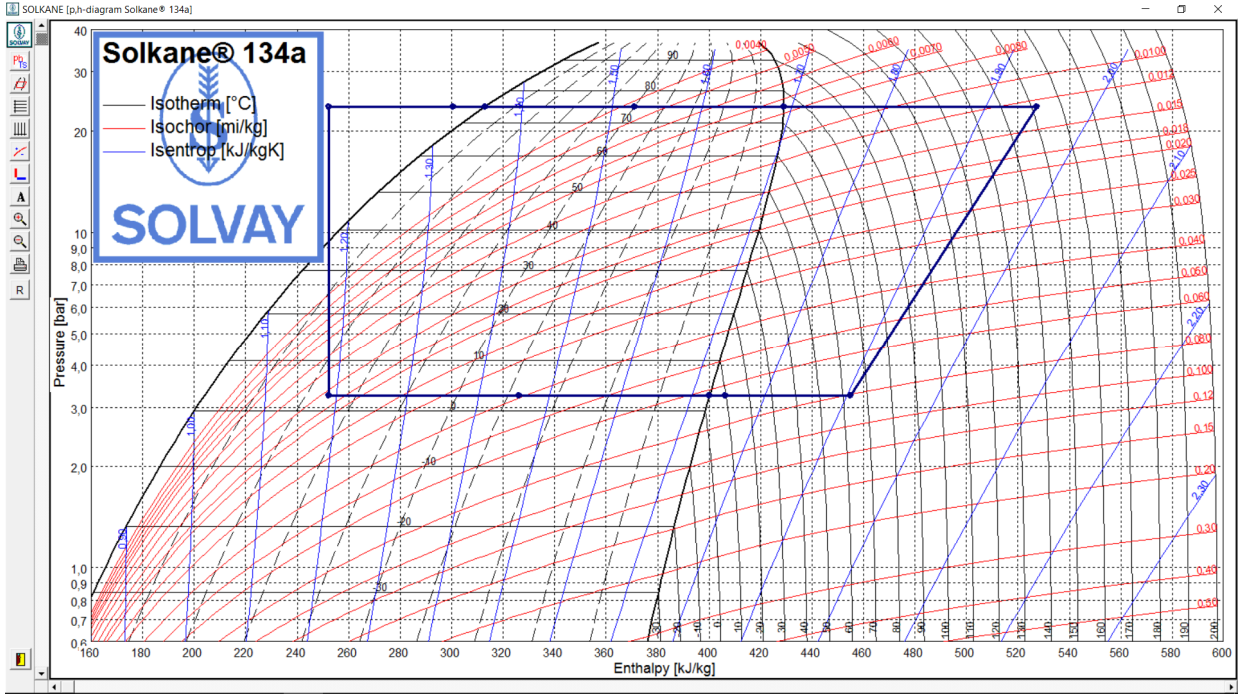


Рис. 3.36 – Побудова циклу на P-h діаграмі в SOLKANE Refrigerants 8.0

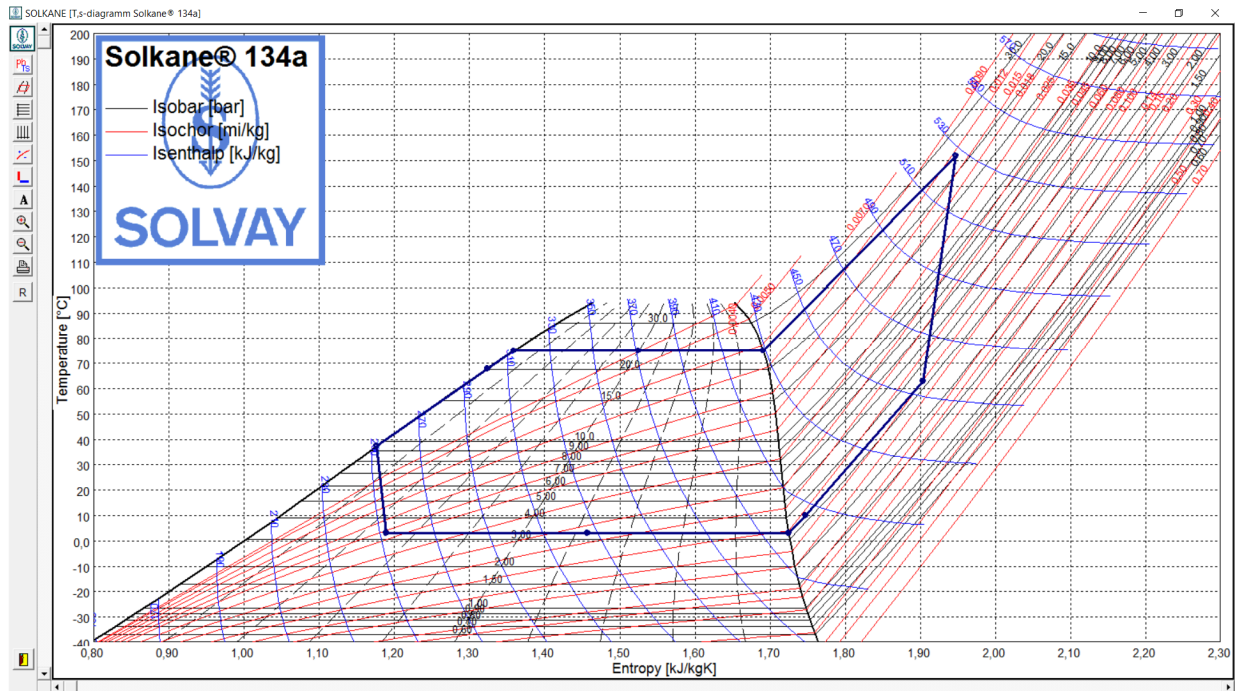


Рис. 3.37 – Побудова циклу на T-s діаграмі в SOLKANE Refrigerants 8.0

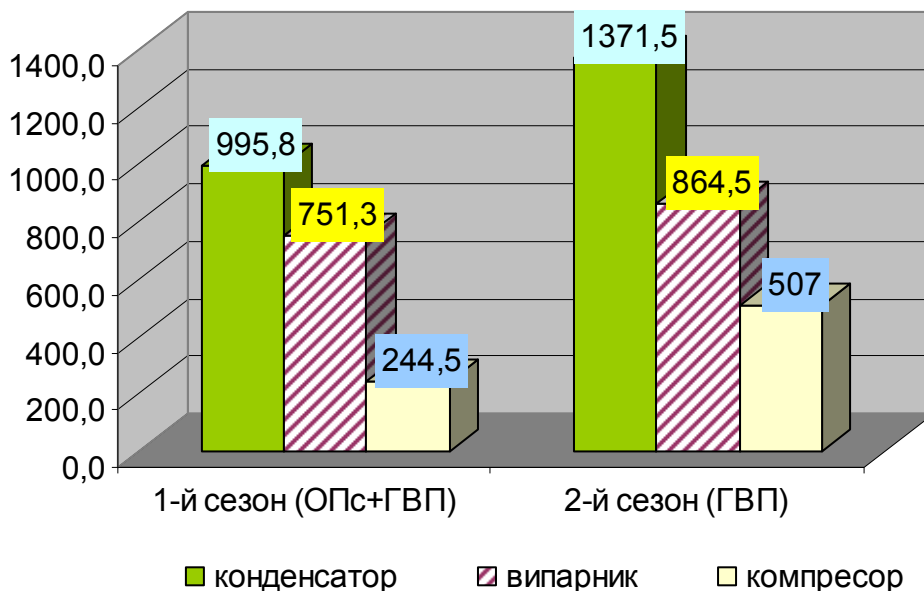


Рис. 3.38 – Значення потужностей конденсатора, випарника та компресора КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 40% потужності контактного утилізатора, кВт

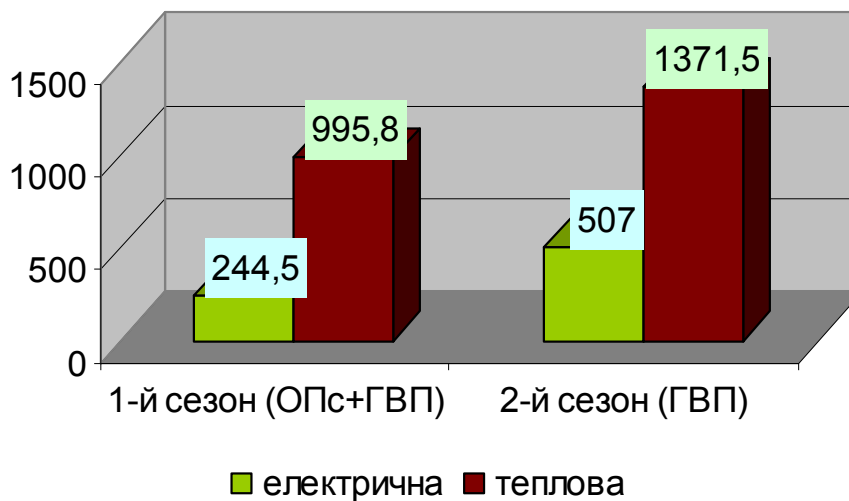


Рис. 3.39 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для двох сезонів роботи теплової схеми котельні з використанням 40% потужності контактного утилізатора, кВт



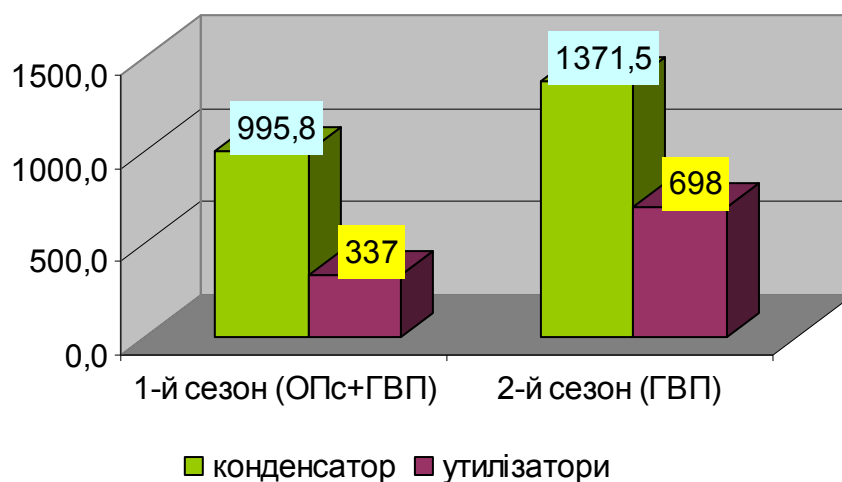


Рис. 3.40 – Значення теплових потужностей конденсатора та утилізаторів КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні з використанням 40% потужності контактного утилізатора, кВт

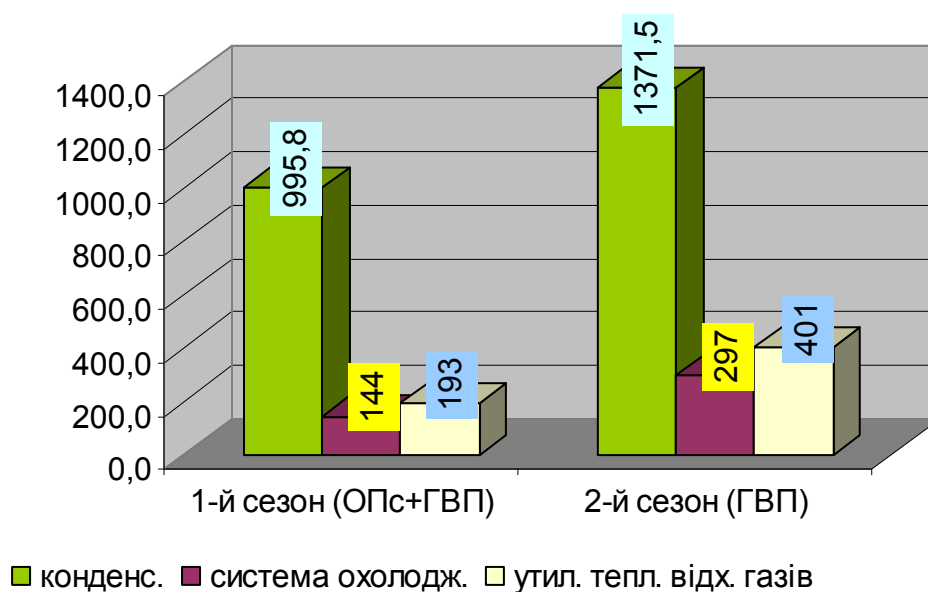


Рис. 3.41 – Значення теплових потужностей конденсатора ТНУ, системи охолодження та утилізаторів КТНУ для режимів роботи теплової схеми з використанням 40% потужності контактного утилізатора, кВт

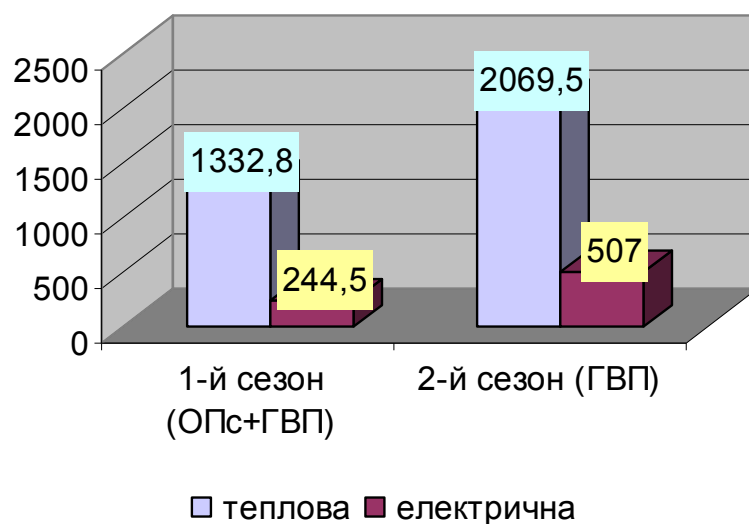


Рис. 3.42 – Значення теплової та електричної КТНУ для теплової схеми з використанням 40% потужності контактного утилізатора від сезону роботи, кВт

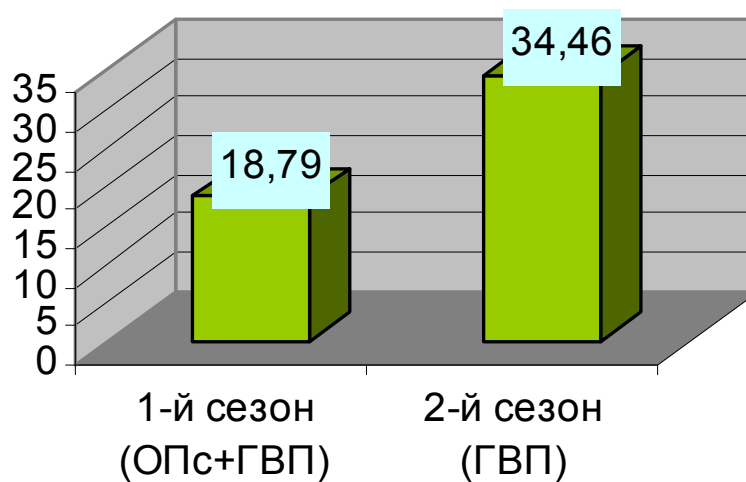


Рис. 3.43 – Значення економії робочого палива від застосування КТНУ для теплової схеми з використанням 40% потужності контактного утилізатора в залежності від сезону, кВт

## **Висновок**

В МКР розрахунки ефективності КТНУ для теплової схеми котельні в місті Славута у двох режимах виконувались з використанням програми SOLKANE Refrigerants 8.0

## 4 АНАЛІЗ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНІ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ КТНУ

### 4.1 Визначення капітальних вкладень на модернізацію котельні

Для розрахунку вартості модернізації котельні дотримувалися вимог ДСТУ Б Д 1.1.1 – 2013 „Правила визначення вартості будівництва” і використовували програму “АВК”.

Розділ складається з локального кошторису (таблиця Д.1 в додатку Д) і аналізу економічної ефективності (таблиця 4.1).

Локальний кошторис на влаштування обладнання розрахований в цінах 2019 року на основі підібраних матеріалів та ресурсних елементних кошторисних норм, на основі поточних цін на матеріали та ресурси (таблиця Д.1 в додатку Д).

Кошторисна вартість дорівнює  $K = 11081,99$  тис. грн.

Кошторисна заробітна плата ЗП = 54,571 тис. грн.

Кошторисна трудомісткість  $T = 2,506$  тис. люд -год

### 4.2 Техніко-економічні показники проекту

Розраховані техніко-економічні показники проекту представлені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Аналіз економічної ефективності

Показник	Позначення	Одиниця вимірювання	Формула	Значення
1	2	3	4	5
Тривалість роботи котельні в рік	$t_{річне}$	год/рік	Задаємося	8760
Тривалість роботи котельні в режимі ГВП	$t_{ГВП}$	год/рік	Задаємося	4484
Тривалість роботи котельні в макс. Зимній період	$t_{max}$	год/рік	Задаємося	30

Продовження таблиці 4.1

Тривалість роботи котельні в сер.оп. період	$t_{\text{сер.оп}}$	год/рік	Задаємося	4246
Витрати палива в не модернізованій схемі в макс. Зимній період	$V_p^{\text{max}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	За попередніми розрахунками	0,34
Витрати палива в не модернізованій схемі в сер.оп. період	$V_p^{\text{сер.оп}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	За попередніми розрахунками	0,23
Витрати палива в не модернізованій схемі в літ. Період	$V_p^{\text{літ}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	За попередніми розрахунками	0,0682
Річна витрата робочого палива в не модернізованій схемі	$V_p^{\text{річ}}$	тис. $\text{м}^3/\text{рік}$	$V_p^{\text{річ}} = (V_p^{\text{max}} \cdot \tau_{\text{max}} + V_p^{\text{сер.оп}} \cdot \tau_{\text{сер.оп}} + V_p^{\text{літ}} \cdot \tau_{\text{літ}}) \cdot 3,6$	4719
Витрати палива в модернізованій схемі в макс. Зимній період	$V_p^{\text{max}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	За попередніми розрахунками	0,34
Витрати палива в модернізованій схемі в сер.оп. період	$V_p^{\text{сер.оп}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	За попередніми розрахунками	0,191
Витрати палива в модернізованій схемі в літ. Період	$V_p^{\text{літ}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	За попередніми розрахунками	0,0447
Теплота згорання палива	$Q_n^p$	МДж/ $\text{м}^3$	З характеристики палива	34,000
Річна витрата робочого палива в модернізованій схемі	$V_p^{\text{річ}}$	тис. $\text{м}^3/\text{рік}$	$V_p^{\text{річ}} = (V_p^{\text{max}} \cdot \tau_{\text{max}} + V_p^{\text{сер.оп}} \cdot \tau_{\text{сер.оп}} + V_p^{\text{літ}} \cdot \tau_{\text{літ}}) \cdot 3,6$	3671
Теплота згорання умовного палива	$Q_{\text{ну}}^p$	МДж/кг	Приймаємо	29,3

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4	5
Річна витрата умовного палива в немоdernізованій схемі	$B_y^{річ}$	тонн/рік	$B_y^{річ} = \frac{B_p^{річ} \cdot Q_H^p}{Q_{Hy}^p}$	5477
Річна витрата умовного палива в модернізованій схемі	$B_y^{річ}$	тонн/рік	$B_y^{річ} = \frac{B_p^{річ} \cdot Q_H^p}{Q_{Hy}^p}$	4260
Потужність опалення	$Q_{сер.оп}$	МВт	За попередніми розрахунками	4,55
Потужність ГВП	$Q_{ГВП}$	МВт	За попередніми розрахунками	2
Потужність максимальна	$Q_{max}$	МВт	За попередніми розрахунками	8
Річний відпуск теплоти	$Q_{річ}$	ГДж/рік	$Q_{річ} = (Q_{оп} \cdot \tau_{оп} + Q_{ГВП} \cdot \tau_{ГВП}) \cdot 3,6$	133485,48
Питомі витрати робочого палива в немоdernізованій схемі	$b_p$	м <sup>3</sup> /ГДж	$b_p = \frac{B_p^{річ}}{Q_{річ}}$	35,35
Питомі витрати умовного палива в немоdernізованій схемі	$b_y$	кг/ГДж	$b_y = \frac{B_y^{річ}}{Q_{річ}}$	41,03
Питомі витрати робочого палива в модернізованій схемі	$b_p$	м <sup>3</sup> /ГДж	$b_p = \frac{B_p^{річ}}{Q_{річ}}$	27,5
Питомі витрати умовного палива в модернізованій схемі	$b_y$	кг/ГДж	$b_y = \frac{B_y^{річ}}{Q_{річ}}$	31,91
Капіталовкладення в ТНУ	$K_{ТНУ}$	грн.	$K = k \cdot Q_k \cdot n$	4303469
Капіталовкладення в ДВЗ	$K_{ДВЗ}$	грн.	–	5680800

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4	5
Капіталовкладення в нове обладнання	$K_{н.о.}$	грн.	$K_{н.о.} = K_{ТНУ} + K_{ДВЗ}$	9984269
Капіталовкладення в нове обладнання з урахуванням витрат на монтаж	$K_{н.о.}^{монт.}$	грн.	$K_{н.о.}^{монт.} = K_{н.о.} \cdot 1,46$	14577032,74
Електрична потужність в не модернізованій схемі в макс. Зимній період	$N_{max}$	кВт	За попередніми розрахунками	124,71
Електрична потужність в не модернізованій схемі в сер. Оп. Період	$N_{сер.оп}$	кВт	За попередніми розрахунками	122,2
Електрична потужність в не модернізованій схемі в літн. Період	$N_{літ}$	кВт	За попередніми розрахунками	107,97
Втрати електроенергії в не модернізованій схемі	$N_{річ}$	кВт·год/рік	$N_{річ} = N_{max} \cdot \tau_{max} + N_{сер.оп} \times \tau_{сер.оп} + N_{літ} \cdot \tau_{літ}$	1006739,98
Ціна електроенергії	$\text{Ц}_e$	грн/(кВт·год)	Приймаємо	2,29
Заробітна плата працівника	$\Phi_{з.п.}$	грн./місяць	Приймаємо	6419
Витрати на електроенергію в не модернізованій схемі	$C_{ел}$	грн/рік	$C_{ел} = \text{Ц}_e \cdot N_{річ}$	2305434,55
Електрична потужність в модернізованій схемі в макс. Зимній період	$N_{max}$	кВт	За попередніми розрахунками	124,71
Електрична потужність в модернізованій схемі в сер. Оп. Період	$N_{сер.оп}$	кВт	За попередніми розрахунками	128,67

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4	5
Електрична потужність в модернізованій схемі в літній період	$N_{\text{літ}}$	кВт	За попередніми розрахунками	124,09
Витрати електроенергії в модернізованій схемі	$N_{\text{річ}}$	кВт·год/рік	$N_{\text{річ}} = N_{\text{max}} \cdot \tau_{\text{max}} + N_{\text{сер.оп}} \times \tau_{\text{сер.оп}} + N_{\text{літ}} \cdot \tau_{\text{літ}}$	1106500,9
Витрати на електроенергію в модернізованій схемі	$C_{\text{ел}}$	грн/рік	$C_{\text{ел}} = \Pi_{\text{е}} \times N_{\text{річ}}$	2533887,07
Амортизаційне відрахування в нове обладнання	$C_{\text{ам}}$	грн/рік	$C_{\text{ам}} = K_{\text{н.о}} \cdot H_{\text{а}}$	1020392,29
Витрати на поточний ремонт	$C_{\text{пр}}$	грн/рік	$C_{\text{пр}} = C_{\text{ам}} \cdot 0,2$	20407,84
Затрати на заробітну плату	$C_{\text{з.п.}}$	грн/рік	$C_{\text{з.п.}} = N_{\text{пр}} \cdot \Phi_{\text{з.п.}}$	6988365,3
Ціна палива	$\Pi_{\text{пал}}$	грн./тис.м <sup>3</sup>	Приймаємо	9543,6
Витрати на паливо в не модернізованій схемі	$C_{\text{п}}$	грн/рік	$C_{\text{п}} = V_{\text{річна}} \cdot \Pi_{\text{пал}}$	45044704,79
Витрати на паливо в модернізованій схемі	$C_{\text{п}}$	грн/рік	$C_{\text{п}} = V_{\text{річна}} \cdot \Pi_{\text{пал}}$	35040548,3
Витрата води в макс. Зимній період	$C_{\text{св}}^{\text{max}}$	кг/с	За попередніми розрахунками	1,9
Витрата води в сер. Оп. Період	$C_{\text{св}}^{\text{сер.оп}}$	кг/с	За попередніми розрахунками	1,03
Витрата води в літ. Період	$C_{\text{св}}^{\text{літ}}$	кг/с	За попередніми розрахунками	0,34
Ціна води	$C_{\text{в}}$	грн./м <sup>3</sup>	Приймаємо	13
Річна витрата води в існ. Схемі	$G_{\text{води}}$	м <sup>3</sup> /рік	$G_{\text{води}} = (G_{\text{св}}^{\text{max}} \cdot \tau_{\text{max}} + G_{\text{св}}^{\text{сер.оп}} \times \tau_{\text{сер.оп}} + G_{\text{св}}^{\text{літ}} \cdot \tau_{\text{літ}}) \cdot \frac{3600}{\rho_{\text{в}}}$	21437,78
Витрати на воду в існ. Схемі	$C_{\text{в}}$	грн/рік	$C_{\text{в}} = G_{\text{річна}} \cdot C_{\text{в}}$	278691,192



Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4	5
Річна витрата води в мод. Схемі	$G_{\text{води}}$	м <sup>3</sup> /рік	$G_{\text{води}} = (G_{\text{св}}^{\text{max}} \cdot \tau_{\text{max}} + G_{\text{св}}^{\text{сер.оп}} \times \tau_{\text{сер.оп}} + G_{\text{св}}^{\text{літ}} \cdot \tau_{\text{літ}}) \cdot \frac{3600}{\rho_{\text{в}}}$	506923,58
Витрати на воду в мод. Схемі	$C_{\text{в}}$	грн/рік	$C_{\text{в}} = G_{\text{річна}} \cdot C_{\text{в}}$	6590006,55
Інші витрати до модернізації	$C_{\text{інші}}$	грн/рік	$C_{\text{інші}} = 0,06 \cdot (C_{\text{п}} + C_{\text{ел}} + C_{\text{в}} + C_{\text{з.п}})$	3277031,75
Інші витрати після модернізації	$C_{\text{інші}}$	грн/рік	$C_{\text{інші}} = 0,06 \cdot (C_{\text{п}} + C_{\text{ел}} + C_{\text{в}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{з.п}} + C_{\text{пр}})$	3131616,4
Експлуатаційні витрати до модернізації	$C_{\text{е}}$	грн/рік	$C_{\text{е}} = C_{\text{п}} + C_{\text{ел}} + C_{\text{в}} + C_{\text{з.п}} + C_{\text{інші}}$	57894227,5
Експлуатаційні витрати після модернізації	$C_{\text{е}}$	грн/рік	$C_{\text{е}}^{\text{м}} = C_{\text{п}} + C_{\text{ел}} + C_{\text{в}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{з.п}} + C_{\text{пр}} + C_{\text{інші}}$	55325223,8
Зменшення експлуатаційних витрат	$\Delta C_{\text{е}}$	грн/рік	$\Delta C_{\text{е}} = C_{\text{е}} + C_{\text{е}}^{\text{м}}$	2569003,69
Собівартість відпущеної теплоти до модернізації	$CB_{\text{немод.}}$	грн./ГДж	$CB_{\text{немод.}} = \frac{C_{\text{е}}}{Q_{\text{річне}}}$	433,7
Собівартість відпущеної теплоти після модернізації	$CB_{\text{мод.}}$	грн./ГДж	$CB_{\text{мод.}} = \frac{C_{\text{е}}}{Q_{\text{річне}}}$	414,4
Економічна ефективність	$E_{\text{ф}}$	грн/рік	$E_{\text{ф}} = (CB_{\text{немод.}} - CB_{\text{мод.}}) \cdot Q_{\text{річ.}}$	256900369
Термін окупності	$T$	рік	$T = K/E_{\text{ф}}$	3,88

### Висновок

Визначено основні техніко-економічні показники. У випадку застосування ТНУ в тепловій схемі спостерігається зниження собівартості теплової енергії після модернізації теплової схеми.

Термін окупності капіталовкладень становить 3,88 року, також зменшуються експлуатаційні витрати після модернізації на 2,57 млн. грн./рік.

## 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У магістерській роботі досліджено заходи з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі водогрійної котельні завдяки застосуванню когенераційних теплових установок.

На сьогодні із зростанням темпів розвитку сучасного виробництва значно зростає роль і значення охорони праці на підприємстві. Для дотримання нормального режиму праці робітників роботодавець зобов'язаний створити безпечні та сприятливі умови роботи, зокрема, такі, щоб забезпечували досягнення високих та ефективних результатів. Про це йдеться, зокрема в Законі України «Про охорону праці». Законодавством України установлені соціальні гарантії у сфері охорони праці найманих працівників, які потрібно виконувати в обов'язковому порядку.

Охорона праці – це система правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних, лікувально-профілактичних заходів спрямованих на збереження здоров'я і працездатності людини в процесі праці. Основна мета охорони праці – зведення до мінімуму імовірності травматизму та захворювань працівників. Це здійснюється за рахунок забезпечення нормальних умов праці.

При експлуатації котельні обов'язково потрібно використовувати нормативно-технічну документацію. Для постійного обслуговування обладнання котельні підприємства, працівники повинні бути забезпечені всіма необхідними інструментами. Крім того, необхідно створити сприятливі умови праці.

На оператора водогрійної котельні з застосуванням когенераційних теплових установок, згідно ГОСТ 12.0.003-74, діють такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

1) фізичні:

- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищена температура повітря робочої зони;
- підвищена температура поверхонь обладнання;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- недостатнє природне освітлення;
- підвищений рівень вібрації;

- знижена вологість повітря;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може пройти через тіло людини;

- незахищені рухомі елементи виробничого обладнання .

2) хімічні:

- загальнотоксичні речовини, які діють на нервову систему (окис вуглецю);
- подразнюючі речовини, що діють на очі, ніс, тіло людини (окис азоту).

3) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (статичні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів

## **5.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта**

### **5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочого місця**

Роботодавець зобов'язаний створити на робочому місці в кожному структурному підрозділі умови праці відповідно до нормативно-правових актів, а також забезпечити додержання вимог законодавства щодо прав працівників у галузі охорони праці. Це забезпечить не лише безпечність умов праці, а й створить відповідний настрій всередині колективу.

Комплексне оснащення робочого місця є необхідною передумовою ефективної організації процесу праці. Однак іншою важливою умовою є раціональне просторове розміщення засобів оснащення на робочому місці так, щоб забезпечити зручність їх обслуговування, вільний доступ до механізмів, економію рухів і пересувань працівника, зручну робочу позу, хороший огляд робочої зони, безпеку праці, економію виробничої площі, зручний взаємозв'язок із суміжними робочими місцями, з підлеглими і керівниками. Забезпечення цих умов досягається в ході планування робочих місць, яке ми коротко визначаємо як найраціональніше

просторове розміщення матеріальних елементів виробництва, що складають оснащення робочого місця, та самого працівника.

Схема приміщення для оперативно-ремонтного персоналу, який здійснює експлуатацію та технічне обслуговування енергетичного обладнання підприємства, представлена на рисунку 5.1.

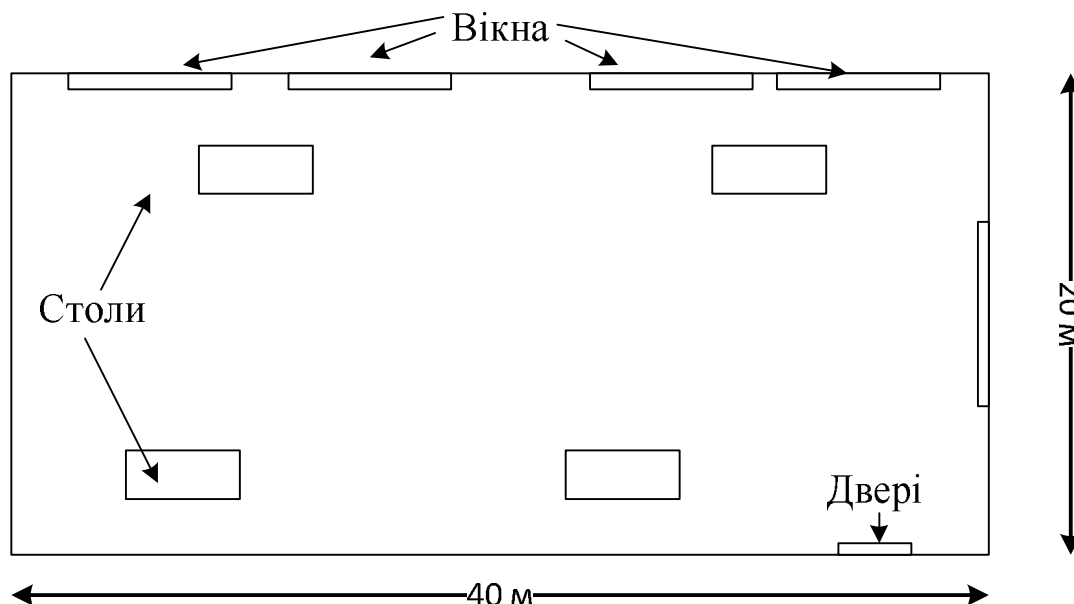


Рисунок 5.1 – Схема приміщення для оперативно-ремонтного персоналу

В водогрійній котельні знаходиться обладнання, яке відноситься до класу посудин, що працює під надлишковим тиском. Дане обладнання розміщується таким чином, що за ним можна здійснити нагляд та виконати ремонтні роботи. Згідно законодавства України, всі котли підлягають огляду інспектором з котлонагляду. Якщо в котельні знайдено порушення в роботі котла або не задовільний стан котлоагрегату, то його використання припиняється, до моменту здійснення ремонту.

Обслуговуванням котлів підприємства займається машиніст. Експлуатація, обслуговування та ремонт здійснюється згідно інструкцій, які містять вимоги з техніки безпеки.

Персонал котельні повинен:

1. Не залишати без нагляду обладнання, яке працює на газу;
2. Не допускати до такого обладнання сторонніх осіб;

3. Сповіщати майстру цеху про аварійні ситуації, які виникають при роботі газового обладнання.

В котельні підприємства встановлений автоматичний блок керування насосами та компресорами, який використовується тоді, коли виникає загазованість повітря та зниження його температури нижче допустимої.

Все обладнання котельні, де знаходяться прилади під тиском, заземлене та занулене. Здійснюється навмисне електричне з'єднання з нульовим проводом металевих не струмоведучих частин, що можуть опинитись під напругою.

Для забезпечення безпечних умов праці персоналу здійснюються такі заходи: автоматична зупинка обладнання при виникненні аварійної ситуації; ізоляція трубопроводів та обладнання, що має температуру стінок  $>45^{\circ}\text{C}$ ; розміщення арматури таким чином, щоб вона була доступна для обслуговування; заземлення та занулення обладнання; герметичність обладнання; раціональне виконання кольорової обробки приміщень; створення температурного та вологого режиму, згідно норм технологічного режиму.

### 5.1.2 Електробезпека

Живлення підприємства здійснюється від п/ст 10/0,4 кВ кабельними лініями, що прокладені в траншеях. У цехах підприємства використовується трифазна чотирьохпровідна мережа із заземленою нейтраллю напругою 380/220 В. Категорія умов по небезпеці електротравматизму залежить від наявності факторів підвищеної або особливої небезпеки.

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю у цехах підвищеної вологості.

В котельні підприємства використовується трифазна 4-провідна мережа із заземленою нейтраллю напругою 380/220 В. Умови роботи за ступенем небезпеки ураження людей електричним струмом є з підвищеною небезпекою. Оскільки в котельні залізобетонна підлога, і є можливість одночасного дотику до корпусів

електрообладнання та підлоги. В якості захисту від ураження електричним струмом застосовується:

1. Ізоляція струмовідних елементів електроустаткування відповідно з вимогами нормативів, опір ізоляції нового устаткування не менше 1 кОм на 1В напруги; використання засобів орієнтації в електроустаткуванні, що запобігає помилковим діям при обслуговуванні та експлуатації електроустаткування - написи, таблички, попереджувальні знаки, сигналізація, різнокольорова ізоляція провідників окремих елементів електричних схем, використання пониженої напруги 12В у стаціонарній мережі розеток для переносного електричного освітлення на котельні і 42 В у системі місцевого освітлення; підвод кабелів до електричних споживачів у трубах, розведення до електромережі в приміщеннях у каналах стін, підлоги.

2. Захисне занулення – навмисне електричне з'єднання нормально неструмовідних елементів устаткування із заземленим нульовим проводом.

3. Використання електрозахисних засобів: ізолювальні кліщі, заземлення, інструменти з ізолювальними ручками, діелектричні рукавиці, підставки для ніг на ізоляторах, покажчики відсутності напруги, плакати безпеки, огороження.

## **5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії**

### **5.2.1 Мікроклімат**

З метою підвищення працездатності та збереження здоров'я важливим є створення працівникові (оператору котельні) стабільних метеорологічних умов - мікроклімат повітряного середовища. Він складається з:

- температури;
- відносної вологості;
- швидкості руху повітря;
- інтенсивності теплового випромінювання.

Робота виконується на постійних робочих місцях, сидячи, тому її можна віднести до категорії робіт легка, 1а.

В залежності від періоду року існують нормовані значення параметрів температури, відносної вологості та швидкості руху повітря. Допустимі норми температури відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничого приміщення приводяться в таблиці 5.1

Таблиця 5.1 – Допустимі норми параметрів повітря

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху повітря, м/с
		Допустима на робочих місцях	Доп. на пост і непост. роб. місцях	Доп. на пост і непост. роб. місцях
Холодний	Легка Іа	21-25	75	не більше 0,1
Теплий	Легка Іа	22-28	55 при 28°С	0,1-0,2

Виміри приладами показників мікроклімату необхідно проводити на початку, в середині та в кінці кожного періоду року не менше 3-х разів за зміну. Температура повітря в робочій зоні, заміряна на різній висоті в приміщенні не повинна виходити протягом зміни за межі оптимальних величин при забезпеченні оптимальних показників мікроклімату, а для допустимих показників мікроклімату перепад температури повітря по висоті в робочій зоні дозволяється до 3°С. Інтенсивність теплового опромінювання на робочих місцях не повинна перевищувати нормованих величин.

### 5.2.2 Склад повітря робочої зони

Згідно ГОСТ 12.1.005-88, концентрація шкідливих речовин у повітрі робочої зони приміщення котельні не повинно перевищувати гранично допустиму концентрацію (ГДК). Повітря у приміщенні повинно бути чистим.

Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в атмосферному повітрі населених пунктів наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в атмосферному повітрі населених пунктів

Речовина	Гранично допустима концентрація, мг/м <sup>2</sup>		Клас безпеки
	Максимально разова, ГДК <sub>МАХ</sub>	Середньодобова, ГДК <sub>СЕР</sub>	
Двоокис азоту (NO <sub>2</sub> )	0,085	0,04	2
Вуглець (СО)	3,0	1,0	3

Для нормалізації повітря робочої зони котельня містить дві системи вентиляції: приточну та витяжну. Перша призначена для постачання чистого повітря, а друга – видаляє забруднене пилом та іншими речовинами повітря із приміщення котельні. Повітря в котельні повинно бути очищене від пилу, шкідливих домішок, крім того мати необхідну температуру і вологість для створення сприятливого мікроклімату.

### 5.2.3 Освітлення робочої зони

При поганому освітленні зростає потенційна небезпека помилкових дій і нещасних випадків. 5% травм можна пояснити недостатнім освітленням, а у 20% випадків воно сприяло їх появі. Погане освітлення може призвести до професійних захворювань: погіршують загальне самопочуття, зменшують фізичну і розумову працездатність.

Природне освітлення нормується коефіцієнтом природного освітлення – КПО або  $e$ :

$$e = E_{\text{вн}} / E_{\text{зов}} \cdot 100\% \quad (5.1)$$



де  $E_{\text{вн}}$  – внутрішня природна освітленість у приміщенні в місці, що розглядається, лк;

$E_{\text{зов}}$  – зовнішня природна освітленість дифузним світлом всього небосхилу, виміряна одночасно з  $E_{\text{вн}}$ , лк.

Нормоване значення коефіцієнта природної освітленості визначається за формулою:

$$e_N = e_H \cdot m_N \quad (5.2)$$

де  $e_N$  – значення КПО;

$m_N$  – коефіцієнт теплового клімату;

$N$  – номер групи забезпеченості природним світлом.

$$e_N = 2 \cdot 0,9 = 1,8\%$$

Оператори котельні ведуть постійний нагляд за ходом технологічного процесу, слідкують за показаннями приладів. Характеристика зорової роботи персоналу – середньої точності. Контраст об'єкту розпізнавання з фоном – середній, фон – світлий. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, розряд зорової роботи VI, підрозряд «г». При штучному загальному освітлені освітленість – 150 лк, при комбінованому освітлені – освітленість – 300 лк.

В котельній природне освітлення верхнє і бокове. Штучне освітлення машинного залу загальне і здійснюється за допомогою газорозрядних ламп.

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, люмінесцентні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу кольорів). Разом з тим необхідно врахувати і недоліки цих ламп: висока пульсація світлого потоку та пов'язана з цим можливість

стробоскопічного ефекту; для запалювання та горіння лампи необхідно включення послідовно з ним пускорегулюючих апаратів; працездатність ламп залежить від температури оточуючого середовища, до кінця часу роботи світловий потік зменшується більш ніж на половину від номінального.

Світильники з люмінесцентними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

#### 5.2.4 Виробничий шум

Під поняттям шуму розуміють звук (або сукупність звуків різної інтенсивності та частоти) незалежно від його характеру та походження, який несприятливо впливає на здоров'я і працездатність людини та заважає сприйняттю корисної інформації. Зростання рівнів виробничих шумів, які суттєво перевищують нормативні значення. Шкідливо впливають на людський організм, знижує продуктивність праці та стає фактором ризику і виробничого травматизму. У замкненому просторі ( виробниче приміщення ) звукові хвилі багато разів відбиваються від огорожуючих поверхонь, якими є стіни, стеля, підлога при цьому рівень шуму зростає, оскільки за умов утворення дифузійного звукового поля має місце накладання відбитої звукової хвилі на пряму.

Димососи, вентилятори, насоси, пальники котлів – це основні джерела шуму котельні. Дія шуму на людину шкідлива. Нормування шуму проводиться за граничним спектром шуму і за рівнем звуку. За характером спектру шум – ширококутовий з безперервним спектром шириною більше октави; за тональною характеристикою постійний; за походженням – гідродинамічний. Допустимі рівні звукового тиску представлені в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Допустимі рівні звукового тиску

Вид трудової діяльності, робоче місце	Рівні звукового тиску								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Найбільш раціональними способами є пониження шуму в джерелі, або зміна напрямку його випромінювання. Однак вони потребують конструкторської переробки джерела, яке випромінює шум, або механізми в цілому, що є несприятливими. Але можна рекомендувати застосування менш шумного обладнання. Пониження рівнів шуму, який проникає зовні, може бути отримано збільшенням звукоізоляції огорожуючих конструкцій. Звукопоглинання є найбільш простим і в той же час найбільш достатньо ефективним способом зменшення шуму в виробничих приміщеннях. Звукопоглинаюче облицювання слід розміщувати на стелі та на верхній частині стін.

Найбільше поглинання шуму досягається при облицюванні 60% та більше загальної поверхні приміщення. Ефект пониження шуму збільшується із зниженням висоти приміщення.

### 5.2.5 Вібрація

Вібрація – процес розповсюдження механічних коливань різних видів у твердому тілі з частотою від 3 до 100 Гц . Параметри, які нормуються згідно ГОСТ 12.1.012-90 є: середньоквадратичне значення віброшвидкості  $V$  (та їх логарифмічних рівнів  $L_v$ ) або віброприскорення  $A$  (та їх логарифмічні прискорення  $L_a$ ).

У приміщенні котельні розміщуються прилади, що є джерелом вібрації. Дії вібрації на людину класифікуються по способу передачі вібрації на загальну і

локальну (місцеву). В котельні на людину діє загальна і місцева вібрація. Загальна вібрація у котельні по джерелу виникнення відноситься до 3 категорії, тип «а» - технологічна, критерій оцінка – межа зниження продуктивності праці.

Таблиця 5.4 – Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні полоси з середньо геометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1.3}{108}$	$\frac{0.45}{99}$	$\frac{0.22}{93}$	$\frac{0.2}{92}$	$\frac{0.2}{92}$	$\frac{0.2}{92}$	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	$\frac{2.8}{115}$	$\frac{1.4}{109}$	$\frac{1.4}{109}$	$\frac{1.4}{109}$	$\frac{1.4}{109}$	$\frac{1.4}{109}$	$\frac{1.4}{109}$	$\frac{1.4}{109}$

Основними засобами колективного захисту є: зниження вібрації впливає на джерело збудження, динамічне гасіння коливань та заміна конструктивних елементів пристроїв та будівельних конструкцій.

#### 5.2.6 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори вибираються відповідно з Гігієнічною класифікацією праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу, затвердженої Наказом Міністерства охорони здоров'я № 528 від 27 грудня 2001 року.

Фізичні навантаження.

Робоча поза: Вільна зручна поза, можливість зміни пози (сидячи, стоячи) за бажанням працівника. Знаходження в позі стоячи до 40% часу зміни.

Сумарна маса вантажів, що переміщуються протягом кожної години зміни: з робочої поверхні (чоловіки): до 250.

Нахили корпусу (вимушені, більше 30), кількість за зміну: до 50.

Переміщення у просторі (переходи, обумовлені технологічним процесом протягом зміни), км:

- по горизонталі: до 4;
- по вертикалі: до 2.

Інтелектуальні навантаження: відсутня необхідність прийняття рішення

Зміст роботи: сприймання сигналів, але без потреби в корекції дій, обробка та виконання завдання, робота за індивідуальним планом.

Сенсорні навантаження:

- тривалість зосередженого спостереження (в % від часу зміни) до 25;
- щільність сигналів (світлових, звукових) та повідомлень в середньому за годину роботи до 75;
- кількість виробничих об'єктів одночасного спостереження до 5;
- навантаження на зоровий аналізатор (Спостереження за екранами відеотерміналів (годин на зміну) до 2;
- навантаження на слуховий аналізатор (при виробничій необхідності сприйняття мови чи диференційованих сигналів) Розбірливість слів та сигналів від 100% до 90%;
- навантаження на голосовий апарат (сумарна кількість годин, що наговорюються протягом тижня) до 16.

Емоційне навантаження:

- ступінь відповідальності за результат своєї діяльності. Значущість помилки;
- несе відповідальність за виконання окремих елементів завдання. Вимагає додаткових зусиль в роботі з боку працівника;
- ступінь ризику для власного життя – виключений;
- ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – виключений .

Монотонність навантажень:

- кількість елементів (прийомів), необхідних для реалізації простого завдання або в операціях, які повторюються багаторазово більше 10;
- тривалість виконання простих виробничих завдань чи операцій, що повторюються (сек.) більше 100;

– монотонність виробничої обстановки (час пасивного спостереження за технологічним процесом в % від часу зміни) менше 75.

Режим праці:

- фактична тривалість робочого дня (год.) 6–7;
- змінність роботи – однозмінна робота (без нічної зміни)
- наявність регламентованих перерв та їх тривалість – перерви регламентовані, достатньої тривалості 7% і більше часу зміни

### **5.3 Розрахунок режиму роботи персоналу в умовах радіаційного забруднення**

#### 5.3.1. Дія іонізуючих випромінювань на людей

Під впливом іонізуючого випромінювання атоми і молекули живих клітин іонізуються, в результаті чого відбуваються складні фізико-хімічні процеси, які впливають на характер подальшої життєдіяльності людини.

Вплив радіоактивного випромінювання на організм людини можна уявити в дуже спрощеному вигляді таким чином. Припустімо, що в організмі людини відбувається нормальний процес травлення, їжа, що надходить, розкладається на більш прості сполуки, які потім надходять через мембрану усередину кожної клітини і будуть використані як будівельний матеріал для відтворення собі подібних, для відшкодування енергетичних витрат на транспортування речовин і їхню переробку. Під час потрапляння випромінювання на мембрану відразу ж порушуються молекулярні зв'язки, атоми перетворюються в іони. Крізь зруйновану мембрану в клітину починають надходити сторонні (токсичні) речовини, робота її порушується. Якщо доза випромінювання невелика, відбувається рекомбінація електронів, тобто повернення їх на свої місця. Молекулярні зв'язки відновлюються, і клітина продовжує виконувати свої функції. Якщо ж доза опромінення висока або дуже багато разів повторюється, то електрони не встигають рекомбінувати; молекулярні зв'язки не відновлюються; виходить з ладу велика кількість клітин;

робота органів розладнується; нормальна життєдіяльність організму стає неможливою.

Специфічність дії іонізуючого випромінювання полягає в тому, що інтенсивність хімічних реакцій, індукованих вільними радикалами, підвищується, й у них втягуються багато сотень і тисячі молекул, не порушених опроміненням. Таким чином, ефект дії іонізуючого випромінювання зумовлений не кількістю поглинутої об'єктом, що опромінюється, енергії, а формою, в якій ця енергія передається. Ніякий інший вид енергії (теплова, електрична та ін.), що поглинається біологічним об'єктом у тій самій кількості, не призводить до таких змін, які спричиняє іонізуюче випромінювання.

### 5.3.2. Розрахунок режимів радіаційного захисту

Визначимо можливу дозу опромінення оператора в заданих умовах радіаційного забруднення, які будуть працювати у звичайному режимі (2 зміни по 12 год.):

$$D_m = \frac{1,33 \cdot p_{1\max} \cdot \left( \sqrt[4]{t_k^3} - \sqrt[4]{t_{\Pi}^3} \right)}{K_{\text{пос}}} = \frac{1,33 \cdot 1,5 \cdot \left( \sqrt[4]{13^3} - 1 \right)}{9} = 1,29 \text{ (мР)}, \quad (5.3)$$

де  $t_{\Pi}=1$  год. – час початку роботи після радіоактивного забруднення;

$t_k=1+12=13$  год. – час завершення роботи першої робочої зміни після радіоактивного забруднення;

$p_{1.\max}=1,5$  мР/год. – рівень радіації через одну годину після радіоактивного забруднення;

$K_{\text{пос}}=9$  – коефіцієнт послаблення радіації виробничим приміщенням.

Визначимо граничне значення рівня радіації:

$$p_{гр} = \frac{D_{доп} \times K_{пос}}{1,33 \cdot \left( \sqrt[4]{t_k^3} - \sqrt[4]{t_{п}^3} \right)} = \frac{0,75 \cdot 9}{1,33 \cdot \left( \sqrt[4]{13^3} - \sqrt[4]{1^3} \right)} = 0,86 \text{ (мР/год)}. \quad (5.4)$$

Оскільки можлива доза опромінення  $D_m > D_{доп} (1,29 > 0,75)$  та рівень радіоактивного забруднення  $p_{1max} > p_{гр} (1,5 > 0,86)$  перевищують допустимі норми, тому робота в режимі 2 зміни по 12 год. неможлива. Для продовження виробничої діяльності об'єкта необхідно введення в дію режимів радіаційного захисту.

Розрахунок режимів радіаційного захисту проведемо в такій послідовності.

Визначаємо час початку роботи першої зміни, для цього знаходимо коефіцієнт  $\alpha$ :

$$\alpha = \frac{D_{доп} \times K_{пос}}{1,33 \cdot p_{1max}} = \frac{0,75 \cdot 9}{1,33 \cdot 1,5} = 3,38. \quad (5.5)$$

Згідно довідникових даних час початку роботи першої скороченої зміни  $t_{п} = 1$  год.

Для 1-ї скороченої зміни:  $t_{п1} = 1$  (год),

Час закінчення роботи зміни:

$$t_{к1} = \left( \frac{D_{доп} \times K_{пос} + 1,33 \cdot p_{1max} \cdot \sqrt[4]{t_{п1}^3}}{1,33 \cdot p_{1max}} \right)^{\frac{4}{3}} = \left( \frac{0,75 \cdot 9 + 1,33 \cdot 1,5 \cdot \sqrt[4]{1^3}}{1,33 \cdot 1,5} \right)^{\frac{4}{3}} = 7,13 \approx 7 \text{ (год)} \quad (5.6)$$

Тривалість роботи зміни:

$$t_{п1} = t_{к1} - t_{п1} = 7 - 1 = 6 \text{ (год)}. \quad (5.7)$$

Можлива доза опромінення зміни:



$$D_{m1} = \frac{1,33 \cdot p_{1\max} \cdot \left( \sqrt[4]{t_{k1}^3} - \sqrt[4]{t_{п1}^3} \right)}{K_{\text{посл}}} = \frac{1,33 \cdot 1,5 \cdot \left( \sqrt[4]{7^3} - \sqrt[4]{1^3} \right)}{9} = 0,74 (\text{мР}). \quad (5.8)$$

Для 2-ї зміни:

$$t_{п2} = t_{п1} + t_{p1} = 1 + 6 = 7 (\text{год}). \quad (5.9)$$

Час закінчення роботи зміни:

$$t_{k2} = \left( \frac{D_{\text{доп}} \times K_{\text{посл}} + 1,33 \cdot p_{1\max} \cdot \sqrt[4]{t_{п2}^3}}{1,33 \cdot p_{1\max}} \right)^{\frac{4}{3}} = \left( \frac{0,75 \cdot 9 + 1,33 \cdot 1,5 \cdot \sqrt[4]{7^3}}{1,33 \cdot 1,5} \right)^{\frac{4}{3}} = 15,06 \approx 15 (\text{год}) \quad (5.10)$$

Тривалість роботи зміни :

$$t_{p2} = t_{k2} - t_{п2} = 15 - 7 = 8 (\text{год}). \quad (5.11)$$

Можлива доза опромінення зміни:

$$D_{m2} = \frac{1,33 \cdot p_{1\max} \cdot \left( \sqrt[4]{t_{k2}^3} - \sqrt[4]{t_{п2}^3} \right)}{K_{\text{посл}}} = \frac{1,33 \cdot 1,5 \cdot \left( \sqrt[4]{15^3} - \sqrt[4]{7^3} \right)}{9} = 0,75 (\text{мР}). \quad (5.12)$$

Для 3-ї зміни:

$$t_{п3} = t_{п2} + t_{p2} = 7 + 8 = 15 (\text{год}). \quad (5.13)$$

Час закінчення роботи зміни:

$$t_{k3} = \left( \frac{D_{\text{доп}} \times K_{\text{пос}} + 1,33 \cdot p_{1\text{max}} \cdot \sqrt[4]{t_{п3}^3}}{1,33 \cdot p_{1\text{max}}} \right)^{\frac{4}{3}} = \left( \frac{0,75 \cdot 9 + 1,33 \cdot 1,5 \cdot \sqrt[4]{15^3}}{1,33 \cdot 1,5} \right)^{\frac{4}{3}} = 24,28 \approx 24(\text{год}). \quad (5.14)$$

Тривалість роботи зміни:

$$t_{p3} = t_{k3} - t_{п3} = 24 - 15 = 9(\text{год}). \quad (5.15)$$

Можлива доза опромінення зміни:

$$D_{m3} = \frac{1,33 \cdot p_{1\text{max}} \cdot (\sqrt[4]{t_{k3}^3} - \sqrt[4]{t_{п3}^3})}{K_{\text{посл}}} = \frac{1,33 \cdot 1,5 \cdot (\sqrt[4]{24^3} - \sqrt[4]{15^3})}{9} = 0,74(\text{мР}). \quad (5.16)$$

Для 4-ї зміни:

$$t_{п4} = t_{п3} + t_{p3} = 15 + 9 = 24(\text{год}). \quad (5.17)$$

Час закінчення роботи зміни:

$$t_{k4} = \left( \frac{D_{\text{доп}} \times K_{\text{пос}} + 1,33 \cdot p_{1\text{max}} \cdot \sqrt[4]{t_{п4}^3}}{1,33 \cdot p_{1\text{max}}} \right)^{\frac{4}{3}} = \left( \frac{0,75 \cdot 9 + 1,33 \cdot 1,5 \cdot \sqrt[4]{24^3}}{1,33 \cdot 1,5} \right)^{\frac{4}{3}} = 34,16 \approx 34(\text{год}). \quad (5.18)$$

Тривалість роботи зміни:

$$t_{p4} = t_{k4} - t_{п4} = 34 - 24 = 10(\text{год}). \quad (5.19)$$

Можлива доза опромінення зміни:

$$D_{m4} = \frac{1,33 \cdot p_{1\max} \cdot \left( \sqrt[4]{t_{k4}^3} - \sqrt[4]{t_{п4}^3} \right)}{K_{\text{посл}}} = \frac{1,33 \cdot 1,5 \cdot \left( \sqrt[4]{34^3} - \sqrt[4]{24^3} \right)}{9} = 0,745(\text{мР}). \quad (5.20)$$

Для 5-ї зміни:

$$t_{п5} = t_{п4} + t_{p4} = 24 + 10 = 34(\text{год}). \quad (5.21)$$

Час закінчення роботи зміни:

$$t_{k5} = \left( \frac{D_{\text{доп}} \times K_{\text{пос}} + 1,33 \cdot p_{1\max} \cdot \sqrt[4]{t_{п5}^3}}{1,33 \cdot p_{1\max}} \right)^{\frac{4}{3}} = \left( \frac{0,75 \cdot 9 + 1,33 \cdot 1,5 \cdot \sqrt[4]{34^3}}{1,33 \cdot 1,5} \right)^{\frac{4}{3}} = 45,12 \approx 45(\text{год}). \quad (5.22)$$

Тривалість роботи зміни:

$$t_{p5} = t_{k5} - t_{п5} = 45 - 34 = 11(\text{год}). \quad (5.23)$$

Можлива доза опромінення зміни:

$$D_{m5} = \frac{1,33 \cdot p_{1\max} \cdot \left( \sqrt[4]{t_{k5}^3} - \sqrt[4]{t_{п5}^3} \right)}{K_{\text{посл}}} = \frac{1,33 \cdot 1,5 \cdot \left( \sqrt[4]{45^3} - \sqrt[4]{34^3} \right)}{9} = 0,745(\text{мР}). \quad (5.24)$$

Для 6-ї зміни:

$$t_{п6} = t_{п5} + t_{p5} = 45 - 34 = 11(\text{год}). \quad (5.25)$$

Час закінчення роботи зміни:

$$t_{k6} = \left( \frac{D_{\text{доп}} \times K_{\text{пос}} + 1,33 \cdot p_{1\text{max}} \cdot \sqrt[4]{t_{п6}^3}}{1,33 \cdot p_{1\text{max}}} \right)^{\frac{4}{3}} = \left( \frac{0,75 \cdot 9 + 1,33 \cdot 1,5 \cdot \sqrt[4]{45^3}}{1,33 \cdot 1,5} \right)^{\frac{4}{3}} = 57,05 \approx 57(\text{год}). \quad (5.26)$$

Тривалість роботи зміни:

$$t_{p6} = t_{k6} - t_{п6} = 57 - 45 = 12(\text{год}). \quad (5.27)$$

Можлива доза опромінення зміни:

$$D_{m6} = \frac{1,33 \cdot p_{1\text{max}} \cdot (\sqrt[4]{t_{k6}^3} - \sqrt[4]{t_{п6}^3})}{K_{\text{посл}}} = \frac{1,33 \cdot 1,5 \cdot (\sqrt[4]{57^3} - \sqrt[4]{45^3})}{9} = 0,748(\text{мР}). \quad (5.28)$$

## Висновок

Згідно проведеного розрахунку роботу в дві зміни на підприємстві можна буде розпочинати через 34 год. після радіоактивного забруднення.

Крім того для захисту працівників в таких умовах роботи доцільно вжити таких додаткових заходів: незайнятих на виробництві працівників евакуювати; укрити зміну, що знаходиться на відпочинку в сховищі; забезпечити працівників засобами індивідуального захисту; систематично проводити прибирання у виробничих приміщеннях; провести герметизацію виробничого приміщення та встановити протипилові фільтри у вентиляційну систему; провести йодну профілактику персоналу; максимально обмежити пересування працівників по відкритій місцевості.

## ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуті питання з підвищення ефективності енерговикористання та визначення енергоефективних режимів роботи теплової схеми котельні з використанням когенераційно-теплонасосних установок, виконана оцінка обсягів економії енергоресурсів від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведені дослідження з підвищення ефективності енерговикористання для теплової схеми котельні (на прикладі котельні в місті Славута) із використанням КТНУ. Досліджено засоби з підвищення ефективності теплової схеми котельні (на прикладі котельні в місті Славута) із застосуванням КТНУ. Досліджено та оцінено вплив режимів роботи теплової схеми котельні із застосуванням КТНУ на показники енергетичної та економічної ефективності теплової схеми котельні. Проведено дослідження, визначено енергоефективні режими та економічно обґрунтовані умови застосування КТНУ в тепловій схемі котельні (на прикладі котельні в місті Славута). Розроблені рекомендації із підвищення ефективності енерговикористання для теплової схеми котельні (на прикладі котельні в місті Славута) із застосуванням КТНУ.

Дослідження проведено методом числового експерименту, визначено енергетичну та економічну ефективність теплової схеми котельні з КТНУ. Енергоефективні та економічно обґрунтовані режими роботи теплової схеми котельні з КТНУ визначалися з використанням програми SOLKANE Refrigerants 8.0, адекватність результатів якої підтверджено характеристиками обладнання та холодоагентів за даними фірм-виробників.

В магістерській роботі проведено апробацію методу комплексного оцінювання СЕ з КТНУ, з використанням показників ефективності СЕ з КТНУ, з метою визначення режимів енергоефективної експлуатації та економічно обґрунтованих режимів роботи теплової схеми котельні з КТНУ. Дістали подальший розвиток методи прогнозування умов енергетично та економічно ефективної інтеграції теплових схем водогрійних котельних з КТНУ в муніципальну теплоенергетику в

частині визначення оптимальних енергоекономічних умов застосування СЕ з КТНУ в теплових схемах водогрійних котелень.

Встановлено енергетичний та економічний ефект від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні в місті Славута.

Практичні рекомендації по застосуванню КТНУ в тепловій схемі котельні містять: оцінку ефективності варіантів застосування КТНУ в тепловій схемі котельні з обґрунтуванням вибору енергоефективних та економічно обґрунтованих умов застосування КТНУ в тепловій схемі котельні для теплопостачання, розробку технології монтажу і автоматизації обладнання для обраного варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні.

Оцінено економічну ефективність модернізації теплової схеми котельні в місті Славута з встановленням КТНУ в тепловій схемі котельні, складений локальний кошторис. Розглянуті питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

За обраним варіантом модернізації теплової схеми з встановленням КТНУ в тепловій схемі котельні було підібрано теплонасосне та когенераційне обладнання. Передбачено встановлення: газопоршневого двигуна-генератора марки ГДГА800 з номінальною потужністю електрогенератора 800 кВт виробництва ТДВ «Первомайськдизельмаш», теплового насоса виробництва ЗАТ «Енергія» марки НТ-1000, утилізатора теплоти відхідних газів котла (КТАН-утилізатора) марки КТАН-1,5УГ, насосів фірми GLONG марок GHE-55-80 та GHE-125-125-11.

У разі застосування обраного варіанту модернізації теплової схеми водогрійної котельні з КТНУ, будуть забезпечені енергоефективні та економічно обґрунтовані змінні режими роботи з комбінованим сезонним використанням низькотемпературної теплоти промислових та природних джерел: сезонна економія робочого палива котельнею з КТНУ буде змінюватись в межах 19,77...34,46%, річна економія робочого палива котельнею з КТНУ становитиме 26,67%. Для цього варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні буде забезпечено економію коштів котельнею в обсязі 2,57 млн. грн./рік

У випадку застосування КТНУ в тепловій схемі котельні забезпечується зниження собівартості теплової енергії після модернізації теплової схеми. За результатами техніко-економічного аналізу визначено, що капіталовкладення в нове обладнання КТНУ становитимуть 9,98 млн. грн., термін окупності нового обладнання становитиме 3,88 року.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Остапенко О. П. Дослідження енергоекономічної ефективності змінних режимів роботи систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками з використанням теплоти промислових та природних джерел / О. П. Остапенко, В. М. Портнов, П. Д. Форсюк // Наукові праці ВНТУ. – 2018. – № 2. *(фахове видання)*

2. Остапенко О. П. Техніко-економічне обґрунтування застосування енергоефективної системи енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосною установкою в тепловій схемі опалювальної водогрійної котельні / О. П. Остапенко, П. Д. Форсюк // Збірник наукових матеріалів XXI Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції «Літні наукові дискусії» (15 червня 2018 р., м. Вінниця). – Вінниця, 2018. – Частина 2. – Технічні науки. – С. 42 – 48.

3. Остапенко О. П. Дослідження ефективності системи енерго-забезпечення з когенераційно-теплонасосною установкою в тепловій схемі опалювальної водогрійної котельні в м. Славута / О. П. Остапенко, П. Д. Форсюк // Актуальні проблеми сучасної енергетики: Матеріали Третьої Всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів і молодих вчених (23 – 25 травня 2018 р., Херсон). – Херсон: Херсонський національний технічний університет, 2018. – С. 54-56.

4. Остапенко О. П. Підвищення енергоефективності теплової схеми котельні із застосуванням комбінованих когенераційно-теплонасосних установок / О. П. Остапенко, Ю. В. Панчук, П. Д. Форсюк // Наукове видання матеріалів регіональної науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів та молодих науковців «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи» (2 січня – 6 червня 2018 р., Вінниця). – Вінниця : ВНТУ, 2018. – С. 156 – 159.

5. Остапенко О. П. Ефективність застосування когенераційно-теплонасосних установок для теплопостачання / О. П. Остапенко, П. Д. Форсюк, М. С. Дзюбанчук // Університетська наука-2018 : в 3 т. : тез. доп.



міжнар. наук.-техн. конф. (Маріуполь, 23-24 травня 2018 р.). – Маріуполь: ПДТУ, 2018. – Т. 1. – С. 264–266.

6. Лялюк О. Г. Техніко-економічне обґрунтування застосування теплонасосної установки в котельні в м. Славута / О. Г. Лялюк, П. Д. Форсюк // Наукове видання матеріалів науково-практичної конференції «Інноваційні технології в будівництві» (2018 р., Вінниця). Режим доступу до ресурсу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/itb/itb2018/paper/viewFile/6034/5025>.

7. Тепловий насос як елемент енергозбереження [Електронний ресурс] – Режим доступу: [http://vlp.com.ua/files/34\\_3.pdf](http://vlp.com.ua/files/34_3.pdf)

8. Теплонасосні установки [Електронний ресурс] – Режим доступу: [http://4exam.info/book\\_122\\_glava\\_38\\_8.1.\\_Teplonasosn%D1%96\\_ustanovki.html](http://4exam.info/book_122_glava_38_8.1._Teplonasosn%D1%96_ustanovki.html)

9. Головні типи теплових насосів [Електронний ресурс] – Режим доступу: [http://4exam.info/book\\_163\\_glava\\_48\\_9.4.\\_Golovn%D1%96\\_tipi\\_teplovikh\\_nasos%D1%96v.html](http://4exam.info/book_163_glava_48_9.4._Golovn%D1%96_tipi_teplovikh_nasos%D1%96v.html)

10. Напрями використання і класифікація [Електронний ресурс] – Режим доступу: [http://4exam.info/book\\_163\\_glava\\_47\\_9.3.\\_Naprijami\\_vikoristannja\\_%D1%96\\_klasif%D1%96ka%D1%81%D1%96ja.html](http://4exam.info/book_163_glava_47_9.3._Naprijami_vikoristannja_%D1%96_klasif%D1%96ka%D1%81%D1%96ja.html)

11. Принцип работы теплового насоса: как преобразовывает тепло, схема и устройство [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://term.od.ua/blog/princip-raboti-teplovogo-nasosa/>

12. Конструкции с источником вода [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.atmosfera.ua/ru/stati-o-teplovux-nasosax/konstrukcii-s-istochnikom-voda/>

13. Тепловые насосы воздух-вода [Електронний ресурс] – Режим доступу: [cetus.org.ua](http://cetus.org.ua)

14. Влияние теплового состояния грунта на эффективность теплонасосной установки с грунтовым теплообменником [Електронний ресурс] – Режим доступу: [energy.kpi.ua](http://energy.kpi.ua)

15. Опалення теплом повітря та ґрунту – використання відновлюваної енергії через теплові насоси [Електронний ресурс] – Режим доступу: [viessmann.ua/uk/zhytlovi-budyanky/teplovi-nasosy.html](http://viessmann.ua/uk/zhytlovi-budyanky/teplovi-nasosy.html)
16. Экономия топлива [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://studopedia.info/2-54717.html>
17. Анализ типов тепловых насосов [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://research-journal.org/technical/analiz-tipov-teplovyyh-nasosov/>
18. Библиотека научных статей (журнал "АВОК") [Електронний ресурс] – Режим доступа: [www.hvac.ru](http://www.hvac.ru)
19. Теплові насоси. [Електронний ресурс] – Режим доступа: <http://www.iqenergy.org.ua/heat-pumps.html>
20. Тепловой насос [Електронний ресурс] – Режим доступа: <https://works.doklad.ru/view/IECKkEtpNZU.html>
21. Библиотека научных статей (журнал "Энергосбережение", журнал "Сантехника") [Електронний ресурс] – Режим доступа: [www.domsovet.ru](http://www.domsovet.ru)
22. Эффективность применения тепловых насосов [Електронний ресурс] – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/effektivnost-primeneniya-teplovyyh-nasosov-1>
23. Общеизвестные и бесспорные преимущества ТН. [Електронний ресурс] – Режим доступа: <http://www.geoteplo.com.ua/>
24. Як вибрати тепловий насос? Теплові насоси та їх переваги [Електронний ресурс] – Режим доступа: <http://www.ekosystem.lviv.ua/p-nasos>
25. Тепловые насосы для дома: особенности технологии, сфера применения и стоимость оборудования [Електронний ресурс] – Режим доступа: <https://www.kp.ru/guide/teplovye-nasosy.html>
26. Тепловые насосы [Електронний ресурс] – Режим доступа: <http://www.geoteplo.com.ua/>
27. Когенерационные установки в системе теплофикации [Електронний ресурс] – Режим доступа: <http://energetika.in.ua/ru/books/book-3/part-1/section-4/4-2/4-2-1>

28. Тепловые насосы [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ecoenergy.org.ua/>

29. Обоснование основных параметров теплового насоса, использующего шахтную воду, которая отбирается на поверхность [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://masters.donntu.org/2012/fimm/demyanenko/diss/index.htm>

30. Переваги та недоліки теплових насосів [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://vsviti.com.ua/prnews/tec/75603>

31. Heat pumps gain traction as renewable energy grows [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.scientificamerican.com/article/heat-pumps-gain-traction-as-renewable-energy-grows/>

32. Аспекти проблеми стимулювання впровадження теплових насосів [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://docplayer.ru/61783171-Aspekty-problemy-stimulirovaniya-vnedreniya-teplovyyh-nasosov-berzan-v-p-robu-s-g-shit-m-l-institut-energetiki-an-moldovy.html>.

33. Advances in heat pump systems: A review [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S030626191000228X>

34. Об использовании тепловых насосов в мире и что тормозит их широкомасштабное внедрение в Украине [Электронный ресурс] – Режим доступа: [nbuv.gov.ua > j-pdf > ecee\\_2014\\_2\\_2](http://nbuv.gov.ua/j-pdf/ecee_2014_2_2)

35. Ткаченко С. Й. Парокомпресійні теплонасосні установки в системах теплопостачання. Монографія / С. Й. Ткаченко, О. П. Остапенко. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця. – 2009. – 176 с.

36. Остапенко О. П. Енергетична ефективність теплонасосних станцій з різними джерелами теплоти за умови змінних режимів роботи [Электронный ресурс] / О. П. Остапенко, О. В. Шевченко, О. В. Бакум // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 4. – Режим доступа до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/381/379>. (Дата звертання 02.02.19).

37. Остапенко О. П. Енергоекологічна ефективність теплонасосних станцій на природних та промислових джерелах теплоти за умови змінних режимів роботи [Электронный ресурс] / О. П. Остапенко, І. О. Валігура, А. Д. Коваленко //

Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/363/361>. (Дата звертання 02.02.19).

38. Остапенко О. П. Енергетична ефективність систем енергозабезпечення на основі комбінованих когенераційно-теплонасосних установок і пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 1. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/462/460>. (Дата звертання 20.04.19).

39. Остапенко О. П. Методичні основи з оцінювання енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти / О. П. Остапенко // Наукові праці ОНАХТ.– 2017. – Т. 81. – Вип. 1. – С. 136 – 141.

40. Остапенко О. П. Енергетична ефективність систем енергозабезпечення на основі комбінованих когенераційно-теплонасосних установок і пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 1. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/462/460>. (Дата звертання 25.04.19).

41. Остапенко О. П. Показники енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення на основі когенераційно-теплонасосних установок та пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. М. Портнов, А. Д. Волошин // Електронне наукове видання матеріалів XLVI науково-технічної конференції Вінницького національного технічного університету (22 – 24 березня 2017 р., Вінниця). – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-fbtegp/all-fbtegp-2017/paper/view/2875/2248>. (Дата звертання 25.04.19).

42. Остапенко О. П. Енергетична ефективність парокompресійних теплових насосів з електричним та когенераційним приводами [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. В. Лещенко, Р. О. Тихоненко // Наукові праці ВНТУ. – 2014. – № 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/421/419>. (Дата звертання 25.05.19).

43. Остапенко О. П. Енергетичні переваги застосування парокompресійних теплових насосів з електричним та когенераційним приводами [Електронний

ресурс] / О. П. Остапенко, В. В. Лещенко, Р. О. Тіхоненко // Наукові праці ВНТУ. – 2015. – № 1. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/3976/5776>. (Дата звертання 25.05.19).

44. Остапенко О. П. Енергетична ефективність систем енергозабезпечення на основі комбінованих когенераційно-теплонасосних установок [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. В. Лещенко, Р. О. Тіхоненко // Наукові праці ВНТУ. – 2015. – № 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/454/452>. (Дата звертання 27.05.19).

45. Остапенко О. П. Комплексна оцінка енергетичної ефективності парокомпресійних теплонасосних станцій з когенераційним приводом [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2015. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/2/2>. (Дата звертання 27.05.19).

46. Остапенко О. П. Енергетична ефективність теплонасосних станцій з різними джерелами теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. В. Шевченко, О. В. Бакум // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/381/379>. (Дата звертання 27.05.19).

47. Енергоекотологічна ефективність теплонасосних станцій на природних та промислових джерелах теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, І. О. Валігура, А. Д. Коваленко // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/363/361>. (Дата звертання 27.05.19).

48. Остапенко О. П. Енергетична, екологічна та економічна ефективність парокомпресійних теплонасосних установок у порівнянні з альтернативними джерелами теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. М. Слободянюк // Наукові праці ВНТУ. – 2014. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/399/397>. (Дата звертання 27.05.19).

49. Остапенко О. П. Енергетичний, екологічний та економічний аспекти ефективності теплонасосних станцій на природних та промислових джерелах

теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. В. Бакум, А. В. Ющишина // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/371/369>. (Дата звертання 27.05.19).

50. Остапенко О. П. Енергоефективність систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти в системах теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/472/470>. (Дата звертання 02.05.19).

51. Остапенко О. П. Области енергоефективної роботи систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/479/478>. (Дата звертання 02.05.19).

52. Остапенко О. П. Области високої енергоефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками малої потужності та паливними котлами в системах теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2017. – № 1. – Режим доступу до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/499/496>. (Дата звертання 02.05.19).

53. Ostapenko O. P. Spheres of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of large power and peak fuel-fired boilers / O. P. Ostapenko // Science and Education a New Dimension. Natural and Technical Sciences. – IV (12). – Issue 110. – 2016. – P. 64-67.

54. Ostapenko O. P. Areas of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of small power and peak electric boilers in heat supply systems / O. P. Ostapenko // Science and Education a New Dimension. Natural and Technical Sciences. – V (13). – Issue 121. – 2017. – P. 77-80.

55. Ostapenko O. P. Areas of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of small power and peak electric boilers in heat supply systems [Electronic resource] / O. P. Ostapenko // Proceedings of the International Scientific and Professional Conference «Actual Problems of Science and Education

APSE2017» (29th of January 2017, Budapest). – Available at: <http://scaspee.com/all-materials/areas-of-high-energy-efficiency-of-energy-supply-systems-with-cogeneration-heat-pump-installations-of-small-power-and-peak-electric-boilers-in-heat-supply-systems-stapenko>. (Дата звертання 04.05.19).

56. Ostapenko O. P. Areas of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of large power and peak fuel-fired boilers for heat supply systems / O. P. Ostapenko // Science and Education a New Dimension. Natural and Technical Sciences. – V (14). – Issue 132. – 2017. – P. 70-74.

57. Ostapenko O. P. Areas of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of large power and peak fuel-fired boilers for heat supply systems [Electronic resource] / O. P. Ostapenko // Proceedings of the International Scientific and Professional Conference «Advances in the Natural Sciences and Engineering – ANSE2017» (25th of June 2017, Budapest). – Available at: <http://scaspee.com/all-materials/areas-of-high-energy-efficiency-of-energy-supply-systems-with-cogeneration-heat-pump-installations-of-large-power-and-peak-fuel-fired-boilers-for-heat-supply-systems-stapenko>. (Дата звертання 04.05.19).

58. Ostapenko O. P. Areas of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of small power and peak fuel-fired boilers / O. P. Ostapenko // Science and Education a New Dimension. Natural and Technical Sciences. – V (15). – Issue 140. – 2017. – P. 64-68.62.

59. Ostapenko O. P. Application of the method of complex assessment of energy-ecological-economic efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations and peak sources of heat [Electronic resource] / O. P. Ostapenko // Proceedings of the International Scientific and Professional Conference «Advances in the Natural Sciences and Engineering – ANSE2018» (30th of June 2018, Budapest). – Available at: <http://scaspee.com/all-materials/application-of-the-method-of-complex-assessment-of-energy-ecological-economic-efficiency-of-energy-supply-systems-with-cogeneration-heat-pump-installations-and-peak-sources-of-heat-stapenko>.

60. Ostapenko O. P. Economical aspects of the efficiency of usage of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of various power levels /

Ostapenko O. P., Portnov V. M. // Proceedings of the International Scientific conference «Eastern European Studies: Economics, Education and Law» (June 7 – 8, 2018, Burgas Free University, Burgas), Burgas : Publishing House FLAT Ltd-Burgas, 2018. – Volume II. – P. 60 – 62.

61. Остапенко О. П. Аналіз енергетичного та економічного аспектів ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками з використанням теплоти вторинних енергоресурсів / О. П. Остапенко, Є. О. Павлович, І. С. Михайлюк, М. І. Максимов // Збірник наукових матеріалів XV Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції «Наукові підсумки 2017 року» (15 грудня 2017 р., м. Вінниця). – Вінниця, 2017. – Частина 5. – Технічні науки. – С. 57 – 63.

62. Остапенко О. П. Оцінка ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками на теплоті вторинних енергоресурсів за умов змінних режимів роботи / О. П. Остапенко, Є. О. Павлович, М. І. Максимов, М. С. Дзюбанчук, В. М. Портнов // Збірник наукових матеріалів XVIII Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції «Перспективні напрями розвитку науки і техніки» (23 березня 2018 р., м. Вінниця). – Вінниця, 2018. – Частина 2. – Технічні науки. – С. 16 – 22.

63. Остапенко О. П. Техніко-економічне обґрунтування застосування енергоефективної системи енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосною установкою в тепловій схемі котельні санаторію / О. П. Остапенко, В. М. Портнов // Збірник наукових матеріалів XX Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції «Інновації XXI століття» (25 травня 2018 р., м. Вінниця). – Вінниця, 2018. – Частина 7. – Технічні науки. – С. 59 – 65.

64. Остапенко О. П. Показники енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення на основі когенераційно-теплонасосних установок та пікових джерел теплоти / О. П. Остапенко, І. Ю. Лебідь, В. М. Портнов // Наукове видання матеріалів регіональної науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів та молодих науковців «Молодь в науці: дослідження, проблеми,



перспективи» (2 січня – 6 червня 2018 р., Вінниця). – Вінниця :ВНТУ, 2018. – С. 152 – 155.

65. Остапенко О. П. Енергоефективні системи енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками в теплових схемах промислово-опалювальних котельних / О. П. Остапенко, І. Г. Войцех, А. Д. Волошин // Наукове видання матеріалів регіональної науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів та молодих науковців «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи» (2 січня – 6 червня 2018 р., Вінниця). – Вінниця : ВНТУ, 2018. – С. 160 – 163.

66. Остапенко О. П. Дослідження енергоефективної системи енергозабезпечення з використанням теплоти вторинних енергоресурсів в схемі котельні / О. П. Остапенко, І. С. Михайлюк, Є. О. Павлович // Наукове видання матеріалів регіональної науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів та молодих науковців «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи» (2 січня – 6 червня 2018 р., Вінниця). – Вінниця : ВНТУ, 2018. – С. 164 – 168..

67. Остапенко О. П. Показники енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення на основі когенераційно-теплонасосних установок та пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, І. Ю. Лебідь, В. М. Портнов // Наукове видання матеріалів регіональної науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів та молодих науковців «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи» (2 січня – 6 червня 2018 р., Вінниця). – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2018/paper/viewFile/5713/4842>.

68. Остапенко О. П. Енергоефективні системи енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками в теплових схемах промислово-опалювальних котельних [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, І. Г. Войцех, А. Д. Волошин // Наукове видання матеріалів регіональної науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів та молодих науковців «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи» (2 січня – 6 червня 2018 р., Вінниця). – Режим

доступу:

<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2018/paper/viewFile/5711/4844>.

69. Остапенко О. П. Дослідження енергоефективної системи енергозабезпечення з використанням теплоти вторинних енергоресурсів в схемі котельні [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, І. С. Михайлюк, Є. О. Павлович // Наукове видання матеріалів регіональної науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів та молодих науковців «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи» (2 січня – 6 червня 2018 р., Вінниця). – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2018/paper/viewFile/5710/4845>.

70. Остапенко О. П. Обґрунтування вибору ефективних режимів роботи систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками / О. П. Остапенко // Університетська наука-2018 : в 3 т. : тез. доп. міжнар. наук.-техн. конф. (Маріуполь, 23-24 травня 2018 р.). – Маріуполь: ПДТУ, 2018. – Т. 1. – С. 321–323.

71. Остапенко О. П. Принципи синтезу систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти / О. П. Остапенко // Університетська наука-2018 : в 3 т. : тез. доп. міжнар. наук.-техн. конф. (Маріуполь, 23-24 травня 2018 р.). – Маріуполь: ПДТУ, 2018. – Т. 1. – С. 258–259.

72. Остапенко О. П. Ефективні режими роботи систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками на теплоті вторинних енергоресурсів / О. П. Остапенко, Є. О. Павлович, М. І. Максимов // Університетська наука-2018 : в 3 т. : тез. доп. міжнар. наук.-техн. конф. (Маріуполь, 23-24 травня 2018 р.). – Маріуполь: ПДТУ, 2018. – Т. 1. – С. 262–263.

73. Остапенко О. П. Система енергозабезпечення з теплонасосними установками в тепловій схемі котельні в місті Борзна / О. П. Остапенко, Ю. В. Рябоконт // Університетська наука-2018 : в 3 т. : тез. доп. міжнар. наук.-техн. конф. (Маріуполь, 23-24 травня 2018 р.). – Маріуполь: ПДТУ, 2018. – Т. 1. – С. 260–262.

74. Остапенко О. П. Аналіз енергоекономічної ефективності системи енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосною установкою на теплоті поверхневих вод / О. П. Остапенко, В. М. Портнов // Збірник доповідей VIII Всеукраїнської науково-практичної конференції «Ефективні процеси та

обладнання хімічних виробництв та пакувальної техніки». – К. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. – С. 25-27.

75. Остапенко О. П. Аналіз енерго-еколого-економічної ефективності ресурсоенергоефективних систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками з використанням теплоти систем оборотного водопостачання / О. П. Остапенко, Я. С. Попроцький, В. О. Кохан // Збірник доповідей VIII Всеукраїнської науково-практичної конференції «Ефективні процеси та обладнання хімічних виробництв та пакувальної техніки». – К. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. – С. 22-24.

76. Остапенко О. П. Наукові основи з оцінювання енерго-еколого-економічної ефективності систем енергозабезпечення на основі когенераційно-теплонасосних установок / О. П. Остапенко // Актуальні проблеми енергетики та екології: Матеріали VIII Всеукраїнської науково-технічної конференції (26 – 29 вересня 2018 р., м. Одеса). – Одеса : ОНАХТ, 2018. – С. 143 – 144.

77. Ткаченко С. Й. Розрахунки теплових схем і основи проектування джерел теплопостачання. Навч. посібник / С. Й. Ткаченко, М. М. Чепурний, Д. В. Степанов – Вінниця: ВНТУ, 2005. – 137 с.

78. Остапенко О. П. Холодильна техніка та технологія. Теплові насоси : навчальний посібник / О. П. Остапенко. – Вінниця : ВНТУ, 2015. – 123 с.

79. Остапенко О. П. Холодильна техніка та холодильна технологія. Теплові насоси. Конспект лекцій : навчальний посібник / О. П. Остапенко. – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 69 с.

80. Остапенко О. П. Методичні основи з оцінювання енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти / О. П. Остапенко // Наукові праці ОНАХТ.– 2017. – Т. 81. – Вип. 1. – С. 136 – 141.

81. Остапенко О. П. Методичні основи з комплексного оцінювання енерго-еколого-економічної ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти [Електронний ресурс]

/ О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2017. – № 3. – Режим доступу до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/515/507>. (Дата звертання 04.05.19).

82. Ostapenko O. P. Scientific basis of evaluation energy efficiency of heat pump plants: monograph / O. P. Ostapenko. – Saarbrücken, LAP LAMBERT Academic Publishing, 2016. – 62 p.

83. Ostapenko Olga. Study of energy-economic efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations, using the heat of the industrial and natural sources, in industry and municipal heat power branch of Ukraine // Social and Legal Aspects of the Development of Civil Society Institutions: Collective Monograph. Part I. Warsaw: Institute of European Integration, Bmt Eridia Sp. z o. o., 2019, 536 p. – P. 292 – 308.

84. Ostapenko Olga. Analysis of energy, ecological and economic efficiency of steam compressor heat pump installations, as compared with alternative sources of heat supply, with accounting the concept of sustainable development // Sustainable Development Under the Conditions of European Integration: Collective monograph / [editorial board Darko Bele, Lidija Weis, Nevenka Maher]. Part II. – Ljubljana: VŠPV, Visoka šola za poslovne vede = Ljubljana School of Business, 2019, 458 p. – P. 312 – 329.

85. Остапенко О. П. Високоєфективні системи енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками: енергетичний, економічний та екологічний аспекти ефективності // Енергоефективність та енергозбереження: економічний, технічний та агроєкологічний аспекти: [колективна монографія]. – Полтава: ПП Астроя, 2019. – С. 526 – 530.

86. Остапенко О. П. Области енергоефективної роботи систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти в системах тепlopостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 4. – Режим доступу до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/487/486>. (Дата звертання 02.05.19).

87. Ostapenko O. P. Spheres of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of large power and peak fuel-fired boilers [Electronic resource] / O. P. Ostapenko // Proceedings of the International Scientific and Professional Conference «Natural, Mathematical and Technical science – NaMaTech2016» (11th of December 2016, Budapest). – Available at: <http://scaspee.com/all-materials/-spheres-of-high-energy-efficiency-of-energy-supply-systems-with-cogeneration-heat-pump-installations-of-large-power-and-peak-fuel-fired-boilers-stapenko>. (Дата звертання 02.05.19).

88. Газопоршневий двигун ГДГА800 [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: <http://dieselmash.com.ua/>. (Дата звертання 30.11.18).

89. Теплові насоси ЗАТ «Енергія» [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: [http://energy1991.ru/?page\\_id=56](http://energy1991.ru/?page_id=56). (Дата звертання 30.11.18).

90. Контактний утилізатор КТАН-1,5УГ [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: <http://goct.info/Data1/41/41822/index.htm>. (Дата звертання 30.11.18).

91. Насоси GLONG [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.glong-motor.com/>. (Дата звертання 30.11.18).

92. ДБН В.2.5-77:2014 – Котельні. [Чинний від 2015 -01-01 № 252]. – К.: Мінрегіонбуд України, 2014. – 61 с.

93. ДБН В.2.5-56:2014 – Системи протипожежного захисту.

94. Лисенко Г. Л. Методичні вказівки до оформлення курсових проектів (робіт) для студентів всіх спеціальностей / Г. Л. Лисенко, А. Г. Буда, Р. Р. Обертюх. – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 58 с.

95. Правила виконання робочої документації автоматизації технологічних процесів: ДСТУ Б.А.2.4-3-95. – [Чинний від 1995 -04-06 № 65]. – К.: Держкоммістобудування України, 1995. – 42 с.

96. Автоматизація технологічних процесів. Зображення умовні приладів і засобів автоматизації в схемах: ДСТУ Б А.2.4-16:2008. [Чинний від 2008 -06-27 № 271]. – К.: Мінрегіонбуд України, 2009. – 14 с.

97. Каталог Регулирующие клапана и электрические приводы (полная номенклатура) [Электронный ресурс]: – Режим доступа до ресурсу: [http://heating.danfoss.ru/PCMPDF/Control\\_valves\\_catalogue.pdf](http://heating.danfoss.ru/PCMPDF/Control_valves_catalogue.pdf) – Назва з екрану.

98. Овчаренко В. А. Використання теплових насосів / В. А. Овчаренко, А. В. Овчаренко. // Холод М. Т. – 2006. – №2. – С. 34-36.

99. Долинский А. А. Тепловые насосы в теплоснабжении / А. А. Долинский, Е. Т. Базеев, А. И. Чайка // Промышленная теплотехника. – 2006. – Т.28, №2. – С. 99–105.

100. Янговский Е. И. Парокомпрессионные теплонасосные установки / Е. И. Янговский, Ю. В. Пустовалов. – М. : Энергоиздат. – 1982. – 144 с.

101. Ткаченко С. Й. Парокомпресійні теплонасосні установки в системах теплопостачання. Монографія / С. Й. Ткаченко, О. П. Остапенко. – Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця. – 2009. – 176 с.

102. Ткаченко С. Й. Систематизація інформації з розробки, дослідження та впровадження теплонасосних установок / С. Й. Ткаченко, О. П. Остапенко // Сучасні технології, матеріали і конструкції в будівництві: науково-технічний збірник. – Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2007. – №4. – С. 176–184.

103. Степанова Н. Д. Теплові мережі: Навчальний посібник / Н. Д. Степанова, Д. В. Степанов. – Вінниця: ВНТУ. – 2009. - 135 с.

104. Ткаченко С. Й. Розрахунки теплових схем і основи проектування джерел теплопостачання: Навчальний посібник / Ткаченко С. Й., Чепурний М. М., Степанов Д. В. – Вінниця: ВНТУ. – 2004. – 135 с.

105. Аронов И. З. Контактный нагрев воды продуктами сгорания природного газа / И. З. Аронов. – Л. : Наука, 1978. – 350 с.

106. Осипов А. Л. Исследование и разработка схем теплоснабжения для использования низкопотенциального тепла на основе применения теплонасосных установок: дисс. канд. техн. наук : 05.14.04 / Осипов Айрат Линарович. – Казань, 2005. – 117 с.

107. ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. – Введ. 1993–01–01. – М. : Изд.-во стандартов, 1991. – 15 с.

108. 11. СНиП 2.04.07–86. Тепловые сети / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 55 с.

109. Сайт фірми k-flex [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.k-flex.ua/index.php?hl=ru>.

110. Сайт «Автомобільний світ України». Режим доступу: [http://www.autosvit.com.ua/Iveco\\_techtruck\\_21.html](http://www.autosvit.com.ua/Iveco_techtruck_21.html).

111. Каталог кранів КС на спеціальному шасі [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу: <http://www.techstory.ru>.

112. Сайт фірми Tesla Weld [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу: <https://ua.teslaweld.com>.

113. Сайт фірми МАКІТА [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу: <http://makitaservice.tools.lviv.ua>.

114. Каталог будівельних машин і інструментів [Електронний ресурс] - Режим доступу до ресурсу: <http://powertools.co.nz>.

115. ДБН Д.2.4-15-2000. Збірник 15. Внутрішні сантехнічні роботи. – К.: Держстандарт України, 2000. – 106 с.

116. ДБН Д.2.3-7-99. Збірник 7. Компресорні установки, насоси і вентилятори. – К.: Держстандарт України, 2000. – 47 с.

117. ДБН Д.2.3-6-99. Збірник 6. Теплосилове обладнання. – К.: Держстандарт України, 2000. – 165 с.

118. ДБН Д.2.2-18-99. Збірник 18. Опалення – внутрішнє пристосування. – К.: Держстандарт України, 1999. – 28 с.

119. ДБН Д.2.2-16-99. Збірник 16. Внутрішні трубопроводи. – К.: Держстандарт України, 1999. – 48 с.

120. ДБН Д.2.3-12-99. Збірник 12. Технологічні трубопроводи. – К.: Держстандарт України, 2000. – 200 с.

121. ДБН Д.2.2-26-1999. Збірник 26. Теплоізоляційні роботи. – К.: Держстандарт України, 2000. – 51 с.

122. Технічні характеристики автомобілів [Електронний ресурс] - Режим доступу до ресурсу: <http://interdalnoboy.com/gruzoviki/>

123. SOLKANE Refrigerants 8.0 [Электронный ресурс] - Режим доступа до ресурсу: <https://solkane-refrigerants.software.informer.com/8.0/>



## **ДОДАТКИ**

Додаток А  
(обов'язковий)

ЗАТВЕРДЖЕНО  
Завідувач кафедри ТЕ

\_\_\_\_\_ С.Й.Ткаченко  
“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2019 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ  
до магістерської кваліфікаційної роботи

ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ СИСТЕМИ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ  
З КОГЕНЕРАЦІЙНО-ТЕПЛОНАСОСНИМИ УСТАНОВКАМИ В ТЕПЛОВІЙ  
СХЕМІ КОТЕЛЬНОЇ САНАТОРІЇ

за спеціальністю

144 – теплоенергетика

08-11.МКР.010.00.00.000 ТЗ

Керівник магістерської  
кваліфікаційної роботи

\_\_\_\_\_ к.т.н. доц. Остапенко О. П.  
“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2019 р.

Розробив студент гр.ТЕ–18м

\_\_\_\_\_ Форсюк П. Д.  
“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2019 р.

Вінниця 2019

## 1 Найменування і область використання продукції

КТНУ в тепловій схемі котельні призначена для забезпечення технологічних потреб, а також забезпечення потреб опалення і гарячого водопостачання.

Застосування СЕ з КТНУ приводить до зменшення питомої витрати палива та дозволяє здійснити реконструкцію енергетики і розв'язати екологічні проблеми найбільш дешевим для економіки країни способом.

## 2 Основа для виконання робіт

Основою для виконання робіт є індивідуальне завдання на магістерську кваліфікаційну роботу, вихідні дані з підприємства, наказ ректора ВНТУ про затвердження теми МКР №254 від «02» жовтня 2019 р.

## 3 Мета та призначення розробки

Метою проектування є підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі водогрійної котельні з використанням когенераційно-теплонасосних установок, визначення енергоефективних та економічно обґрунтованих режимів роботи, оцінка обсягів економії коштів та енергоресурсів у разі застосування КТНУ в тепловій схемі.

Аналіз енергоефективності теплової схеми котельні в м. Славута з КТНУ.

Розробка практичних рекомендацій із застосування КТНУ в тепловій схемі котельні у м. Славута.

## 4 Джерела розробки

Основою для розробки є індивідуальне завдання на магістерську кваліфікаційну роботу, дані літературних джерел та інші технічні матеріали про ефективність застосування когенераційно-теплонасосних установок в теплових схемах котельних.

4.1 Остапенко О. П. Комплексна оцінка ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками з використанням теплоти вторинних енергоресурсів / О. П. Остапенко, І. С. Михайлюк // Збірник наукових матеріалів XIII Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції «Проблеми та перспективи розвитку української науки» (27 жовтня 2017 р., м. Вінниця). – Вінниця, 2017. – Частина 2. – Технічні науки. – С. 32 – 38.

4.2 Остапенко О. П. Аналіз енергетичного та економічного аспектів ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками з використанням теплоти вторинних енергоресурсів / О. П. Остапенко, Є. О. Павлович, І. С. Михайлюк, М. І. Максимов // Збірник наукових матеріалів XV Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції «Наукові підсумки 2017 року» (15 грудня 2017 р., м. Вінниця). – Вінниця, 2017. – Частина 5. – Технічні науки. – С. 57 – 63.

4.3 Остапенко О. П. Ефективність систем енергозабезпечення з когенераційними установками [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, І. С. Михайлюк, Є. О. Павлович // Електронне наукове видання матеріалів XLV науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу, співробітників та студентів Вінницького національного технічного університету за участю працівників науково-дослідних організацій та інженерно-технічних працівників підприємств м. Вінниці та області (9-11 березня 2016 р., Вінниця). – Режим доступу: <http://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-fbtegp/all-fbtegp2016/paper/view/669/823>. (Дата звертання 02.02.19).

4.4 Ткаченко С. Й. Парокомпресійні теплонасосні установки в системах тепlopостачання. Монографія / С. Й. Ткаченко, О. П. Остапенко. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця. – 2009. – 176 с.

4.5 Остапенко О. П. Енергетична ефективність систем енергозабезпечення на основі комбінованих когенераційно-теплонасосних установок і пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. –

№ 1. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/462/460>. (Дата звертання 02.02.19).

4.6 Остапенко О. П. Показники енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення на основі когенераційно-теплонасосних установок та пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. М. Портнов, А. Д. Волошин // Електронне наукове видання матеріалів XLVI науково-технічної конференції Вінницького національного технічного університету (22 – 24 березня 2017 р., Вінниця). – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-fbtegp/all-fbtegp-2017/paper/view/2875/2248>. (Дата звертання 02.02.19).

4.7 Остапенко О. П. Наукові основи з оцінювання систем енергозабезпечення на основі когенераційно-теплонасосних установок / О. П. Остапенко // Актуальні проблеми енергетики та екології: матеріали XVI Всеукраїнської науково-технічної конференції (5 – 7 жовтня 2016 р., м. Одеса). – Херсон : ФОРМ Грін Д. С., 2016. – С. 15 – 17.

4.8 Остапенко О. П. Методичні основи комплексного оцінювання енергетичної ефективності парокомпресійних теплонасосних станцій з електричним та когенераційним приводом / О. П. Остапенко // Наукові праці ОНАХТ. – 2015. – Вип. 47. – Т. 2. – С. 157 – 162.

4.9 Ostapenko O. P. Scientific basis of evaluation energy efficiency of heat pump plants: monograph / O. P. Ostapenko. – Saarbrücken, LAP LAMBERT Academic Publishing, 2016. – 62 p.

4.10 Остапенко О. П. Комплексна оцінка енергетичної ефективності парокомпресійних теплонасосних станцій з когенераційним приводом [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2015. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/2/2>. (Дата звертання 02.02.19).

4.11 Остапенко О. П. Енергетична ефективність теплонасосних станцій з різними джерелами теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. В. Шевченко, О. В. Бакум // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – №

4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/381/379>. (Дата звертання 02.02.19).

4.12 Остапенко О. П. Енергоекологічна ефективність теплонасосних станцій на природних та промислових джерелах теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, І. О. Валігура, А. Д. Коваленко // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/363/361>. (Дата звертання 02.02.19).

4.13 Остапенко О. П. Енергетична, екологічна та економічна ефективність парокомпресійних теплонасосних установок у порівнянні з альтернативними джерелами тепlopостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. М. Слободянюк // Наукові праці ВНТУ. – 2014. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/399/397>. (Дата звертання 02.02.19).

4.14 Остапенко О. П. Енергетичний, екологічний та економічний аспекти ефективності теплонасосних станцій на природних та промислових джерелах теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. В. Бакум, А. В. Ющишина // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/371/369>. (Дата звертання 02.02.19).

4.15 Остапенко О. П. Енергоефективність систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти в системах тепlopостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/472/470>. (Дата звертання 02.02.19).

4.16 Остапенко О. П. Области енергоефективної роботи систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/479/478>. (Дата звертання 02.02.19).

4.17 Остапенко О. П. Области енергоефективної роботи систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти в системах тепlopостачання [Електронний

ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 4. – Режим доступу до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/487/486>. (Дата звертання 29.09.18).

4.18 Остапенко О. П. Области високої енергоефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками малої потужності та паливними котлами в системах тепlopостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2017. – № 1. – Режим доступу до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/499/496>. (Дата звертання 02.02.19).

## 5 Технічні вимоги

5.1 Головною вимогою є отримання теплової енергії у вигляді гарячої води з параметрами, які відповідають графікам теплових навантажень.

### 5.2 Забезпечення потужностей споживачів

Потужність системи опалення.....6 МВт

Потужність системи гарячого водопостачання.....2 МВт

5.3 Температура прямої мережної води .....95°C

5.4 Температура зворотної мережної води .....70°C

5.5 Забезпечення власних потреб в тепловій та електричній енергії

## 6 Економічні показники

Створення об'єкту повинно вестись з малими витратами праці та з мінімальними затратами виробництва. Проаналізувати декілька варіантів застосування КТНУ і вибрати оптимальний, на підставі техніко-економічних розрахунків, здійснити економічне обґрунтування доцільності застосування КТНУ за оптимальним варіантом, визначивши річні витрати палива, визначити економію палива. Проаналізувати техніко-економічні показники роботи КТНУ на базі котельні санаторію та визначити термін окупності капіталовкладень на будівництво.

## 7 Стадії та етапи розробки

7.1 Аналітичний літературний огляд з ефективності використання теплонасосних технологій

7.2 Методика та результати досліджень з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні з КТНУ

7.3 Практичні рекомендації щодо ефективного застосування когенераційних теплонасосних установок в тепловій схемі котельні

7.4 Аналіз економічної ефективності теплової схеми котельні санаторію із застосуванням КТНУ

7.5 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

Дата видачі завдання «\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_ р.

Крайні терміни виконання «\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_ р.

## 8 Порядок контролю та прийняття

Виконання етапів графічної та розрахункової документації МКР контролюється керівником МКР згідно з графіком виконання. Прийняття МКР здійснюється ЕК, затвердженою наказом ректора ВНТУ, згідно з графіком захисту.

9 Корегування технічного завдання допускається з дозволу керівника МКР.



## Додаток Б

## ЕФЕКТИВНІСТЬ ВАРІАНТІВ ЗАСТОСУВАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТЕПЛОНАСОСНИХ УСТАНОВОК В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ

Б.1 Застосування КТНУ в тепловій схемі для роботи в двох сезонах з використанням 35 % потужності контактного утилізатора

В таблиці Б.1 наведені результати розрахунку теплового насосу в тепловій схемі для роботи в двох сезонах.

Таблиця Б.1 – Результати розрахунку теплового насоса в двох сезонах

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Періоди роботи ТНУ (сезон)	
				2-й	3-й
1	2	3	4	5	6
Температура конденсації холодоагента	$t_k$	°С	Приймаємо	75	75
Температура випаровування холодоагента	$t_{\text{вип}}$	°С	$t_{\text{вип}} = t_{\text{в}}^{\text{II}} - \theta$	30	3
Температура води на виході з випарника	$t_{\text{в}}^{\text{II}}$	°С	Приймаємо	35	8
Величина недогріву	$q$	°С	Приймаємо	5	5
Величина перегріву	$q_{\text{н}}$	°С	Приймаємо	7	7
Теплоємність води	$C_p$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$	Приймаємо	4,19	4,19
Температура	$t_1$	°С	$t_1 = t_{\text{в}} + \theta$	37	10
Ентальпія	$h_1$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	з [5]	417	403
Ентальпія	$h_1^{\text{I}}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	з [5]	425	409
Ентальпія	$h_{2a}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	з [5]	450	446
Ентальпія	$h_3$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	з [5]	315	315

Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5	6
Ентальпія	$h_4$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$h_4 = h_3^I = h_3 - q_{\text{по}}$	307	309
ККД компресора	$\eta_{oi}^{\text{KM}}$	-	Приймаємо	0,75	0,75
ККД теплообмінника	$\eta_{\text{то}}$	-	Приймаємо	0,98	0,98
Електромеханічний ККД	$\eta_{\text{ем}}$	-	Приймаємо	0,95	0,95
Питома потужність переохолодника	$q_{\text{по}}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$q_{\text{по}} = h_1^I - h_1$	8	6
Адіабатний теплоперепад в компресорі	$H_a$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$H_a = h_{2a} - h_1^I$	25	37
Робочий теплоперепад	$H_p$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$H_p = \frac{H_a}{\eta_{oi}^{\text{KM}}}$	33,33	49,33
Ентальпія точки 2	$h_2$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$h_2 = h_{2a} + H_p$	458,33	458,33
Питома теплота яка відводиться з конденсатора	$q_k$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$q_k = h_2 - h_3$	143,33	143,33
Питома теплота яка підводиться у випарник	$q_v$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$q_v = h_1 - h_4$	110	94
Теплова потужність ТНУ	$Q_k$	кВт	3 розрахунку	1095,47	1371,5
Витрата холодоагента	$G_{xa}$	кг / с	$G_{xa} = \frac{Q_k}{q_k \cdot \eta_{\text{то}}}$	7,67	9,76
Коефіцієнт перетворення	$\phi$	-	$\phi = \frac{Q_k}{N_{\text{KM}}}$	4,0723	2,704
Потужність компресора	$N_k$	кВт	$N_{\text{KM}} = \frac{G_{xa} \cdot H_p}{\eta_{\text{ем}}}$	269	507,03
		МВт		0,269	0,507
Потужність випарника	$Q_v$	кВт	$Q_v = Q_k - N_{\text{KM}}$	826,47	864,46

Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5	6
Витрата води у випарнику	$G_B$	кг / с	$G_B = Q_B / (C_p \times (t_B^I - t_B^{II}) \cdot \eta_{то})$	13,41	30,07
Витрата води в конденсаторі	$G_K$	кг / с	З розрахунку	72,95	14,61
Температура води на вході в випарник	$t_B^I$	°С	Приймаємо	50	15

Отже, теплова потужність ТНУ для опалювального середнього режиму 1095,47 кВт, для режиму ГВП - 1371,5 кВт

Результати розрахунку двигуна внутрішнього згорання (ДВЗ) та потужності утилізаторів показані в таблиці Б.2.

Таблиця Б.2 – Розрахунок ДВЗ та потужності утилізаторів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону роботи ТНУ	
				2-й	3-й
1	2	3	4	5	6
Питома витрата умовного палива	$b_y$	$\frac{м^3}{кВт \cdot год}$	З розрахунку	0,35	0,35
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,95	0,95
Теоретичний об'єм повітря для спалювання 1м <sup>3</sup> робочого палива	$V^0$	кг / м <sup>3</sup>	З розрахунку	9,52	9,52
Густина повітря	$\rho_{пов}$	кг / м <sup>3</sup>	Приймаємо	1,165	1,165

Продовження таблиці Б.2

1	2	3	4	5	6
Коефіцієнт надлишку повітря	$\alpha$	-	З розрахунку	2,1	2,1
Споживана електрична потужність ДВЗ	$N_{\text{ДВЗ}}$	МВт	З розрахунку	0,215	0,507
Питома теплоємність газів після ДВЗ	$C_{pг}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$	Приймаємо	1,125	1,125
ККД теплообмінника	$\eta_{\text{то}}$	-	Приймаємо	0,98	0,98
Теплота згорання робочого палива	$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	МДж/м <sup>3</sup>	Приймаємо	34	34
Нижча теплота згорання умовного палива	$Q_{\text{ну}}^{\text{р}}$	МДж/м <sup>3</sup>	Приймаємо	29,3	29,3
Температура відхідних газів після ДВЗ	$t_{\text{д}}$	°С	Приймаємо	475	475
Температура відхідних газів після утилізатора	$t_{\text{ут}}$	°С	З розрахунку теплообмінника	140	140
Температура води на вході в утилізатор	$t_2$	°С	З розрахунку теплообмінника	51,86	60,39
Температура води на виході з утилізатора	$t_1$	°С	З розрахунку теплообмінника	110	110
Теплоємність води	$C_{\text{р}}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$	Приймаємо	4,19	4,19
Ефективний ККД ДВЗ	$\eta_{\text{еф}}$	-	$\eta_{\text{еф}} = \frac{0,123}{b_y}$	0,351	0,351

## Продовження таблиці Б.2

1	2	3	4	5	6
Повний ККД ДВЗ і електрогенератора	$\eta_d$	-	$\eta_d = \eta_{\text{еф}} \cdot \eta_{\text{см}}$	0,334	0,334
Питома витрата умовного палива на дизель-генератор	$b_y^d$	кг/с	$b_y^d = \frac{0,123}{\eta_d}$	0,368	0,368
Теоретична маса повітря для спалювання 1м <sup>3</sup> палива	$M^0$	кг / м <sup>3</sup>	$M^0 = V^0 \cdot \rho$	11,091	11,091
Питома витрата суміші повітря і палива	$M_{\text{сум}}$	кг / м <sup>3</sup>	$M_{\text{сум}} = 1 + \alpha \cdot M^0$	24,291	24,291
Витрата умовного палива на ДВЗ	$B_y^d$	кг/с	$B_y^d = \frac{b_y^d \cdot N_{\text{ДВЗ}}}{3600}$	0,022	0,051
Витрата робочого палива на ДВЗ	$B_p^d$	м <sup>3</sup> /с	$B_p^d = \frac{B_y^d \cdot Q_{\text{нп}}^p}{Q_{\text{н}}^p}$	0,019	0,044
Витрата відхідних газів після ДВЗ	$G_{\text{вг}}$	кг/с	$G_{\text{вг}} = B_p^d \cdot M_{\text{сум}}$	0,46	1,08
Потужність утилізатора відхідних газів	$Q_{\text{ут}}$	МВт	$Q_{\text{ут}} = G_{\text{вг}} \cdot c_{p_{\text{г}}} \times (t_d - t_{\text{ут}}) \cdot \eta_{\text{то}}$	0,17	0,4
Потужність системи охолодження	$Q_{\text{ох}}$	МВт	$Q_{\text{ох}} = 0,2 \cdot B_p^d \times Q_{\text{н}}^p \cdot \eta_{\text{то}}$	0,126	0,297
Загальна потужність теплоутилізаційного устаткування ДВЗ	$Q_{\text{ут}}$	МВт	$\sum Q_{\text{ут}} = Q_{\text{ут}} + Q_{\text{ох}}$	0,296	0,698

## Продовження таблиці Б.2

1	2	3	4	5	6
Потужність системи охолодження	$Q_{ох}$	МВт	$Q_{ох} = 0,2 \cdot B_p^d \times Q_H^p \cdot \eta_{то}$	0,126	0,297
Загальна потужність теплоутилізаційного устаткування ДВЗ	$Q_{ут}$	МВт	$\sum Q_{ут} = Q_{ут} + Q_{ох}$	0,296	0,698
Загальна потужність ТНУ та утилізаторів ДВЗ	$\sum Q$	МВт	$\sum Q = Q_{тну} + Q_{двз}$	1,17	2,07
Масова витрата води через утилізатор	$G_{ут}$	кг/с	$G_{ут} = \frac{Q_{ут}}{(t_2 - t_1)}$	1,24	3,43

Отже, витрата робочого палива на ДВЗ для опалювального середнього режиму  $0,019 \text{ м}^3/\text{с}$ , для режиму ГВП  $0,044 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Результати розрахунку теплової схеми котельні з ТНУ, наведені в таблиці Б.3

Таблиця Б.3 – Розрахунок теплової схеми котельні з ТНУ

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону роботи ТНУ	
				2-й	3-й
1	2	3	4	5	6
Відпуск теплотии на опалення	$Q_{оп}$	МВт	$Q_{оп}^p \cdot \frac{t_{вн}^p - t_n}{t_{вн}^p - t_n^p}$	4,55	0
Відпуск теплотии на ГВП	$Q_{гвп}$	МВт	З вихідних даних	2	2
Потужність теплових споживачів	$Q_{тс}$	МВт	Задаємось	6,55	2

## Продовження таблиці Б.3

1	2	3	4	5	6
Температура води на вході в котел	$t_k^I$	°C	З вихідних даних	70	0
Температура води на виході із котла	$t_k^{II}$	°C	З вихідних даних	95	0
Температура сирі води	$t_{св}$	°C	Задається	5	15
Температура підживлення мережі	$t_{пм}$	°C	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	70	70
ККД котлоагрегата	$\eta_k$	-	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	0,919	0,919
ККД теплообмінника	$\eta_{то}$	-	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	0,98	0,98
Теплоємність води	$C_p$	$\frac{кДж}{кг \cdot К}$	Задається	4,19	4,19
Коефіцієнт втрат	$\alpha_{втр}$	-	Задається	0,02	0,02
Витрата води через котел в існуючі схемі	$G_k^i$	кг/с	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	69,91	20,32
Витрата води через утилізатор	$G_{ут}$	кг/с	З розрахунку ДВЗ	1,24	3,43
Температура прямої води	$t_{пр}$	°C	З вихідних даних	70	70
Температура зворотньої води	$t_{зв}$	°C	З вихідних даних	49	38
Температура змішування	$t_k^{Пз}$	°C	Задається	52,87	67,55
Потужність ТНУ	$Q_{тну}$	кВт	З розрахунку ДВЗ	874,3	1371,5
Температура води після ТНУ	$t_{тн}$	°C	$t_{тн} = t_{зв} + \frac{Q_{тну}}{G_{мв} \cdot C_B}$	51,86	60,39

## Продовження таблиці Б.3

1	2	3	4	5	6
Температура води на виході з ТНС		°С	З розрахунку ДВЗ	70	70
Розрахунок витрати мережної води для потреб теплових споживачів	$G_{\text{МВ}}$	кг/с	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	74,44	14,91
Витрата води на виході котла	$G_{\text{к}}$	кг/с	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	68,67	0
Витрата добавочної води	$G_{\text{доб}}$	кг/с	$G_{\text{доб}} = G_{\text{МВ}} \cdot \alpha_{\text{ВТР}}$	1,488	0,298
Витрата сирієї води	$G_{\text{СВ}}$	кг/с	$G_{\text{СВ}} = 1,2 \cdot G_{\text{доб}}$	1,786	0,357
Витрата котлової води на підживлення мережі	$G_{\text{ПМ}}$	кг/с	$G_{\text{ПМ}} = G_{\text{доб}} + G_{\text{д}}$	1,607	0
Витрата води перед мережним насосом (МН)	$G_{\text{МН}}$	кг/с	$G_{\text{МН}} = G_{\text{МВ}} \cdot (1 - \alpha_{\text{ВТР}}) + G_{\text{ПМ}} + G_{\text{ПСВ}}''$	75,85	14,61
Температура води перед мережним насосом (МН)	$t_{\text{МН}}$	°С	$t_{\text{МН}} = [G_{\text{МВ}} \cdot (1 - \alpha_{\text{ВТР}}) \times t_{\text{ЗВ}} + (G_{\text{ПМ}} + G_{\text{ПСВ.ПКВВ}}) \times t_{\text{д}}] / G_{\text{МН}}$	52,87	67,55
Витрата води в перепускній лінії	$G_{\text{пер}}$	кг/с	$G_{\text{пер}} = G_{\text{МВ}} \cdot (t_{\text{к}}'' - t_{\text{пр}}) / (t_{\text{к}}'' - t_{\text{МН}})$	45,01	0
Витрата води на рециркуляцію	$G_{\text{рец}}$	кг/с	$G_{\text{рец}} = (G_{\text{МН}} - G_{\text{пер}}) \cdot (t_{\text{к}}' - t_{\text{МН}}) / (t_{\text{к}}'' - t_{\text{к}}')$	21,12	0
Витрата мережної води в котлах	$G_{\text{к}}$	кг/с	$G_{\text{к}} = G_{\text{МН}} - G_{\text{пер}} + G_{\text{рец}} - G_{\text{УГ}}$	51,96	0



## Продовження таблиці Б.3

1	2	3	4	5	6
Теплова потужність котельні	$Q_k$	МВт	$Q_k = G_k \cdot c_v \cdot (t_k'' - t_k') \cdot 10^{-3}$	5,44	0
Витрата робочого палива на котел	$V_{pk}$	$m^3 / c$	$V_{pk} = Q_k / Q_H^p \cdot \eta_k$	0,174	0
ККД-брутто котельні	$\eta_{бр}$	-	$\eta_{бр} = \frac{Q_{гвп} + Q_{оп}}{Q_H^p \cdot V_p}$	0,821	-
Загальна витрата палива на котельню в існуючі схемі	$V_{існ}$	$m^3 / c$	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	0,234	0,068
Витрата робочого палива на ДВЗ	$V_{двз}$	$m^3 / c$	З розрахунку ДВЗ	0,019	0,044
Загальна витрата палива на котельню	$V_3$	$m^3 / c$	$V_3 = V_k + V_{двз}$	0,193	0,044
Економія палива зарахунок модернізації	$\Delta B$	%	$\Delta B = \frac{V_{існ} - V_3}{V_{існ}} \cdot 100\%$	17,59	34,46
Загальна кількість робочих годин котельні	$\tau_3$	год.	Задаємось	8760	
Кількість робочих годин котельні в максимально зимній період	$\tau_m$	год.	Задаємось	30	
Кількість робочих годин котельні в опалювальний період	$\tau_o$	год.	Задаємось	4246	
Кількість робочих годин котельні в літній періоду	$\tau_l$	год.	Задаємось	4484	

## Продовження таблиці Б.3

1	2	3	4	5	6
Середньо річна економія палива	$\Delta B_{\text{річ}}^{\text{серд}}$	%	$\Delta B_{\text{річ}}^{\text{серд}} = \frac{\Delta B_{\text{р}}^{\text{м}} \cdot \tau_{\text{м}} + \Delta B_{\text{р}}^{\text{о}} \cdot \tau_{\text{о}} + \Delta B_{\text{р}}^{\text{л}} \cdot \tau_{\text{л}}}{\tau_{\text{річ}}}$	26,08	
Загальна потужність ТНУ та утилізаторів ДВЗ		МВт	3 розрахунку ДВЗ	1,17	2,07

Отже, теплова потужність котельні для опалювального середнього режиму становить 5,44 МВт.

### Б.2 Застосування КТНУ в тепловій схемі для роботи в двох сезонах з використанням 40 % потужності контактного утилізатора

В таблиці Б.4 наведені результати розрахунку теплового насосу в тепловій схемі для роботи в двох сезонах.

Таблиця Б.4 – Результати розрахунку теплового насоса в двох сезонах

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Періоди роботи ТНУ (сезон)	
				2-й	3-й
1	2	3	4	5	6
Температура конденсації холодоагента	$t_{\text{к}}$	°С	Приймаємо	75	75
Температура випаровування холодоагента	$t_{\text{вип}}$	°С	$t_{\text{вип}} = t_{\text{в}}^{\text{II}} - \theta$	30	3
Температура води на виході з випарника	$t_{\text{в}}^{\text{II}}$	°С	Приймаємо	35	8
Величина недогріву	$q$	°С	Приймаємо	5	5
Величина перегріву	$q_{\text{н}}$	°С	Приймаємо	7	7
Теплоємність води	$C_{\text{р}}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$	Приймаємо	4,19	4,19
Температура	$t_1$	°С	$t_1 = t_{\text{в}} + \theta$	37	10

Продовження таблиці Б.4

1	2	3	4	5	6
Ентальпія	$h_1$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	з [5]	417	403
Ентальпія	$h_1^I$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	з [5]	425	409
Ентальпія	$h_{2a}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	з [5]	450	446
Ентальпія	$h_3$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	з [5]	315	315
Ентальпія	$h_4$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$h_4 = h_3^I = h_3 - q_{\text{по}}$	307	309
ККД компресора	$\eta_{oi}^{\text{км}}$	-	Приймаємо	0,75	0,75
ККД теплообмінника	$\eta_{\text{то}}$	-	Приймаємо	0,98	0,98
Електромеханічний ККД	$\eta_{\text{ем}}$	-	Приймаємо	0,95	0,95
Питома потужність переохолодника	$q_{\text{по}}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$q_{\text{по}} = h_1^I - h_1$	8	6
Адіабатний тепलोперепад в компресорі	$H_a$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$H_a = h_{2a} - h_1^I$	25	37
Робочий тепलोперепад	$H_p$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$H_p = \frac{H_a}{\eta_{oi}^{\text{км}}}$	33,33	49,33
Ентальпія точки 2	$h_2$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$h_2 = h_{2a} + H_p$	458,33	458,33
Питома теплота яка відводиться з конденсатора	$q_k$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$q_k = h_2 - h_3$	143,33	143,33
Питома теплота яка підводиться у випарник	$q_v$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$q_v = h_1 - h_4$	110	94
Теплова потужність ТНУ	$Q_k$	кВт	з розрахунку	995,88	1371,5
Витрата холодоагента	$G_{\text{ха}}$	кг / с	$G_{\text{ха}} = \frac{Q_k}{q_k \cdot \eta_{\text{то}}}$	6,97	9,76
Коефіцієнт перетворення	$\varphi$	-	$\varphi = \frac{Q_k}{N_{\text{км}}}$	4,07	2,7

Продовження таблиці Б.4

1	2	3	4	5	6
Потужність компресора	$N_k$	кВт	$N_{км} = \frac{G_{ха} \cdot H_p}{\eta_{ем}}$	244,5	507
		МВт		0,24	0,5
Потужність випарника	$Q_B$	кВт	$Q_B = Q_k - N_{км}$	751,33	864,46
Витрата води у випарнику	$G_B$	кг / с	$G_B = Q_B / (C_p \times (t_B^I - t_B^{II}) \cdot \eta_{то})$	12,19	30,07
Витрата води в конденсаторі	$G_k$	кг / с	3 розрахунку	72,95	14,61
Температура води на вході в випарник	$t_B^I$	°С	Приймаємо	50	15

Отже, теплова потужність ТНУ для опалювального середнього режиму 995,88 кВт, для режиму ГВП 1371,5 кВт.

Результати розрахунку двигуна внутрішнього згорання (ДВЗ) та потужності утилізаторів показані в таблиці Б.5.

Таблиця Б.5 – Розрахунок ДВЗ та потужності утилізаторів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону роботи ТНУ	
				2-й	3-й
1	2	3	4	5	6
Питома витрата умовного палива	$b_y$	$\frac{м^3}{кВт \cdot год}$	3 розрахунку	0,35	0,35
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,95	0,95
Теоретичний об'єм повітря для спалювання 1м <sup>3</sup> робочого палива	$V^0$	кг / м <sup>3</sup>	3 розрахунку	9,52	9,52

## Продовження таблиці Б.5

1	2	3	4	5	6
Густина повітря	$\rho_{\text{пов}}$	кг / м <sup>3</sup>	Приймаємо	1,165	1,165
Коефіцієнт надлишку повітря	$\alpha$	-	З розрахунку	2,1	2,1
Споживана електрична потужність ДВЗ	$N_{\text{ДВЗ}}$	МВт	З розрахунку	0,245	0,507
Питома теплоємність газів після ДВЗ	$C_{pг}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$	Приймаємо	1,125	1,125
ККД теплообмінника	$\eta_{\text{го}}$	-	Приймаємо	0,98	0,98
Теплота згорання робочого палива	$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	МДж/м <sup>3</sup>	Приймаємо	34	34
Нижча теплота згорання умовного палива	$Q_{\text{ну}}^{\text{р}}$	МДж/м <sup>3</sup>	Приймаємо	29,3	29,3
Температура відхідних газів після ДВЗ	$t_{\text{д}}$	°С	Приймаємо	475	475
Температура відхідних газів після утилізатора	$t_{\text{ут}}$	°С	З розрахунку теплообмінника	140	140
Температура води на вході в утилізатор	$t_2$	°С	З розрахунку теплообмінника	52,25	60,39
Температура води на виході з утилізатора	$t_1$	°С	З розрахунку теплообмінника	110	110
Теплоємність води	$C_{\text{р}}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$	Приймаємо	4,19	4,19

Продовження таблиці Б.5

1	2	3	4	5	6
Ефективний ККД ДВЗ	$\eta_{\text{еф}}$	-	$\eta_{\text{еф}} = \frac{0,123}{b_y}$	0,351	0,351
Повний ККД ДВЗ і електрогенератора	$\eta_{\text{д}}$	-	$\eta_{\text{д}} = \eta_{\text{еф}} \cdot \eta_{\text{ем}}$	0,334	0,334
Питома витрата умовного палива на дизель-генератор	$b_y^{\text{д}}$	кг/с	$b_y^{\text{д}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{д}}}$	0,368	0,368
Теоретична маса повітря для спалювання 1м <sup>3</sup> палива	$M^0$	кг / м <sup>3</sup>	$M^0 = V^0 \cdot \rho$	11,091	11,091
Питома витрата суміші повітря і палива	$M_{\text{сум}}$	кг / м <sup>3</sup>	$M_{\text{сум}} = 1 + \alpha \cdot M^0$	24,291	24,291
Витрата умовного палива на ДВЗ	$B_y^{\text{д}}$	кг/с	$B_y^{\text{д}} = \frac{b_y^{\text{д}} \cdot N_{\text{ДВЗ}}}{3600}$	0,025	0,051
Витрата робочого палива на ДВЗ	$B_p^{\text{д}}$	м <sup>3</sup> /с	$B_p^{\text{д}} = \frac{B_y^{\text{д}} \cdot Q_{\text{нп}}^{\text{р}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}$	0,022	0,044
Витрата відхідних газів після ДВЗ	$G_{\text{вг}}$	кг/с	$G_{\text{вг}} = B_p^{\text{д}} \cdot M_{\text{сум}}$	0,524	1,08
Потужність утилізатора відхідних газів	$Q_{\text{ут}}$	МВт	$Q_{\text{ут}} = G_{\text{вг}} \cdot C_{\text{р}} \times (t_{\text{д}} - t_{\text{ут}}) \cdot \eta_{\text{то}}$	0,193	0,4
Потужність системи охолодження	$Q_{\text{ох}}$	МВт	$Q_{\text{ох}} = 0,2 \cdot B_p^{\text{д}} \times Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{то}}$	0,144	0,297
Загальна потужність теплоутилізаційного устаткування ДВЗ	$Q_{\text{ут}}$	МВт	$\sum Q_{\text{ут}} = Q_{\text{ут}} + Q_{\text{ох}}$	0,337	0,698

## Продовження таблиці Б.5

1	2	3	4	5	6
Загальна потужність ТНУ та утилізаторів ДВЗ	$\sum Q$	МВт	$\sum Q = Q_{\text{ТНУ}} + Q_{\text{ДВЗ}}$	1,333	2,070
Масова витрата води через утилізатор	$G_{\text{ут}}$	кг/с	$G_{\text{ут}} = \frac{Q_{\text{ут}}}{(t_2 - t_1)}$	1,42	3,43

Отже, витрата робочого палива на ДВЗ для опалювального середнього режиму  $0,022 \text{ м}^3/\text{с}$ , для режиму ГВП  $0,044 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Результати розрахунку теплової схеми котельні з ТНУ наведені в таблиці Б.6

Таблиця Б.6 – Розрахунок теплової схеми котельні з ТНУ

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону роботи ТНУ	
				2-й	3-й
1	2	3	4	5	6
Відпуск теплотии на опалення	$Q_{\text{оп}}$	МВт	$Q_{\text{оп}}^p \cdot \frac{t_{\text{вн}}^p - t_{\text{н}}}{t_{\text{вн}}^p - t_{\text{н}}^p}$	4,55	0
Відпуск теплотии на ГВП	$Q_{\text{ГВП}}$	МВт	З вихідних даних	2	2
Потужність теплових споживачів	$Q_{\text{тс}}$	МВт	Задаємось	6,55	2
Температура води на вході в котел	$t_{\text{к}}^I$	°С	З вихідних даних	70	0
Температура води на виході із котла	$t_{\text{к}}^{II}$	°С	З вихідних даних	95	0

Продовження таблиці Б.6

1	2	3	4	5	6
Температура сирій води	$t_{св}$	$^{\circ}\text{C}$	Задається	5	15
Температура підживлення мережі	$t_{пм}$	$^{\circ}\text{C}$	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	70	70
ККД котлоагрегата	$\eta_k$	-	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	0,919	0,919
ККД теплообмінника	$\eta_{то}$	-	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	0,98	0,98
Теплоємність води	$C_p$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$	Задається	4,19	4,19
Коефіцієнт втрат	$\alpha_{втр}$	-	Задається	0,02	0,02
Витрата води через котел в існуючі схемі	$G_k^i$	кг/с	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	69,91	20,32
Витрата води через утилізатор	$G_{ут}$	кг/с	З розрахунку ДВЗ	1,42	3,43
Температура прямої води	$t_{пр}$	$^{\circ}\text{C}$	З вихідних даних	70	70
Температура зворотньої води	$t_{зв}$	$^{\circ}\text{C}$	З вихідних даних	49	38
Температура змішування	$t_k^{пз}$	$^{\circ}\text{C}$	Задається	53,4	67,55
Потужність ТНУ	$Q_{тну}$	кВт	З розрахунку ДВЗ	995,8	1371,5
Температура води після ТНУ	$t_{тну}$	$^{\circ}\text{C}$	$t_{тн} = t_{зв} + \frac{Q_{тну}}{G_{мв} \cdot C_b}$	52,25	60,39
Температура води на виході з ТНС		$^{\circ}\text{C}$	З розрахунку ДВЗ	70	70



Продовження таблиці Б.6

1	2	3	4	5	6
Розрахунок витрати мережної води для потреб теплових споживачів	$G_{\text{МВ}}$	кг/с	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	74,44	14,91
Витрата води на виході котла	$G_{\text{к}}$	кг/с	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	68,49	0
Витрата добавочної води	$G_{\text{доб}}$	кг/с	$G_{\text{доб}} = G_{\text{МВ}} \cdot \alpha_{\text{втр}}$	1,48	0,29
Витрата сирієї води	$G_{\text{св}}$	кг/с	$G_{\text{св}} = 1,2 \cdot G_{\text{доб}}$	1,78	0,35
Витрата котлової води на підживлення мережі	$G_{\text{пм}}$	кг/с	$G_{\text{пм}} = G_{\text{доб}} + G_{\text{д}}$	1,6	0
Витрата води перед мережним насосом (МН)	$G_{\text{МН}}$	кг/с	$G_{\text{МН}} = G_{\text{МВ}} \cdot (1 - \alpha_{\text{втр}}) + G_{\text{пм}} + G_{\text{псв}}''$	75,85	14,61
Температура води перед мережним насосом (МН)	$t_{\text{МН}}$	°C	$t_{\text{МН}} = [G_{\text{МВ}} \cdot (1 - \alpha_{\text{втр}}) \times t_{\text{зв}} + (G_{\text{пм}} + G_{\text{псв.пкво}}) \times t_{\text{д}}] / G_{\text{МН}}$	53,4	67,55
Витрата води в перепускній лінії	$G_{\text{пер}}$	кг/с	$G_{\text{пер}} = G_{\text{МВ}} \cdot (t_{\text{к}}'' - t_{\text{пр}}) / (t_{\text{к}}'' - t_{\text{МН}})$	45,59	0
Витрата води на рециркуляцію	$G_{\text{рец}}$	кг/с	$G_{\text{рец}} = (G_{\text{МН}} - G_{\text{пер}}) \cdot (t_{\text{к}}' - t_{\text{МН}}) / (t_{\text{к}}'' - t_{\text{к}}')$	20	0
Витрата мережної води в котлах	$G_{\text{к}}$	кг/с	$G_{\text{к}} = G_{\text{МН}} - G_{\text{пер}} + G_{\text{рец}} - G_{\text{ут}}$	50,3	0
Теплова потужність котельні	$Q_{\text{к}}$	МВт	$Q_{\text{к}} = G_{\text{к}} \cdot c_{\text{в}} \cdot (t_{\text{к}}'' - t_{\text{к}}') \cdot 10^{-3}$	5,27	0

Продовження таблиці Б.6

1	2	3	4	5	6
Витрата робочого палива на котел	$V_{pk}$	$m^3 / c$	$V_{pk} = Q_k / Q_H^p \cdot \eta_k$	0,16	0
ККД-брутто котельні	$\eta_{бр}$	-	$\eta_{бр} = \frac{Q_{гвп} + Q_{оп}}{Q_H^p \cdot V_p}$	0,82	-
Загальна витрата палива на котельню в існуючі схемі	$V_{існ}$	$m^3 / c$	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	0,234	0,068
Витрата робочого палива на ДВЗ	$V_{двз}$	$m^3 / c$	З розрахунку ДВЗ	0,022	0,044
Загальна витрата палива на котельню	$V_3$	$m^3 / c$	$V_3 = V_k + V_{двз}$	0,19	0,044
Економія палива зарахунок модернізації	$\Delta V$	%	$\Delta V = \frac{V_{існ} - V_3}{V_{існ}} \cdot 100\%$	18,79	34,46
Загальна кількість робочих годин котельні	$\tau_3$	год.	Задаємось	8760	
Кількість робочих годин котельні в максимально зимній період	$\tau_m$	год.	Задаємось	30	
Кількість робочих годин котельні в опалювальний період	$\tau_o$	год.	Задаємось	4246	
Кількість робочих годин котельні в літній періоду	$\tau_l$	год.	Задаємось	4484	

Продовження таблиці Б.6

1	2	3	4	5	6
Середньо річна економія палива	$\Delta B_{\text{річ}}^{\text{серд}}$	%	$\Delta B_{\text{річ}}^{\text{серд}} = \frac{\Delta B_{\text{р}}^{\text{м}} \cdot \tau_{\text{м}} + \Delta B_{\text{р}}^{\text{о}} \cdot \tau_{\text{о}} + \Delta B_{\text{р}}^{\text{л}} \cdot \tau_{\text{л}}}{\tau_{\text{річ}}}$	26,66	
Загальна потужність ТНУ та утилізаторів ДВЗ		МВт	3 розрахунку ДВЗ	1,33	2,07

Отже, теплова потужність котельні в опалювальний середній режим становить 5,27 МВт.

Б.3 Застосування КТНУ в тепловій схемі для роботи в двох сезонах з використанням 45 % потужності контактного утилізатора

В таблиці Б.7 наведені результати розрахунку теплового насоса в тепловій схемі для роботи в двох сезонах.

Таблиця Б.7 – Результати розрахунку теплового насоса в двох сезонах

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Періоди роботи ТНУ (сезон)	
				2-й	3-й
1	2	3	4	5	6
Температура конденсації холодоагента	$t_{\text{к}}$	°С	Приймаємо	75	75
Температура випаровування холодоагента	$t_{\text{вип}}$	°С	$t_{\text{вип}} = t_{\text{в}}^{\text{II}} - \theta$	30	3
Температура води на виході з випарника	$t_{\text{в}}^{\text{II}}$	°С	Приймаємо	35	8
Величина недогріву	$q$	°С	Приймаємо	5	5
Величина перегріву	$q_{\text{н}}$	°С	Приймаємо	7	7
Теплоємність води	$C_{\text{р}}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$	Приймаємо	4,19	4,19
Температура	$t_1$	°С	$t_1 = t_{\text{в}} + \theta$	37	10
Ентальпія	$h_1$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	з [5]	417	403

Продовження таблиці Б.7

1	2	3	4	5	6
Ентальпія	$h_1^I$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	з [5]	425	409
Ентальпія	$h_{2a}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	з [5]	450	446
Ентальпія	$h_3$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	з [5]	315	315
Ентальпія	$h_4$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$h_4 = h_3^I = h_3 - q_{\text{по}}$	307	309
ККД компресора	$\eta_{oi}^{\text{KM}}$	-	Приймаємо	0,75	0,75
ККД теплообмінника	$\eta_{\text{то}}$	-	Приймаємо	0,98	0,98
Електромеханічний ККД	$\eta_{em}$	-	Приймаємо	0,95	0,95
Питома потужність переохолодника	$q_{\text{по}}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$q_{\text{по}} = h_1^I - h_1$	8	6
Адіабатний теплоперепад в компресорі	$H_a$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$H_a = h_{2a} - h_1^I$	25	37
Робочий теплоперепад	$H_p$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$H_p = \frac{H_a}{\eta_{oi}^{\text{KM}}}$	33,33	49,33
Ентальпія точки 2	$h_2$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$h_2 = h_{2a} + H_p$	458,33	458,33
Питома теплота яка відводиться з конденсатора	$q_k$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$q_k = h_2 - h_3$	143,33	143,33
Питома теплота яка підводиться у випарник	$q_v$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$q_v = h_1 - h_4$	110	94
Теплова потужність ТНУ	$Q_k$	кВт	3 розрахунку	1095,47	1371,5
Витрата холодоагента	$G_{xa}$	кг / с	$G_{xa} = \frac{Q_k}{q_k \cdot \eta_{\text{то}}}$	7,67	9,76
Коефіцієнт перетворення	$\varphi$	-	$\varphi = \frac{Q_k}{N_{\text{KM}}}$	4,07	2,7
Потужність компресора	$N_k$	кВт	$N_{\text{KM}} = \frac{G_{xa} \cdot H_p}{\eta_{em}}$	269	507
		МВт		0,269	0,507

## Продовження таблиці Б.7

1	2	3	4	5	6
Потужність випарника	$Q_B$	кВт	$Q_B = Q_K - N_{KM}$	826,47	864,46
Витрата води у випарнику	$G_B$	кг / с	$G_B = Q_B / (C_p \times (t_B^I - t_B^{II}) \cdot \eta_{то})$	13,41	30,07
Витрата води в конденсаторі	$G_K$	кг / с	3 розрахунку	72,95	14,61
Температура води на вході в випарник	$t_B^I$	°С	Приймаємо	50	15

Отже, теплова потужність ТНУ для опалювального середнього режиму 1095,47 кВт, для режиму ГВП 1371,5 кВт.

Результати розрахунку двигуна внутрішнього згорання (ДВЗ) та потужності утилізаторів показані в таблиці Б.8.

Таблиця Б.8 – Розрахунок ДВЗ та потужності утилізаторів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону роботи ТНУ	
				2-й	3-й
1	2	3	4	5	6
Питома витрата умовного палива	$b_y$	$\frac{m^3}{кВт \cdot год}$	З розрахунку	0,35	0,35
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,95	0,95
Теоретичний об'єм повітря для спалювання 1м <sup>3</sup> робочого палива	$V^0$	кг / м <sup>3</sup>	З розрахунку	9,52	9,52

Продовження таблиці Б.8

1	2	3	4	5	6
Густина повітря	$\rho_{\text{пов}}$	кг / м <sup>3</sup>	Приймаємо	1,165	1,165
Коефіцієнт надлишку повітря	$\alpha$	-	З розрахунку	2,1	2,1
Споживана електрична потужність ДВЗ	$N_{\text{ДВЗ}}$	МВт	З розрахунку	0,269	0,507
Питома теплоємність газів після ДВЗ	$C_{pг}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$	Приймаємо	1,125	1,125
ККД теплообмінника	$\eta_{\text{го}}$	-	Приймаємо	0,98	0,98
Теплота згорання робочого палива	$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	МДж/м <sup>3</sup>	Приймаємо	34	34
Нижча теплота згорання умовного палива	$Q_{\text{ну}}^{\text{р}}$	МДж/м <sup>3</sup>	Приймаємо	29,3	29,3
Температура відхідних газів після ДВЗ	$t_{\text{д}}$	°С	Приймаємо	475	475
Температура відхідних газів після утилізатора	$t_{\text{ут}}$	°С	З розрахунку теплообмінника	140	140
Температура води на вході в утилізатор	$t_2$	°С	З розрахунку теплообмінника	52,58	60,39
Температура води на виході з утилізатора	$t_1$	°С	З розрахунку теплообмінника	110	110
Теплоємність води	$C_{\text{р}}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$	Приймаємо	4,19	4,19

Продовження таблиці Б.8

1	2	3	4	5	6
Ефективний ККД ДВЗ	$\eta_{\text{еф}}$	-	$\eta_{\text{еф}} = \frac{0,123}{b_y}$	0,351	0,351
Повний ККД ДВЗ і електрогенератора	$\eta_{\text{д}}$	-	$\eta_{\text{д}} = \eta_{\text{еф}} \cdot \eta_{\text{ем}}$	0,334	0,334
Питома витрата умовного палива на дизель-генератор	$b_y^{\text{д}}$	кг/с	$b_y^{\text{д}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{д}}}$	0,368	0,368
Теоретична маса повітря для спалювання 1м <sup>3</sup> палива	$M^0$	кг / м <sup>3</sup>	$M^0 = V^0 \cdot \rho$	11,091	11,091
Питома витрата суміші повітря і палива	$M_{\text{сум}}$	кг / м <sup>3</sup>	$M_{\text{сум}} = 1 + \alpha \cdot M^0$	24,291	24,291
Витрата умовного палива на ДВЗ	$B_y^{\text{д}}$	кг/с	$B_y^{\text{д}} = \frac{b_y^{\text{д}} \cdot N_{\text{ДВЗ}}}{3600}$	0,028	0,051
Витрата робочого палива на ДВЗ	$B_p^{\text{д}}$	м <sup>3</sup> /с	$B_p^{\text{д}} = \frac{B_y^{\text{д}} \cdot Q_{\text{нп}}^{\text{р}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}$	0,024	0,044
Витрата відхідних газів після ДВЗ	$G_{\text{вг}}$	кг/с	$G_{\text{вг}} = B_p^{\text{д}} \cdot M_{\text{сум}}$	0,576	1,08
Потужність утилізатора відхідних газів	$Q_{\text{ут}}$	МВт	$Q_{\text{ут}} = G_{\text{вг}} \cdot C_{\text{р}} \times (t_{\text{д}} - t_{\text{ут}}) \cdot \eta_{\text{то}}$	0,213	0,4
Потужність системи охолодження	$Q_{\text{ох}}$	МВт	$Q_{\text{ох}} = 0,2 \cdot B_p^{\text{д}} \times Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{то}}$	0,158	0,297
Загальна потужність теплоутилізаційного устаткування ДВЗ	$Q_{\text{ут}}$	МВт	$\sum Q_{\text{ут}} = Q_{\text{ут}} + Q_{\text{ох}}$	0,371	0,698

Продовження таблиці Б.8

1	2	3	4	5	6
Загальна потужність ТНУ та утилізаторів ДВЗ	$\sum Q$	МВт	$\sum Q = Q_{\text{ТНУ}} + Q_{\text{ДВЗ}}$	1,466	2,07
Масова витрата води через утилізатор	$G_{\text{ут}}$	кг/с	$G_{\text{ут}} = \frac{Q_{\text{ут}}}{(t_2 - t_1)}$	1,57	3,43

Отже, витрата робочого палива на ДВЗ для опалювального середнього режиму  $0,024 \text{ м}^3/\text{с}$ , для режиму ГВП  $0,044 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Результати розрахунку теплової схеми котельні з ТНУ наведені в таблиці Б.9

Таблиця Б.9 – Розрахунок теплової схеми котельні з ТНУ

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону роботи ТНУ	
				2-й	3-й
1	2	3	4	5	6
Відпуск теплотии на опалення	$Q_{\text{оп}}$	МВт	$Q_{\text{оп}}^p \cdot \frac{t_{\text{вн}}^p - t_{\text{н}}}{t_{\text{вн}}^p - t_{\text{н}}^p}$	4,55	0
Відпуск теплотии на ГВП	$Q_{\text{ГВП}}$	МВт	З вихідних даних	2	2
Потужність теплових споживачів	$Q_{\text{тс}}$	МВт	Задаємось	6,55	2
Температура води на вході в котел	$t_{\text{к}}^I$	°С	З вихідних даних	70	0
Температура води на виході із котла	$t_{\text{к}}^{II}$	°С	З вихідних даних	95	0



Продовження таблиці Б.9

1	2	3	4	5	6
Температура сирі води	$t_{св}$	$^{\circ}\text{C}$	Задаємось	5	15
Температура підживлення мережі	$t_{пм}$	$^{\circ}\text{C}$	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	70	70
ККД котлоагрегата	$\eta_k$	-	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	0,919	0,919
ККД теплообмінника	$\eta_{то}$	-	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	0,98	0,98
Теплоємність води	$C_p$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$	Задаємось	4,19	4,19
Коефіцієнт втрат	$\alpha_{втр}$	-	Задаємось	0,02	0,02
Витрата води через котел в існуючі схемі	$G_k^i$	кг/с	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	69,91	20,32
Витрата води через утилізатор	$G_{ут}$	кг/с	З розрахунку ДВЗ	1,57	3,43
Температура прямої води	$t_{пр}$	$^{\circ}\text{C}$	З вихідних даних	70	70
Температура зворотної води	$t_{зв}$	$^{\circ}\text{C}$	З вихідних даних	49	38
Температура змішування	$t_k^{пз}$	$^{\circ}\text{C}$	Задаємось	53,84	67,55
Потужність ТНУ	$Q_{тну}$	кВт	З розрахунку ДВЗ	1095	1371,5
Температура води після ТНУ	$t_{тну}$	$^{\circ}\text{C}$	$t_{тн} = t_{зв} + \frac{Q_{тну}}{G_{мв} \cdot C_b}$	52,58	60,39
Температура води на виході з ТНС		$^{\circ}\text{C}$	З розрахунку ДВЗ	70	70

Продовження таблиці Б.9

1	2	3	4	5	6
Розрахунок витрати мережної води для потреб теплових споживачів	$G_{\text{МВ}}$	кг/с	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	74,44	14,91
Витрата води на виході котла	$G_{\text{к}}$	кг/с	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	68,34	0
Витрата добавочної води	$G_{\text{доб}}$	кг/с	$G_{\text{доб}} = G_{\text{МВ}} \cdot \alpha_{\text{втр}}$	1,48	0,29
Витрата сирій води	$G_{\text{св}}$	кг/с	$G_{\text{св}} = 1,2 \cdot G_{\text{доб}}$	1,78	0,357
Витрата котлової води на підживлення мережі	$G_{\text{пм}}$	кг/с	$G_{\text{пм}} = G_{\text{доб}} + G_{\text{д}}$	1,6	0
Витрата води перед мережним насосом (МН)	$G_{\text{МН}}$	кг/с	$G_{\text{МН}} = G_{\text{МВ}} \cdot (1 - \alpha_{\text{втр}}) + G_{\text{пм}} + G_{\text{псв}}''$	75,85	14,61
Температура води перед мережним насосом (МН)	$t_{\text{МН}}$	°C	$t_{\text{МН}} = [G_{\text{МВ}} \cdot (1 - \alpha_{\text{втр}}) \times t_{\text{зв}} + (G_{\text{пм}} + G_{\text{псв.пкво}}) \times t_{\text{д}}] / G_{\text{МН}}$	53,84	67,55
Витрата води в перепускній лінії	$G_{\text{пер}}$	кг/с	$G_{\text{пер}} = G_{\text{МВ}} \cdot (t_{\text{к}}'' - t_{\text{пр}}) / (t_{\text{к}}'' - t_{\text{МН}})$	46	0
Витрата води на рециркуляцію	$G_{\text{рец}}$	кг/с	$G_{\text{рец}} = (G_{\text{МН}} - G_{\text{пер}}) \cdot (t_{\text{к}}' - t_{\text{МН}}) / (t_{\text{к}}'' - t_{\text{к}}')$	19,23	0
Витрата мережної води в котлах	$G_{\text{к}}$	кг/с	$G_{\text{к}} = G_{\text{МН}} - G_{\text{пер}} + G_{\text{рец}} - G_{\text{ут}}$	49	0
Теплова потужність котельні	$Q_{\text{к}}$	МВт	$Q_{\text{к}} = G_{\text{к}} \cdot c_{\text{в}} \cdot (t_{\text{к}}'' - t_{\text{к}}') \cdot 10^{-3}$	5,13	0

Продовження таблиці Б.9

1	2	3	4	5	6
Витрата робочого палива на котел	$V_{pk}$	$m^3 / c$	$V_{pk} = Q_k / Q_H^p \cdot \eta_k$	0,164	0
ККД-брутто котельні	$\eta_{бр}$	-	$\eta_{бр} = \frac{Q_{гвп} + Q_{оп}}{Q_H^p \cdot V_p}$	0,821	-
Загальна витрата палива на котельню в існуючі схемі	$V_{існ}$	$m^3 / c$	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	0,234	0,068
Витрата робочого палива на ДВЗ	$V_{двз}$	$m^3 / c$	З розрахунку ДВЗ	0,024	0,044
Загальна витрата палива на котельню	$V_3$	$m^3 / c$	$V_3 = V_k + V_{двз}$	0,188	0,044
Економія палива зарахунок модернізації	$\Delta V$	%	$\Delta V = \frac{V_{існ} - V_3}{V_{існ}} \cdot 100\%$	19,77	34,46
Загальна кількість робочих годин котельні	$\tau_3$	год.	Задаємось	8760	
Кількість робочих годин котельні в максимально зимній період	$\tau_m$	год.	Задаємось	30	
Кількість робочих годин котельні в опалювальний період	$\tau_o$	год.	Задаємось	4246	
Кількість робочих годин котельні в літній періоду	$\tau_l$	год.	Задаємось	4484	

## Продовження таблиці Б.9

1	2	3	4	5	6
Середньо річна економія палива	$\Delta B_{\text{річ}}^{\text{серд}}$	%	$\Delta B_{\text{річ}}^{\text{серд}} = \frac{\Delta B_{\text{р}}^{\text{м}} \cdot \tau_{\text{м}} + \Delta B_{\text{р}}^{\text{о}} \cdot \tau_{\text{о}} + \Delta B_{\text{р}}^{\text{л}} \cdot \tau_{\text{л}}}{\tau_{\text{річ}}}$	27,13	
Загальна потужність ТНУ та утилізаторів ДВЗ		МВт	3 розрахунку ДВЗ	1,46	2,07

Отже, теплова потужність котельні в опалювальний середній режим становить 5,13 МВт.

Б.4 Застосування КТНУ в тепловій схемі для роботи в двох сезонах з використанням 50 % потужності контактного утилізатора

В таблиці Б.10 наведені результати розрахунку теплового насоса в тепловій схемі для роботи в двох сезонах.

Таблиця Б.10 – Результати розрахунку теплового насоса в двох сезонах

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Періоди роботи ТНУ (сезон)	
				2-й	3-й
1	2	3	4	5	6
Температура конденсації холодоагента	$t_{\text{к}}$	°С	Приймаємо	75	75
Температура випаровування холодоагента	$t_{\text{вип}}$	°С	$t_{\text{вип}} = t_{\text{в}}^{\text{II}} - \theta$	30	3
Температура води на виході з випарника	$t_{\text{в}}^{\text{II}}$	°С	Приймаємо	35	8
Величина недогріву	$q$	°С	Приймаємо	5	5
Величина перегріву	$q_{\text{н}}$	°С	Приймаємо	7	7
Теплоємність води	$C_{\text{р}}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$	Приймаємо	4,19	4,19
Температура	$t_1$	°С	$t_1 = t_{\text{в}} + \theta$	37	10

Продовження таблиці Б.10

1	2	3	4	5	6
Ентальпія	$h_1$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	з [5]	417	403
Ентальпія	$h_1^I$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	з [5]	425	409
Ентальпія	$h_{2a}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	з [5]	450	446
Ентальпія	$h_3$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	з [5]	315	315
Ентальпія	$h_4$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$h_4 = h_3^I = h_3 - q_{\text{по}}$	307	309
ККД компресора	$\eta_{oi}^{\text{км}}$	-	Приймаємо	0,75	0,75
ККД теплообмінника	$\eta_{\text{то}}$	-	Приймаємо	0,98	0,98
Електромеханічний ККД	$\eta_{\text{ем}}$	-	Приймаємо	0,95	0,95
Питома потужність переохолодника	$q_{\text{по}}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$q_{\text{по}} = h_1^I - h_1$	8	6
Адіабатний тепलोперепад в компресорі	$H_a$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$H_a = h_{2a} - h_1^I$	25	37
Робочий тепलोперепад	$H_p$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$H_p = \frac{H_a}{\eta_{oi}^{\text{км}}}$	33,33	49,33
Ентальпія точки 2	$h_2$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$h_2 = h_{2a} + H_p$	458,33	458,33
Питома теплота яка відводиться з конденсатора	$q_k$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$q_k = h_2 - h_3$	143,33	143,33
Питома теплота яка підводиться у випарник	$q_v$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$q_v = h_1 - h_4$	110	94
Теплова потужність ТНУ	$Q_k$	кВт	з розрахунку	1201,53	1371,5
Витрата холодоагента	$G_{\text{ха}}$	кг / с	$G_{\text{ха}} = \frac{Q_k}{q_k \cdot \eta_{\text{то}}}$	8,41	9,76
Коефіцієнт перетворення	$\varphi$	-	$\varphi = \frac{Q_k}{N_{\text{км}}}$	4,07	2,7

Продовження таблиці Б.10

1	2	3	4	5	6
Потужність компресора	$N_k$	кВт	$N_{км} = \frac{G_{ха} \cdot H_p}{\eta_{ем}}$	295	507
		МВт		0,295	0,507
Потужність випарника	$Q_B$	кВт	$Q_B = Q_k - N_{км}$	906,48	864,46
Витрата води у випарнику	$G_B$	кг / с	$G_B = Q_B / (C_p \times (t_B^I - t_B^{II}) \cdot \eta_{то})$	14,71	30,07
Витрата води в конденсаторі	$G_k$	кг / с	3 розрахунку	72,95	14,61
Температура води на вході в випарник	$t_B^I$	°С	Приймаємо	50	15

Отже, теплова потужність ТНУ для опалювального середнього режиму 1201,53 кВт, для режиму ГВП 1371,5 кВт.

Результати розрахунку двигуна внутрішнього згорання (ДВЗ) та потужності утилізаторів показані в таблиці Б.11.

Таблиця Б.11 – Розрахунок ДВЗ та потужності утилізаторів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону роботи ТНУ	
				2-й	3-й
1	2	3	4	5	6
Питома витрата умовного палива	$b_y$	$\frac{м^3}{кВт \cdot год}$	3 розрахунку	0,35	0,35
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,95	0,95
Теоретичний об'єм повітря для спалювання 1м <sup>3</sup> робочого палива	$V^0$	кг / м <sup>3</sup>	3 розрахунку	9,52	9,52

Продовження таблиці Б.11

1	2	3	4	5	6
Густина повітря	$\rho_{\text{пов}}$	кг / м <sup>3</sup>	Приймаємо	1,165	1,165
Коефіцієнт надлишку повітря	$\alpha$	-	З розрахунку	2,1	2,1
Споживана електрична потужність ДВЗ	$N_{\text{ДВЗ}}$	МВт	З розрахунку	0,295	0,507
Питома теплоємність газів після ДВЗ	$C_{pг}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$	Приймаємо	1,125	1,125
ККД теплообмінника	$\eta_{\text{го}}$	-	Приймаємо	0,98	0,98
Теплота згорання робочого палива	$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	МДж/м <sup>3</sup>	Приймаємо	34	34
Нижча теплота згорання умовного палива	$Q_{\text{ну}}^{\text{р}}$	МДж/м <sup>3</sup>	Приймаємо	29,3	29,3
Температура відхідних газів після ДВЗ	$t_{\text{д}}$	°С	Приймаємо	475	475
Температура відхідних газів після утилізатора	$t_{\text{ут}}$	°С	З розрахунку теплообмінника	140	140
Температура води на вході в утилізатор	$t_2$	°С	З розрахунку теплообмінника	52,93	60,39
Температура води на виході з утилізатора	$t_1$	°С	З розрахунку теплообмінника	110	110

Продовження таблиці Б.11

1	2	3	4	5	6
Теплоємність води	$C_p$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$	Приймаємо	4,19	4,19
Ефективний ККД ДВЗ	$\eta_{\text{еф}}$	-	$\eta_{\text{еф}} = \frac{0,123}{b_y}$	0,351	0,351
Повний ККД ДВЗ і електрогенератора	$\eta_d$	-	$\eta_d = \eta_{\text{еф}} \cdot \eta_{\text{ем}}$	0,334	0,334
Питома витрата умовного палива на дизель-генератор	$b_y^d$	кг/с	$b_y^d = \frac{0,123}{\eta_d}$	0,368	0,368
Теоретична маса повітря для спалювання 1м3 палива	$M^0$	кг / м <sup>3</sup>	$M^0 = V^0 \cdot \rho$	11,091	11,091
Питома витрата суміші повітря і палива	$M_{\text{сум}}$	кг / м <sup>3</sup>	$M_{\text{сум}} = 1 + \alpha \cdot M^0$	24,29	24,29
Витрата умовного палива на ДВЗ	$B_y^d$	кг/с	$B_y^d = \frac{b_y^d \cdot N_{\text{ДВЗ}}}{3600}$	0,03	0,051
Витрата робочого палива на ДВЗ	$B_p^d$	м <sup>3</sup> /с	$B_p^d = \frac{B_y^d \cdot Q_{\text{ну}}^p}{Q_{\text{н}}^p}$	0,026	0,044
Витрата відхідних газів після ДВЗ	$G_{\text{вг}}$	кг/с	$G_{\text{вг}} = B_p^d \cdot M_{\text{сум}}$	0,632	1,08
Потужність утилізатора відхідних газів	$Q_{\text{уг}}$	МВт	$Q_{\text{уг}} = G_{\text{вг}} \cdot C_{p\text{г}} \times (t_d - t_{\text{уг}}) \cdot \eta_{\text{то}}$	0,233	0,4
Потужність системи охолодження	$Q_{\text{ох}}$	МВт	$Q_{\text{ох}} = 0,2 \cdot B_p^d \times Q_{\text{н}}^p \cdot \eta_{\text{то}}$	0,173	0,297



## Продовження таблиці Б.11

1	2	3	4	5	6
Потужність системи охолодження	$Q_{ох}$	МВт	$Q_{ох} = 0,2 \cdot B_p^d \times Q_H^p \cdot \eta_{то}$	0,173	0,297
Загальна потужність теплоутилізаційного устаткування ДВЗ	$Q_{ут}$	МВт	$\sum Q_{ут} = Q_{ут} + Q_{ох}$	0,407	0,698
Загальна потужність ТНУ та утилізаторів ДВЗ	$\sum Q$	МВт	$\sum Q = Q_{тну} + Q_{двз}$	1,608	2,07
Масова витрата води через утилізатор	$G_{ут}$	кг/с	$G_{ут} = \frac{Q_{ут}}{(t_2 - t_1)}$	1,74	3,43

Отже, витрата робочого палива на ДВЗ для опалювального середнього режиму  $0,026 \text{ м}^3/\text{с}$ , для режиму ГВП  $0,044 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Результати розрахунку теплової схеми котельні з ТНУ наведені в таблиці Б.12

Таблиця Б.12 – Розрахунок теплової схеми котельні з ТНУ

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону роботи ТНУ	
				2-й	3-й
1	2	3	4	5	6
Відпуск теплотии на опалення	$Q_{оп}$	МВт	$Q_{оп}^p \cdot \frac{t_{вн}^p - t_n}{t_{вн}^p - t_n^p}$	4,55	0
Відпуск теплотии на ГВП	$Q_{гвп}$	МВт	З вихідних даних	2	2

Продовження таблиці Б.12

1	2	3	4	5	6
Потужність теплових споживачів	$Q_{тс}$	МВт	Задаємось	6,55	2
Температура води на вході в котел	$t_{к}^I$	°С	З вихідних даних	70	0
Температура води на виході із котла	$t_{к}^{II}$	°С	З вихідних даних	95	0
Температура сирі води	$t_{св}$	°С	Задаємось	5	15
Температура підживлення мережі	$t_{пм}$	°С	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	70	70
ККД котлоагрегата	$\eta_{к}$	-	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	0,919	0,919
ККД теплообмінника	$\eta_{то}$	-	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	0,98	0,98
Теплоємність води	$C_p$	$\frac{кДж}{кг \cdot К}$	Задаємось	4,19	4,19
Коефіцієнт втрат	$\alpha_{втр}$	-	Задаємось	0,02	0,02
Витрата води через котел в існуючі схемі	$G_{к}^i$	кг/с	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	69,91	20,32
Витрата води через утилізатор	$G_{ут}$	кг/с	З розрахунку ДВЗ	1,74	3,43
Температура прямої води	$t_{пр}$	°С	З вихідних даних	70	70
Температура зворотньої води	$t_{зв}$	°С	З вихідних даних	49	38
Температура змішування	$t_{к}^{Пз}$	°С	Задаємось	54,31	67,55

Продовження таблиці Б.12

1	2	3	4	5	6
Потужність ТНУ	$Q_{\text{ТНУ}}$	кВт	З розрахунку ДВЗ	1201	1371,5
Температура води після ТНУ	$t_{\text{ТНУ}}$	°С	$t_{\text{ТН}} = t_{\text{ЗВ}} + \frac{Q_{\text{ТНУ}}}{G_{\text{МВ}} \cdot C_{\text{В}}}$	52,93	60,39
Температура води на виході з ТНС		°С	З розрахунку ДВЗ	70	70
Розрахунок витрати мережної води для потреб теплових споживачів	$G_{\text{МВ}}$	кг/с	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	74,44	14,91
Витрата води на виході котла	$G_{\text{К}}$	кг/с	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	68,17	0
Витрата добавочної води	$G_{\text{доб}}$	кг/с	$G_{\text{доб}} = G_{\text{МВ}} \cdot \alpha_{\text{втр}}$	1,48	0,298
Витрата сирієї води	$G_{\text{св}}$	кг/с	$G_{\text{св}} = 1,2 \cdot G_{\text{доб}}$	1,78	0,357
Витрата котлової води на підживлення мережі	$G_{\text{пм}}$	кг/с	$G_{\text{пм}} = G_{\text{доб}} + G_{\text{д}}$	1,6	0
Витрата води перед мережним насосом (МН)	$G_{\text{МН}}$	кг/с	$G_{\text{МН}} = G_{\text{МВ}} \cdot (1 - \alpha_{\text{втр}}) + G_{\text{пм}} + G_{\text{псв}}$	75,85	14,61
Температура води перед мережним насосом (МН)	$t_{\text{МН}}$	°С	$t_{\text{МН}} = [G_{\text{МВ}} \cdot (1 - \alpha_{\text{втр}}) \times t_{\text{ЗВ}} + (G_{\text{пм}} + G_{\text{псв.пхво}}) \times t_{\text{д}}] / G_{\text{МН}}$	54,31	67,55
Витрата води в перепускній лінії	$G_{\text{пер}}$	кг/с	$G_{\text{пер}} = G_{\text{МВ}} \cdot (t_{\text{к}}'' - t_{\text{тр}}) / (t_{\text{к}}'' - t_{\text{МН}})$	46,6	0
Витрата води на рециркуляцію	$G_{\text{рец}}$	кг/с	$G_{\text{рец}} = (G_{\text{МН}} - G_{\text{пер}}) \cdot (t_{\text{к}}' - t_{\text{МН}}) / (t_{\text{к}}'' - t_{\text{к}}')$	18,35	0

Продовження таблиці Б.12

1	2	3	4	5	6
Витрата мережної води в котлах	$G_k$	кг/с	$G_k = G_{mn} - G_{пер} + G_{рец} - G_{ут}$	47,59	0
Теплова потужність котельні	$Q_k$	МВт	$Q_k = G_k \cdot c_v \cdot (t_k'' - t_k')$ $\cdot 10^{-3}$	4,98	0
Витрата робочого палива на котел	$B_{рк}$	$m^3 / c$	$B_{рк} = Q_k / Q_H^p \cdot \eta_k$	0,159	0
ККД-брутто котельні	$\eta_{бр}$	-	$\eta_{бр} = \frac{Q_{гвп} + Q_{оп}}{Q_H^p \cdot B_p}$	0,821	-
Загальна витрата палива на котельню в існуючі схемі	$B_{існ}$	$m^3 / c$	З розрахунку теплової схеми без ТНУ	0,234	0,068
Витрата робочого палива на ДВЗ	$B_{двз}$	$m^3 / c$	З розрахунку ДВЗ	0,026	0,044
Загальна витрата палива на котельню	$B_3$	$m^3 / c$	$B_3 = B_k + B_{двз}$	0,185	0,044
Економія палива зарахунок модернізації	$\Delta B$	%	$\Delta B = \frac{B_{існ} - B_3}{B_{існ}} \cdot 100\%$	20,82	34,46
Загальна кількість робочих годин котельні	$\tau_3$	год.	Задаємось	8760	
Кількість робочих годин котельні в максимально зимній період	$\tau_m$	год.	Задаємось	30	

Продовження таблиці Б.12

1	2	3	4	5	6
Кількість робочих годин котельні в опалювальний період	$\tau_o$	год.	Задається	4246	
Кількість робочих годин котельні в літній періоду	$\tau_l$	год.	Задається	4484	
Середньо річна економія палива	$\Delta B_{\text{річ}}^{\text{серед}}$	%	$\Delta B_{\text{річ}}^{\text{серед}} = \frac{\Delta B_p^M \cdot \tau_M + \Delta B_p^O \cdot \tau_o + \Delta B_p^L \cdot \tau_l}{\tau_{\text{річ}}}$	27,63	
Загальна потужність ТНУ та утилізаторів ДВЗ		МВт	З розрахунку ДВЗ	1,6	2,070

Отже, теплова потужність котельні 4,98 МВт.

### Б.5 Порівняльний аналіз ефективності варіантів застосування ТНУ та обґрунтування вибору найбільш ефективного варіанту

Проаналізуємо ефективність чотирьох варіантів застосування ТНУ в тепловій схемі. Значення показників ефективності для варіантів теплових схем з ТНУ наведені в таблиці Б.13.

Таблиця Б.13 – Основні показники теплових схем з ТНУ

Показник	Одиниці вимірювання	Варіант застосування			
		1	2	3	4
Річна економія робочого палива	%	26,08	26,66	27,13	27,63
Економія робочого палива	тис.м <sup>3</sup> /рік	1230,94	1258,8	1280,50	1304,10
Кількість зекономлених коштів	млн. грн./рік	12,482	12,013	12,984	13,224
Температура відхідних газів	°С	123,25	118	112,75	107,50

В таблиці 3.1 позначені такі варіанти: 1– застосування КТНУ в тепловій схемі з використанням 35% потужності контактного утилізатора; 2 – застосування КТНУ в тепловій схемі з використанням 40% потужності контактного утилізатора; 3 – застосування КТНУ в тепловій схемі з використанням 45% потужності контактного утилізатора; 4 – застосування КТНУ в тепловій схемі з використанням 50% потужності контактного утилізатора.

Як видно з таблиці 3.1, найкращим варіантом буде застосування КТНУ в тепловій схемі з використанням 40% потужності контактного утилізатора, де температура відхідних газів становить 118 °С, економія палива 26,66 % та кількість зекономлених коштів – 12,013 млн. грн./рік.

## Додаток В

**ФУНКЦІОНАЛЬНА СХЕМА АВТОМАТИЗАЦІЇ КОТЕЛЬНІ****В.1 Характеристика об'єкта автоматизації****В.1.1** Опис технологічного процесу.

Водогрійна котельня являє собою розташовану в одному технічному приміщенні установку, яка складається з котла і допоміжного обладнання (тягодуттьові машини, механізми і пристрої управління, димова труба тощо), для отримання водяної пари або гарячої води за рахунок теплоти палива, що спалюється. З багатьох параметрів, які характеризують процес нагрівання води в водогрійних котлах, необхідно вибрати ті, які підлягають регулюванню і зміна яких здійснить доцільний регулюючий вплив.

Котельня призначена для тепlopостачання системи опалення житлових приміщень. В котельні встановлені два водогрійних котла ТВГ-8М, які працюють на природному газі. Котельня окремо розташована і є віддаленою на нормативну відстань від інших будівель, споруд.

Котельня забезпечує відпуск води з температурою 95°C для потреб системи опалення ( $Q_{оп}=8$  МВт) та з температурою 70°C. Нагріта мережна вода по трубопроводу прямої мережної води подається споживачу.

Температура в котлі підтримується завдяки регулюванню температури води на вході та виході з котла. На вході в котел температура води регулюється триходовим клапаном, який підмішує певну кількість води у зворотньому трубопроводі. На виході з котла температура води регулюється за допомогою вентиля подачі газу.

**В.1.2** Характеристика технологічного обладнання.

Котел ТВГ-8М є прямоточним, секційним з примусовою циркуляцією води. Обладнаний димососом і вентилятором, які розташовані окремо від котла. Котел

складається з декількох екранних секцій (в тому числі з двостороннім освітленням) з труб з діаметром 51x2,5 мм, встановлених в котельній камері, і обладнаний подовими пальниками. За цегляною перегородкою є пучок труб, що утворюють конвективну поверхню. Вхід димових газів в пакет цієї поверхні зверху, вихід - внизу. Відпрацьовані гази омивають конвективну поверхню, що складається з труб діаметром 28x2,5 мм, зі швидкістю 8 м / с. Перегородки між трьома газоходами утворені за рахунок плавників, приварених до труб. Вода з теплової мережі надходить в колектор конвективної частини, проходить через труби в газоході і далі послідовно омиває труби кожного екрану, розділеного для збільшення швидкостей на секції. З секцій вода відводиться через патрубков, розташований у верхній частині.

### В.1.3 Характеристика теплоносіїв, які застосовуються в процесі.

Вхідні продукти- вода, природний газ. Готовий продукт підігріта вода. Вода є досить розповсюдженим теплоносієм в теплоенергетиці. Має великі теплоємнісні характеристики та в процесі теплообміну отримуємо великі значення тепловіддачі з сторони газів до води через металеву стінку.

Природний газ - суміш газів, що утворилася в надрах землі при анаеробному розкладанні органічних речовин. Як правило, це суміш газоподібних вуглеводнів (метану, етану, пропану, бутану\_тощо), що утворюється в земній корі та широко використовується як високоекономічне паливо на електростанціях, у чорній та кольоровій металургії, цементній та скляній промисловості, у процесі виробництва будматеріалів та для комунально-побутових потреб, а також як сировина для отримання багатьох органічних сполук.

Основну частину природного газу складає метан ( $\text{CH}_4$ ) - від 70 до 98%. До складу природного газу можуть входити більш важкі вуглеводні - гомологи метану:

- етан ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ),
- пропан ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ),
- бутан ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ).

Природний газ містить також інші речовини, які не є вуглеводнями:



- водень (H<sub>2</sub>),
- сірководень (H<sub>2</sub>S),
- діоксид вуглецю (CO<sub>2</sub>),
- азот (N<sub>2</sub>),
- гелій (He) і інші інертні гази.

Природний газ є вибухонебезпечною та отруйною речовиною, тому потрібно постійно перевіряти чи немає витіку газу.

## **В.2 Обґрунтування вибору величин, які регулюються та каналів регулюючих впливів**

З метою оперативного контролю технологічних параметрів система включає пристрій реєстрації і контролю оперативної інформації, що забезпечує показання параметрів, контроль яких необхідний при пуску й експлуатації теплотехнічного устаткування, сигналізацію відхилень параметрів, що призводять до аварійного стану, реєстрацію і підсумовування параметрів, облік яких необхідний для аналізу економічності роботи котла і господарчих розрахунків.

Всі аварійні і попереджувальні сигнали розшифровуються відповідними світловими сигналами пристроїв відображення оперативної інформації.

Спрацьовування аварійної та попереджувальної світлової сигналізації дублюється звуковою сигналізацією різної тональності.

### **В.2.1.Регулювання розрідженням в топці.**

Для регулювання розрідженням в топці котла з датчика тиску (3.1.) сигнал подається на контролер (1). З контролера сигнал подається на регулюючий механізм димососа (4.1.) і таким чином в залежності від тиску змінюється видатність димососа.

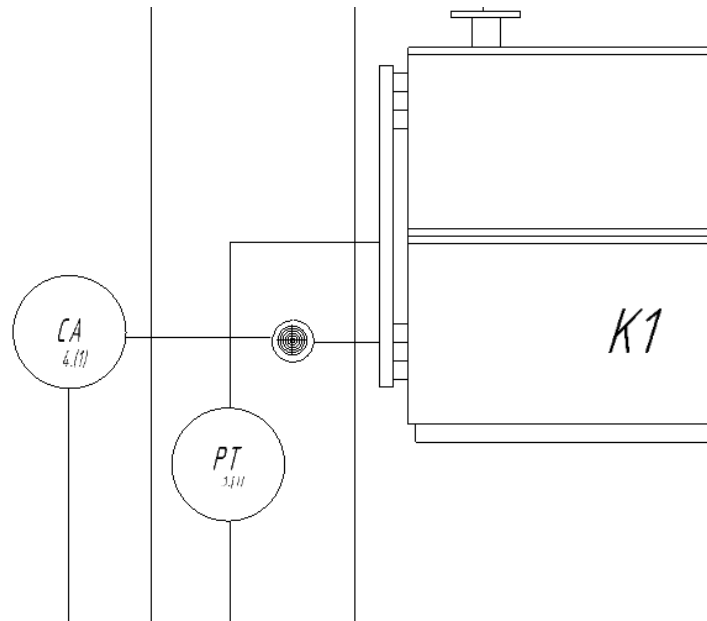


Рис. 2.1 – Регулювання розрідженням в топці – K1- котел; СА 4.1.- регулюючий механізм; РТ 3.1.- датчик тиску.

### В.2.2.Регулювання температури на вході в котел.

Для регулювання температури на виході з котла на датчик температури (2.7.) сигнал подається на контролер (1). З контролера сигнал подається на регулюючий механізм триходового клапана (8.5), який підмішує воду в зворотному трубопроводі перепустую гарячої води з котла.

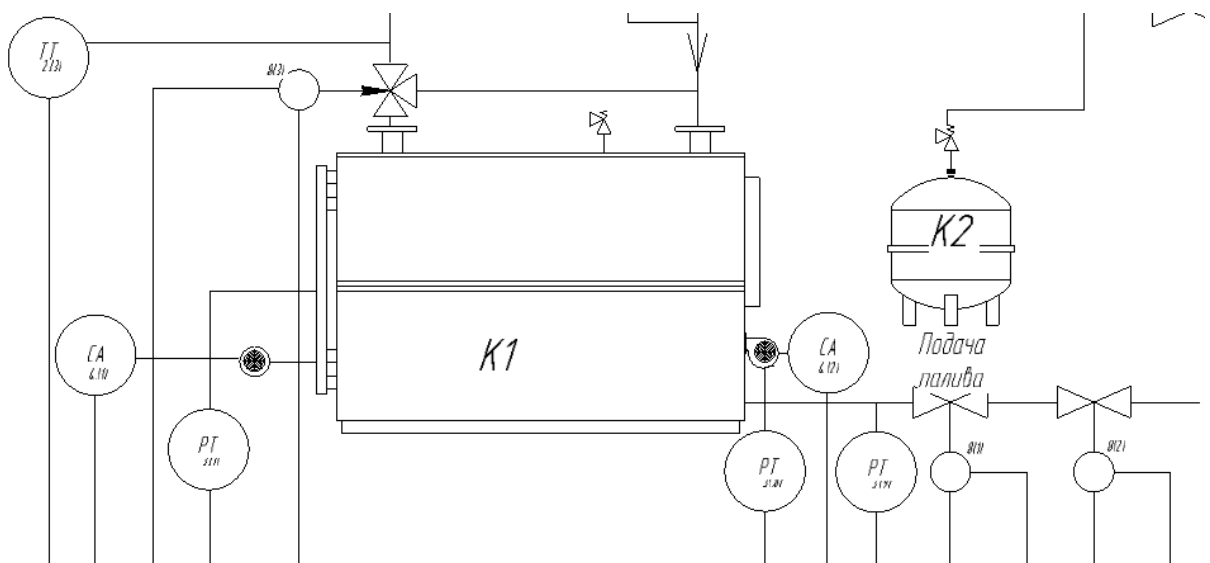


Рис. 2.2 – Регулювання температури на вході в котел.- ТТ 2.3.- датчик температури; 8.1.- вентиль подачі газу.

### В.2.3.Регулювання температури на виході з котла.

Для регулювання температури на вході в котел, з датчика температури води (2.3.) сигнал подається на контролер (1). З контролера сигнал подається на виконавчий механізм вентиля подачі газу (8.1).

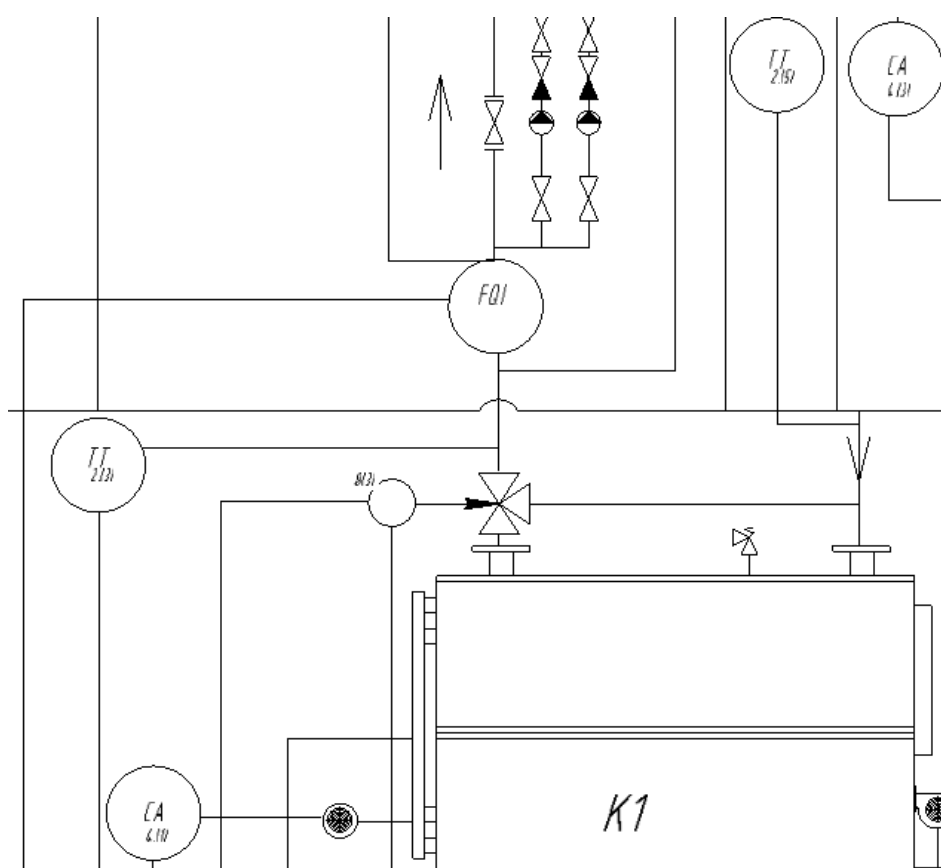


Рис. 2.4 – Регулювання температури на виході з котла. ТТ 2.7.- датчик температури; 8.5.- регулюючий механізм триходового клапана.

### **В.3 Технологічний контроль фізичних величин, захист та сигналізація**

#### **В.3.1 Технологічний контроль фізичних величин**

Технологічний контроль здійснюється за наступними параметрами:

- тиск мережної води в подаючому трубопроводі;
- температура мережної води в подаючому трубопроводі на виході з котла;
- температура мережної води в зворотному трубопроводі перед входом в котел ;
- температура мережної води в подаючому трубопроводі після лінії перепускання;
- температура відхідних газів;
- тиск газу перед котлом.
- попереджувальна сигналізація – про відхилення режимів роботи:
- зменшення розрідження в топці;

Аварійна сигналізація – про аварійне відключення:

- погасання факела;
- відмова тягодуттєвих машин;
- відмова живлення.

#### **В.3.2 Технологічний захист та сигналізація**

Контроль витрати газу та витрати води необхідний для розрахунку техніко-економічних показників.

Контроль тиску води необхідний для того, щоб визначити, чи є витрата води через котел. Зниження тиску газу нижче допустимого призводить до погасанням факела. Тому тиск палива необхідно контролювати.

Метан в суміші з повітрям створюють вибухонебезпечну газоповітряну суміш, яка вибухає від джерела відкритого вогню. Вона діє на людину задушливо, тому необхідно контролювати вміст метану  $\text{CH}_4$  в приміщенні.

При згасанні факела, топка котла і приміщення заповнюються газом, і може статися вибух.

Для запобігання цього передбачений контроль за наявністю полум'я в топці котла.

Сигналізації підлягають усі параметри, зміни яких можуть призвести до аварії, нещасних випадків або серйозного порушення технологічного режиму. До них відносяться:

- підвищення температури води за котлом;
- зниження і підвищення тиску газу;
- зниження тиску води у зворотному трубопроводі;
- наявність полум'я;
- зниження тиску повітря;
- підвищення розрідження димових газів.

Оперативний технологічний персонал при оповіщенні його пристроями сигналізації про небажані явища повинен вжити відповідних заходів щодо їх ліквідації. Якщо ці заходи виявляться неефективними і параметр, що характеризує стан об'єкту досягне аварійного значення, повинні спрацювати системи протиаварійного захисту, які автоматично за заданою програмою перерозподіляють матеріальні та енергетичні потоки, включають і відключають апарати об'єкта з метою запобігання вибуху, аварії, нещасного випадку, випуску великої кількості браку.

Котел підлягає захисту при відхиленні наступних параметрів:

- підвищення температури води за котлом;
- підвищення або зниження тиску води за котлом;
- зниження тиску повітря;
- підвищення або зниження тиску газу;
- підвищення тиску зворотної води;
- погасання факела в топці котла.

Захист полягає в автоматичному припиненні подачі палива при відхиленні будь-якого з перерахованих вище параметрів.

#### **В.4 Підбір регулюючого сідельного триходового клапану**

Виконавчий механізм повинен відповідати вимогам які визначають сумісну роботу з обраним регулюючим органом, тобто повинен задовольняти вимогам заданих динамічних та статичних характеристик виконавчого пристрою. Регулюючий орган (РО) вибирається лише на стадії проектування системи регулювання. РО повинен :

- 1) гарантувати лінійну ходову характеристику, тобто сталість коефіцієнта передачі по потужності у всьому діапазоні зміни регульованої величини;
- 2) надавати необхідну швидкість регулювання, обумовлену динамікою системи;
- 3) зберігати рівність між переміщеннями вихідного елемента і робочим ходом затвора регулюючого органу.

Підбираючи виконавчі механізми, ще слід звернути увагу на:

- 1) лише при мінімальній різниці тисків на штуцерах триходовий клапан зможе безпомилково функціонувати;
- 2) триходові вентиля в змозі впоратися і зі значним диференціальним тиском між штуцерами, але за рахунок деформації регулюючої характеристики, що призведе до погіршення регулюючої здатності клапани повинні застосовуватися з урахуванням умов, у яких вони будуть працювати і мати відповідне виконання;
- 3) клапани повинні відповідати вимогам щодо енергетичних, експлуатаційних, і економічних показників, а також вимогам надійності, що пред'являються в залежності від ступеня відповідальності регульованої величини;
- 4) триходові вентиля в змозі впоратися і зі значним диференціальним тиском між штуцерами, але за рахунок деформації регулюючої характеристики, що призведе до погіршення регулюючої здатності.

Підберемо триходовий клапан на розділення потоків для контуру автоматичного регулювання температури води на вході в котел.

Вхідні дані для розрахунку клапана:

- робоче середовище – вода;
- об'ємна витрата  $V_v = 9.8 \text{ м}^3/\text{год}$ ;
- втрати тиску в системі, що регулюється  $\Delta P_{\text{сист}} = 100 \text{ кПа}$ ;
- температура води за умови нормальної роботи системи:
- на вході в теплообмінник  $t_1' = 95 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- на виході з теплообмінника  $t_1'' = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Перепад тисків на клапані вибирається таким чином, щоб його авторитет по відношенню до сумарної втрати тиску на системі і клапані склав не менше ніж 0,5 тобто

$$a = \frac{\Delta P_{\text{кл}}}{\Delta P_{\text{кл}} - \Delta P_{\text{сист}}} \geq 0,5 ,$$

Або ж  $\Delta P_{\text{кл}} \geq \Delta P_{\text{сист}}$ .

При авторитеті  $a=0,5$  згідно вхідних даних приймається, що  $\Delta P_{\text{кл}} = \Delta P_{\text{сист}} = 100 \text{ кПа}$  (1 бар). За номограмою [6] на основі заданої витрати і прийнятого перепаду тисків на клапані може бути вибраний клапан  $K_{3\text{м}} = 0,63$  або  $1 \text{ м}^3/\text{год}$ .

Для першого варіанту тиску в повністю відкритому складають 101 кПа і авторитет

$$a = \frac{101}{101 + 100} = 0,502 .$$

Для другого варіанту втрати тиску в повністю відкритому клапані складають 42кПа і авторитет при цьому рівний

$$a = \frac{42}{42 + 100} = 0,295 .$$

Оскільки у другому варіанті авторитет клапана складає менше 0,5, то для встановлення приймається клапан по першому варіанту з  $K_{3\text{м}} = 0,502 \text{ м}^3/\text{год}$  з авторитетом 0,502 ТА Hydronics- CV 340 умовний діаметр якого 40 мм призначений для роботи в середовищах температура, яких вище  $130 \text{ }^\circ\text{C}$ .

## ВИСНОВКИ

Розроблено функціональну схему автоматизації водогрійної котельної природному газі. Також було описано установку й основні технічні рішення щодо системи автоматизації гарячого водопостачання. Охарактеризовано теплоносії, які використовуються в процесі та обґрунтовано їх вибір.

Обґрунтовано вибір: величин, які регулюються і каналів внесення регулюючих впливів, описано схеми регулювання параметрів системи гарячого водопостачання, величин, які підлягають контролю та сигналізації, засоби автоматизації.

Проведено розрахунок та підбір регулюючого триходового клапана. За пропускною здатністю  $9,8 \text{ м}^3/\text{год}$ , було підібрано клапан ТА Hydronics- CV 340 умовний діаметр якого 40 мм.



## Додаток Г

## ТЕХНОЛОГІЯ МОНТАЖУ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ ТЕПЛОНАСОСНОЇ УСТАНОВКИ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНОЇ

### Г.1 Аналіз об'єкта, який підлягає монтажу

#### Г.1.1 Загальна характеристика об'єкта

В даному курсовому проекті розробляється технологія монтажу системи опалення та гарячого водопостачання теплонасосної установки на базі котельні.

З попередніх розрахунків на котельні обрано встановлювати тепловий насос марки, НТ-1000. Джерелом для роботи теплового насоса може бути будь-яка проточна вода з низькотемпературною теплою від +5 до + 40 °С. Технічні характеристики теплових насосів наведені в таблиці 3.1.

Таблиця Г.1 – Технічні характеристики теплових насосів

Тип теплового насосу	Теплопродуктивність, min/max, кВт	Виконання	Розміри (довжина, ширина, висота), м	Загальна маса, кг
НТ-1000	900/1350	Роздільне	3,8-1,5-2,6	13000

До цієї категорії «вода-вода» відносять теплові насоси, в яких як низькотемпературне джерело теплоти використовують ґрунтові води з температурою 7 – 12 °С, воду різних систем оборотного водопостачання, воду шахтного водовідливу, а також нейтральні промислові побутові стічні води.

У більшості випадків зазначені водні джерела містять осадкові речовини, тому, внаслідок цього, необхідно між випарником теплового насоса та водяним джерелом встановлювати проміжний циркуляційний контур (рисунок 3.1).

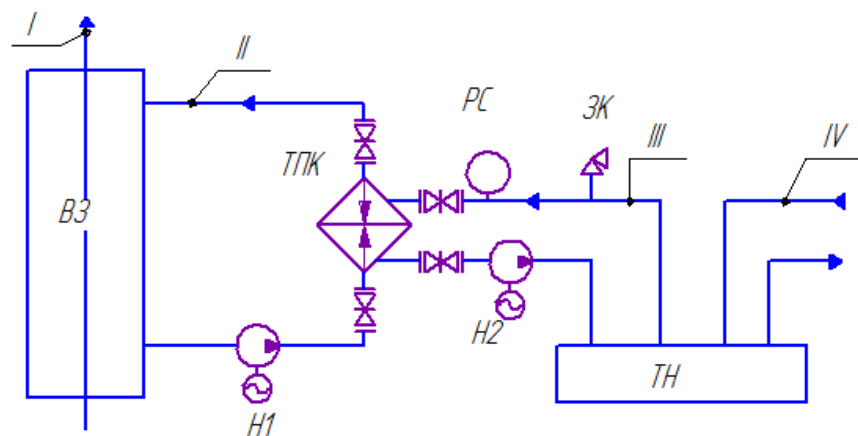


Рисунок Г.1 – Принципова схема встановлення водо-водяного теплового насоса з проміжним контуром: ВЗ – проточний водозбірник; ТПК – теплообмінний апарат первинного контуру; Н<sub>1</sub>, Н<sub>2</sub> – насоси для водяного джерела та проміжного контуру; РС – розширювальна посудина; ЗК – запобіжний клапан; I – лінія природної циркуляції водяного потоку, що утилізується; II – циркуляційний контур водяного потоку через ТПК; III – проміжний контур чистої та демінералізованої води; IV – вторинний контур (споживача теплового навантаження)

### Г.1.2 Вибір приміщення для розміщення теплового насосу

Теплові насоси можна встановити у складних умовах і в тісних приміщеннях. В курсовому проекті обраний варіан встановлення тепло-насосного обладнання в окремому приміщенні, на місці складського приміщення. Дане приміщення має такі розміри, які дозволяють здійснювати належний огляд обладнання та забезпечують достатню кількість повітря для безпечної роботи ТНУ.

Приміщення обладнане зливною системою, системою вентиляції приміщення. Утилізатор теплоти відхідних газів розміщуємо в приміщенні котельні.

Для цього обладнання достатньо мінімальних розмірів приміщення. Утилізатор теплоти димових газів розміщуємо безпосередньо поряд з газовими трактами від котлів. Таке розміщення обладнання дозволить зменшити витрати на трубопроводи, а також дозволить проводити обстеження обладнання.

### Г.1.3 Документація необхідна для монтажу ТНУ

Стадія "Робоча документація" (РД) розробляється для виконання будівельно-монтажних робіт.

В склад РД для будівництва повинні входити:

– робочі креслення, які розробляються у відповідності до вимог нормативних документів

– паспорт оздоблювальних робіт;

– кошторисна документація;

– специфікація обладнання, виробів та матеріалів;

– опитувальні листи і габаритні креслення на відповідні види обладнання та виробів;

– вихідні вимоги по розробці конструкторської документації на обладнання індивідуального виготовлення.

Об'єм і деталізація робочих креслень повинна бути доведена до мінімально необхідних об'ємів.

При проектуванні об'єктів з особливо складними конструкціями і методами проведення робіт в складі робочої документації розробляються робочі креслення на спеціальні допоміжні споруди та прибудови по додатковому завданню замовника.

Вихідні дані для закордонного обладнання та креслення на обладнання індивідуального виготовлення видаються замовником проектувальнику до початку розробки робочої документації.

Для об'єктів промислового призначення в склад вихідних даних повинні входити також дані про потреби в енергоресурсах, обслуговуючих майданчиках та охороні обладнання.

Робочі креслення, кошторисна документація, специфікація обладнання, виробів та матеріалів, креслення металічних конструкцій, трубопроводів, повітропроводів, а також проектна документація на будівництво об'єктів передаються замовнику в чотирьох екземплярах.

## **Г.2 Розрахунок та комплектування основних та допоміжних матеріалів та виробів, складання відомостей**

Розрахунок та комплектування основних та допоміжних матеріалів та виробів наведені у таблиці Г.2.

Таблиця Г.2 – Відомість витрат матеріалів

№ п.п	Найменування матеріалу	Од. вим.	Кількість	Маса одиниці, кг	Маса, кг
1	2	3	4	5	6
<b>Потреба в основних матеріалах</b>					
1	Труби сталеві електрозварні прямошовні Ø 273 мм [10]	м	74,28	45,92	3410,9
2	Труби сталеві електрозварні прямошовні Ø 108 мм [10]	м	80,046	10,26	821,27
3	Кран шаровий сталевий фланцевий 11с67п Ø 108 мм [15]	шт	11	29,1	320,1
4	Кран шаровий сталевий фланцевий 11с67п Ø 273 мм [15]	шт	6	62,7	376,2
5	Клапан зворотний фланцевий 16С13НЖ, ДУ100,РУ1 МПа	шт	3	37,1	111,3
6	Ізоляційний матеріал для ізоляції труб марки k-flex діаметр 108 мм, товщина 60 мм [16]	м	82,046	0,8	65,6
7	Ізоляційний матеріал для ізоляції труб марки k-flex діаметр 273 мм, товщина 60 мм [16]	м	76,28	1,37	104,5
8	Тепловий насос марки НТ-1000	шт	1	13000	13000
9	Газопоршневий двигун-генератор ГДГА800	шт	1	22000	22000

Продовження табл. Г.2

1	2	3	4	5	6
10	КТАН-утилізатор КТАН-1,5УГ	шт	1	2556	2556
11	Циркуляційний насос GLONG GHE-55-80 (з каталогу) [14]	шт	3	62	186
12	Циркуляційний насос GLONG GHE-125-125-11 (з каталогу) [14]	шт	3	105	315
Потреба у допоміжних матеріалах					
Монтаж трубопроводів Ø 273 мм (група 10) [25]					
	Електроди, діаметр 5 мм, марка Е42А	т	0,036	0,7628	27,46
	Вапно хлорне, марка А	т	0,00118	0,7628	0,9
	Вода	м <sup>3</sup>	68,69	0,7628	52400
	Розчин цементний	м <sup>3</sup>	0,036	0,7628	86,5
	Відводи гнуті, під кутом 90° з спокійної сталі, радіус кривизни 1,5 Д.	шт	25	27	675
					53189
Монтаж трубопроводів Ø 108 мм (група 10) [25]					
	Електроди, діаметр 5 мм, марка Е42А	т	0,00672	0,8204	5,51
	Вапно хлорне, марка А	т	0,00019	0,8204	0,15
	Вода	м <sup>3</sup>	10,99	0,8204	9016
	Розчин цементний	м <sup>3</sup>	0,021	0,8204	54,26
	Відводи гнуті, під кутом 90° з спокійної сталі, радіус кривизни 1,5 Д.	шт	20	2,5	50
					9126
Монтаж кранів шарових Ø 108 мм (група 790) [26]					
	Болти з шестигранною головкою, діаметр різьби 12 мм.	т	0,071	1,1	78,1
	Пластина гумова рулонна, вулканізована	кг	1,7	1,1	1,87
					79,97
Монтаж кранів шарових Ø 273 мм (група 790) [26]					
	Болти з шестигранною головкою, діаметр різьби 12 мм.	т	0,197	0,6	118,2
	Пластина гумова рулонна, вулканізована	кг	5,1	0,6	3,06
					121,26
Монтаж клапанів зворотніх Ø 108 мм (група 791) [26]					

Продовження табл. Г.2

1	2	3	4	5	6
	Болти з шестигранною головкою, діаметр різьби 12 мм.	т	0,21	0,3	63
	Пластина гумова рулонна, вулканізована	кг	1,7	0,3	0,51
					63,51
Установка фланців для кранів шарових Ø 108 мм (група 16) [21]					
	Електроди, діаметр 4 мм, марка Е42	т	0,00054	8	4,32
	Болти з гайками и шайбами, діаметр 16 мм	т	0,0014	8	11,2
	Фланці плоскі зварні зі сталі ВСт3сп2, ВСт3сп3, тиск 1,0 МПа [10 кгс/см <sup>2</sup> ], діаметр 100 мм	шт	22	2,14	47,08
	Пароніт	т	0,00008	8	0,64
					63,24
Установка фланців для кранів шарових Ø 273 мм (група 16) [21]					
	Електроди, діаметр 4 мм, марка Е42	т	0,00186	6	11,16
	Болти з гайками и шайбами, діаметр 20-22 мм	т	0,00248	6	14,88
	Фланцы плоские приварные из стали ВСт3сп2, ВСт3сп3, давление 1,0 МПа [10 кгс/см <sup>2</sup> ], діаметр 250 мм	шт	12	6,95	83,4
	Пароніт	т	0,00026	6	1,56
					111
Установка фланців для клапанів зворотніх Ø 108 мм (група 16) [21]					
	Електроди, діаметр 4 мм, марка Е42	т	0,00054	3	1,62
	Болти з гайками и шайбами, діаметр 16 мм	т	0,0014	3	4,2
	Фланцы плоские приварные из стали ВСт3сп2, ВСт3сп3, давление 1,0 МПа [10 кгс/см <sup>2</sup> ], діаметр 100 мм	шт	6	2,14	12,84
	Пароніт	т	0,00008	3	0,24
					18,9
Монтаж ізоляції Ø 108 мм (група 4) [27]					
	Стрічка стальна пакувальна, м'яка, нормальної точності 0,7х(20-50) мм	т	0,0029	8,204	23,79

Продовження табл. Г.2

1	2	3	4	5	6
	Дріт сталевий низьковуглецевий різного призначення, діаметр 1,1 мм	т	0,0003	8,204	2,46
	Дріт сталевий низьковуглецевий різного призначення, діаметр 1,6 мм	т	0,00111	8,204	9,1
	Сталь листовая оцинкована, товщина 0,8 мм	кг	0,22	8,204	1,8
	Пряжки	кг	0,17	8,204	1,4
	Гвинти самонарізні оцинковані	т	0,00001	8,204	0,08204
					38,63
Монтаж ізоляції Ø 273 мм (група 5) [27]					
	Стрічка сталевий пакувальна, м'яка, нормальної точності 0,7х(20-50) мм	т	0,0054	7,628	41,2
	Сталь листовая оцинкована, товщина 0,8 мм	кг	0,15	7,628	1,14
	Пряжки	кг	0,15	7,628	1,14
	Бітуми нафтяні будівельні, марка БМ 70/30	т	0,133	7,628	1014,5
					1057,98
Монтаж теплового насосу марки НТ-1000 (група 77) [22]					
	Гас для технічних цілей, марка КТ-1	т	0,1	1	100
	Лак бакелітовий ЛБС-4, ЛБС-5	т	0,002	1	2
	Листи латунні, марка Л85, холоднокатані, товщина 1 мм, розмір 1000×2000 мм	т	0,0022	1	2,2
	Масло індустріальне І-20А	т	0,005	1	5
	Поковки із квадратних заготовок, маса 1,8 кг	т	0,204	1	76
	Дріт зварювальний легований, діаметр 4 мм	т	0,0011	1	1,1
	Дріт свинцевий круглий, Ø11 мм	т	0,0005	1	0,5
	Електроди, діаметр 4 мм, марка Е55	т	0,0285	1	28,5
	Круги армовані абразивні відрізнi, діаметр 180×3 мм	шт	15,88	0,274	4,35
	Круги армовані абразивні зачисні, діаметр 180×6 мм	шт	4,716	0,374	1,76
	Білила свинцеві	т	0,00013	1	0,13
	Шпали дерев'яні непросочені, І тип, довжина 2,75 м, для залізничі широкої колії	шт	5	80	400
	Порошок графітовий	кг	3	1	3
	Скоби будівельні	кг	5,4	1	5,4
	Лак спиртовий	т	0,0008	1	0,8

## Продовження табл. Г.2

1	2	3	4	5	6
	Сурик свинцевий	т	0,0008	1	0,8
					631,54
Монтаж дизель-генератора ГДГА800 (група 407) [23]					
	Масло дизельне моторне М-10ДМ	т	0,03	1	30
	Паливо дизельне з малосірчистих нафт	т	0,06	1	60
	Електроди, діаметр 4 мм, марка 350А	т	0,00062	1	0,62
	Прокат ширококутний, товщина 10-12 мм, з сталі марки Ст 3сп	т	0,02	1	20
	Шпали дерев'яні просочені, І тип, для залізниці широкої колії	шт	0,5	80	40
	Рейки залізничні, тип Р43, зі сталі марки НБ-61	м	0,32	103	32,96
	Вода технічна	т	0,03	1	30
	Скоби будівельні	кг	1	1	1
					214,58
Монтаж теплообмінника-утилізатора КТАН-1,5УГ (група 366) [23]					
	Електроди, діаметр 4 мм, марка 350А	т	0,00083	2,556	2,12
	Шпали дерев'яні просочені, І тип, для залізниці широкої колії	шт	0,83	80	66,4
	Металеві прокладки	т	0,005	2,556	12,78
	Скоби будівельні	кг	1,56	2,556	3,98
					85,28
Монтаж насосів насос GLONG GHE-55-80 (група 218) [22]					
	Поковки із квадратних заготовок, маса 1,8 кг	т	0,0152	3	45,6
	Електроди, діаметр 4 мм, марка Е55	т	0,0035	3	10,5
	Круги армовані абразивні відрізнi, діаметр 180×3 мм	шт	1,738	0,274	1,42
	Круги армовані абразивні зачисні, діаметр 180×6 мм	шт	0,5161	0,374	0,579
					58,1
Монтаж насосів насос GLONG GHE-125-125-11 (група 218) [22]					
	Поковки із квадратних заготовок, маса 1,8 кг	т	0,0152	3	45,6
	Електроди, діаметр 4 мм, марка Е55	т	0,0035	3	10,5



Продовження табл. Г.2

	Круги армовані абразивні відрізні, діаметр 180×3 мм	шт	1,738	0,274	1,42
	Круги армовані абразивні зачисні, діаметр 180×6 мм	шт	0,5161	0,374	0,579
					58,1

Загальна маса всіх вантажів визначається як сума мас основного і допоміжного обладнання та всі пристроїв і інструментів .

Загальна маса становить:

$$\Sigma M_{\text{заг.}} = \Sigma M_{\text{осн.обл}} + \Sigma M_{\text{мат}} = 43266,87 + 64917,09 = 108183,96 \text{ (кг)}.$$

### **Г.3 Визначення складу і об'єму робіт. Вибір типів машин, механізмів, пристосувань і конструкцій та визначення трудомісткості виконання монтажних робіт**

#### Г.3.1 Визначення складу і об'єму робіт.

Склад робіт:

1. Доставка деталей до місця монтажу.
2. Розмітка місць прокладання трубопроводу.
3. Монтаж теплового насосу марки НТ-1000.
4. Монтаж газопоршневого двигуна-генератора марки ГДГА800.
5. Монтаж КТАН-утилізатора марки КТАН-1,5УГ.
6. Прокладання трубопроводів діаметром 273 мм.
7. Прокладання трубопроводів діаметром 108 мм.
8. Встановлення запірно-регулюючої арматури  $\varnothing$  273 мм.
9. Встановлення запірно-регулюючої арматури  $\varnothing$  108 мм.
10. Встановлення зворотнього клапана  $\varnothing$  108 мм.
11. Монтаж циркуляційних насосів марки GLONG GHE-55-80.
12. Монтаж циркуляційних насосів марки GLONG GHE-125-125-11.

13. Випробування трубопроводів.
14. Ізоляція трубопроводів діаметром 273 мм.
15. Ізоляція трубопроводів діаметром 108 мм.
16. Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію.

Об'єм робіт:

1. Доставка деталей до місця монтажу. Одиниці вимірювання в тонах. Загальна вага усіх деталей 108183,96 кг (108,1 т). Приймаємо об'єм  $V=108,1$  т.
2. Розмітка місць прокладання трубопроводу. Одиниці вимірювання 100 м. Довжина всієї мережі трубопроводу складає  $L=154,3$  м. Приймаємо  $V = 1,54$  м.
3. Монтаж теплового насосу марки НТ-1000. Одиниці вимірювання в штуках. Отже, приймаємо  $V=1$  шт.
4. Монтаж газопоршневого двигуна-генератора марки ГДГА800. Одиниці вимірювання в тоннах. Отже, приймаємо  $V=22$  т.
5. Монтаж КТАН-утилізатора марки КТАН-1,5УГ. Одиниці вимірювання в тоннах. Отже, приймаємо  $V=2,556$  т.
6. Прокладання трубопроводів діаметром 273 мм. Одиниці вимірювання 100 м. Довжина труб з діаметром 273 мм складає 74,28 м, отже, приймаємо  $V=0,7428$  м.
7. Прокладання трубопроводів діаметром 108 мм. Одиниці вимірювання 100 м. Довжина труб з діаметром 108 мм складає 80,046 м, отже, приймаємо  $V=0,8004$  м.
8. Встановлення запірно-регулюючої арматури  $\varnothing$  273 мм. Одиниці вимірювання 10 шт. Кількість 6 шт. Отже, об'єм становить  $V=0,6$ .
9. Встановлення запірно-регулюючої арматури  $\varnothing$  108 мм. Одиниці вимірювання 10 шт. Кількість 11 шт. Отже, об'єм становить  $V=1,1$ .
10. Встановлення зворотнього клапана  $\varnothing$  108 мм.
11. Монтаж циркуляційних насосів марки GLONG GHE-55-80.
12. Монтаж циркуляційних насосів марки GLONG GHE-125-125-11.
13. Випробування трубопроводів.
14. Ізоляція трубопроводів діаметром 273 мм.

15. Ізоляція трубопроводів діаметром 108 мм.

16. Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію.

Г.3.2 Вибір і обґрунтування методів виконання робіт, типів машин, механізмів, пристосувань і конструкцій

Трубопроводами називаються пристрої, які використовуються для транспортування рідких, газоподібних і сипучих речовин. Трубопроводи складаються з щільно з'єднаних між собою прямих ділянок труб, деталей, запірно-регулюючої арматури, контрольно-вимірювальних приладів, засобів автоматики, опор і підвісок, кріплення, прокладок і ущільнень, а також матеріалів, застосовуваних для теплової і антикорозійної ізоляції.

До технологічних трубопроводах відносяться всі трубопроводи промислових підприємств, за якими транспортуються: сировина, напівфабрикати та готові продукти; пар, вода, паливо, реагенти; відходи виробництва та ін.

Технологічні трубопроводи працюють у складних умовах. У процесі роботи окремі частини трубопроводу знаходяться під тиском продукту, що тран-

спортується, яке може бути від 0,01 до 2500 кгс/см<sup>2</sup> і вище, під впливом температур в межах від -170 до +700 °С і більше, під постійним навантаженням від маси труб і деталей, навантажень теплового подовження, вібраційних, вітрових та тиску ґрунту.

Крім того, в елементах трубопроводу можуть виникати періодичні навантаження від нерівномірного нагріву, заземлення рухомих опор і надмірного тертя в них.

Складність виготовлення та монтажу технологічних трубопроводів визначається:

– характером і ступенем агресивності продуктів, що транспортуються (вода, нафта, пар, газ, спирти, кислоти, луги та ін.);

– конфігурацією обв'язки апаратів та обладнання, великою кількістю роз'ємних та нероз'ємних з'єднань, трубопроводів, компенсаторів, контрольно-

вимірювальних приладів, засобів автоматики і опорних конструкцій;

– розташуванням трубопроводів у траншеях, каналах, лотках, на стійках, естакадах, етажерках, на технологічному обладнанні, а також на різних висотах і часто в умовах, незручних для виробництва робіт.

За територіальною ознакою технологічні трубопроводи поділяють на внутрішньоцехові, що з'єднують окремі апарати і машини в межах однієї технологічної установки або цеху і розміщені всередині будинку або на відкритому майданчику, міжцехові, що з'єднують окремі технологічні установки і цехи.

Успішне і якісне виконання монтажних робіт залежить від своєчасної підготовки виробництва. При монтажі трубопроводів необхідно суворо дотримуватися технічних умов і правил провадження робіт, деталей і вузлів трубопроводів, арматури та інших матеріалів.

Труби, деталі, конструкції та обладнання завозяться централізовано автомашиною «ТОНАР 45252». Оскільки загальна вага усіх деталей становить 108,1 т, то доставка деталей та обладнання до місця монтажу проводиться за 3 рази. Технічні характеристики автомашини наведені в таблиці Г.3.

Таблиця Г.3 – Технічні характеристики ТОНАР 45252

Найменування	Одиниця виміру	Значення
Повна маса	кг	63000
Вантажопідйомність	кг	40000
Габарити: Довжина Ширина Висота	м	9,74 3,95 3,7
Двигун		QSK19 - C600

Витрата пального для доставки матеріалів та виробів:

- відстань 300 (км);
- кількість ходок  $n=3$ ;

– витрата пального  $Q=39$  (л/100км).

Необхідна кількість пального для доставки труб визначається за формулою

$$Q_{\text{п}}=Q \cdot 2 \cdot n \cdot l, \quad (1)$$

$$Q_{\text{п}} = 0,39 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 300 = 702 \text{ л.}$$

Для встановлення обладнання використовуємо автокран КАМАЗ КС-5572 технічна характеристика якого наведена в таблиці Г.4.

Таблиця Г.4 – Технічна характеристика автокрана КАМАЗ КС-5572

Найменування	Одиниця виміру	Значення
Вантажопідйомність	т	32
Виліт стріли	м	27
Коля коліс: передніх задніх	м	2,5 1,95
Маса	т	20

Витрата пального для встановлення обладнання:

- загальний час роботи 931,2 год.;
- кількість ходок  $n=4$ ;
- витрата пального  $Q=5,5$  (л/маш.-год).

Необхідна кількість пального для доставки труб визначається за формулою

$$Q_{\text{п}}=Q \cdot 2 \cdot n \cdot t, \quad (2)$$

$$Q_{\text{п}} = 0,055 \cdot 2 \cdot 4 \cdot 931,2 = 409,7 \text{ л.}$$

Для зварювання стиків трубопроводу використовується зварювальний напівавтомат інверторного типу Tesla Weld MMA 230. Його характеристики вказані в таблиці Г.5.

Таблиця Г.5 – Технічні характеристики зварювального напівавтомату інверторного типу Tesla Weld MMA 230

Величина	Одиниця виміру	Значення
Номінальна напруга мережі	В	240
Номінальний зварювальний струм	А	200
Діаметр зварювальної проволочки	мм	1,6-4
Споживана потужність	кВт	3
Діаметр касети з проволочкою	мм	300
Маса	кг	25

Витрата електроенергії для встановлення обладнання:

- загальний час роботи 9864 год.;
- потужність  $N_{\max}=3$  кВт.

Необхідна кількість електроенергії визначається за формулою

$$N_e = N_{\max} \cdot t, \quad (3)$$

$$N_e = 3 \cdot 9864 = 29592 \text{ кВт.}$$

Для різання, шліфування і зачистки металу використовується кутова шліфувальна машина MAKITA GA5030. Його характеристики вказані в таблиці 5.4.

Таблиця Г.6 – Технічні характеристики зварювального напівавтомату інверторного типу MAKITA GA5030

Величина	Одиниця виміру	Значення
Потужність	кВт	0,72
Швидкість обертання	об/хв	10001/13000
Маса	кг	1,4

Витрата електроенергії для встановлення обладнання:

- загальний час роботи 1,08 год.;
- потужність  $N_{\max}=0,72$  кВт.

Необхідна кількість електроенергії визначається за формулою

$$N_e = N_{\max} \cdot t, \quad (4)$$

$$N_e = 0,72 \cdot 1,08 = 0,77 \text{ кВт.}$$

В зв'язку з тим, що ми отримуємо фасонні частини трубопроводів в готовому вигляді, то ми маємо потребу тільки в монтажних інструментах.

Таблиця Г.7 – Набір інструментів та пристосувань для монтажників системи трубопроводів

Найменування	ГОСТ, марка	Кількість, шт.	Загальна маса, кг
1	2	3	4
Ключ гайковий двохсторонній М17х19мм, М19х22 мм	ГОСТ2839-80	6	0,9
Плоскогубці комбіновані	ГОСТ 5547-75	6	1,6
Викрутки	ГОСТ 5423 - 79	6	0,31
Молоток слюсарний	ГОСТ 2310-77	6	1,8
Зубило слюсарне довжиною 0,2 м	ГОСТ 7211-72	6	2,1
Стрічка вимірвальна, 20 м	ГОСТ 7502 - 61	6	0,12
Молоток гумовий		6	1,9
Рівень металевий	ГОСТ 7948-80	2	0,22
Висок	ГОСТ 7948-80	2	0,2
Ящик переносний для інструменту		12	3,2
Всього:			11,75

Витрати допоміжних матеріалів зводимо в таблицю Г.8.

Таблиця Г.8 - Витрати допоміжних матеріалів на монтаж теплотехнічної частини

Допоміжні матеріали	Одиниця виміру	Витрати матеріалів		
		Шифр	Вага	Об'єм
Прокладки гумові	кг	111-1746	5,45	-
Прокладка з пароніта, ПМБТ,	шт/кг		15/0,04	-
				$\Sigma=6,05$

Загальна маса всіх інструментів і пристосувань складає:

$$\Sigma_{\text{інст.}}=25+1,4+11,75+6,05=44,2 \text{ (кг)}$$

### Г.3.3 Прокладання надземних трубопроводів

Надземні трубопроводи монтують укрупненими блоками або секціями.

Монтаж міжцехових трубопроводів окремими трубами допускається тільки в тих випадках, коли при установці додаткових ліній на діючих естакадах, розширенні або реконструкції промислових об'єктів.

По виду укрупнення блоки можуть бути з будівельних конструкцій, трубопровідні та комбіновані.

Вибір виду блоку і ступеня його укрупнення визначається в залежності від конструктивних рішень естакад, кількості та розташування трубопроводів, їх діаметрів, наявності вантажопідйомних механізмів і транспортних засобів, а також місцевих умов виконання робіт.

Зазвичай монтаж проводять трубопровідними і комбінованими блоками.

Укрупнювальну збірку блоків проводять на складальних майданчиках стаціонарних або мобільних, які розташовують у зоні дії монтажного крана.

Майданчики для збирання трубопровідних блоків довжиною до 60 м, прокладаються по металевій фермовій естакаді. Трубопровідні блоки збирають в



такій послідовності: вантажать, транспортують і розвантажують арматуру, деталі, вузли та секції; встановлюють стелажі або стенди, підготовляють кромки секцій під зварювання; стропують секції, піднімають і укладають секції на стелажі; збирають і зварюють стики, контролюють якість зварних з'єднань ; розмічають місця встановлення опор і закріплюють опори; контролюють якість, маркують і приймають блоки. В окремих випадках забарвлюють блоки і теплоізоляцію із захисним покриттям (якщо це передбачено проектом).

Комбіновані блоки металевих фермових естакад збирають наступним чином: вантажать, транспортують і розвантажують укрупнені елементи будівельних конструкцій і трубопроводів; збирають трубопровідні блоки; розкладають і фіксують нижні балки; встановлюють ферми і верхні стійки, кріплять «ялинки»; укладають і тимчасово закріплюють трубопровідні блоки, що розміщуються усередині контуру поперечного перерізу; встановлюють верхні балки, напівбалки і зв'язку верхнього поясу; укладають і тимчасово закріплюють температурні блоки, що розміщуються поза контуром поперечного перерізу, влаштовують інвентарні навісні риштування; підготовляють блоки до транспортування, встановлюють елементи жорсткості, маркують і приймають блоки.

До монтажних робіт з прокладання надземних міжцехових трубопроводів на окремо стоячих опорах або естакадах приступають тільки після

отримання від будівельної організації актів про повну відповідність опорних конструкцій проекту та технічним умовам, а також перевірки фактичного виконання цих робіт представниками монтажних організацій.

Необхідно перевірити готовність будівельних конструкцій стійок естакад і прогонових будов (для трубопровідних блоків) під монтаж і скласти виконавчу схему, що враховує відхилення відміток і положення в плані опорних конструкцій естакади.

При прокладці трубопроводів, розташованих всередині контуру поперечного перерізу естакади, трубопровідні блоки в залежності від типів естакад можна монтувати декількома методами:

- шляхи попереднього укладання блоків всередину контуру поперечного

перерізу естакади до установки конструкцій верхнього ярусу (для збірних залізобетонних двоярусних естакад балкового типу);

– заведенням трубопроводних блоків у відкритий торець естакади (для всіх типів естакад);

– заведенням блоків всередину контуру через спеціально передбачений для цього отвір в площині верхнього пояса естакади (для металевих естакад фермового типу).

Монтаж конструкцій прогонових будов естакади починають від нерухомої (анкерної) стійки і ведуть в обидва боки від неї.

На двоярусних естакадах траверси і зв'язку по верхньому поясу встановлюють після монтажу трубопроводів на нижньому поясі естакади та укладання на ньому трубопроводів, що підвішуються до верхнього поясу, якщо це допускається конструкцією естакади.

Додаткові лінії трубопроводів на діючих естакадах зазвичай прокладають окремими трубами. Труби піднімають краном і з допомогою трактора або лебідок і відвідних блоків протягують всередину естакади.

Монтаж міжцехових трубопроводів блоками та секціями дозволяє механізувати 80-85% заготівельних, складально-зварювальних, ізоляційних і монтажних робіт і значно підвищити якість і продуктивність праці.

#### Г.4 Визначення трудомісткості виконання монтажних робіт

Трудомісткість монтажних робіт визначається за формулою

$$Q = \frac{V \cdot H_{\text{ч}}}{B} \text{ [люд/дні]}, \quad (5)$$

де  $V$  – об'єм робіт;

$H_{\text{ч}}$  – норма часу на одиницю виміру, люд/год;

$B$  – кількість годин в зміні, год.

Тривалість монтажних робіт визначається за формулою

$$T = \frac{Q}{n} \text{ [дні]}, \quad (6)$$

де Q – трудомісткість монтажних робіт, люд/дні

n – кількість робітників, люд

Результати розрахунку наведені в таблиці Г.9.

Таблиця Г.9 – Визначення трудомісткості виконання монтажних робіт

№ роботи	Найменування робіт	Одиниця виміру	Об'єми робіт	Норма часу	Трудомісткість, люд/год	Тривалість днів	Виконавці	
							Кількість	Професійний склад
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Доставка деталей до місця монтажу	т	108,1	3	40,53	6,75	6	робітник 4р.-2 3р.-2 2 водія
2	Розмітка місць прокладання трубопроводів [25]	100 м	1,54	1,3	0,25	0,0625	4	Монтажн. 5р.-2, 3р.-2
3	Монтаж теплового насосу НТ-1000 [22]	шт	1	833	104,13	10,4	10	Монтажники 3р- 4, 4р-4, 7р-2
4	Монтаж двигуна-генератора ГДГА800 [23]	т	22	53,2	146,3	14,63	10	Монтажники 3р- 4, 4р-4, 7р-2
5	Монтаж КТАН-утилізатора [23]	т	2,556	47,6	15,27	5,09	3	Монтажники 5р-1,4р-1, 3р.-1

Продовження таблиця Г.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Прокладання трубопроводів діаметром 273 мм [25]	100м	0,7428	324,72	30,15	10,03	3	ел.зв. бр.-1, 5р.-1, сл.-сантехнік 4 р.-1,
7	Прокладання трубо-проводів діаметром 108 мм [25]	100м	0,8004	118,4	11,8	2,95	4	ел.зв. бр.-1, 5р.-1, сл.-сантехнік 4р.-2
8	Встановлення запірної арматури Ø 273 мм [26]	10 шт	0,6	144	10,8	3,6	3	Монтажники 5р-1,4р-1, 3р.-1
9	Встановлення запірної арматури Ø 108 мм [26]	10 шт	1,1	64	8,8	2,93	3	Монтажники 5р-1,4р-1, 3р.-1
10	Встановлення зворотнього клапана Ø 108 мм [26]	10 шт	0,3	128	4,8	1,6	3	Монтажники 5р-1,4р-1, 3р.-1
11	Монтаж циркуляційного насоса GLONG GHE-55-80 [22]	шт	3	39,2	14,7	3,675	4	Монтажники 3р-2, 4р-2
12	Монтаж циркуляційного насоса GLONG GHE-125-125-11 [22]	шт	3	39,2	14,7	3,675	4	Монтажники 3р-2,4р-2

Продовження таблиця Г.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	Випробування трубопроводів	100 м	1,54	8,22	1,58	0,26	6	Монтажники. 5р,4р,3р-2
14	Ізоляція трубопроводів діаметром 273 мм [27]	10 м	7,428	37,92	35,2	8,8	4	Слюсар 4, 2 розряд
15	Ізоляція трубопроводів діаметром 108 мм [27]	10 м	8,004	6,98	6,98	1,745	4	Слюсар 4, 2 розряд
16	Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію	100 м	1,54	2,4	0,462	0,231	2	Слюсар-сантехнік 3, 5 розряд

## Г.5 Визначення складу бригад і підбір монтажних інструментів

### Г.5.1 Визначення складу бригад

Склад бригад та середній розряд робітників для виконання монтажних робіт визначається згідно нормативних документів.

Доставка деталей до місць монтажу та їх складування. Четверо робітників, два водія.

Розмітка місць прокладання трубопроводу. Четверо монтажників 5 розряду і 3 розряду.

Монтаж теплового насосу НТ-1000. 10 монтажників 7, 4, 3 розряду.

Монтаж двигуна-генератора ГДГА800. 10 монтажників 7, 4, 3 розряду.

Монтаж КТАН-утилізатора. Три монтажника 5, 4, 3 розряду.

Прокладання водогазопровідних трубопроводів діаметром 108 мм. Двоє електрозварників 6, 5 розряду, два слюсара-сантехніка 4 розряду.

Прокладання водогазопровідних трубопроводів діаметром 273 мм. Двоє електрозварників 6, 5 розряду, один слюсар-сантехнік 4 розряду.

Встановлення запірної арматури  $\varnothing$  108 мм. Три монтажника 5, 4, 3 розряду.

Встановлення запірної арматури  $\varnothing$  273 мм. Три монтажника 5, 4, 3 розряду.

Встановлення зворотнього клапана  $\varnothing$  108 мм. Три монтажника 5, 4, 3 розряду.

Випробування трубопроводів. Шість монтажників 5, 4, 3 розряду.

Ізоляція трубопроводів діаметром 108 мм. Чотири слюсара 4, 2 розряду.

Ізоляція трубопроводів діаметром 273 мм. Чотири слюсара 4, 2 розряду.

Монтаж циркуляційного насоса GLONG GHE-55-80. Чотири монтажника 4, 3 розряду.

Монтаж циркуляційного насоса GLONG GHE-125-125-11. Чотири монтажника 4, 3 розряду.

Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію. Два слюсара-сантехніка 5, 3 розряду.

#### Г.5.2 Організація робочих місць та побутових приміщень

До початку монтажних робіт встановлюється готовність будівлі до монтажу трубопроводів, приладів та обладнання.

Приймання об'єктів під монтаж відбувається актом встановленої форми, який підписує представник генпідрядника, який виконує будівельні роботи (майстер або виконроб).

Перед тим як розпочати монтажні роботи на об'єкті, виконати наступні роботи, які фіксуються актом:

- пробити отвори в стінах і в перекриттях підготувати борозди і канали для прокладки трубопроводів;
- оштукатурити інші ділянки стін в місцях окладки трубопроводів;
- підготувати монтажні пройми для переміщення крупно габаритного обладнання, що підлягає монтажу;
- нанести на стінах фарбою відмітки чистої підлоги;

- підвести електросилові лінії для підключення механізмів і інструментів;
- забезпечити освітленість роботи місць доступ до них робітників і можливість доставки матеріалів і виробів монтажного обладнання;
- виділити місце для складування матеріалів і обладнання.

### Г.5.3 Монтажне регулювання і здача системи в експлуатацію

Послідовність технологічних операцій при виконанні монтажних робіт.

Монтаж теплонасосної установки виконати в такій послідовності: розмітити місця установки стояків; розмітити місця установки кріплень. Монтаж трубопроводів виконати в такій послідовності: розмітити вісі магістралей та установити підвіски і кронштейни; прокласти труби, вузли і заготовки по наміченим вісям; зібрати магістралі та приєднати до них монтажні вузли; вивірити та установити задані уклони; закріпити магістралі на опорах та підвісках.

Після виконання всіх монтажних робіт систему піддають випробуванням на справність водорозбірної і запірної арматури, змивних та інших пристроїв обладнання і на герметичність. Випробування на герметичність виконують до закладення трубопроводів у стінах (при прихованій прокладці) і до накладення ізоляції і забарвлення. Випробовують трубопроводи гідравлічним способом відповідно до ГОСТ 3845-82 тиском, що перевищує робоче на 0,5 МПа, але не більше 1 МПа протягом 10 хв.; зниження тиску при цьому допускається не більше ніж на 0,1 МПа.

Випробування системи оформляють актом. Для приймання системи в експлуатацію пред'являють основні документи:

- акти, креслення і документи погоджень на додаткові роботи і зміни, допущені при монтажних роботах;
- акти на приховані роботи;
- акти випробувань окремих елементів (монтажних вузлів, пристроїв, обладнання) з доданням усіх паспортів;

– акти випробувань на герметичність мережі та на ефективність роботи обладнання (насосів, баків, пожежних кранів і т. п.).

Під час приймання перевіряють відповідність монтажу затвердженим проектом і міцність кріплень, наявність ухилів для спорожнення труб, відсутність витоків води в арматурі, з'єднаннях, обладнанні, ефективність включення і виключення, роботу автоматики.

В актах приймання вказують усі зазначені дефекти і неполадки, відступи від затвердженого проекту, результати випробування устаткування і системи в цілому, якість виконаних робіт, наявність недоробок, термін для їх усунення.

Спеціалізовані експлуатаційні організації, спеціалізовані ремонтні цехи, забезпечені необхідними матеріалами, запасними деталями, обладнанням для потреб поточного ремонту внутрішніх санітарно-технічних систем, значно підвищують рівень технічної експлуатації будівель.

## **Г.6 Техніка безпеки при проведенні монтажних робіт**

Безпечне виконання заготівельних і монтажних робіт вимагає строгого дотримання працівниками правил техніки безпеки. Кожний працівник повинен добре знати й виконувати безпечні приймання роботи. Тільки при цьому умові можна попереджати нещасні випадки

1. Виробничий травматизм відбувається внаслідок ряду причин:

- неправильна організація робіт, допущення до роботи осіб, що не одержали інструктажу з безпечного її виконання;
- відсутність або несправність огорожень і запобіжних обладнань;
- несправний стан інструмента і пристосувань;
- неправильне обслуговування встаткування і механізмів;
- зневага працівниками заходами обережності

2. При користуванні вантажопідйомними механізмами необхідно строго дотримувати наступних правил:



- не можна застосовувати вантажопідйомні механізми, розраховані на вагу, менший чому вага вантажу, що піднімається;
- вантажопідйомні механізми повинні мати справно діючі гальма, у зубчастих і черв'ячних передачах не повинне бути ніяких ушкоджень;
- вантажопідйомні механізми повинні бути атестовані відповідним порядком, експлуатація механізмів без атестації або із простроченим строком чергової атестації заборонена;
- при переміщенні ваг не можна перебувати під вантажем, а також у місцях, де може виявитися вантаж у випадку обриву троса

3. При користуванні слюсарним інструментом необхідно дотримувати наступних правила техніки безпеки:

- забороняється користуватися інструментом несправним або не відповідним до виконуваної роботи;
- бойки молотків і кувалд повинні мати гладку, злегка опуклу поверхню; і молотки й кувалди повинні бути міцно насажені на рукоятки й закріплені на них клинами;
- не можна застосовувати зубила й шлямбури зі збитими потилицями;
- не можна застосовувати для роботи напилки, ножівки й викрутки без ручок або з розколотими й погано закріпленими ручками;
- при роботі трубними й гайковими ключами не допускається надягати відрізки труби на ручки ключів і застосовувати металеві підбивки під губки ключів

4. При користуванні електроінструментом необхідно строго дотримувати правил техніки електробезпечності:

- неприпустимо працювати близько струмоведучих частин, не захищених огороженнями, кожухами;
- металеві кожухи, електродвигуни, електродрилі, металеві частини пускових приладів, верстатів і інших обладнань, які можуть виявитися під напругою у випадку ушкодження ізоляції, повинні бути заземлені;
- для переносних електричних світильників при міняти напругу не вище 36 В;

- проведення, що проводять електрострум до зварювального апарата й від зварювального апарата до місця зварювання, повинні бути ізольовані і захищені від дії високих температур і механічних ушкоджень

5. При проведенні зварювальних робіт необхідно:

- закривати особа спеціальними щитками, для того щоб захистити очі від шкідливої дії світлового й невидимого ультрафіолетового й інфрачервоного випромінювання;

- для усунення причин, що сприяють виникненню пожеж при проведенні зварювальних робіт, необхідно ретельно захищати дерев'яні й інші легко займисті частини й конструкції будинків від запалення листовим азбестом;

- після закінчення зварювальних робіт слід ретельно перевіряти приміщення й зону, де проводилися зварювальні роботи, і не залишати відкритого полум'я й тліючих предметів.

## Додаток Д

Таблиця Д.1- Локальний кошторис на будівельні роботи № 2-1-2

Основа:  
креслення (специфікації) №

Кошторисна вартість  
Кошторисна трудомісткість  
Кошторисна заробітна плата  
Середній розряд робіт

11081,990 тис. грн.  
2,506 тис.люд.-год.  
54,571 тис. грн.  
4,0 розряд

Складений в поточних цінах станом на "2 11" 2019 р.

№ п/п	Обґрунтування (шифр норми)	Найменування робіт і витрат	Одиниця виміру	Кількість	Вартість одиниці, грн.		Загальна вартість, грн.			Витрати труда робітників, люд.-год.	
					Всього	експлуатації машин	Всього	заробітної плати	експлуатації машин	не зайнятих обслуговуваням машин	
										заробітної плати	в тому числі заробітної плати
									на одиницю	всього	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	M7-232-1	Монтаж теплового насосу марки НТ-1000	комплект	1	9123,19	647,77	9123	4794	648	219,8	219,8
					4793,84	166,58			167	8,6738	8,67
2	& C131-1-Н варіант 16	насос	шт	1	4390394,	-	4390394	-	-	-	-
					11	-			-	-	-
3	M6-407-10	Монтаж газопоршневого двигуна-генератор марки ГДГА800	т	32	2309,32	589,05	73898	23117	18850	33,6	1075,2
					722,40	194,41			6221	9,2224	295,12
4	& C130-1-Н варіант 7	газопоршневий двигун	шт	1	5794760,	-	5794760	-	-	-	-
					06	-			-	-	-
5	M18-152-1	Монтаж КТАН-утилізатора марки КТАН-1, 5УГ	шт	1	37503,76	11908,58	37504	10663	11909	548,8	548,8
					10663,18	3676,67			3677	174,8522	174,85
6	& C132-1-Н варіант 12	КТАН-утилізатора марки КТАН-1, 5УГ	шт	1	743815,94	-	743816	-	-	-	-
					-	-			-	-	-
		Разом прямі витрати по кошторису					11049495	38574	31407		1843,8
									10065		478,64

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		Разом будівельні роботи, грн. в тому числі: вартість матеріалів, виробів та конструкцій, грн. всього заробітна плата, грн. Загальновиробничі витрати, грн. трудомісткість в загальновиробничих витратах, люд.год. заробітна плата в загальновиробничих витратах, грн. <b>Всього будівельні роботи, грн.</b>					11049495 10979514 48639 32495 183,48 5932 <b>11081990</b>				
		----- -									
		<b>Всього по кошторису</b>					<b>11081990</b>				
		Кошторисна трудомісткість, люд.год.					<b>2506</b>				
		Кошторисна заробітна плата, грн.					<b>54571</b>				

Склав

\_\_\_\_\_ *[посада, підпис ( ініціали, прізвище )]*

Перевірив

\_\_\_\_\_ *[посада, підпис ( ініціали, прізвище )]*