

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

**Інститут** Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім.акад. І.С.Гулого  
**Кафедра** теплоенергетики та холодильної техніки

«До захисту в ЕК»

«До захисту допущено»

Директор інституту

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Сергій БЛАЖЕНКО  
(підпис) (ім'я та прізвище)

\_\_\_\_\_ Валентин ПЕТРЕНКО  
(підпис) (ім'я та прізвище)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 р.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
**НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА**

зі спеціальності \_\_\_\_\_ 144 Теплоенергетика  
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми \_\_\_\_\_  
Теплоенергетика та енергоефективні технології

на тему: \_\_\_\_\_ Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №1 в місті Житомир

Виконав: здобувач 4 курсу, групи ТЕ-4-5

Войтович Данило Миколайович \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник проф. Прядко Микола Олексійович \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Рецензент \_\_\_\_\_  
(ім'я та прізвище) (підпис)

Я, як здобувач Національного університету харчових технологій, розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав і не одержував недозволеної допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідні джерела.

Здобувач \_\_\_\_\_  
(підпис)

Київ — 2024 р.

# НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім.акад.

І.С.Гулого

Кафедра теплоенергетики та холодильної техніки

Освітній ступінь бакалавр

Спеціальність 144 Теплоенергетика

(код і назва)

Освітньо-професійна програма Теплоенергетика та енергоефективні технології  
(назва)

## ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри **ТЕХТ**

проф.Валентин ПЕТРЕНКО

“05” квітня 2024року

## З А В Д А Н Н Я

### НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Войтовича Данили Миколайовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №1 в місті Житомир

керівник роботи д.т.н., проф.Прядко Микола Олексійович

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “05”04.2024 року № 256-кс

2. Строк подання здобувачем роботи 08.06.2024 року

3. Вихідні дані до роботи технологічне навантаження 10,0 МВт; температура теплоносія 95 °С; розрахункова температура -22 °С; температура зовнішнього повітря -0,8 °С; температура для системи вентиляції -10 °С; тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год; тривалість опалювального періоду 192 днів; температури мережної води  $\tau_{01}/\tau_{02}:150^{\circ}\text{C}/70^{\circ}\text{C}$ .

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Розрахунок теплових навантажень житлово–промислового району міста

2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами

3. Охорона праці

4. Інд. завдання на тему “Історія виникнення та розвитку систем централізованого теплопостачання ”

5. Перелік графічного матеріалу

1. План району з трасою теплових мереж. Схема абонентського приєднання житлового будинку до теплової мережі. Графіки.

2. Теплова схема котельні.

3. Компановка обладнання.



## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	5
ВСТУП .....	7
РОЗДІЛ 1. Розрахунок теплових навантажень житлово – промислового району міста.....	8
1.1. Вихідні дані до проекту.....	8
1.2. Визначення теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району... ..	10
1.3. Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях .....	15
1.4. Визначення розрахункових витрат теплоносія .....	24
1.5. Вихідні дані до розділу 2.....	26
РОЗДІЛ 2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами .....	28
2.1.Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами .....	28
2.2. Формування принципової схеми водогрійної котельні .....	31
2.3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами ...	32
2.4. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні .....	43
2.5. Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами.....	47
РОЗДІЛ 3. Охорона праці .....	56
РОЗДІЛ 4. Історія виникнення та розвитку систем централізованого теплопостачання .....	72
Список використаної літератури.....	89

					<b>00КРБ 144ОПТЕ00.002.200327.2024.ПЗ</b>						
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<p><i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №1 в м. Житомир</i></p> <p><b>ЗМІСТ</b></p>						
Розробив		Войтович Д.М.							Літера	Аркушів	Аркуш
Перевірив		Прядко М.О.							112	4	
Рецензув.									ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Затвердив		Петренко В.П.									

## АНОТАЦІЯ

**Войтович Д.М. Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району №1 в місті Житомир - кваліфікаційна робота на правах рукопису.**

Даний проект містить розрахунок теплових навантажень в системі тепlopостачання житлового району на 32 квартали, знайдені графіки залежності теплових навантажень опалення, вентиляції та гарячого водopостачання району від температури зовнішнього повітря, графік залежності температур і витрати мережної води від температури зовнішнього повітря, графік річної сумарної витрати теплоти.

Обґрунтована та сформульована система технічних рішень зі створення котельні, виконаний розрахунок теплової схеми котельні з техніко – економічним показником ефективності її роботи, здійснений вибір енергетичного обладнання котельні, викреслена розгорнута схема котельні, план та повздовжній розріз.

Третя частина - розділ з охорони праці, в якому розглянуто питання безпечної експлуатації котельного устаткування.

Четверта частина – Сучасний стан та перспективи розвитку відновлювальної енергетики в Україні та світі.

Графічна частина виконана на 4 листах формату А1.

**Ключові слова:** тепловий розрахунок, котельня, графіки навантажень, теплове обладнання, схема абонентського приєднання, водогрійна котельня, відновлювальна енергетика.

					00КРБ 144ОПТЕ00.002.200327.2024.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово- промислового району №1 в м. Житомир АНОТАЦІЯ</i>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Войтович Д.М.					112	5
Перевірив		Прядко М.О.				ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						

## ABSTRACT

**Voitovich D.M. Project of heat supply system of residential-industrial district №1 in the city of Zhytomyr - qualification work on the rights of the manuscript.**

This project contains the calculation of heat loads in the heating system of a residential area for 48 quarters, found graphs of dependence of heat loads of heating, ventilation and hot water supply of the area on the outside air temperature, graph of temperature and network water consumption from outside air temperature, schedule of annual total heat consumption.

The system of technical decisions on creation of a boiler-house is substantiated and formulated, the calculation of the thermal scheme of a boiler-house with a technical-economic indicator of efficiency of its work is executed, the choice of power equipment of a boiler-house is carried out, the expanded scheme of a boiler-house

The third part is the section on labor protection, which considers the issue of safe operation of boiler equipment.

The fourth section is the current state and prospects for the development of renewable energy in Ukraine and the world

The graphic part is made on 4 sheets of A1 format.

Key words: thermal calculation, boiler house, load schedules, thermal equipment, subscriber connection scheme, water-heating boiler room, renewable energy.

					КР 144ОПТЕ00.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
						6
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## ВСТУП

Метою дипломного проекту є розроблення водогрійної котельні для забезпечення потреб опалення, вентиляції та гарячого водопостачання житлового району міста та технологічного навантаження підприємства.

Актуальність даної роботи полягає в тому, що на сьогоднішній день більшість будинків житлових районів мають «морально» застаріле обладнання, яке не відповідає сучасним вимогам і потребам населення нашої держави. Через це виникає потреба у створенні сучасного обладнання, яке відповідає європейським стандартам і зможе повністю забезпечувати зростаючі потреби населення у тепло – та водопостачанні.

В основу даного дипломного проекту покладено створення водогрійної котельні, яка зможе при економії електроенергії та палива, працюючи максимально ефективно, забезпечити житловий район опаленням, гарячим водопостачанням, та технологічним навантаженням підприємства.

Для реалізації цього виконані такі задачі :

- розраховані теплові навантаження в системі тепlopостачання житлового району;
- знайдені витрата та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях;
- розрахована теплова схема котельні з водогрійними котлами;
- визначена собівартість теплоти, відпущена від котельні;
- виконані монтажні креслення котельні;

При дотриманні всіх розрахунків, дана система зможе більш повно задовольнити потреби населення даного району у опаленні, гарячому водопостачанні та потреби у тепловому навантаженні підприємства.

					00КРБ 144ОПТЕ00.002.200327.2024.ПЗ					
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово- промислового району №1 в м. Житомир</i> <b>ВСТУП</b>			Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Войтович Д.М.								112	7
Перевірив	Прядко М.О.				ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ					
Рецензув.										
Затвердив	Петренко В.П.									

# РОЗДІЛ І. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА

## 1.1 ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУ

1. Географічний пункт розміщення житлово-промислового району – м. Житомир.
2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант №2 (32 житлових квартали).
3. Структура теплового навантаження:
  - 3.1. Опалення житлових кварталів;
  - 3.2. Гаряче водопостачання житлових кварталів;
  - 3.3. Вентиляція громадських будівель;
  - 3.4. Технологічне навантаження промислового підприємства 10,0 МВт (Теплоносій – гаряча вода  $t_2'' = 95\text{ }^\circ\text{C}$ , степінь повернення води 1,0)
4. Розрахункова температура (максимально зимова) для проектування системи опалення  $t_{3,o} = (-22)\text{ }^\circ\text{C}$ .
5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період –  $t_3^{сеп.оп} = (-0,8)\text{ }^\circ\text{C}$ .
6. Розрахункова температура для проектування системи вентиляції –  $-10\text{ }^\circ\text{C}$ .
7. Температура початку опалювального періоду,  $t_{зпк} = +8\text{ }^\circ\text{C}$
8. Температура точки “зламу”,  $t_{3,з}$  (розраховуються після побудови графіка зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря)
9. В дипломному проекті розрахунки всіх видів теплових навантажень здійснюються для трьох характерних режимів:
  - максимально зимового;
  - точки “зламу” температурного графіка опалення;
  - літнього.
10. Тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год.
11. Тривалість опалювального періоду –  $n_o = 192$  діб.
12. Тривалість періоду стояння температур зовнішнього повітря, діб

Таблиця 1.1

Температура	Інтервали середньодобових температур зовнішнього повітря, $^\circ\text{C}$							
	-30...-25	-25...-20	-20...-15	-15...-10	-10...-5	-5...0	0...+5	+5...+8
у вказанному інтервалі	0,0	0,2	1,4	7,0	20,7	49,3	67,7	45,8
Нижче данної	0,0	0,2	1,6	8,6	29,3	78,6	146,2	192,0
годин	0	4,8	38,4	206,4	702,4	1885,4	3509,4	4608

					00КРБ 144ОПТЕ00.002.200327.2024.ПЗ						
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №4 в м. Хмельницький <b>РОЗДІЛ 1</b>			Літера	Аркушів	Аркуш	
Розробив	Войтович Д.М								102	8	
Перевірив	Прядко М.О.							ТЕ4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ			
Рецензув.											
Затвердив	Петренко В.П.										

- 13. Розрахункові температури мережної води  $\tau'_{01}/\tau'_{02}$ : 150°C/70°C.
- 14. Система теплопостачання – закрита
- 15. Метод регулювання теплового навантаження на опалення - центральне якісне регулювання спільно з місцевим кількісним регулюванням.
- 16. Схема підключення підігрівників гарячого водопостачання до системи опалення - двоступенева змішана.

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
						9
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## 1.2. ВИЗНАЧЕННЯ ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ В СИСТЕМІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВОГО РАЙОНУ

1.2.1. Викреслюємо план району, у відповідності із завданням у масштабі 1:6200 .

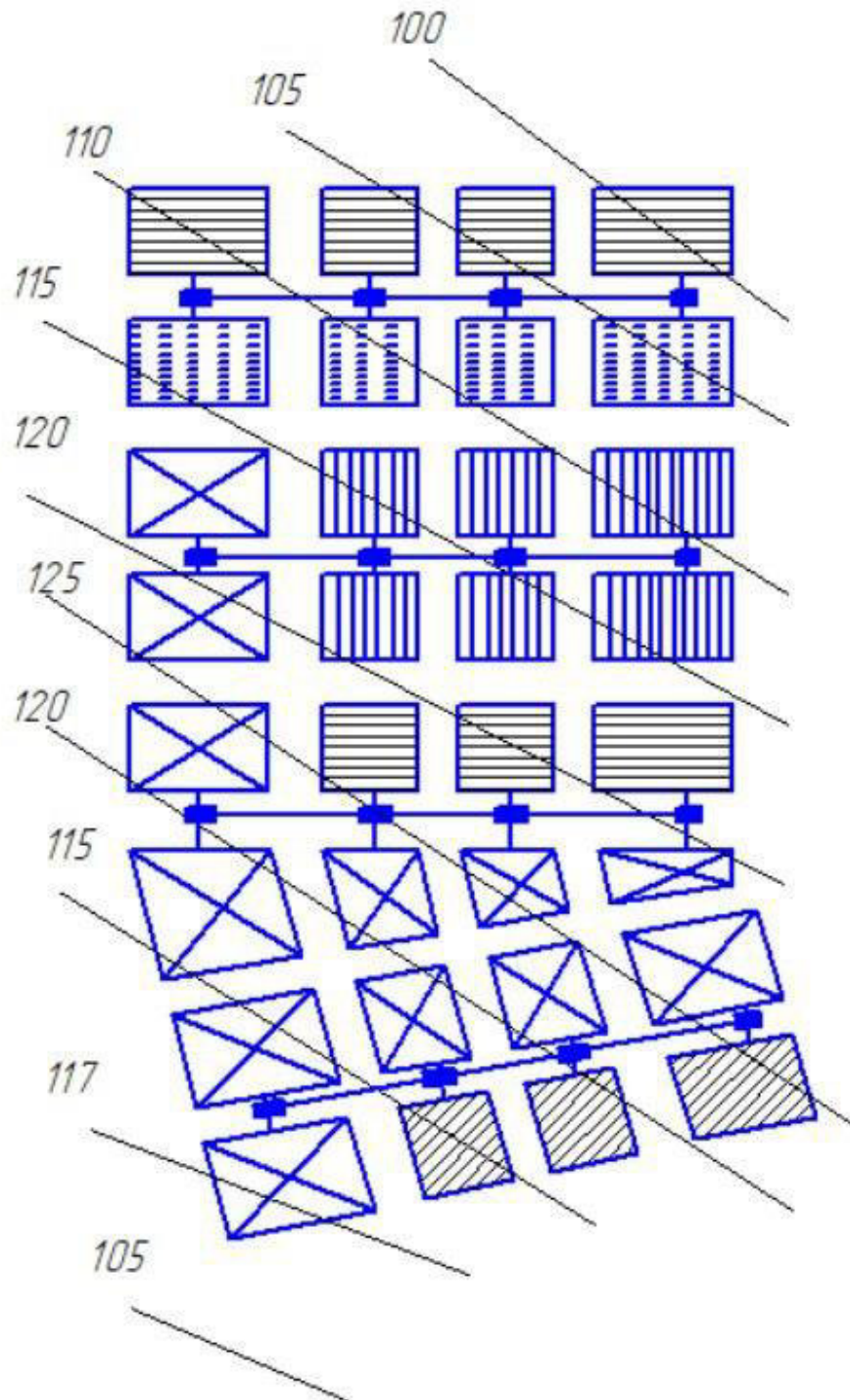


Рис.1.1 План району

1.2.2. Нумеруємо на плані району квартали району теплопостачання.

1.2.3. Визначаємо загальну площу житлових споруд району для першого кварталу:

$$F_{жс} = F_i f_i = 1,08 \cdot 6500 = 7020,00 \text{ м}^2$$

де  $f_i$  - густина (щільність) житлового фонду,  $\text{м}^2/\text{га}$ , приймається в залежності від поверховості забудови (Додаток 8 [1]).

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк. 10
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

1.2.4. Визначаємо максимальне теплове навантаження системи опалення житлових і громадських будівель:

$$Q'_{o\max} = q_0 F_{ж} (1 + K_{гр}) 10^{-6} = 77,8 \cdot 7020,00 (1 + 0,25) 10^{-6} = 0,67 \text{ МВт}$$

де  $q_0$  - укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення  $1\text{ м}^2$  загальної площі житлових споруд,  $\text{Вт}/\text{м}^2$  (Додаток 9 [1]);  $K_{гр}$  - коефіцієнт, що враховує тепловий потік на опалення громадських споруд,  $K_{гр} = 0,25$ .

1.2.5. Визначаємо максимальне теплове навантаження системи вентиляції громадських споруд:

$$Q'_{e\max} = q_v m 10^{-6} = 376 \cdot 390 \cdot 10^{-6} = 0,06 \text{ МВт}$$

де  $K_v$  - коефіцієнт, що враховує тепловий потік на вентиляцію громадських споруд;  $K_v = 0,4$  - для споруд, збудованих до 1985 року,  $K_v = 0,6$  - для споруд, збудованих після 1985 року.

1.2.6. Визначаємо чисельність (кількість мешканців) людей, що проживають у районі:

$$m = \frac{F_{ж}}{f_3} = \frac{7020,00}{20} = 390$$

де  $f_3$  - норма загальної площі на одного мешканця (людину), приймається  $f_3 = 18...25 \text{ м}^2/\text{люд}$ .

1.2.7. Визначаємо середнє теплове навантаження на гаряче водопостачання житлових і громадських споруд:

$$Q'_{ГВП} = q_r m 10^{-6} = 376 \cdot 390 \cdot 10^{-6} = 0,16 \text{ МВт}$$

де  $q_r$  - укрупнений показник середнього теплового потоку на гаряче водопостачання на одну людину,  $\text{Вт}/\text{люд.}$ , (Додаток 10[1]);  $m$  - кількість людей.

1.2.8. Зводимо результати розрахунку по кожному кварталу в таблицю 1.2.

Таблиця 1.2

### Розрахунок теплових навантажень

Номер квартала	Площа квартала, га	Густина (щільність) житлового фонду, м2/га	Житлова площа кварталу, м2	Кількість мешканців, люд.	Теплові потоки, МВт			
					Опалення Q'o max	Вентиляція Q'v max	ГВП Q'ГВП	Всього: 6+7+8
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1,08	6500	7020,00	390	0,67	0,08	0,16	0,91
2	1,08	6500	7020,00	390	0,67	0,08	0,16	0,91
3	1,08	6900	7452,00	414	0,71	0,16	0,17	0,96
4	1,08	8100	8748,00	486	1,08	0,10	0,20	1,13
5	0,81	6500	5265,00	293	0,50	0,06	0,12	0,68
6	0,81	6500	5265,00	293	0,50	0,06	0,12	0,68
7	0,81	6500	5265,00	293	0,50	0,06	0,12	0,68
8	0,81	6500	5265,00	293	0,50	0,06	0,12	0,68
9	1,08	6100	6588,00	366	0,63	0,08	0,15	0,85
10	1,08	6100	6588,00	366	0,63	0,08	0,15	0,85
11	1,08	6100	6588,00	366	0,63	0,08	0,15	0,85
12	1,08	7200	7776,00	432	0,74	0,16	0,18	1,01
13	1,08	7200	7776,00	432	0,74	0,16	0,18	1,01
14	1,08	7200	7776,00	432	0,74	0,16	0,18	1,01
15	0,81	6500	4698,00	261	0,45	0,05	0,11	0,61

					Арк.	
					11	
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	

16	0,81	6500	4698,00	261	0,45	0,05	0,11	0,61
17	0,81	6500	4698,00	261	0,45	0,05	0,11	0,61
18	0,81	6500	4698,00	261	0,45	0,05	0,11	0,61
19	0,81	6500	4698,00	261	0,45	0,05	0,11	0,61
20	0,81	6500	4698,00	261	0,45	0,05	0,11	0,61
21	1,23	7800	9608,13	534	0,92	0,11	0,22	1,24
22	0,72	7500	5420,52	301	0,52	0,06	0,12	0,70
23	0,56	7500	4187,97	233	0,40	0,05	0,16	0,54
24	0,44	7500	3311,82	184	0,32	0,04	0,07	0,43
25	1,01	7800	7903,12	439	0,75	0,16	0,18	1,02
26	1,01	7800	7903,12	439	0,75	0,16	0,18	1,02
27	1,01	7500	7599,15	422	0,72	0,16	0,17	0,98
28	1,01	4700	4762,13	265	0,56	0,07	0,11	0,71
29	0,76	7500	5699,43	317	0,54	0,07	0,13	0,74
30	0,76	7500	5699,43	317	0,54	0,07	0,13	0,74
31	0,76	4700	3571,64	198	0,42	0,05	0,08	0,55
32	0,76	4700	3571,64	198	0,42	0,05	0,08	0,55
<b>Всього:</b>	<b>28,95</b>		<b>191818,11</b>	<b>10656,56</b>	<b>18,53</b>	<b>2,22</b>	<b>5,81</b>	<b>25,09</b>

1.2.9. Визначаємо максимальне теплове навантаження на гаряче водопостачання житлових і громадських споруд:

$$Q'_{ГВП max} = 2,4Q'_{ГВП} = 2,4 \cdot 5,81 = 10,41 \text{ МВт}$$

1.2.10. Визначаємо середнє теплове навантаження на гаряче водопостачання для неопалювального (літнього) періоду:

$$Q_{ГВПл}^{сер} = Q'_{ГВП} \frac{55-t_{x.л}}{55-t_{x.з}} \beta = 5,81 \cdot \frac{55-15}{55-5} \cdot 0,8 = 2,7 \text{ МВт}$$

де  $t_{x.л}$  - температура холодної водопровідної води для літнього періоду,  $t_{x.л} = 15$  °С;  $t_{x.з}$  - температура холодної водопровідної води для опалювального (зимового) періоду,  $t_{x.з} = 5$  °С;  $\beta$  - коефіцієнт, що враховує зміну витрати мережної води на гаряче водопостачання в неопалювальний період по відношенню до опалювального; для житлово-комунального сектора  $\beta = 0,8$ ; для курортних і південних міст  $\beta = 1,5$ ; для підприємств  $\beta = 1$ .

1.2.11. Визначаємо максимальне теплове навантаження на гаряче водопостачання для неопалювального /літнього/ періоду:

$$Q_{ГВП max, л}^{сер} = Q'_{ГВП max} \frac{55-t_{x.л}}{55-t_{x.з}} \beta = \frac{55-15}{55-5} \text{ МВт}$$

1.2.12. Визначаємо теплові навантаження на опалення  $Q_o$  та вентиляцію  $Q_v$  для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря  $t_{3,0}$ ,  $t_3$ ,  $t_3^{сер.опал}$ ,  $t_{3,3}$ ,  $t_{3пк}$ :

$$Q_o = Q'_{o max} \bar{Q}_o = Q'_{o max} \frac{t_{в,р} - t_3}{t_{в,р} - t_{3,0}} = \frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} \text{ МВт}$$

$$Q_v = Q'_{v max} \bar{Q}_o = Q'_{v max} \frac{t_{в,р} - t_3}{t_{в,р} - t_{3,0}} = \frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} \text{ МВт}$$

де  $t_{в,р}$  - температура повітрі всередині приміщення, +18 °С;  $t_{3,0}$  - розрахункова температура зовнішнього повітря на опалення, °С.

1.2.13. Визначаємо теплове навантаження системи гарячого водопостачання (середнє і максимальне) на протязі опалювального періоду, як незмінні, незалежно від температури зовнішнього повітря.

1.2.14. Зводимо результати розрахунків теплових навантажень в таблицю 1.3.

Таблиця 1.3

**Значення максимальних і середніх теплових навантажень**

									Арк.
									12
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ				

**В залежності від температури зовнішнього повітря**

№ п/п	Позначення	Одиниця виміру	Тепловий потік при t <sub>з</sub>					літо
			t <sub>з.о.</sub>	t <sub>з</sub>	t <sub>з сер.Опал</sub>	t <sub>з.з.</sub>	t <sub>зпк</sub>	
			-22,00	-10	-0,80	2,60	8	
1	Q <sub>о</sub>	МВт	1,00	0,70	0,47	0,39	0,25	
2	Q <sub>о</sub>	МВт	18,53	12,97	8,71	7,13	4,63	
3	Q <sub>в</sub>	МВт	2,22	1,56	1,04	0,86	0,56	
4	Q'ГВП	МВт	5,81	5,81	5,81	5,81	5,81	2,78
5	Q'ГВП max	МВт	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41	6,66
6	Всього: 2+3+4	МВт	25,09	18,86	14,09	12,33	9,52	2,78
7	Всього: 2+3+5	МВт	31,16	24,93	20,16	18,40	15,60	6,66

1.2.15. Визначаємо річну витрату теплоти:

- на опалення:

$$Q_o^{річн} = Q'_{оmax} n_o \frac{t_{в,р} - t_3^{сер.опал}}{t_{в,р} - t_{з.о}} 3,6 =$$

$$= 18,53 \cdot 192 \cdot 24 \cdot \frac{+18 - (-0,8)}{+18 - (-22)} \cdot 3,6 = 144473,51 \text{ ГДж/рік}$$

- на вентиляцію:

$$Q_v^{річн} = Q'_{вmax} n_o \frac{z}{24} \frac{t_{в,р} - t_3^{сер.опал}}{t_{в,р} - t_{з.о}} 3,6 =$$

$$= 2,22 \cdot 192 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{+18 - (-0,8)}{+18 - (-22)} \cdot 3,6 = 11539,16 \text{ ГДж/рік}$$

- на гаряче водопостачання:

$$Q_{ГВП}^{річн} = (Q'_{ГВП} n_o + Q_{ГВП,л}^{сер} (n - n_o)) 3,6 =$$

$$= (5,81 \cdot 192 \cdot 24 + 2,57 \cdot (8400 - 192 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 107078,9 \text{ ГДж/рік}$$

де  $n_o$  - тривалість опалювального періоду, діб;  $n$  - тривалість роботи системи гарячого водопостачання (ГВП) протягом року,  $n = 8400$  год;  $z$  - тривалість роботи вентиляційної системи протягом доби,  $z = 16$  год/добу;  $t_3^{сер.опал}$  - середня температура зовнішнього повітря протягом опалювального періоду, °С.

1.2.16. Визначаємо сумарну річну витрату теплоти на опалення, на вентиляцію та на ГВП:

$$\Sigma Q^{річн} = Q_o^{річн} + Q_v^{річн} + Q_{ГВП}^{річн} = 144473,51 + 11539,16 + 107078,9 =$$

$$= 263092,7 \text{ ГДж/рік}$$

$$\Sigma Q^{річн} 73080,99 \text{ МВт-год/рік}$$

1.2.17. Будуємо графік зміни теплових навантажень на опалення, ГВП та вентиляцію в залежності від температури зовнішнього повітря та графік зміни теплових навантажень протягом року.

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
						13
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Эм	
Даклш	
№ док.им.	
Підпис	
Дата	

КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ

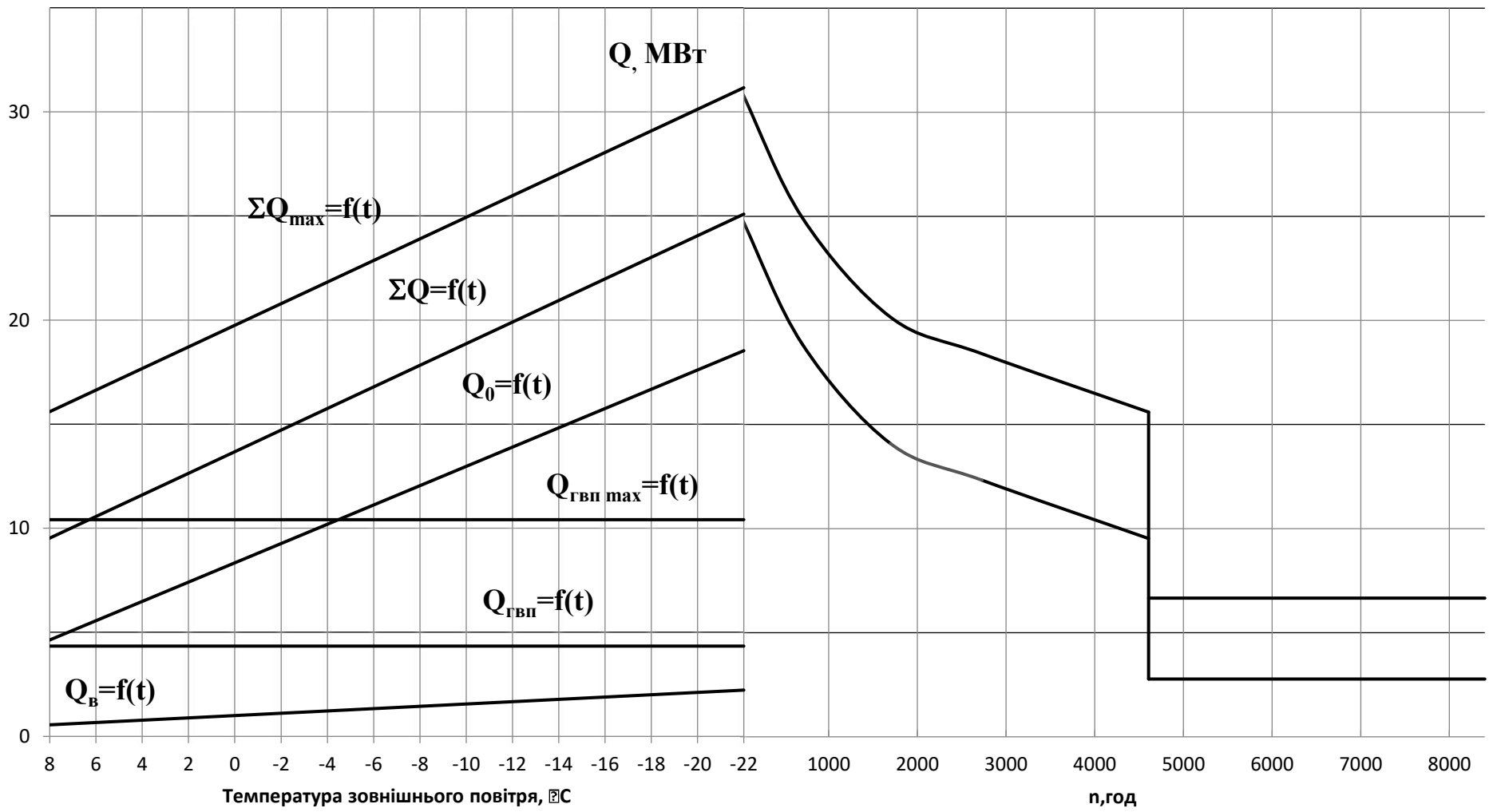


Рис. 1.2 Графік зміни теплових навантажень на опалення, ГВП та вентиляцію в залежності від температури зовнішнього повітря та графік зміни теплових навантажень протягом року

### 1.3. РОЗРАХУНОК ВИТРАТИ ТА ТЕМПЕРАТУРИ МЕРЕЖНОЇ ВОДИ В ПРЯМІЙ ТА ЗВОРОТНІЙ МАГІСТРАЛЯХ

#### 1.3.1. Розрахунок витрат та температур мережної води на опалення

1.3.1.1. Визначаємо температуру мережної води для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря  $t_{3.0}$ ,  $t_3$ ,  $t_3^{\text{сер.опал}}$ ,  $t_{3.3}$ ,  $t_{3\text{ПК}}$ :

- в подавальному трубопроводі:

$$\begin{aligned} \tau_{o1} &= t_{e,p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + \bar{Q}_o (\delta \tau_o' - 0,5\theta') = \\ &= 18 + \left( \frac{95+70}{2} - 18 \right) \cdot \left( \frac{18-(-22)}{18-(-22)} \right)^{0,8} + \frac{18-(-22)}{18-(-22)} (80 - 0,5 \cdot 25) = 150 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

- після вузла змішування:

$$\begin{aligned} \tau_{o3} &= t_{e,p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left( \frac{18-(-22)}{18-(-22)} \right)^{0,8} + 0,5 \cdot 25 \frac{18-(-22)}{18-(-22)} = 95 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

після системи опалення (опалювальних приладів):

$$\begin{aligned} \tau_{o2} &= t_{e,p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} - 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left( \frac{18-(-22)}{18-(-22)} \right)^{0,8} - 0,5 \cdot 25 \frac{18-(-22)}{18-(-22)} = 70 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

де  $\Delta t_o' = \tau'_{np} - t_{в.р} = 82,5 - 18 = 64,5 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  $\tau'_{np} = \frac{\tau'_{o3} + \tau'_{o2}}{2} = \frac{95+70}{2} = 82,5 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$\bar{Q}_o = \frac{t_{в.р} - t_3}{t_{в.р} - t_{3.0}} = \frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} = 1$ ;  $\delta \tau_o' = \tau'_{o1} - \tau'_{o2} = 150 - 70 = 80 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$\theta' = \tau'_{o3} - \tau'_{o2} = 95 - 70 = 25 \text{ }^\circ\text{C}$

$\tau'_{o3}$  - розрахункова температура мережної води перед системою опалення (на вході в опалювальні прилади), приймається в межах 95...105 °С.

1.3.1.2. Визначаємо витрату мережної води на опалення у першому діапазоні ( $t_{3\text{ПК}} \dots t_{3.3}$ ):

$$G_o = \frac{Q_o 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{4,63 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 43,24)} = 41,29 \text{ кг/с}$$

1.3.1.3. Визначаємо витрату мережної води на опалення у другому діапазоні ( $t_{3.3} - t_{3.0}$ ), витрата є постійною і дорівнює розрахунковій, за формулою (4.5):

$$G'_{o \text{ max}} = \frac{Q'_{o \text{ max}} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{18,53 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 63,17 \text{ кг/с}$$

1.3.1.4 Зводимо результати визначення температур і витрат в таблицю 1.4.

Таблиця 1.4

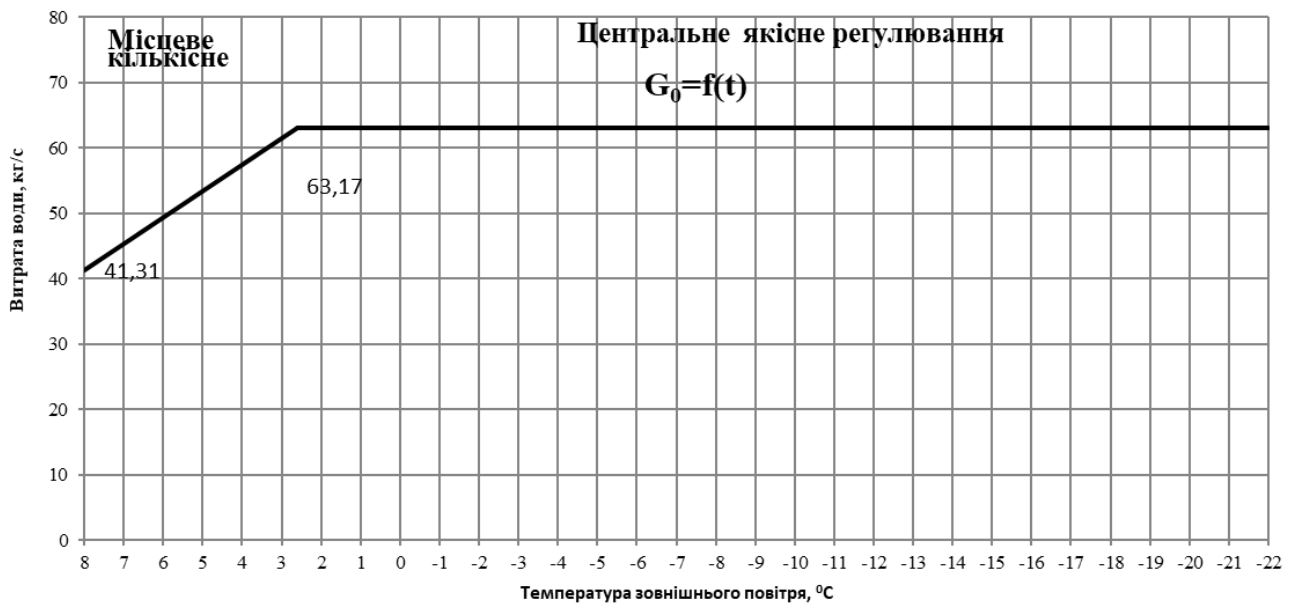
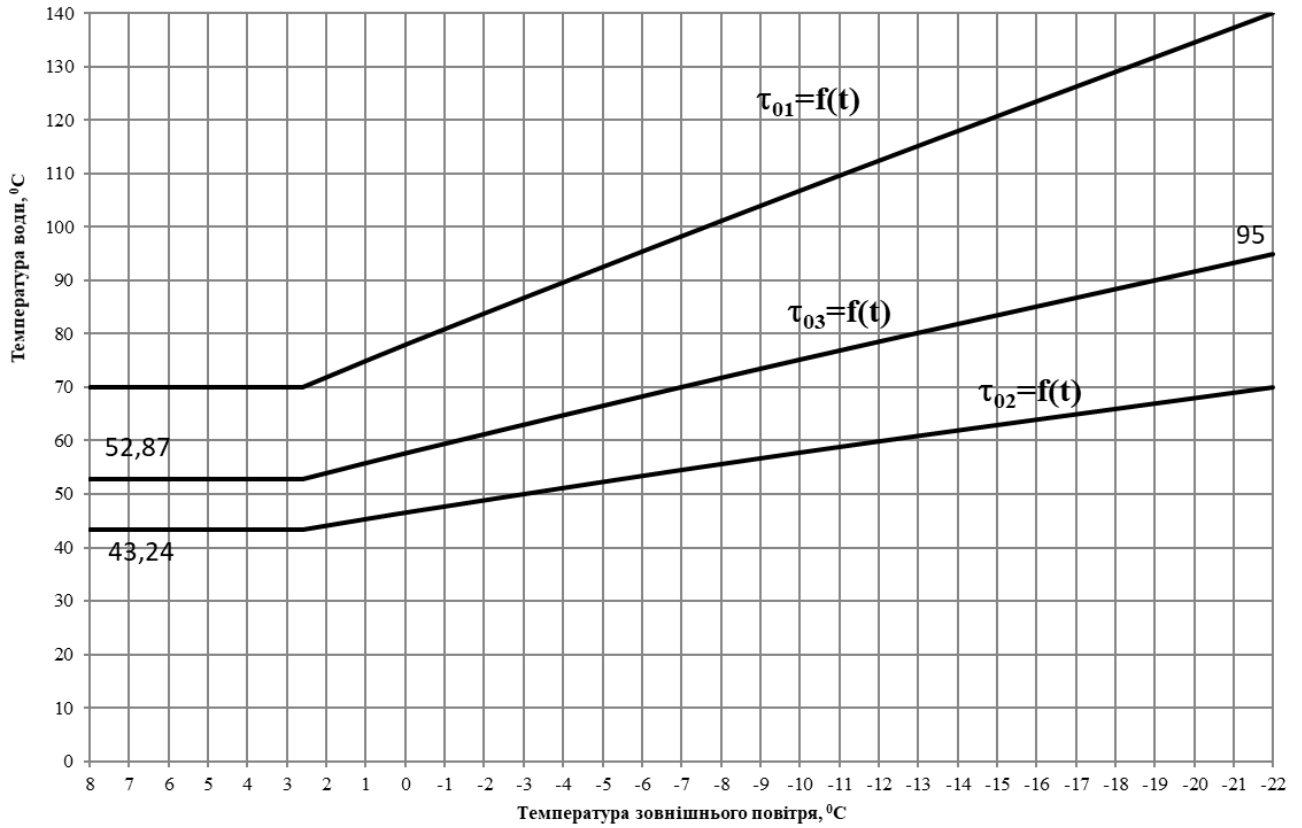
Результати розрахунку температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{3.0}$	$t_3$	$t_3 \text{ сер.Опал}$	$t_{3.3}$	$t_{3\text{ПК}}$
		-22,00	-10	-0,8	2,6	8
$\tau_{o1}$	°С	140	106,74	80,28	70	70
$\tau_{o2}$	°С	70	57,74	47,38	43,24	43,24
$\tau_{o3}$	°С	95	75,24	59,13	52,87	52,87
$G_o$	кг/с	63,17	63,17	63,17	63,17	41,31

						Арк.
						15
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	

1.3.1.5. Будуємо графік зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря.

Графік зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря



					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
						16
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Рис. 1.3 Графік зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря

### 1.3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

1.3.2.1. Визначаємо витрату мережної води на гаряче водопостачання:

$$G_{ГВП\ max} = \frac{Q_{ГВП\ max} \cdot 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \cdot \frac{t_2 - t_n}{t_2 - t_{x.3}} = \frac{10,41 \cdot 10^3}{4,19(70-43,24)} \cdot \frac{60-(43,24-5)}{60-5} = 36,73 \text{ кг/с}$$

1.3.2.2. Визначити температуру мережної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$\begin{aligned} \tau_2 &= \tau_{o2} - Q_{ГВП} \frac{t_n - t_{x.3}}{t_2 - t_{x.3}} \frac{1}{c(G_{o\ max} + G_{ГВП})} = \\ &= 43,24 - 10,41 \cdot 10^3 \cdot \frac{(43,24-5)-5}{60-5} \cdot \frac{1}{4,19(63,17+36,73)} = 28,21 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

де  $t_n$  - температура водопровідної води після підігрівника ГВП 1-го ступеня,  $^\circ\text{C}$ ,  $t_n = \tau_{o2}''' - (5 \dots 10^\circ\text{C})$ .

1.3.2.3 Визначаємо витрату теплоносія і температури мережної води при  $t_3 \neq t_3'''$ . Розрахунок виконується в два етапи: попередній і кінцевий.

**Попередній розрахунок ( $t_3 = 0,0^\circ\text{C}$ ):**

1.3.2.4. Визначаємо температурні напори 1-го і 2-го ступенів підігрівників при розрахунковому режимі ( $t_3 = t_3'''$ ):

$$\begin{aligned} \Delta t_I &= \frac{\Delta t_{\delta I} - \Delta t_{M I}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta I}}{\Delta t_{M I}}} = \frac{(\tau_2 - t_{x.3}) - (\tau_{o2}''' - t_n)}{\ln \frac{\tau_2 - t_{x.3}}{\tau_{o2}''' - t_n}} = \frac{(28-5) - (43,24-38,24)}{\ln \frac{28,21-5}{43,24-38,24}} = 11,72^\circ\text{C} \\ \Delta t_{II} &= \frac{\Delta t_{\delta II} - \Delta t_{M II}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta II}}{\Delta t_{M II}}} = \frac{(\tau_{o1}''' - t_2) - (\tau_{2c} - t_n)}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_2}{\tau_{2c} - t_n}} = \frac{(70-60) - (43,24-38,24)}{\ln \frac{70-60}{43,24-38,24}} = 7,21^\circ\text{C} \end{aligned}$$

1.3.2.5. Визначаємо витрату водопровідної води на ГВП:

$$q_{2M} = \frac{Q_{ГВП\ max} \cdot 10^3}{c(t_n - t_{x.3})} = \frac{10,41 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60-5)} = 45,17 \text{ кг/с}$$

1.3.2.6. Визначаємо теплопродуктивність підігрівників 1-го і 2-го ступенів, за формулами (4.16) та (4.17):

$$Q_I = c q_{2M} (t_n - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 45,17 \cdot (38,24 - 5) = 6,2 \text{ МВт}$$

$$Q_{II} = c q_{2M} (t_2 - t_n) = 4,19 \cdot 45,17 \cdot (60 - 38,24) = 4,1 \text{ МВт}$$

Умова  $Q_I + Q_{II} = Q_{ГВП\ max}$  виконується.

1.3.2.7. Визначаємо витрати мережної води, що проходить через підігрівників 1-го і 2-го ступенів,:

$$G_I = G_{II} + G'_{o\ max} = 51,061 + 63,17 = 88,93 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} = \frac{0,55 Q_{ГВП\ max} \cdot 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0,55 \cdot 10,41 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70-43,24)} = 51,06 \text{ кг/с}$$

1.3.2.8. Визначаємо параметр підігрівників 1-го та 2-го ступенів:

$$\Phi_I = \frac{Q_I \cdot 10^3}{\Delta t_I c \sqrt{G_{M I} G_{\delta I}}} = \frac{6,2 \cdot 10^3}{11,72 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{45,17 \cdot 88,93}} = 1,99$$

$$\Phi_{II} = \frac{Q_{II} \cdot 10^3}{\Delta t_{II} c \sqrt{G_{M II} G_{\delta II}}} = \frac{4,1 \cdot 10^3}{7,21 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{45,17 \cdot 51,06}} = 2,82$$

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
						17
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

1.3.2.9. Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню, нехтуючи витратою мережної води через 1-й ступінь  $G_I$  і приймаючи витрату нагрівної води через його рівною  $G'_{omax}$ , температуру нагрівної води на вході в підігрівник 1-го ступеню, рівною  $\tau_{cm} = \tau_{o2}$ :

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.з}) = 4,19 \cdot 0,73 \cdot 45,17 \cdot (48,11 - 5) = 5,79 \text{ МВт}$$

де  $\varepsilon_I$  визначаю за формулою:

$$\begin{aligned} \varepsilon_I &= \left( 0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[ \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} = \\ &= \left( 0,35 \frac{45,17}{63,17} + 0,65 + \frac{1}{1,99} \sqrt{\left[ \frac{45,17}{63,17} \right]} \right)^{-1} = 0,73 \end{aligned}$$

1.3.2.10. Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню, за формулою:

$$t_n = t_{x.з} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{5,79 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 45,17} = 35,59 \text{ }^\circ\text{C}$$

1.3.2.11. Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню, за формулою:

$$Q_{II} = Q_{ГВИI max} - Q_I = 10,41 - 5,79 = 4,64 \text{ МВт}$$

1.3.2.12. Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 2-го ступеню, за формулою :

$$G_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2c})} = \frac{4,64 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (80,28 - 35,59)} = 21,5 \text{ кг/с}$$

Для попереднього розрахунку нехтую величиною недогріву підігрівнику 2-го ступеню, тобто приймаю

$$\tau_{2c} = t_n$$

1.3.2.13. Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 1-го ступеню, за формулою (4.24) [1]:

$$G_I = G_{II} + G'_{omax} = 21,5 + 63,17 = 84,67 \text{ кг/с}$$

1.3.2.14. Визначаємо температуру мережної води на вході в підігрівник 1-го ступеню, за формулою:

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{omax}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2c} = \frac{63,17}{84,67} 43,24 + \frac{21,5}{84,67} 35,59 = 43,22 \text{ }^\circ\text{C}$$

На цьому попередній розрахунок закінчуємо.

### Кінцевий розрахунок.

1.3.2.15. Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню. В даному випадку витрати нагрівної і водопровідної води приймаються відповідно  $G_I$  і  $q_{2M}$ .

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.з}) = 4,19 \cdot 0,65 \cdot 45,17 \cdot (43,22 - 5) = 4,6 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left( 0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[ \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} =$$

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
						18
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$= \left( 0,35 \frac{45,17}{50,13} + 0,65 + \frac{1}{1,99} \sqrt{\left[ \frac{45,17}{50,13} \right]} \right)^{-1} = 0,65$$

1.3.2.16. Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню, за формулою:

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{eM}} = 5 + \frac{4,44 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 45,17} = 28,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

1.3.2.17. Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню, за формулою (4.22) [1]:

$$Q_{II} = Q_{I \text{ВІТmax}} - Q_I = 10,41 - 4,6 = 5,81 \text{ МВт}$$

1.3.2.18. Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 2-го ступеню за формулою (4.26) [1]:

$$G_{II} = \frac{1,7 \Phi_{II}^2 q_{eM}}{\left[ -1 + \sqrt{1 + 2,6 \Phi_{II}^2 \left( \frac{(\tau_{01} - t_n) c q_{eM}}{Q_{II} 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} =$$

$$= \frac{1,7 \cdot 2,82^2 \cdot 45,17}{\left[ -1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 2,82^2 \cdot \left( \frac{(80,28 - 28,4) \cdot 4,19 \cdot 45,17}{5,81 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 32,1 \text{ кг/с}$$

1.3.2.19. Визначаємо температуру мережної води на виході із підігрівника 2-го ступеню, за формулою (4.28) [1]:

$$\tau_{2e} = \tau_{01} - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 80,28 - \frac{5,81 \cdot 10^3}{32,1 \cdot 4,19} = 37,08 \text{ } ^\circ\text{C}$$

1.3.2.20. Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 1-го ступеню, за формулою (4.24) [1]:

$$G_I = G_{II} + G'_{omax} = 32,1 + 63,17 = 95,27 \text{ кг/с}$$

1.3.2.21. Визначаю температуру мережної води на вході в підігрівник 1-го ступеню, за формулою (4.25) [1]:

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{omax}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2e} = \frac{63,17}{95,27} 43,22 + \frac{32,1}{95,27} 37,08 = 41,15 \text{ } ^\circ\text{C}$$

1.3.2.22. Перевіряю теплову продуктивність 1-го і 2-го ступенів підігрівників за формулами (4.20)-(4.22) [1]. Якщо знайдені величини близько співпадають з даними попереднього розрахунку, то розрахунок закінчено. В протилежному випадку знову провести уточнюючий розрахунок за вищенаведеною методикою.

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,86 \cdot 45,17 \cdot (41,15 - 5) = 5,8 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left( 0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[ \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} =$$

$$= \left( 0,35 \frac{45,17}{95,27} + 0,65 + \frac{1}{1,99} \sqrt{\left[ \frac{45,17}{95,27} \right]} \right)^{-1} = 0,86$$

						КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
							19
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

- Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{\varepsilon M}} = 5 + \frac{5,8 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 45,17} = 35,64 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВПmax} - Q_I = 10,41 - 5,8 = 4,61 \text{ МВт}$$

- Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 2-го ступеню:

$$G_{II} = \frac{1,7 \Phi_{II}^2 q_{\varepsilon M}}{\left[ -1 + \sqrt{1 + 2,6 \Phi_{II}^2 \left( \frac{(\tau_{01} - t_n) c q_{\varepsilon M}}{Q_{II} 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} =$$

$$= \frac{1,7 \cdot 2,82^2 \cdot 45,17}{\left[ -1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 2,82^2 \cdot \left( \frac{(80,28 - 35,64) \cdot 4,19 \cdot 45,17}{4,61 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 33,47 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} \leq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} \quad (32,1 \leq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} = 33,47)$$

- Визначаємо температуру мережної води на виході із підігрівника 2-го ступеню:

$$\tau_{2z} = \tau_1 - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 80,28 - \frac{4,61 \cdot 10^3}{32,5 \cdot 4,19} = 46,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаємо витрату мережної води через підігрівник I ступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{omax} = 33,47 + 63,17 = 96,64 \text{ кг/с}$$

- Визначаю температуру мережної води на вході в підігрівник 1-го ступеню:

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{omax}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{63,17}{96,64} 47,38 + \frac{33,47}{96,64} 46,4 = 46,41 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,81 \cdot 45,17 \cdot (46,41 - 5) = 6,3 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left( 0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[ \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} =$$

$$= \left( 0,35 \frac{45,17}{96,64} + 0,65 + \frac{1}{1,68} \sqrt{\left[ \frac{45,17}{96,64} \right]} \right)^{-1} = 0,81$$

Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{\varepsilon M}} = 5 + \frac{6,3 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 45,17} = 38,28 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВПmax} - Q_I = 10,41 - 6,3 = 4,11 \text{ МВт}$$

1.3.2.23. Визначаємо температуру мережної води на виході з підігрівника 1-го ступеню, за формулою (4.29) [1]:

$$\tau_2 = \tau_{cm} - \frac{Q_I 10^3}{G_I c} = 46,41 - \frac{6,3 \cdot 10^3}{96,64 \cdot 4,19} = 27,39 \text{ } ^\circ\text{C}$$

1.3.2.24. Здійснюємо перевірку, за формулою (4.30) [1]  $^\circ\text{C}$

Для визначення витрати теплоносія і температури мережної води при інших значеннях  $t_3$  пункти 3.2.4-3.2.8 не розраховуються, приймаються з попереднього, оскільки вони визначені при  $t_3 = t_3'''$ .

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

1.3.2.25. Визначаємо витрату мережної води в літньому режимі:

$$G_{ГВП} = \frac{Q_{ГВП,л}^{сер} \cdot 10^3}{(\tau_{01} - 30)c} = \frac{2,7 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 16,1 \text{ кг/с.}$$

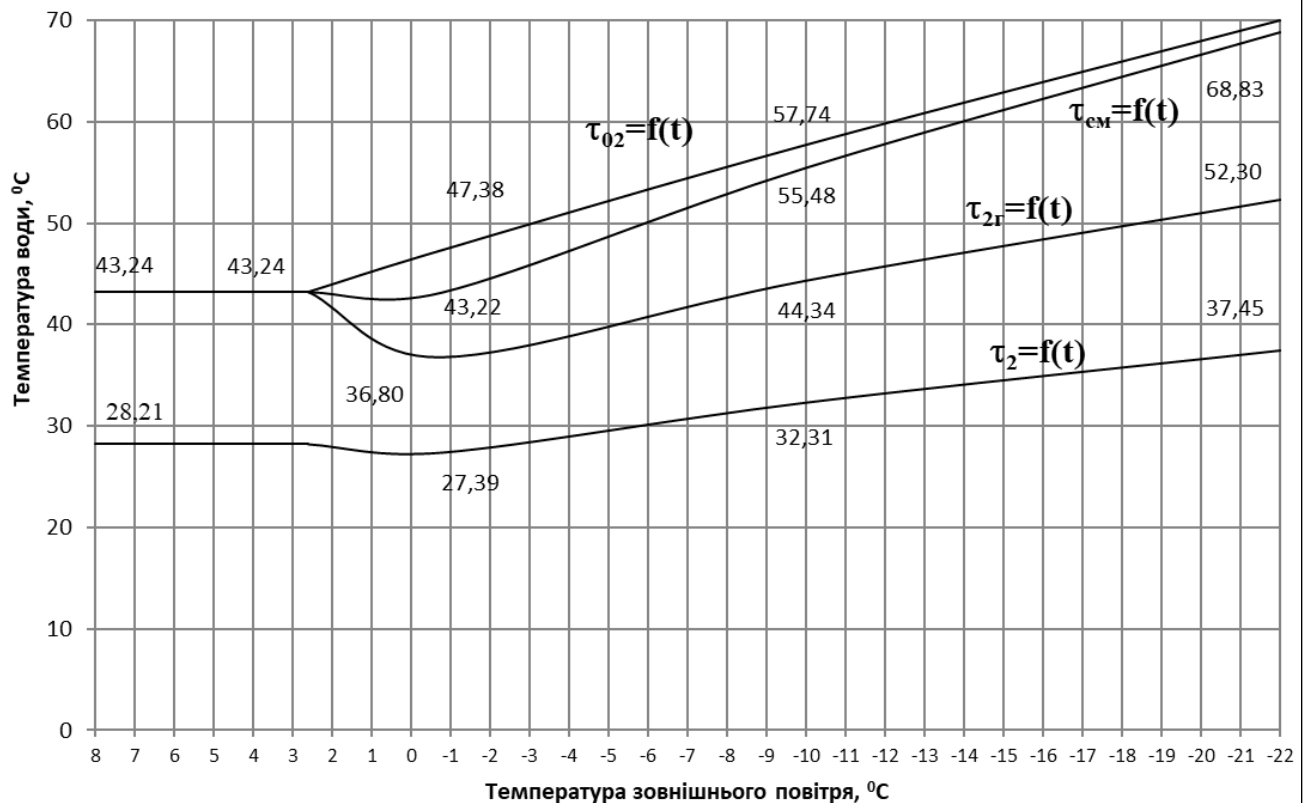
1.3.2.26. Зводимо результати розрахунків у таблицю 1.5.

Таблиця 1.5

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при					
		тз.о.	тз	тз сер.Опал	тз.з.	тзпк	літо
		<b>-22,00</b>	<b>-10</b>	<b>-0,8</b>	<b>2,6</b>	<b>8</b>	
то2	°С	70,00	57,74	47,38	43,24	43,24	70
т2г	°С	52,30	45,81	36,80	43,24	43,24	30
тп	°С	51,99	43,96	35,95	38,24	38,24	60
тсм	°С	68,83	55,48	43,22	43,24	43,24	-
т2	°С	37,45	32,31	27,39	28,21	28,21	-
ГВП	кг/с	4,12	11,61	24,98	36,73	36,73	16,56

1.3.2.27. Будуємо графіки залежності витрати мережної води на ГВП і температури мережної води після підігрівників ГВП 1-го і 2-го ступеня від температури зовнішнього повітря.



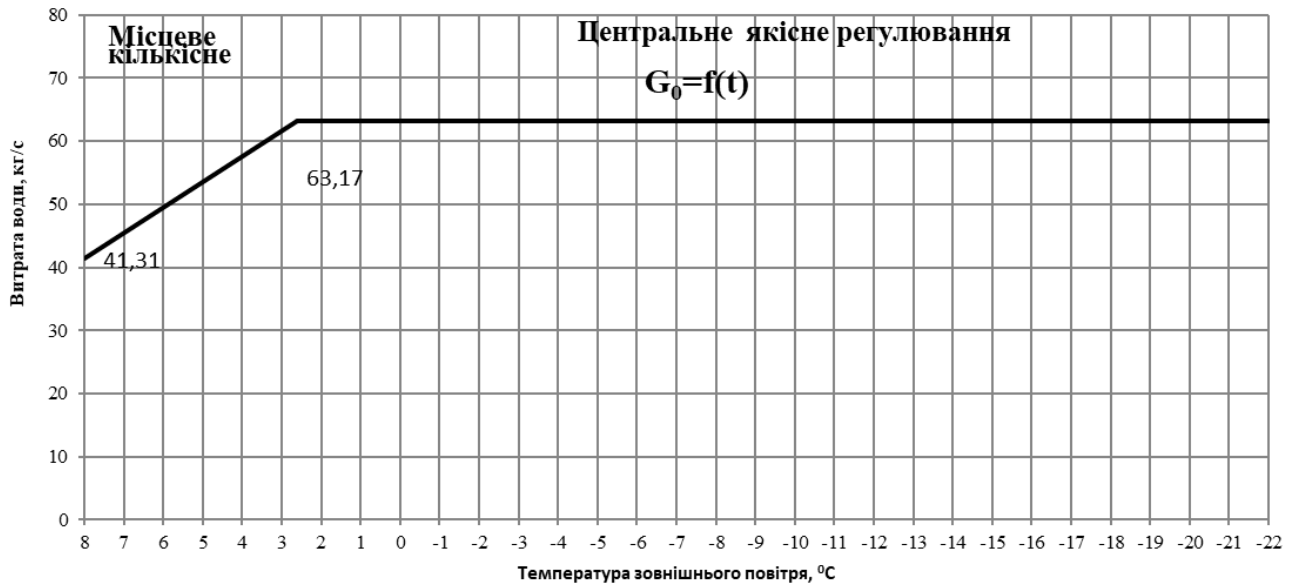


Рис. 1.5 Графіки залежності витрати мережної води на ГВП і температури мережної води після підігрівників ГВП 1-го і 2-го ступеня від температури зовнішнього повітря

### 1.3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію

За наявності “зрізки” температурного графіка виділяю три характерних діапазони.

**III.** Діапазон температур зовнішнього повітря, менших ніж  $t_{зovн.вент.}$ .

1.3.3.1. Визначаємо температуру мережної води після калориферів за формулою (4.37):

$$\frac{(\tau_{01} + \tau_{2\theta}) - (t_{\theta,p} + t_3)}{(\tau_{01}'' + \tau_{2\theta}'') - (t_{\theta,p} + t_{3,\theta})} \left( \frac{\tau_{01}'' - \tau_{2\theta}''}{\tau_{01} - \tau_{2\theta}} \right)^{0,15} = 1,$$

$$\frac{(150 + \tau_{2\theta}) - (18 + (-22))}{(106,74 + 57,74) - (18 + (-10))} \cdot \left( \frac{106,74 - 57,74}{150 - \tau_{2\theta}} \right)^{0,15} = 1$$

де  $\tau_{01}''$  - температура мережної води у подавальному трубопроводі при  $t_{зovн.вент.}$ ;  
 $\tau_{2\theta}''$  - температура води після калориферів при  $t_{3,\theta}$ , °C.

Методом підбору знаходимо  $\tau_{2\theta} = 37,45$  °C.

1.3.3.2. Визначаємо витрату мережної води на вентиляцію, за формулою (4.39):

$$G_{\theta} = \frac{Q_{\theta} 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2\theta})} = \frac{2,22 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 37,45)} = 5,9 \text{ кг/с}$$

**II.** Діапазон температур зовнішнього повітря ( $t_{зovн.вент.} < t_3 \leq t_{3,3}$ ).

1.3.3.3. Визначаємо температуру води після калориферів, за формулою (4.40):

$$\tau_{2\theta} = \tau_{01} - (\tau_{01}'' - \tau_{2\theta}'') \frac{t_{\theta,p} - t_3}{t_{\theta,p} - t_{3,\theta}} = 70 - (106,74 - 57,74) \cdot \frac{18 - (-0,8)}{18 - (-10)} = 37,1 \text{ °C}$$

1.3.3.4. Визначаємо витрату мережної води на вентиляцію, за формулою (4.39):

$$G_{\theta}'' = \frac{Q_{\theta} 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2\theta})} = \frac{2,22 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (106,74 - 57,74)} = 7,58 \text{ кг/с}$$

**I.** Діапазон температур зовнішнього повітря ( $t_{3,3} < t_3 \leq t_{3ПК}$ ).

1.3.3.5. Визначаю температуру води після калориферів, за формулою (4.42):

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
						22
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$t_3, ^\circ\text{C} \quad \frac{(\tau_{01}''' + \tau_{2\theta}) - (t_{\theta,p} - t_{3\text{ПК}}) \left( \frac{\tau_{01}'' - \tau_{2\theta}}{\tau_{01}''' - \tau_{2\theta}} \right)^{0,15}}{(\tau_{01}'' + \tau_{2\theta}) - (t_{\theta,p} - t_{3,\theta}) \left( \frac{\tau_{01}''' - \tau_{2\theta}}{\tau_{01}'' - \tau_{2\theta}} \right)^{0,85}} = 1,$$

$$\frac{(70 + \tau_{2\theta}) - (18 + 8)}{(106,74 + 57,74) - (18 + (-10))} \cdot \left( \frac{106,74 - 57,74}{70 - \tau_{2\theta}} \right)^{0,15} = 1$$

$$\left( \frac{18 - 8}{18 - (-10)} \right)^{0,85}$$

Методом підбору знаходимо  $\tau_{2\theta} = 21,8 \text{ }^\circ\text{C}$ .

1.3.3.6. Визначаю витрату мережної води на вентиляцію, за формулою (4.39):

$$G_{\theta} = \frac{Q_{\theta} \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2\theta})} = \frac{2,22 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 21,8)} = 3,16 \text{ кг/с}$$

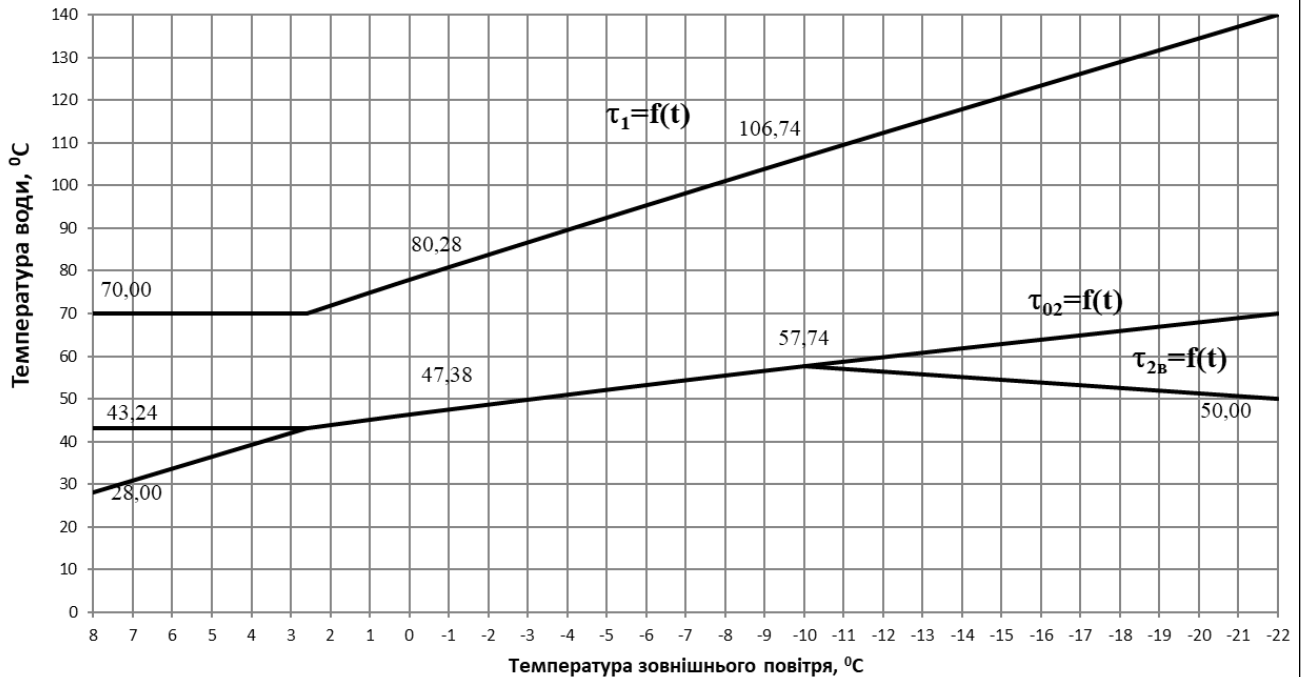
1.3.3.7. Зводимо результати розрахунків у таблицю 1.6.

Таблиця 1.6

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на вентиляцію

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при				
		t <sub>з.о.</sub>	t <sub>з</sub>	t <sub>з сер.Опал</sub>	t <sub>з.з.</sub>	t <sub>зпк</sub>
		<b>-22,00</b>	<b>-10</b>	<b>-0,8</b>	<b>2,6</b>	<b>8</b>
<b>T1</b>	°C	140,00	106,74	80,28	70,00	70,00
<b>То2</b>	°C	70,00	57,74	47,38	43,24	43,24
<b>T2В</b>	°C	50,00	57,74	47,38	43,24	28,00
<b>GВ</b>	кг/с	5,90	7,58	7,58	7,58	3,16

1.3.3.8. Будую графіки залежності температур мережної води після калориферів і витрати мережної води на вентиляцію від температури зовнішнього повітря.



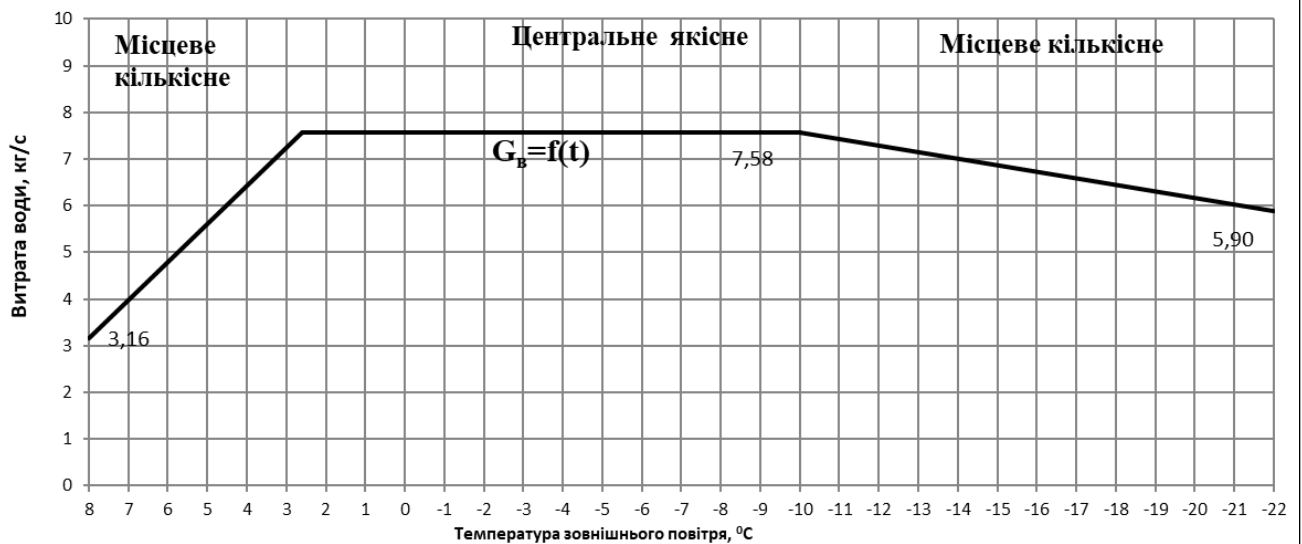


Рис. 1.6 Графіки залежності витрати мережної води на вентиляцію і температури мережної води після калориферів від температури зовнішнього повітря

#### 1.4. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВИТРАТ ТЕПЛОНОСІЯ

1.4.1. Визначаю розрахункову витрату мережної води:

- на опалення, за формулою (6.1)

$$G'_{o\ max} = \frac{Q'_{o\ max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{18,53 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 60,2 \text{ кг/с}$$

- на вентиляцію, для максимально зимового режиму:

$$G'_{v\ max} = \frac{Q'_{v\ max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{2,22 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 37,45)} = 6,7 \text{ кг/с}$$

- середня при двоступеневих схемах приєднання підігрівників води в системі ГВП, за формулою (6.5)

$$G'_{ГВП\ ср} = \frac{Q'_{ГВП} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} \left( \frac{55 - t'}{55 - t_x} + 0,2 \right) = \frac{5,81 \cdot 10^3}{4,19(70 - 43,24)} \cdot \frac{55 - (43,24 - 5)}{55 - 5} = 16,52 \text{ кг/с}$$

де  $t'$  - температура водопровідної води після підігрівника ГВП першого (нижнього) ступеня;  $t' = \tau'''_{o2} - (5 \dots 10^\circ \text{C})$ .

- максимальна при двоступеневих схемах приєднання підігрівників води в системі ГВП, за формулою (6.8)

$$G'_{ГВП\ max} = \frac{0,55 Q'_{ГВП\ max} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{o2})} = \frac{0,55 \cdot 10,41 \cdot 10^3}{4,19(70 - 43,24)} = 51,06 \text{ кг/с}$$

1.4.2. Визначаю сумарні розрахункові витрати мережної води, за формулою (6.9):

$$G' = G'_{o\ max} + G'_{v\ max} + K_3 G'_{ГВП\ ср} = 60,2 + 6,7 + 1,2 \cdot 16,52 = 84,62 \text{ кг/с}$$

Коефіцієнт  $K_3$ , що враховує частку середньої витрати води на гаряче водопостачання при регулюванні по навантаженню опалення, приймаю з додатку 8.

1.4.3. Визначаємо розрахункову витрату води в двотрубних водяних теплових мережах для неопалювального /літнього/ періоду, за формулою (6.11):

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
						24
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$G'_l = \frac{Q_{ГВП,Л}^{сер} \cdot 10^3}{(\tau_{01}''' - 30)c} = \frac{2,7 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 9,37 \text{ кг/с}$$

1.4.4. Заносимо результати розрахунків витрат теплоносія для кожного кварталу в таблицю 7.

Таблиця 1.7

### Значення розрахункових витрат теплоносія

Номер квартала	Розрахункова витрата теплоносія, кг/с						Gmax ГВП
	G'омах	G'вмах	Gсер ГВП	Kз*Gсер ГВП	G' (2+3+5)	G'л	
1	2	3	4	5	6	7	
1	2,28	0,21	0,47	0,57	3,06	0,61	1,8689
2	2,28	0,21	0,47	0,57	3,06	0,61	1,8689
3	2,42	0,23	0,50	0,60	3,25	0,64	1,9839
4	2,84	0,27	0,59	0,71	3,82	0,76	2,3289
5	1,71	0,16	0,36	0,43	2,30	0,45	1,4017
6	1,71	0,16	0,36	0,43	2,30	0,45	1,4017
7	1,71	0,16	0,36	0,43	2,30	0,45	1,4017
8	1,71	0,16	0,36	0,43	2,30	0,45	1,4017
9	2,14	0,20	0,45	0,53	2,87	0,57	1,7539
10	2,14	0,20	0,45	0,53	2,87	0,57	1,7539
11	2,14	0,20	0,45	0,53	2,87	0,57	1,7539
12	2,53	0,24	0,53	0,63	3,39	0,67	2,0702
13	2,53	0,24	0,53	0,63	3,39	0,67	2,0702
14	2,53	0,24	0,53	0,63	3,39	0,67	2,0702
15	1,53	0,14	0,32	0,38	2,05	0,41	1,2507
16	1,53	0,14	0,32	0,38	2,05	0,41	1,2507
17	1,53	0,14	0,32	0,38	2,05	0,41	1,2507
18	1,53	0,14	0,32	0,38	2,05	0,41	1,2507
19	1,53	0,14	0,32	0,38	2,05	0,41	1,2507
20	1,53	0,14	0,32	0,38	2,05	0,41	1,2507
21	3,12	0,29	0,65	0,78	4,19	0,83	2,5579
22	1,76	0,16	0,37	0,44	2,36	0,47	1,4431
23	1,36	0,13	0,28	0,34	1,83	0,36	1,1149
24	1,08	0,10	0,22	0,27	1,44	0,29	0,8817
25	2,57	0,24	0,53	0,64	3,45	0,68	2,104
26	2,57	0,24	0,53	0,64	3,45	0,68	2,104
27	2,47	0,23	0,51	0,62	3,31	0,66	2,0231
28	1,90	0,18	0,32	0,39	2,46	0,41	1,2678
29	1,85	0,17	0,39	0,46	2,49	0,49	1,5173
30	1,85	0,17	0,39	0,46	2,49	0,49	1,5173
31	1,42	0,13	0,24	0,29	1,84	0,31	0,9509
32	1,42	0,13	0,24	0,29	1,84	0,31	0,9509
<b>Всього:</b>	<b>63,17</b>	<b>5,90</b>	<b>12,97</b>	<b>15,56</b>	<b>84,62</b>	<b>16,56</b>	<b>51,07</b>

## 1.5. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ЧАСТИНИ 2 ПРОЄКТА

1.5.1. Визначаю температуру суміші зворотної води після системи ГВП та вентиляції, для максимально зимового режиму:

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
						25
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$\tau_2 = \frac{(G_o + G_{ГВП})}{(G_o + G_{ГВП}) + G_g} \tau_{o2ГВП} + \frac{G_g}{(G_o + G_{ГВП}) + G_g} \tau_{o2g} =$$

$$= \frac{63,17+4,12}{63,17+4,12+5,90} \cdot 57,74 + \frac{5,90}{63,17+4,12+5,90} \cdot 37,45 = 38,46^\circ\text{C}$$

1.5.2. Визначаю температуру суміші зворотної води після системи ГВП та вентиляції, для режиму точки зламу температурного графіка:

$$\tau_2 = \frac{63,17+36,73}{63,17+36,73+7,58} \cdot 28,21 + \frac{7,58}{63,17+36,73+7,58} \cdot 43,24 = 29,27^\circ\text{C}$$

1.5.3. Формую результати розрахунку теплової мережі, що необхідні для теплового розрахунку джерела тепlopостачання (водогрійної котельні) у вигляді таблиці 8.

Таблиця 1.8

Загальні вихідні дані для Ч.2 проєкта

№ п/п	Назва параметра	Ум. Познач.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимальн о-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літні й
1	2	3	4	5	6	7
1	Місто розташування котельні			Житомир		
2	Тип системи тепlopостачання			Закрита		
3	Температурна характеристика тепломережі району	t1/t2	°C/°C	140 /70		
4	Температура зовнішнього повітря	tзовн	°C	-22,00	2,6	15
5	Теплове навантаження системи опалення	Qоп	МВт	18,53	7,13	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	QГВП	МВт	10,41	10,41	2,78
7	Теплове навантаження системи вентиляції	Qвент	МВт	2,22	0,86	-
8	Річне теплове навантаження житлового району	QЖР річ	ГДж/рік	265845,69		
9	Тепло-технологічне навантаження промислового підприємства (теплоносій - горяча вода)	Qп.п.	МВт	10	10	10

10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	t техн.в	°C	95		
11	Річне теплове навантаження промислового району	Qп.п. рік	МВт*год/рік	70000		
12	Температура "прямої" мережної води на виході з котельні	T1	°C	140,00	70,00	70,00
13	Температура "зворотної" мережної води на вході в котельню	T2	°C	38,46	29,27	30,00
14	Витрата "прямої" води на виході з котельні	G1	кг/с	73,19	107,47	16,56
			т/год	263,47	386,91	59,62
15	Убуток води в тепломережі	Губ.тм.	т/год	15	15	2
16	Витрата "зворотної" води на вході в котельню	G2	кг/с	248,47	371,91	57,62
			т/год			
17	Втрата тиску в тепломережі	Дртм	МПа	0,3	0,3	0,3
18	Статичний напір тепломережі	Нстат.тм	м.вд.ст	40	40	40

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
						27
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

**РОЗДІЛ II. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ  
КОТЕЛЬНІ  
З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ**

**2.1. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ТЕПЛООВОГО РОЗРАХУНКУ КОТЕЛЬНІ З ВОДОГРІЙНИМИ  
КОТЛАМИ**

Перелік вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами формую на базі двох джерел інформації:

- на базі теплового розрахунку теплової мережі району;
- на базі даних, сформованих самостійно, та згідно з рекомендаціями.

**Примітка:**

Перед початком формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні здійснюю балансову перевірку взаємоузгодженості по тепловій енергії одержаних в розділі I проекту результатів для трьох режимів за наступним балансовим рівняннями:

$$(Q_{оп} + Q_{ГВП}^6 + Q_{вент}) = G_1 \cdot 4,2 \cdot (\tau_1 - \tau_2)$$

<b>МЗ</b>	31,16	=	31,21
<b>ТЗ</b>	18,40	=	18,38
<b>Л</b>	2,78	=	2,78

(Висновок – результати для режиму МЗ, ТЗ, Л - взаємоузгоджені)

2.1.1 Вихідні дані для теплового розрахунку котельні представляю в таблиці 2.1:

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
						28
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## Вихідні дані для теплового розрахунку котельні

№ п.п	Назва параметра	Ум. позн.	Од. вим.	Характерні режими експлуатації			Джерело інформації
				МЗ	ТЗ	Л	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Вид палива для котельні		—	Природний газ			Засади паливопостачання міста
2	Теплота згорання палива	$Q_{н^P}$	кДж/ м <sup>3</sup>	33730			Сертифікат палива
3	Температура в деаераторі	$t_{ДА}$	°С	65	65	65	Е.Р: 70 °С – 60 °С
4	Розрідження в деаераторі	$p_{ДА}$	бар	0,75	0,75	0,75	Е.Р: 0,70 – 0,80 бар
5	Номінальна температура води на вході в котел	$t'_{ВК.НОМ}$	°С	70	70	70	Е.Р. для водогрійних котлів
6	Номінальна температура води на виході з котла	$t''_{ВК.НОМ}$	°С	150	150	150	“—“
7	Температура сирій води	$t'_{с.в}$	°С	5	5	5	Е.Р: – 5 °С для МЗ та ТЗ режимів, 15 °С – для режима Л
8	Температура сирій води перед станцією хіводоочищення	$t''_{с.в}$	°С	15	15	15	Е.Р: 15 °С - 20 °С
9	Температура хімовищеної води на виході зі станції ХВО	$t'_{хов}$	°С	20	20	20	Е.Р: 15 °С – 20 °С
10	Температура хімовищеної води перед деаератором	$t''_{хов}$	°С	55	55	55	Е.Р: 50 °С – 65 °С
11	Температура технологічної води на вході в котельню	$t'_{техн.в}$	°С	5	5	15	Е.Р: 8 °С для МЗ та ТЗ режимів, 15 °С для режима Л

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		29

12	Температура технологічної води на виході з котельні	$t''_{\text{техн.в}}$	°C	95	95	95	Технологічний регламент промислового підприємства
13	Температура грійної води на вході у внутрішньокотельні підігрівники та на вході в деаератор	$t'_{\text{ТОА}}$	°C	150	150	150	Е.Р: $t'_{\text{ТОА}} = t''_{\text{ВК.НОМ}}$
14	Температура грійної води на виході з внутрішньокотельних підігрівників	$t''_{\text{ТОА}}$	°C	65	65	65	Е.Р: $t''_{\text{ТОА}} = 65 \text{ °C}$
15	Коефіцієнт випара з деаератора	$\alpha_{\text{вип.}}$	од	0,01	0,01	0,01	Е.Р: 0,005 – 0,01
16	Коефіцієнт власних потреб станції хімводоочищення	$K_{\text{ХВО}}$	од.	1,1	1,1	1,1	Е.Р: 1,05 – 1,10

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
						30
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## 2.2. ФОРМУВАННЯ ПРИНЦИПОВОЇ СХЕМИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНОЇ

Представлено принципову теплотехнологічну схему котельні у відповідності до встановлених технічних рішень, щодо напрямлення потоків енергосиїв.

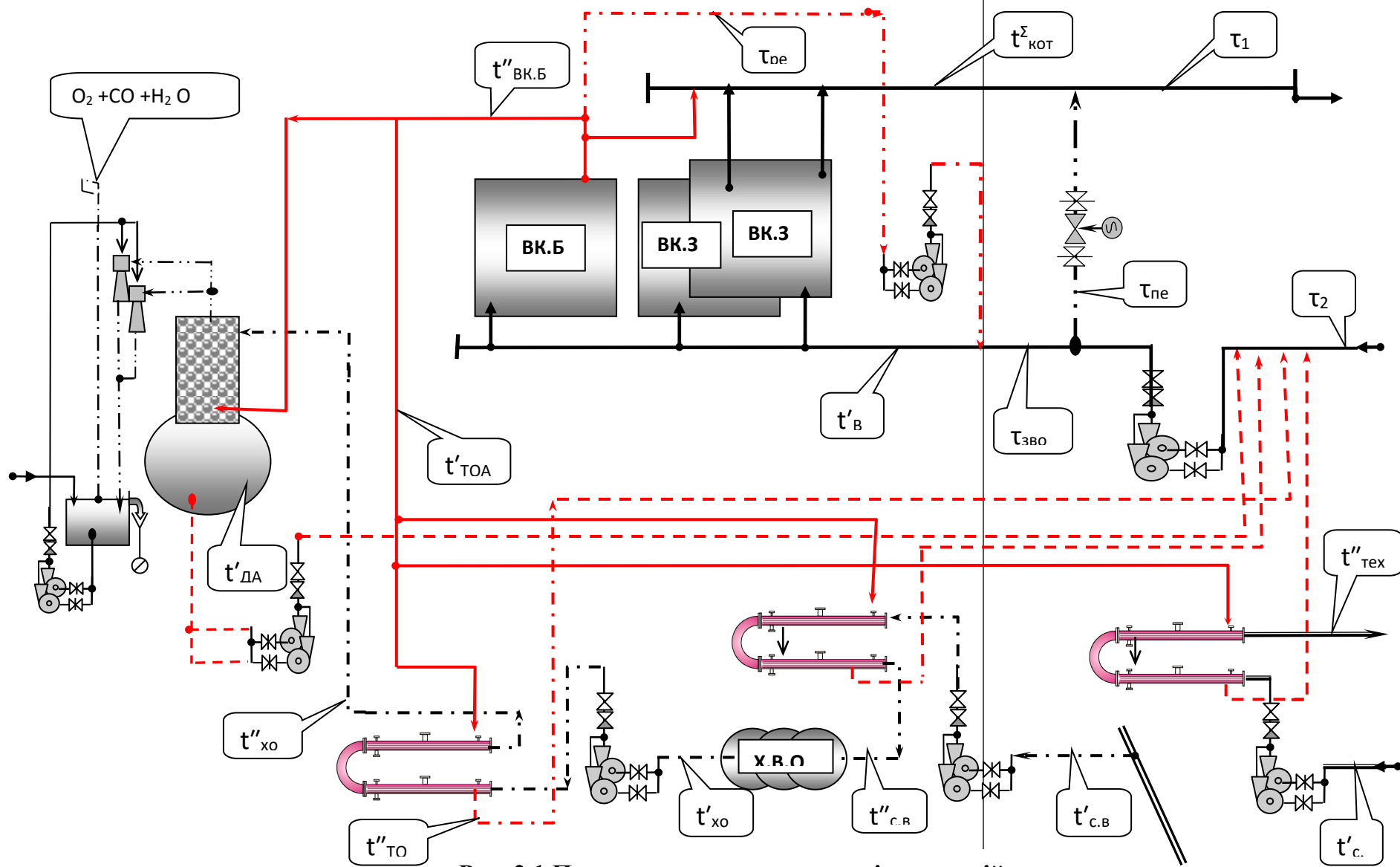


Рис. 2.1 Принципова схема котельні з водогрійними котлами

### 2.3. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

2.3.1. Визначаю сумарне теплове навантаження житлового району для котельні з урахуванням втрат теплоти в тепломережі –  $\sum Q_{\text{ЖР}}$ , МВт, за формулою:

$$\sum Q_{\text{ЖР}} = (1,05-1,15) \cdot (Q_{\text{опал}} + Q_{\text{ГВП}} + Q_{\text{вент}})$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Визначення результату		Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{\text{Жр}}$	=	32,72		
$\sum Q_{\text{Жр}}$	=	19,32	19,32	
$\sum Q_{\text{Жр}}$	=	2,91		2,91

2.3.2. Визначаю режим роботи котельні – з одним “базовим” котлом.

2.3.3. Визначаю експлуатаційну температуру води на вході у встановлені котли –  $t'_{\text{вк}}$ , °С, згідно з рекомендацією.

Результати визначення наводжу у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

Визначення результату		Значення для режимів, °С		
		МЗ	ТЗ	Л
$t'_{\text{вк}}$	=	70,00	70,00	70,00

2.3.4. Визначаю експлуатаційну температуру води на виході з базового котла –  $t''_{\text{вк.б}}$ , °С, за рекомендацією.

Результати визначення наводжу у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

Визначення результату		Значення для режимів, °С		
		МЗ	ТЗ	Л
$t''_{\text{вк.б}}$	=	150,00	150,00	150,00

2.3.5. Визначаю експлуатаційну температуру грієної води на вході в теплообмінники технологічної, сирі, хімочищеної води та на вході в деаератор –  $t'_{\text{ТОА}}$ , °С, згідно з рекомендацією.

Результати визначення наводжу у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

Визначення результату		Значення для режимів, °С		
		МЗ	ТЗ	Л
$t'_{\text{ТОА}}$	=	150,00	150,00	150,00

2.3.6. Визначаю експлуатаційну температуру води на виході з теплообмінників технологічної, сирій та хімоочищеної води –  $t''_{TOA}$ , °C, згідно з рекомендацією. Результати визначення наводжу у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6

Визначення результату			Значення для режимів, °C		
			МЗ	ТЗ	Л
$t''_{TOA}$	=	65,00	65,00	65,00	65,00

2.3.7. Визначаю витрату води з деаератора на компенсацію втрат в тепломережі –  $G_{ДА}^{підж}$ , т/год, за формулою:

$$G_{ДА}^{підж} = G_{убут}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{ДА}^{підж}$	=	15,00	15,00		
$G_{ДА}^{підж}$	=	15,00		15,00	
$G_{ДА}^{підж}$	=	2,00			2,00

2.3.8. Визначаю витрату грієної води з базового водогрійного котла на деаератор –  $G_{ДА}^{гр.в}$ , т/год, та його теплове навантаження –  $Q_{ДА}$ , МВт, за формулою:

$$G_{ДА}^{гр.в} = (1 + \alpha_{вип}) \cdot G_{підж} \cdot (t_{ДА} - t_{хов}) / (t'_{TOA} - t_{ДА})$$

та формулою:

$$Q_{ДА} = (G_{ДА}^{гр.в} / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (t'_{TOA} - t_{ДА}) \cdot 10^{-3}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{ДА}^{гр.в}$	=	3,55	3,55		
$G_{ДА}^{гр.в}$	=	3,55		3,55	
$G_{ДА}^{гр.в}$	=	0,47			0,47
Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$Q_{ДА}$	=	0,35	0,35		
$Q_{ДА}$	=	0,35		0,35	
$Q_{ДА}$	=	0,05			0,05

2.3.9. Визначаю витрату води з деаератора –  $G''_{\text{ДА}}$ , т/год, за формулою:

$$G''_{\text{ДА}} = (1 - \alpha_{\text{вип}}) \cdot G_{\text{підж}} + G_{\text{ДА}}^{\text{гр.в}}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 17

Таблиця 2.9

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G''_{\text{ДА}}$	=	18,40	18,40		
$G''_{\text{ДА}}$	=	18,40		18,40	
$G''_{\text{ДА}}$	=	2,45			2,45

2.3.10. Визначити витрату хімоочищеної води, що надходить в деаератор –  $G_{\text{ХОВ}}$ , т/год, за формулою:

$$G_{\text{ХОВ}} = (1 + \alpha_{\text{вип}}) \cdot G_{\text{підж}}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{ХОВ}}$	=	15,15	15,15		
$G_{\text{ХОВ}}$	=	15,15		15,15	
$G_{\text{ХОВ}}$	=	2,02			2,02

2.3.11 Визначаю витрату сирі води для підживлення –  $G_{\text{с.в.}}$ , т/год, за формулою:

$$G_{\text{с.в.}} = K_{\text{ХВО}} \cdot G_{\text{ХОВ}}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.11.

Таблиця 2.11

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{с.в.}}$	=	16,67	16,67		
$G_{\text{с.в.}}$	=	16,67		16,67	
$G_{\text{с.в.}}$	=	2,22			2,22

2.3.12. Визначаю теплову потужність підігрівника сирі води (ПСВ) –  $Q_{\text{ПСВ}}$ , МВт, та витрату грійної води на ПСВ –  $G_{\text{ПСВ}}$ , т/год, відповідно,  
- за формулою:

$$Q_{\text{ПСВ}} = (G_{\text{с.в.}} / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (t''_{\text{с.в.}} - t'_{\text{с.в.}}) \cdot 10^{-3},$$

- за формулою:

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк. 34
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$G_{\text{ПКСВ}}^{\text{гр.в}} = Q_{\text{ПКСВ}} \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (t'_{\text{ТОА}} - t''_{\text{ТОА}})]$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12

Визначення результата					Значення для режимів, МВт		
					МЗ	ТЗ	Л
QПКСВ	=	0,19			0,19		
QПКСВ	=	0,19				0,19	
QПКСВ	=	0,03					0,03
Визначення результата					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
ГПКСВ гр.в.	=	1,96			1,96		
ГПКСВ гр.в.	=	1,96				1,96	
ГПКСВ гр.в.	=	0,26					0,26

2.3.13. Визначаю теплову потужність підігрівника хімоочищеної води (ПХВ) –  $Q_{\text{ПХВ}}$ , МВт, та витрату грійної води на ПХВ –  $D^{\text{гр.в}}_{\text{ПХВ}}$ , т/ГОД, відповідно,

- за формулою:

$$Q_{\text{ПХВ}} = (G_{\text{хов}} / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (t''_{\text{хов}} - t'_{\text{хов}}) \cdot 10^{-3}$$

- за формулою:

$$G_{\text{ПХВ}}^{\text{гр.в}} = Q_{\text{ПХВ}} \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (t'_{\text{ТОА}} - t''_{\text{ТОА}})]$$

Результати визначення навожу у таблиці 2.13.

Таблиця 2.13

Визначення результата					Значення для режимів, МВт		
					МЗ	ТЗ	Л
QПХВ	=	0,62			0,62		
QПХВ	=	0,62				0,62	
QПХВ	=	0,08					0,08
Визначення результата					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
ГПХВ гр.в.	=	6,24			6,24		
ГПХВ гр.в.	=	6,24				6,24	
ГПХВ гр.в.	=	0,83					0,83

2.3.14. Визначаю витрату технологічної води на ПТВ –  $G_{\text{техн.в}}$ , т/ГОД, теплову потужність ПТВ –  $Q_{\text{ПТВ}}$ , МВт та витрату грійної води –  $G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в}}$ , т/ГОД, відповідно,

- за формулою:

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		35

$$G_{\text{техн.в}} = Q_{\text{ПП}} \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot t''_{\text{техн.в}})$$

- за формулою:

$$Q_{\text{ПТВ}} = G_{\text{техн.в}} \cdot 4,2 \cdot (t''_{\text{техн.в}} - t'_{\text{техн.в}}) \cdot 10^{-3}$$

- за формулою:

$$G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в}} = Q_{\text{ПТВ}} \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (t'_{\text{ТОА}} - t''_{\text{ТОА}})]$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.14.

Таблиця 2.14

Визначення результата					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
G техн.в.	=	95,24			95,24		
G техн.в.	=	95,24				95,24	
G техн.в.	=	107,14					107,14
Визначення результата					Значення для режимів, МВт		
					МЗ	ТЗ	Л
QПТВ	=	10,00			10,00		
QПТВ	=	10,00				10,00	
QПТВ	=	10,00					10,00
Визначення результата					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
ГПТВ гр.в.	=	100,84			100,84		
ГПТВ гр.в.	=	100,84				100,84	
ГПТВ гр.в.	=	100,84					100,84

2.3.15 Визначаю сумарну витрату грійної з базового котла води на внутрішнє споживання котельні –  $\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в}}$ , т/год, для трьох режимів за формулою:

$$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в}} = G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в}} + G_{\text{ПХВ}}^{\text{гр.в}} + G_{\text{ПСВ}}^{\text{гр.в}} + G_{\text{ДА}}^{\text{гр.в}}$$

Результати визначення наводжу в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15

Визначення результата					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	112,59			112,59		
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	112,59				112,59	
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	102,41					102,41

2.3.16 Визначаю температуру зворотної води на вході мережних насосів (після змішування всіх потоків води) –  $t_{\text{звор}}$ , °C, за формулою:

$$t_{\text{звор}} = (G_2 \cdot t_2 + G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.В}} \cdot t''_{\text{ТОА}} + G_{\text{ПХВ}}^{\text{гр.В}} \cdot t''_{\text{ТОА}} + G_{\text{ПСВ}}^{\text{гр.В}} \cdot t''_{\text{ТОА}} + G_{\text{ДА}}'' \cdot t_{\text{ДА}}'') / (G_2 + G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.В}} + G_{\text{ПХВ}}^{\text{гр.В}} + G_{\text{ПСВ}}^{\text{гр.В}} + G_{\text{ДА}}'')$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.16.

Визначення результата			Таблиця 2.16		
			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
Тзвор	=	47,46	47,46		
Тзвор	=	38,39		38,39	
Тзвор	=	52,55			52,55

2.3.17. Визначаю загальну теплову потужність котельні (т. зв. потужність з виробленої теплоти) –  $\sum Q_{\text{КОТ}}$ , т/год, з урахуванням теплоти, що внесена водою підживлення, за формулою:

$$\sum Q_{\text{КОТ}} = \sum Q_{\text{ЖР}} + Q_{\text{ПТВ}} + Q_{\text{ПХВ}} + Q_{\text{ПСВ}} + Q_{\text{ДА}} - (G_{\text{підж}}/3,6) \times 4,2 \cdot t_{\text{с.В}} \cdot 10^{-3}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.17.

Визначення результата			Таблиця 2.17		
			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	43,79	43,79		
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	30,40		30,40	
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	13,03			13,03

2.3.18. Встановлюю типорозмір встановлюваних в котельні водогрійних котлів, їх номінальну теплову потужність –  $Q_{\text{ВК.НОМ}}$ , МВт, номінальний пропуск води через котли –  $G_{\text{ВК.НОМ}}$ , т/год, ККД котлів –  $\eta_{\text{ВК.НОМ}}$ , од, температурні параметри –  $t_{\text{ВК.НОМ}}$ , °C, та  $t''_{\text{ВК.НОМ}}$ , °C.

Приймаю до встановлення 4 котли **КВ-ГМ-10** (11,6 МВт) – варіант, що задовольняє умовам експлуатації котлів в усіх режимах експлуатації в т.ч. в режимі Л на мінімально допустимому тепловому навантаженні.

Результати визначення наводжу у таблиці 2.18.

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
						37
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 2.18

Позн.	Одиниця виміру	Визначення результату
ТИП		<b>КВ-ГМ-10</b>
Q вк. ном.	МВт	11,6
G вк. Ном	т/год	123,5
η вк. Ном	%	92,5
t' вк. Ном	°С	150
t'' вк. Ном	°С	70

2.3.19. Визначаю число встановлених в котельні водогрійних котлів –  $N_{\text{ВК.ВСТ}}$ , шт., за формулою:

$$N_{\text{ВК.ВСТ}} = \sum Q_{\text{КОТ}} / Q_{\text{ВК.НОМ}}^*)$$

\*) Примітка: До встановлення приймаю число котлів, що відповідає результату обчислення за формулою, округленого до більшого цілого числа.

Результати визначення наводжу у таблиці 2.19.

Таблиця 2.19

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=	3,78	4,00		
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=	2,62		3,00	
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=	1,12			2,00

2.3.20. Визначаю кількість котлів, що будуть в експлуатації протягом року в базовому режимі, згідно рекомендації .

$$N_{\text{ВК.Б}} = 1$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.20.

Таблиця 2.20

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
$N_{\text{ВК.Б}}$	=	1,00	1,00		
$N_{\text{ВК.Б}}$	=	1,00		1,00	
$N_{\text{ВК.Б}}$	=	1,00			1,00

2.3.21. Визначаю число котлів, що працюють у змінному режимі –  $N_{\text{ВК.З}}$ , шт, за формулою:

$$N_{\text{ВК.З}} = N_{\text{ВК.ВСТ}} - 1$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.21

Таблиця 2.21

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
$N_{\text{ВК.З}}$	=	3,00	3,00		
$N_{\text{ВК.З}}$	=	2,00		2,00	
$N_{\text{ВК.З}}$	=	0,00			1,00

2.3.22. Визначаю число котлів, що знаходяться в експлуатації в кожному з трьох розрахункових режимів –  $N_{ВК.Р}$ , шт, за формулою:

$$N_{ВК.Р} = N_{ВК.Б} + N_{ВК.З}$$

Результати визначення навести у таблиці 2.22.

Таблиця 2.22

Визначення результату			Значення для режимів, шт.		
			МЗ	ТЗ	Л
$N_{вк.р}$	=	4,00	4,00		
$N_{вк.р}$	=	3,00		3,00	
$N_{вк.р}$	=	1,00			2,00

2.3.23. Визначаю експлуатаційні параметри роботи “базового” водогрійного котла для всіх режимів, враховуючи рекомендації:

- у разі експлуатації в котельні двох або більше котлоагрегатів:

$$Q_{ВК.Б} = Q_{ВК.НОМ}, \text{МВт}$$

$$t''_{ВК.Б} = t''_{ВК.НОМ}, \text{°C}$$

$$t'_{ВК.Б} = t'_{ВК}, \text{°C}$$

$$G_{ВК.Б} = G_{ВК.НОМ}, \text{т/ч}$$

- у разі експлуатації в котельні одного котлоагрегата:

$$Q_{ВК.Б} = \sum Q_{КОТ}, \text{МВт}$$

$$t'_{ВК.Б} = t'_{ВК}, \text{°C}$$

$$t''_{ВК.Б} = t''_{ВК.НОМ}, \text{°C}$$

$$G_{ВК.Б} = \sum Q_{КОТ} \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (t''_{ВК.Б} - t'_{ВК.Б})], \text{т/ч}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.23

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		39

Таблиця 2.23

Визначення результата				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q <sub>вк.б</sub>	=	11,60	4 котла	11,60		
t' <sub>вк.б</sub>	=	70,00		70,00		
t'' <sub>вк.б</sub>	=	150,00		150,00		
G <sub>вк.б</sub>	=	123,50		123,50		
Визначення результата				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q <sub>вк.б</sub>	=	11,60	3 котла		11,60	
t' <sub>вк.б</sub>	=	70,00			70,00	
t'' <sub>вк.б</sub>	=	150,00			150,00	
G <sub>вк.б</sub>	=	123,50			123,50	
Визначення результата				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q <sub>вк.б</sub>	=	11,60	2 котла			11,60
t' <sub>вк.б</sub>	=	70,00				70,00
t'' <sub>вк.б</sub>	=	150,00				150,00
G <sub>вк.б</sub>	=	123,50				123,50

2.3.24. Визначаю теплове навантаження водогрійних котлів, що несуть змінну складову теплового навантаження котельні –  $\sum Q_{\text{вк.з}}$ , МВт, за формулою:

$$\sum Q_{\text{вк.з}} = \sum Q_{\text{кот}} - Q_{\text{вк.}}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.24.

Таблиця 2.24

Визначення результата				Значення для режимів, МВт		
				МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{\text{вк.з}}$	=	32,19		32,19		
$\sum Q_{\text{вк.з}}$	=	18,80			18,80	
$\sum Q_{\text{вк.з}}$	=	1,43				1,43

2.3.25. Визначаю теплове навантаження кожного котла, що несе змінну складову теплового навантаження –  $Q_{ВК.З}$ , МВт, за формулою:

$$Q_{ВК.З} = \sum Q_{ВК.З} / N_{ВК.З}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.25.

Таблиця 2.25

Визначення результата			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$Q_{ВК.З}$	=	10,73	10,73		
$Q_{ВК.З}$	=	9,40		9,40	
$Q_{ВК.З}$	=	1,43			1,43

2.3.26. Визначаю пропуск води через кожний котел, що експлуатується зі “змінним” тепловим навантаженням та температурним режимом:

- для МЗ режима (зменшений проти номінального, враховуючи номінальний температурний режим і зменшене теплове навантаження, за формулою:

$$G_{ВК.З} = Q_{ВК.З} \cdot 10^3 \cdot 3,6 / [4,2 \cdot (t''_{ВК.НОМ} - t'_{ВК})]$$

- для ТЗ режима (враховуючи доцільність номінального пропуску води через котли) за рекомендацією.

$$G_{ВК.З} = G_{ВК.НОМ}$$

- для Л режима (за відсутності такого котла):

$$G_{ВК.З} = 0,0$$

Результати визначення навести у таблиці 2.26.

Таблиця 2.26

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{ВК.З}$	=	114,98	114,98		
$G_{ВК.З}$	=	123,50		123,50	
$G_{ВК.З}$	=	15,37			15,37

2.3.27. Визначаю сумарну подачу води на котли, що знаходяться в експлуатації –  $\sum G_{ВК}$ , т/год, за формулою:

$$\sum G_{ВК} = G_{ВК.Б} + N_{ВК.З} \cdot G_{ВК.З}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.27.

--	--

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		41

Таблиця 2.27

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$\Sigma G_{BK}$	=	468,44	468,44		
$\Sigma G_{BK}$	=	370,50		370,50	
$\Sigma G_{BK}$	=	138,87			138,87

2.3.28. Визначаю температуру води на виході з котлів, що несуть змінну складову теплового навантаження котельні –  $t''_{BK.3}$ , °C, за формулою:

$$t''_{BK.3} = t'_{BK} + Q_{BK.3} \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (4,2 \cdot G_{BK.3})$$

Результати визначення навести у таблиці 2.28.

Таблиця 2.28

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$t''_{BK.3}$	=	150,00	150,00		
$t''_{BK.3}$	=	135,22		135,22	
$t''_{BK.3}$	=	150,00			150,00

2.3.29. Визначаю витрату води в рециркуляційному трубопроводі –  $G_{PEЦ}$ , т/год, для трьох режимів за формулою:

$$G_{PEЦ} = \Sigma G_{BK} \cdot (t'_{BK} - \tau_{звор}) / (t''_{BK.Б} - \tau_{звор})$$

Результати визначення наводжу в таблиці 2.29

Таблиця 2.29

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{PEЦ}$	=	102,98	102,98		
$G_{PEЦ}$	=	104,93		104,93	
$G_{PEЦ}$	=	24,87			24,87

2.3.30. Визначаю середньовагову температуру води на виході з усіх водогрійних котлів після змішування її з “базового” та “змінних” котлів –  $t_{BK}^{\Sigma}$ , °C, для трьох режимів за формулою:

$$t_{BK}^{\Sigma} = ((G_{BK.Б} - \Sigma G_{BH} - G_{PEЦ}) t''_{BK.Б} + N_{BK.3} \cdot G_{BK.3} \cdot t''_{BK.3}) / (\Sigma G_{BK} - \Sigma G_{BH} - G_{PEЦ} + N_{BK.3} \cdot G_{BK.3})$$

Результати визначення наводжу в таблиці 2.30

--	--	--	--	--

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк. 42
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 2.30

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$t_{BK\Sigma}$	=	150,00	150,00		
$t_{BK\Sigma}$	=	126,14		126,14	
$t_{BK\Sigma}$	=	150,00			150,00

2.3.31. Визначаю витрату зворотної води через регулюючий клапан в трубопроводі перепуску зворотної води в пряму магістраль (т. зв. перепуск) –  $G_{пер}$ , т/год, для трьох режимів за формулою:

$$G_{пер} = G_1(t_{BK\Sigma} - \tau_1)/(t_{BK\Sigma} - \tau_{звор})$$

Результати визначення наводжу в таблиці 2.31.

Таблиця 2.31

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{пер}$	=	25,69	25,69		
$G_{пер}$	=	247,54		247,54	
$G_{пер}$	=	48,95			48,95

2.3.32. Визначаю похибку балансових розрахунків водогрійної котельні за формулою:

$$\Delta G\% = (\sum G_{BK} - G_2 - G_{вн} + G_{пер} - G_{рец}) \cdot 100 / \sum G_{BK}$$

Результати визначення наводжу в таблиці 2.32.

Таблиця 2.32

Визначення результата			Значення для режимів, %		
			МЗ	ТЗ	Л
$\Delta G\%$	=	3,22	3,22		
$\Delta G\%$	=	3,67		3,67	
$\Delta G\%$	=	0,67			0,67

Висновок: Результати розрахунку теплової схеми котельні з водогрійними котлами виконані з прийнятною точністю.

#### 2.4. ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНОЇ

2.4.1. Визначаю годинну витрату природного газу в котельні –  $V_{КОТ}$ , тис. м<sup>3</sup>/год, для трьох режимів роботи за формулою:

$$V_{КОТ} = (1,01-1,02) \cdot \sum Q_{КОТ} \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (\eta_{КОТ} \cdot Q_{н}^{роб})$$

Результати визначення наводжу у табл. 2.33.

										Арк.
										43
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата						

Таблиця 2.32

Визначення результату			Значення для режимів, тис м3/год		
			МЗ	ТЗ	Л
ВКОТ	=	5,10	5,10		
ВКОТ	=	3,54		3,54	
ВКОТ	=	1,52			1,52

2.4.2. Визначити сумарну “встановлену” електричну потужність, що споживає електричне обладнання власних потреб котельні –  $\Sigma W_{КОТ}^{вл.п}$ , кВт, за формулою:

$$\Sigma W_{КОТ}^{вл.п} = W_{нас.реци} + W_{нас.т/м} + W_{нас.підж} + W_{техн.води} + W_{нас.св} + W_{нас.хв} + \Sigma W_{ВД} + \Sigma W_{Д} + W_{освітл} = 11+90+2,2+22+2,2+2,2+2*55+2*30=300 \text{ кВт}$$

де:

$W_{нас.реци}$  – встановлена потужність робочих насосів рециркуляції, кВт.

$W_{нас.т/м}$  – встановлена потужність робочих мережних насосів, кВт.

$W_{нас.підж}$  – встановлена потужність робочих насосів підживлення тепломережі, кВт.

$W_{нас.св}$  – встановлена потужність робочих насосів сирої води, кВт.

$W_{нас.хв}$  – встановлена потужність робочих насосів хімічищеної води, кВт.

$\Sigma W_{ВД}$  – встановлена потужність робочих дутьових вентиляторів водогрійних котлів, кВт.

$\Sigma W_{Д}$  – встановлена потужність робочих димососів водогрійних котлів, кВт.

$W_{освітл}$  – встановлена електрична потужність приладів освітлення, кВт.

2.4.3. Визначити годинну, добову та річну потребу електричної енергії для власних потреб котельні, відповідно,  $W_{вл.п}^{год}$ , кВт·год/год,  $W_{вл.п}^{доб}$ , кВт·год/добу,  $W_{вл.п}^{рік}$ , кВт·год/рік, за формулами:

$$W_{вл.п}^{год} = \Sigma W_{КОТ}^{вл.п} \cdot 1 \cdot K_{\tau}^{год} = 300 \cdot 1 \cdot 0,8 = 240 \text{ кВт·год/год}$$

$$W_{вл.п}^{доб} = \Sigma W_{КОТ}^{вл.п} \cdot 24 \cdot K_{\tau}^{доб} = 300 \cdot 24 \cdot 0,75 = 5400 \text{ кВт·год/добу}$$

$$W_{вл.п}^{рік} = \Sigma W_{КОТ}^{вл.п} \cdot 8760 \cdot K_{\tau}^{рік} = 300 \cdot 8760 \cdot 0,65 = 1708200 \text{ кВт·год/рік}$$

де:

$K_{\tau}^{год}$  – середньогодинний експлуатаційний коефіцієнт завантаження споживачів електроенергії котельні, од. Визначаються орієнтовно в межах 0,8–0,9;

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
						44
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$K_{\tau}^{доб}$  – середньодобовий експлуатаційний коефіцієнт завантаження споживачів електроенергії котельні, од. Визначаються орієнтовно в межах 0,7–0,8;

$K_{\tau}^{рік}$  – середньорічний експлуатаційний коефіцієнт завантаження споживачів електроенергії котельні, од. Визначаються орієнтовно в межах 0,6–0,7;

4.4. Визначаю для МЗ режиму середньогодинні питомі витрати природного газу –  $(b_{\tau}^{відп})_{газ}$ , м<sup>3</sup>/МВт, та умовного в палива –  $(b_{\tau}^{відп})_{у.п}$ , кг у.п./МВт в котельній з відпущеної теплової енергії за формулами:

$$(b_{\tau}^{відп})_{газ} = V_{КОТ} \cdot 10^3 / (\Sigma Q_{ЖР} + Q_{П.П})$$

$$(b_{\tau}^{відп})_{у.п} = V_{КОТ} \cdot K_{газ}^{у.п} \cdot 10^3 / (\Sigma Q_{ЖР} + Q_{П.П})$$

Результати визначення навести у таблиці 2.33.

Таблиця 2.33

Визначення результату				Значення для режимів, кг у.п./МВт		
				МЗ	ТЗ	Л
$(b_{\tau}^{відп})_{газ}$	=	33,19	м <sup>3</sup> /ГДж	33,19	33,56	32,67
$(b_{\tau}^{відп})_{у.п.}$	=	38,17	кг у.п./ГДж	38,17	38,60	37,57

2.4.5 Визначаю проектну середньодобову питому витрату електричної енергії в котельній на відпущену теплову енергію –  $e_{e/e}^{відп}$ , кВт/МВт за формулою:

$$e_{e/e}^{відп} = \Sigma W^{доб} / (\Sigma Q_{Т/Ф} \cdot 24) = 5400 / (32,72 \cdot 24) = 6,87$$

2.4.6 Визначити собівартість теплоти, відпущеної від котельні –  $C_Q$ , грн/ГДж за формулою:

$$C_Q = [(b_{\tau}^{відп})_{у.п} / K_{у.п}] \cdot C_{палив} \cdot 10^{-3} + e_{e/e}^{відп} \cdot C_{E/E} + C_Q^{експл}$$

$$C_Q = (38,17 / 1,15) \cdot 8200 \cdot 10^{-3} + 6,87 \cdot 4,32 + 30,0 = 331,84 \text{ грн/ ГДж}$$

2.4.7 Формую висновок щодо енергоефективності проектної котельні.

“Проект водогрійної котельні за своїми показниками енергетичної та економічної ефективності, відповідає середньогалузевому рівню українських котельень комунальної енергетики і може бути прийнятний до реалізації”.

Основні результати розрахунку зводжу в таблицю 2.34.

**Результати розрахунку теплової схеми котельні  
з водоگрійними котлами**

№ п.п	Умовне позначення	Назва параметра	Один. виміру	Числове значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7
1	$t_{\text{зовн}}$	Температура зовнішнього повітря	°С	-22	0	+15
2	$\Sigma Q_{\text{Ж.Р}}$	Сумарне теплове навантаження житлового району	МВт	32,72	19,32	2,91
3	$Q_{\text{П.П}}$	Теплове навантаження промислового підприємства	МВт	10	10	10
4	$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	Сумарне теплове навантаження котельні	МВт	43,79	30,40	13,03
5	$t_1$	Температура мережної води в "прямій" магістралі на виході з котельні	°С	150°	70°	70°
6	$t_2$	Температура води в "зворотній" магістралі на вході в котельню	°С	38,46	29,27	30,00
7	$t_{\text{звор}}$	Температура води в "зворотній" магістралі на вході в мережні насоси	°С	47,46	38,39	52,55
8	$G_1$	Витрата води в "прямій" магістралі на виході з котельні	т/год	73,19	107,47	16,56
9	$G_{\text{убут}}$	Убуток води в тепломережі	т/год	15,0	15,0	5,0
10	$G_2$	Витрата води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	т/год	248,47	371,91	57,62
11	$G_{\text{рец}}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	102,98	104,93	24,87
12	$G_{\text{пер}}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	25,69	247,54	48,95
13	$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	Число встановлених водоگрійних котлів	од	4	3	2
14	$N_{\text{ВК.Р}}$	Число котлів, що знаходяться в експлуатації	од	4	3	2
15	$N_{\text{ВК.Б}}$	Число котлів, що експлуатуються в базовому (номінальному) режимі	од	1	1	1

16	$N_{BK.3}$	Число котлів, що експлуатуються в режимі змінного навантаження	од	3	2	1
1	2	3	4	5	6	7
17	$V_{KOT}$	Годинна витрата природного газу в котельні	тис.м <sup>3</sup> / год	5,10	5,34	1,52
18	$(b_T^{відп})_{газ}$	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію	м <sup>3</sup> /ГДж	33,19		
19	$(b_T^{відп})_{у.п}$	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію	кг у.п /ГДж	38,17		
20	$\Sigma W_{BK}$	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	кВт	300		
21	$e_{e/e}^{доб}$	Середньодобова питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/МВт	6,87		
22	$C_{Палив}$	Вартість природного газу	грн./ тис. м <sup>3</sup>	11800	11800	11800
23	$C_{E/E}$	Вартість електроенергії	грн./ кВт.год	0,9	0,9	0,9
24	$C_Q$	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	Грн./ГДж	331,84		

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		47

## 2.5. ВИБІР ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЬНИ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

### 2.5.1. Вибір водогрійних котлів

У відповідності до рекомендацій та розрахунків до встановлення приймаємо 4 котли. Визначену інформацію по водогрійним котлам наводжу в таблиці 2.35.

Таблиця 2.35

№ п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення
1	Тип ВК	Типорозмір водогрійного котла		За інформаційними листами заводів виробників	КВ-ГМ-10
2	$Q_{ВК.НОМ}$	Номінальна теплова потужність котла	МВт(т)	З паспорта котла	11,6
3	$G_{ВК.НОМ}$	Номінальна витрата води на котел	т/ГОД	«--»	123,5
4	$V_{ВК.НОМ}$	Номінальна витрата природного газу на котел	тис. м <sup>3</sup> /ГОД	«--»	1,29
5	$\Delta p'_{ВК.НОМ}$	Номінальний гідравлічний опір котла	атм	«--»	2,5
6	$\Delta p''_{ВК.НОМ}$	Номінальний аеродинамічний опір котла	мм.вд.ст	«--»	57
7	$t'_{ВК.НОМ}$	Номінальна температура води на вході в котел	°С	«--»	70
8	$t''_{ВК.НОМ}$	Номінальна температура води на виході з котла	°С	«--»	150
9	$\eta_{ВК.НОМ}$	Номінальний ККД котла	од.	«--»	0,925

### 2.5.2. Вибір рециркуляційних насосів

5.2.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів рециркуляції, його номінальної подачі –  $Q_{нас.реци}^{ном}$ , м<sup>3</sup>/ГОД, та напору –  $H_{нас.реци}^{ном}$ , м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) пропуску води через трубопровід рециркуляції –  $G_{РЕЦИ}=121$  т/ГОД, та опору трубопровідної системи рециркуляції –  $\Delta H_{РЕЦИ}$ .

5.2.2. Визначаю число робочих рециркуляційних насосів –  $N_{нас.реци}^{роб}$ , шт, за формулою:

$$N_{нас.реци}^{роб} = G_{РЕЦИ}^{ТЗ} / Q_{нас.реци}^{ном} = 67/100 = 0,67$$

\*) Примітка.

*Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення.*

5.2.3. Визначаю число встановлених насосів рециркуляції з урахуванням одного резервного –  $N_{нас.реци}^{вст}$ , шт, за формулою:

$$N_{нас.реци}^{вст} = N_{нас.реци}^{роб} + 1 = 1 + 1 = 2$$

5.2.4. Блок параметрів по насосам рециркуляцій наводжу в табл. 2.36.

										Арк.
										48
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата						

## Характеристика насосів рециркуляції

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса рециркуляції	---	3 інформаційного листа заводу-виробника	NBE 125-200/176-154		NBE 32-125.1/140
2	$Q_{н. рец}^{ном}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	146		25
3	$H_{н. рец}^{ном}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	30		5,3
4	$N_{н. рец}^{ном}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	20		1,5
5	$\eta_{н. рец}^{ном}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,91		0,91

## 2.5.3. Вибір циркуляційних насосів теплової мережі (мережних насосів).

Передбачаємо до встановлення як мережних насосів відцентрові насоси типу Д.

2.5.3.1. Здійснюю вибір типорозміру мережних насосів, його номінальної подачі –  $Q_{нас.мер}^{ном}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{нас.мер}^{ном}$ , м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) витрати води через трубопровідну систему “Котельня – Тепломережа” –  $G_1=107,47$ т/год, та опору трубопровідної системи –  $\Delta H_{мер}$  та статичного напору тепломережі.

Число робочих мережних насосів –  $N_{нас.мер}^{роб}$ , шт, становить — 1.

2.5.3.2. Визначаю число встановлених насосів рециркуляції з урахуванням одного резервного –  $N_{нас.мер}^{вст}$ , шт, за формулою:

$$N_{нас.мер}^{вст} = N_{нас.мер}^{роб} + 1 = 1 + 1 = 2$$

2.5.3.3. Блок параметрів по мережним насосам наводжу в табл. 2.37.

									Арк.
									49
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ				

## Характеристика мережних насосів.

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір мережного насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NB 50-160/165 A-F-A-BAQE		NKG 200-150-400/435 A2-F-A-E-NAQK
2	$Q_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /Год	З паспорта насоса	94,69	57,3	
3	$H_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	38,64	60,3	
4	$N_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	15	16	
5	$\eta_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,9	0,7	

## 2.5.4. Вибір внутрішньо-котельних насосів

## 2.5.4.1. Вибір насосів сирі води

2.5.4.1.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів сирі води, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$ , м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для підживлення –  $G_{\text{с.в}}=18,18$  т/год, та опору трубопровідної системи –  $\Delta H$ .

2.5.4.1.2. Визначаю число робочих насосів сирі води –  $N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}}$ , шт., за формулою:

$$N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}} = G_{\text{с.в.}} / Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}} = 16,67 / 19 = 0,99$$

\*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення Число робочих насосів –  $N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}}$ , шт, становить — 1.

2.5.4.1.3. Визначаю число встановлених насосів з урахуванням одного резервного –  $N_{\text{нас.с.в}}^{\text{вст}}$ , шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.с.в}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}} + 1 = 1 + 1 = 2$$

2.5.4.1.4. Блок параметрів по насосам сирі води наводжу в табл. 2.38.

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		50

**Характеристика насосів сирі води**

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NB 32-160.1/177 AF2KBQQE		
2	$Q_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /Год	З паспорта насоса	26,4		
3	$H_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	42,6		
4	$N_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	4		
5	$\eta_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,55		

**5.4.2. Вибір підживлювальних насосів**

2.5.4.2.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$ , м<sup>3</sup>/Год, та напору –  $H_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$ , м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для підживлення –  $G_{\text{під}}=15$  т/год, опору трубопроводної системи –  $\Delta H$  (не вище 40 м.вд.ст.) та статичного напору.

2.5.4.2.2. Визначаю число робочих насосів –  $N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}}$ , шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}} = G_{\text{під}} / Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}} = 15/17=0,97$$

\*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення Число робочих насосів –  $N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}}$ , шт, становить — 1.

2.5.4.2.3. Визначаю число встановлених насосів рециркуляції з урахуванням одного резервного –  $N_{\text{нас.під}}^{\text{вст}}$ , шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.під}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}} + 1 = 1 + 1 = 2$$

2.5.4.2.4. Блок параметрів по насосам наводжу в табл. 2.39.

									Арк.
									51
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ				

## Характеристика підживлювальних насосів

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа завод-виробника	NK 32-160.1/167 A1-F-A-E-BAQE		
2	$Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /Год	З паспорта насоса	7,5		
3	$H_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м	“ – “	4,3		
4	$N_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	0,25		
5	$\eta_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,64		

## 2.5.4.3. Вибір насосів технологічної води

2.5.4.3.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$ , м<sup>3</sup>/Год, та напору –  $H_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$ , м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для потреб промислового підприємства –  $G_{\text{тех}}=129$  т/год та опору трубопровідної системи –  $\Delta H$ .

2.5.4.3.2. Визначаю число робочих насосів технологічної води –  $N_{\text{нас.тех}}^{\text{роб}}$ , шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.тех.}}^{\text{роб}} = G_{\text{тех}} / Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}} = 110/115 = 0,99 \quad *)$$

\*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення Число робочих насосів –  $N_{\text{нас.тех.}}^{\text{роб}}$ , шт, становить — 1.

2.5.4.3.3. Визначаю число встановлених насосів з урахуванням одного резервного –  $N_{\text{нас.с.в}}^{\text{вст}}$ , шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.тех}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}} + 1 = 1 + 1 = 2$$

2.5.4.3.4. Блок параметрів по насосам технологічної води наводжу в табл. 2.40.

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		52

## Характеристика насосів технологічної води

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NB 50-160/165 D-F-A-BAQE		
2	$Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /Год	З паспорта насоса	115		
3	$H_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ _ “	40		
4	$N_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ _ “	22		
5	$\eta_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ _ “	0,8		

## 5.4.4. Вибір насосів хімоочищеної води

5.4.4.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$ , м вд.ст, на базі визначених значень витрати хімоочищеної води для підживлення –  $G_{\text{хов}}=15,15$  т/год, та опору трубопровідної системи –  $\Delta H$ .

5.4.4.2. Визначаю число робочих насосів сирі води –  $N_{\text{нас.хов}}^{\text{роб}}$ , шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}} = G_{\text{хов}} / Q_{\text{нас.реци}}^{\text{ном}} = 15,15/17=0,95$$

\*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення Число робочих мережних насосів –  $N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}}$ , шт, становить — 1.

2.5.4.4.3. Визначаю число встановлених насосів з урахуванням одного резервного –  $N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{вст}}$ , шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}} + 1 = 1 + 1 = 2$$

2.5.4.4.4. Блок параметрів по насосам сирі води наводжу в табл. 2.41.

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		53



### 2.5.6. Вибір підігрівників

Вибір типорозміру підігрівників сирової води (ПСВ), хімоочищеної води (ПХВ), технологічної води (ПТВ) здійснюється за визначеною в проєкті їх тепловою потужністю та переліком стандартних типорозмірів вказаних підігрівників за методикою, сформованою в курсі “Теплотехнологічні процеси та установки”.

#### 2.5.6.1. Підігрівник сирової води

2.5.6.1.1. Теплове навантаження підігрівника сирової води  $Q_{\text{ПСВ}} = 0,19$  МВт;

2.5.6.1.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

$$\Delta t = (\Delta t_{\text{г}} - \Delta t_{\text{м}}) / \ln(\Delta t_{\text{г}} / \Delta t_{\text{м}}) = (150 - 70) / \ln(150 / 70) = 105 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

2.5.6.1.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{ПСВ}} / \Delta t \cdot K = 190000 / 105 \cdot 2500 = 0,73 \text{ м}^2$$

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник ПВ 35х4. Максимально можлива площа поверхні нагріву —  $F = 0,9 \text{ м}^2$ , площа поверхні нагріву однієї пластини —  $0,04 \text{ м}^2$ , кількість пластин — 10 шт.

#### 2.5.6.2. Підігрівник хімоочищеної води

2.5.6.2.1. Теплове навантаження підігрівника хімоочищеної води  $Q_{\text{ПХВ}} = 0,62$  МВт;

2.5.6.2.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

$$\Delta t = (\Delta t_{\text{г}} - \Delta t_{\text{м}}) / \ln(\Delta t_{\text{г}} / \Delta t_{\text{м}}) = (95 - 55) / \ln(95 / 55) = 73 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

2.5.6.2.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{ХОВ}} / \Delta t \cdot K = 620000 / 73 \cdot 2500 = 2,6 \text{ м}^2$$

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник ПВ 114х4. Максимально можлива площа поверхні нагріву —  $F = 8,9 \text{ м}^2$ , площа поверхні нагріву однієї пластини —  $0,16 \text{ м}^2$ , кількість пластин — 10 шт.

#### 2.5.6.3. Підігрівник технологічної води

2.5.6.3.1. Теплове навантаження підігрівника технологічної води  $Q_{\text{тех}} = 10$  МВт;

2.5.6.3.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

$$\Delta t = (\Delta t_{\text{г}} - \Delta t_{\text{м}}) / \ln(\Delta t_{\text{г}} / \Delta t_{\text{м}}) = (60 - 55) / \ln(60 / 55) = 57,46 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

2.5.6.3.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{тех}} / \Delta t \cdot K = 100000 / 57,46 \cdot 2500 = 5,9 \text{ м}^2$$

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник ПВ 130х4. Максимально можлива площа поверхні нагріву —  $F = 6,0 \text{ м}^2$ , площа поверхні нагріву однієї пластини —  $0,2 \text{ м}^2$ , кількість пластин — 37 шт.

					КР 000.144.002.200327.2024.ПЗ	Арк.
						55
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

**2.5.7. Вибір вентиляторів (В) та димососів (Д) для водогрійних котлів**  
 Вибір В та Д здійснюється у відповідності до технічних умов (ТУ) заводу-виробника водогрійних котлів на комплект поставки котла.

Таблиця 2.43

**Рекомендоване тягодуттєове обладнання**

№ п/п	Найменування	Димосос	Вентилятор
1	Тип обладнання	ДН-12,5уІ	ВДН-10у
2	Потужність, кВт	55	30
3	Частота обертання, об/хв	1500	1000

### РОЗДІЛ 3. Охорона праці

У даному дипломному проєкті розглядається розрахунок і проєктування обладнання водогрійної котельні згідно рекомендацій [12].

Впровадження нового більш досконалого обладнання, оснащеного сучасними системами автоматизації та управління, дозволить знизити ступінь впливу на людину шкідливих і небезпечних факторів та підвищити безпеку експлуатації та обслуговування, що значно покращить умови роботи котельні.

При проєктуванні врахувати вимоги охорони праці щодо організації та забезпечення здорових і безпечних умов праці на робочих місцях операторів котелень.

#### 3.1 Вимоги до улаштування приміщень і обладнання котельні

Загальні положення

1. Стационарні котли повинні встановлюватись в будівлях і приміщеннях, що відповідають вимогам СНиП 11-35-76 “Котельні установки”, СНиП 11-58 75 „Електростанції теплові” і даним правилам.

Установка котлів поза приміщенням допускається в тому випадку, якщо котел запроектований для роботи в даних кліматичних умовах.

1. Обладнання приміщень і дахових перекриттів над котлами не допускається. Дані вимоги не розповсюджуються на котли, встановлені в промислових приміщеннях у відповідності зі статтею 7.1.3.

2. В середині промислових приміщень допускається установка:

- а) прямоточних котлів паропроductивністю не більше 4 т/год кожний;
- б) котлів, що задовольняють умову  $(t-100) V \leq 100$  (для кожного котла), де  $t$  - температура насиченої пари при робочому тискові, °С,  $V$  – водяний об’єм котла, м<sup>3</sup>;
- в) водогрійних котлів (теплопродуктивністю кожного не більше 10,5 ГДж/год , 2,5 Гкал/год), що не мають барабанів;
- г) котлів-утилізаторів – без обмежень.

					00КРБ 144ОПТЕ00.002.200327.2024.ПЗ						
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №1 в м. Житомир РОЗДІЛ 3</i>			Літера	Аркушів	Аркуш	
Розробив		Войтович Д.М.							112	57	
Перевірив		Прядко М.О.						ТЕ4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ			
Рецензув.											
Затвердив		Петренко В.П.									

3. Місце встановлення котлів в середині промислових приміщень повинно бути відокремлено від іншої частини приміщення незгораючими перегородками по всій висоті котла, але не нижче 2 м, з установкою дверей. Відкриття дверей визначаються проектною організацією, виходячи з місцевих умов.

В приміщеннях котельні не дозволяється розміщувати побутові і службові приміщення, які не призначені для персоналу котельні, а також майстерні, не призначені для ремонту котельного обладнання.

4. Рівень підлоги нижнього поверху котельного приміщення не повинен бути нижче запланованої відмітки землі, прилеглої до будівлі котельні.

Установка прямиків в котельнях не допускається. В окремих випадках, обумовлених технологічною необхідністю, щодо вирішення проектною організацією (вузлів вводу і виводу теплотрас) можуть встановлюватись прямики.

5. Вихідні двері із котельного приміщення повинні відкриватися назовні і мати таблички “Стороннім вхід заборонено”. Двері із службових, побутових, а також допоміжних приміщень в котельню повинні обладнуватись пружинами і відкриватися в сторону котельні.

#### Освітлення

Приміщення котельні повинні бути забезпечені денним освітленням, а в нічний час – електричним освітленням. Місця, які по технічних причинах не можна забезпечувати денним світлом, повинні мати електричне освітлення.

Окрім робочого освітлення в котельнях повинно бути аварійне електричне освітлення.

Підлягають обов’язковому обладнанню аварійним освітленням наступні місця:

- а) фронт котлів, а також проходи між котлами, ззаду котлів і над котлами;
- б) щити і пульти управління;
- в) водовказівні і вимірювальні прилади;
- г) зольні приміщення;
- д) вентиляторні площадки;
- е) димососні площадки;
- є) приміщення для баків і деаераторів.

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						58
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## Розміщення котлів і допоміжного обладнання

1. Відстань від фронту котлів і виступаючих частин топок до протилежної стіни котельні повинно складати не менше 3 м, при цьому для котлів, що працюють на газоподібному або рідкому паливі, відстань від виступаючих частин пальникових пристроїв до стіни котельного приміщення повинна бути не менше 1 м, а для котлів, обладнаних механізованими топками, відстань від виступаючих частин топок повинна бути не менше 2 м.

Для котлів паропродуктивністю 2,5 т/год і меншої відстані від фронту котлів і виступаючих частин топок до стінки котельної може бути зменшено до 2 м, в інших випадках:

а) якщо топка з ручним завантаженням твердого палива, обслуговується з фронту і має довжину не більше 1 м;

б) при відсутності необхідності обслуговування топки з фронту;

в) якщо котли працюють на газоподібному або рідкому паливі.

2. Відстань між фронтом котлів і виступаючими частинами топок, розміщених один навпроти одного, повинні складати:

а) для котлів, обладнаних механізованими топками, не менше 4 м;

б) для котлів, що працюють на газоподібному або рідкому паливі, не менше 4 м, при цьому відстань між пальниковими пристроями повинна бути не менше 2 м;

в) для котлів з ручним завантаженням твердого палива, не менше 5 м.

3. Перед фронтом котлів допускається встановлення котельного допоміжного обладнання і щитів управління, при цьому ширина вільних проходів вздовж фронту повинна бути не менше 1,5 м і встановлене обладнання не повинно заважати обслуговуванню котлів.

4. При установці котлів, для яких потрібне бокове обслуговування топки або котла (обдувка, очистка газоходів, барабанів і колекторів, обслуговування топкових пристроїв, реперів, елементів топки), ширина бокового проходу повинна бути достатньою для обслуговування і ремонту, але не менше 1,5 м для котлів паропродуктивністю 4 т/год, не менше 2 м для котлів паропродуктивністю 4 т/год і більше.

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						59
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

5. В тих випадках, коли не потрібно бокового обслуговування топок і котлів, обов'язковим являється те, щоб прохід між крайніми котлами і задньою стінкою котельного приміщення складав не менше 1м.

Ширина проходу між окремими виступаючими із обмурівки частинами котлів, а також цими частинами і виступаючими частинами будівлі, повинна складати не менше 0,7 м.

6. Проходи в котельні повинні мати вільну висоту не менше 2 м. При відсутності необхідності переходу через барабан, сухопарник або економайзер, відстань від них до нижніх конструктивних частин покриття котельні повинна бути не менше 0,7 м.

7. Забороняється установка в одному з приміщень з котлами і економайзерами обладнання, що не має прямого відношення до обслуговування і ремонту котлів до технології одержання пари або гарячої води.

Котли і турбогенератори електростанцій можуть встановлюватись в загальному приміщенні без влаштування розподільчих стін між котельнею і машинним залом.

### 3.2 Заходи з охорони праці

Обов'язки оператора котлів

Перед розпаленням ретельно перевірити:

- а) справність топки і газоходів, запірних і регулюючих приладів;
- б) справність контрольно-вимірювальних приладів, арматури, гарнітури, живильних приладів, димососів і вентиляторів, а також наявність природної тяги;
- в) справність устаткування для спалювання відповідного виду палива;
- г) заповнення котла водою до відмітки нижчого рівня;
- д) чи тримається рівень води в котлі чи немає пропускання води через лючки, фланці та арматуру;
- е) чи немає заглушок перед і після запобіжних клапанів, на живильній спускній і продувній лініях;
- ж) відсутність в топці і газоходах людей чи сторонніх предметів.

Провентилувати топку і газоходи протягом 10-15 хвилин (залежно від конструкції котла) шляхом відкриття дверей топки, піддувала, шиберів для

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						60
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

регулювання подачі повітря, заслонок природної тяги, а при наявності димососів і вентиляторів – шляхом їх включення. До включення димососа для вентиляції топки і газоходів у котлів, працюючих на газоподібному паливі, необхідно переконатися, що ротор не торкається корпусу димососа, для чого ротор прокручується вручну. Включення димососів у вибухонебезпечному виконанні допускається тільки після провітрювання котлів природною тягою і після перевірки справності димососа.

Для котла, працюючого на газоподібному паливі:

а) перевірити справність газопроводу і встановлених на ньому кранів і засувок (вся запірна арматура на газопроводах повинна бути закрита, а крани на продувальних газопроводах - відкриті);

б) продути газопровід через продувальну свічку, поступово відкриваючи засувку на відгалуженні газопроводу до котла. Якщо після перевірки газоаналізатором ( або іншим надійним засобом) виявиться, що в газопроводі відсутня вибухонебезпечна газоповітряна суміш, свічку треба закрити;

в) переконатися у відсутності витікання газу з газопроводу, газового обладнання й арматури шляхом омилювання нарізних і фланцевих з'єднань. Користування відкритим вогнем при виконанні цієї роботи категорично забороняється.

г) перевірити за манометрами відповідність тиску газу, а при двопровідних пальниках, крім того, - відповідність тиску повітря перед засувками пальників при працюючому дуттьовому вентиляторі, встановленому тиску;

д) відрегулювати тягу котла, що розпалюється, встановивши розрідження в топці 2-3 мм водяного стовпчика.

Переконавшись у справності устаткування за змінним журналом, оператор (старший оператор) повинен зробити запис про здавання і прийняття зміни.

Якщо при перевірці буде виявлена несправність устаткування, то приймаючий зміну оператор (старший оператор) повинен зробити про це запис у змінному журналі і сповістити про це особу, відповідальну за справний стан і безпечну експлуатацію котлів для прийняття відповідного рішення з цього питання і надання необхідної вказівки операторові.

Операторові забороняється залишати робоче місце за відсутності змінного. У випадку відсутності останнього це необхідно довести до відома особи, відповідальної

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						61
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

за справний стан і безпечну експлуатацію котлів (начальника котельної), керуватися його вказівками.

Не дозволяється приймати та здавати зміну під час ліквідації аварії в котельній.

Оператор під час зміни не повинен ухилятися від виконання обов'язків, покладених на нього виробничою інструкцією.

Операторові забороняється залишати котли без нагляду до повного припинення горіння в топці, вилучення з неї решток палива і зниження тиску до нуля. Котли, які не мають цегляної кладки, допускається залишати в закритому на замок приміщенні, не очікуючи на зниження тиску до атмосферного, якщо після припинення горіння в топці і вилучення решток палива з неї, а також шлаку і золи із бункера, тиск в котлі почав знижуватися.

Оператор не повинен допускати в котельню сторонніх осіб. Вони можуть бути допущені тільки з дозволу адміністрації та у супроводі її представника.

Приміщення котельні, котли і все устаткування повинні утримуватись в справному стані і належній чистоті. Забороняється завалювати приміщення котельні чи зберігати в ньому матеріали і предмети. Проходи в котельному приміщенні і виходи з нього мають бути завжди вільними. Двері для виходу з котельні повинні легко відчинятися назовні.

### 3.3 Заходи з охорони довкілля

Забруднення шкідливими домішками атмосфери, землі і води погіршує санітарно-гігієнічне становище міст, селищ, полів, лісів, водойм, шкідливо впливаючи на організм людини і рослинність, погіршує якість продукції підприємств, підвищує знос механізмів і порушує будівельні конструкції споруд. До надзвичайно шкідливих відносяться  $V_2O_5$  і бензопирен. Перші з'єднання утворюються в невеликій кількості при спалювання мазуту. Бензопирен може утворюватись при спалюванні будь-якого палива при нестачі кисню. Високошкідливими являються  $NO_2$  і  $SO_3$ . Оксиди азоту  $NO_x$  утворюються в зоні великих температур факелу при  $1600\text{ }^\circ\text{C}$ . Вихід  $NO_3$  складає приблизно 10%.  $SO_3$  утворюється на кінцевому етапі згорання палива із  $SO_2$  при втратах кисню за рахунок каталізу на відкладеннях в пароперегрівнику. Його вихід складає 2-5%  $SO_2$ . В зоні низькотемпературних поверхонь нагріву  $SO_3$

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

перетворюється в пари  $H_2SO_4$  і витрачається в процесі низькотемпературної корозії. Ступінь небезпеки впливу шкідливого середовища на живий організм визначається відношенням його концентрації до гранично допустимої (ГДК),  $mg/m^3$ , в повітрі на рівні дихання людини:  $k_i = c_i / ГДК$ . Значення  $k_i$  повинно бути менше 1. При одночасному вмісті в повітрі декількох шкідливих речовин ступінь небезпеки оцінюють шляхом складання токсичних кратностей.

Однією із актуальних сучасних задач являється забезпечення чистоти повітряного басейну. Для цього необхідна очистка продуктів згорання палива, що видаляються із котлів після охолодження в атмосферу, від шкідливих речовин.

В продуктах згорання, що видаляються в атмосферу із котлів, працюючих на паливах, що містять органічну сірку, існують оксиди сірки. В основному вони знаходяться в вигляді  $SO_2$  і в невеликій кількості, до 1-2 %, в вигляді  $SO_3$ .

Система очистки газів від оксидів сірки повинна забезпечувати достатньо повне їх видалення із газів, можливість використання одержаних в процесі сіркоочистки кінцевих продуктів і не збільшити собівартість виробляючої пари. Можливо використання наступних методів очистки газів від  $SO_2$   $SO_3$ :

- 1) абсорбція рідкими розчинами різних речовин;
- 2) адсорбція з використанням в якості адсорбенту твердої речовини;
- 3) поглинання  $SO_2$  і  $SO_3$  різними засобами з утворенням при цьому інших сполук.

Вказані методи очистки звичайно комбінують. Наприклад, адсорбція і абсорбція часто супроводжуються переводом сорбованого газу в інші сполуки. Розрізняють методи мокрої і сухої очистки газів.

Відомо два метода мокрої очистки. Перший полягає в утворенні процесів, при яких спочатку проходить видалення  $SO_2$  за рахунок його фізичного поглинання, потім поглинаючий  $SO_2$  виділяється із розчинника шляхом його нагріву, а розчинник може бути знову використаний для очистки. Найбільш зручним і дешевим поглинанням являється вода, однак вона малоефективна при низьких концентраціях  $SO_2$ , і тому доводиться використовувати більш ефективні і дорогі засоби поглинання.

До другої групи методів мокрої очистки, більш розповсюдженої, в якості засобу поглинання використовують водяні розчини, що переводять оксиди сірки в сульфати

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						63
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

і сульфїти. При цьому одним із найбільш ефективних абсорбентів виявився аміак. В такій сіркоуловлювальній установці аміак вступає у взаємодію із сірчистим ангїдридом з утворенням сульфїту амонію. Розчин бісульфїту амонію, що утворився, може бути потім перероблений в товарну продукцію.

Методи сухої очистки зосереджені на властивостях неорганічних солей металів, в основному оксидів і карбонатів, при високій температурі адсорбувати оксиди сірки з утворенням сульфїтів і сульфаті цих металів. В присутності кисню окислення проходить практично до утворення сульфатів. Адсорбентами можуть бути оксиди алюмінію, марганцю, заліза, калію, натрію і ін.

Зменшення викидів в атмосферу оксидів азоту димовими газами може бути виконано наступними основними напрямками:

- 1) використання технології спалювання палива, що запобігає значному окисленню азоту повітря і палива, в тому числі використання для горіння в якості окислювача кисню;
- 2) використання рідких або твердих сорбентів, що поглинають із димових газів з послідовною регенерацією і отриманням товарних форм зв'язаного азоту;
- 3) каталітичне розкладання оксиду азоту на елементарний азот і кисень.

Практично зменшення викидів оксидів азоту в атмосферу котлами найбільш реально в даний час досягти шляхом використання раціональною технологією спалювання палива.

### **3.4. Основи пожежної безпеки та профілактики на виробничих об'єктах [12]**

#### ***Основні терміни та визначення***

Вогонь, що вийшов з-під контролю, здатний викликати значні руйнівні та смертоносні наслідки. До таких проявів вогняної стихії належать пожежі.

***Пожежа – неконтрольоване горіння поза спеціальним вогнищем, що розповсюджується у часі і просторі.***

Залежно від розмірів матеріальних збитків пожежі поділяються на особливо великі (коли збитки становлять від 10000 і більше розмірів мінімальної заробітної плати), великі (збитки сягають від 1000 до 10000 розмірів мінімальної заробітної плати) та інші. Проте наслідки пожеж не обмежуються суто матеріальними

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						64
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

втратами, пов'язаними зі знищенням або пошкодженням основних виробничих та невиробничих фондів, товарно-матеріальних цінностей, особистого майна населення, витратами на ліквідацію пожежі та її наслідків, на компенсацію постраждалим і т. п. Найвідчутнішими, безперечно, є соціальні наслідки, які, передусім, пов'язуються з загибеллю і травмуванням людей, а також пошкодженням їх фізичного та психологічного стану, зростанням захворюваності населення, підвищенням соціальної напруги у суспільстві внаслідок втрати житлового фонду, позбавленням робочих місць тощо.

Не слід забувати й про екологічні наслідки пожеж, до яких, у першу чергу, можна віднести забруднення навколишнього середовища продуктами горіння, засобами пожежогасіння та пошкодженими матеріалами, руйнування озонового шару, втрати атмосферою кисню, теплове забруднення, посилення парникового ефекту, тощо.

Цілком природно, що існує безпосередня зацікавленість у зниженні вірогідності виникнення пожеж і зменшенні шкоди від них. Досягнення цієї мети є досить актуальним і складним соціально-економічним завданням, вирішенню якого повинні сприяти системи пожежної безпеки.

**Пожежна безпека об'єкта** – стан об'єкта, за яким з регламентованою імовірністю виключається можливість виникнення і розвитку пожежі та впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей.

Основними напрямками забезпечення пожежної безпеки є усунення умов виникнення пожежі та мінімізації її наслідків. Об'єкти повинні мати системи пожежної безпеки, спрямовані на запобігання пожежі, дії на людей та матеріальні цінності небезпечних факторів пожежі, в тому числі їх вторинних проявів. До таких факторів, згідно ГОСТ 12.1.004-91, належать: полум'я та іскри; підвищена температура навколишнього середовища; токсичні продукти горіння й термічного розкладу матеріалів, речовин; дим; знижена концентрація кисню.

Вторинними проявами небезпечних факторів пожежі вважаються: уламки, частини зруйнованих апаратів, агрегатів, установок, конструкцій; радіоактивні та токсичні речовини і матеріали, викинуті із зруйнованих апаратів та установок; електричний струм, пов'язаний з переходом напруги на струмопровідні елементи

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						65
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

будівельних конструкцій, апаратів, агрегатів внаслідок пошкодження ізоляції під дією високих температур; небезпечні фактори вибухів, пов'язаних з пожежами; вогнегасні речовини.

**Система пожежної безпеки та профілактики** – це комплекс організаційних заходів і технічних засобів, спрямованих на запобігання пожежі та збитків від неї.

Відповідно до ГОСТ 12.1.004-91 пожежна безпека об'єкта повинна забезпечуватися системою запобігання пожежі, системою протипожежного захисту і системою організаційно-технічних заходів.

Потрібний рівень пожежної безпеки людей за допомогою вказаних систем, згідно з ГОСТ 12.1.004-91, не повинен бути меншим за 0,999999 відвернення впливу небезпечних факторів на рік із розрахунку на кожну людину, а допустимий рівень пожежної небезпеки для людей має бути не більше 10<sup>6</sup> впливу небезпечних факторів пожежі, що перевищують гранично допустимі значення, на рік із розрахунку на кожну людину.

Рівень забезпечення пожежної безпеки являє собою також кількісну оцінку запобігання збиткам при можливій пожежі.

Об'єкти, пожежі на яких можуть призвести до загибелі або масового ураження людей небезпечними факторами пожежі та їх вторинними проявами, а також до значного пошкодження матеріальних цінностей, повинні мати системи пожежної безпеки, що забезпечують мінімальну можливу ймовірність виникнення пожежі конкретні значення такої ймовірності визначаються проектувальниками та технологами.

Метою пожежної безпеки об'єкта є попередження виникнення пожежі на визначеному чинними нормативами рівні, а у випадку виникнення пожежі – обмеження її розповсюдження, своєчасне виявлення, гасіння пожежі, захист людей і матеріальних цінностей.

Основними вихідними даними при розробці комплексу технічних і організаційних рішень щодо забезпечення потрібного рівня пожежної безпеки в кожному конкретному випадку є чинна законодавча і нормативно-технічна база з питань пожежної безпеки, вибухопожежонебезпечні властивості матеріалів і речовин, що застосовуються у виробничому циклі, кількість

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						66
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

вибухопожежонебезпечних матеріалів і речовин і особливості виробництва. На основі цих вихідних даних визначаються такі критерії вибухопожежонебезпечності об'єкта, як категорії приміщень і будівель за вибуховою і пожежною безпекою, а також класи вибухонебезпечних зон в приміщеннях і поза ними. Саме залежно від категорії приміщень і будівель, та класу зон за вибухопожежною безпекою, відповідно до вимог чинних нормативів, розробляються технічні та організаційні заходи і засоби забезпечення вибухопожежної безпеки об'єкта.

## **Загальна характеристика законодавчої і нормативно-правової бази України про пожежну безпеку**

*Забезпечення пожежної безпеки* – невід'ємна частина державної діяльності щодо охорони життя та здоров'я людей, національного багатства і навколишнього природного середовища. Правовою основою діяльності в галузі пожежної безпеки є Конституція, Закон України «Про пожежну безпеку» та інші закони України, постанови Верховної Ради України, укази і розпорядження Президента України, декрети, постанови та розпорядження Кабінету Міністрів України, рішення органів державної виконавчої влади, місцевого та регіонального самоврядування, прийняті в межах їх компетенції.

Відповідно до Державної програми забезпечення пожежної безпеки на 1995 – 2000 роки, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 03.04.95 №238, та згідно з Положенням про порядок розроблення, затвердження, перегляду, скасування та реєстрації нормативних актів з питань пожежної безпеки, затвердженим наказом МВС України 04.12.96 №833, створено Державний реєстр нормативних актів з питань пожежної безпеки, до якого включено біля 360 найменувань документів різних рівнів та видів. За рівнем прийняття і дії реєстр виділяє 8 груп таких актів:

1. **Загальнодержавні акти.** До них відносяться: "Закон України про пожежну безпеку", від 17.12.93; НАПБ А.01.001–95 "Правила пожежної безпеки в Україні", від 14.06.95, та "Правила пожарной безопасности в лесах СССР", від 18.06.71.

2. **Міжгалузеві.** До документів цього типу віднесено 42 нормативні акти з пожежної безпеки. До цих актів, зокрема, увійшли НАПБ Б.02.001–94 "Положення про державну пожежну охорону", НАПБ Б.07.001–94 "Перелік посад, при

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						67
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

призначенні на які особи зобов'язані проходити навчання і перевірку знань з питань пожежної безпеки та порядок його організації”, а також інші правила, положення інструкції та настанови, що окреслюють загальні вимоги пожежної безпеки, обов'язкові для виконання в усіх галузях виробничого та невиробничого середовища. До цієї ж групи входить дуже важливий нормативний акт, який використовується для визначення рівня пожежної небезпеки об'єкта НАПБ Б.07.005–86 "Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности" ОНТП 24–

**Галузеві нормативні акти.** Вимоги цієї групи документів з пожежної безпеки розповсюджуються на окрему галузь. В реєстрі нараховується 109 таких нормативних актів.

Серед них:

- НАПБ В.01.033–86/140 "Правила пожежної безпеки для підприємств електронної промисловості";
- НАПБ В.01–034–99/111 "Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України";
- НАПБ В.01.047–95/930 "Правила пожежної безпеки для закладів, підприємств та організацій культури".

**4. Нормативні акти міністерств, інших центральних органів виконавчої влади,** дія яких поширюється на підпорядковані їм підприємства, установи, організації. У цьому розділі 102 документи.

**5. Міждержавні стандарти з питань пожежної безпеки.** До них відносяться деякі стандарти системи стандартів безпеки праці СРСР, а також галузеві стандарти СРСР (ГОСТы), які стосуються пожежної безпеки. Всього до цієї групи належать 46 стандартів, серед яких:

- ГОСТ 12.004 – 91 ССБТ "Пожарная безопасность. Общие требования";
- ГОСТ 12.1.010 – 76 ССБТ "Взрывобезопасность. Общие требования";
- ГОСТ 12.4.009 – 83 ССБТ "Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание";
- ГОСТ 12.1.044–89 "Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения", положення якого

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						68
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

безпосередньо використовується при аналізі рівня пожежної небезпеки об'єкта ( див. блок 2 мал.4.1).

**6. Державні стандарти України (ДСТУ) з питань пожежної безпеки.** Ця група нараховує біля 20 стандартів, у тому числі ДСТУ 2272-93 “Пожежна безпека. Терміни та визначення”, а також стандарти на окремі види обладнання для пожежогасіння.

**7. Галузеві стандарти з питань пожежної безпеки** (усього 22 найменування) містять вимоги та технічні умови щодо окремих видів обладнання, яке застосовується для попередження, перешкоди розповсюдженню, а також гасіння пожеж, які виникають у специфічних умовах конкретної галузі.

**8. Нормативні документи в галузі будівництва з питань пожежної безпеки.** Група нараховує 18 документів, серед яких: СніП 2.01.02–85 “Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений”; СніП 2.04.05–86 “Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха”; СніП 2.04.09–84 “Противопожарная автоматика зданий и сооружений”;

- СТСЭВ 5062 – 85 “Пожарная безопасность в строительстве. Предел огнестойкости конструкций. Технические требования к печам” і т. ін. Окрім документів, що увійшли до вище згаданого реєстру нормативних актів з питань пожежної безпеки і безпосередньо стосуються тільки цих питань, існує ряд нормативних актів спеціального призначення, окремі розділи яких регламентують вимоги пожежної безпеки. Серед таких документів слід особливо відзначити ДНАОП 0.00-1.32-01 “Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок”, які визначають класи пожежонебезпечних і вибухонебезпечних зон та вимоги до типу виконання електрообладнання, що має використовуватись у відповідних умовах.

### **Сутність та види горіння. Класи пожеж**

Для кращого розуміння умов утворення горючого середовища, джерел запалювання, оцінки та попередження вибухопожежонебезпечки, а також вибору ефективних заходів і засобів систем пожежної безпеки, треба мати уявлення про природу процесу горіння, його форми та види.

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						69
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

У відповідності з ГОСТ 12.1.044-89 (2001 р.) ССБТ «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения»: „**Горіння** – екзотермічна реакція, яка протікає в умовах її прогресивного самоприскорення”.

Горіння, як екзотермічна реакція окислення речовини, супроводжується виділенням диму та виникненням полум'я або світінням.

Для виникнення горіння необхідна одночасна наявність трьох чинників – горючої речовини, окисника та джерела запалювання. При цьому, горюча речовина та окисник повинні знаходитися в необхідному співвідношенні один до одного і утворювати таким чином горючу суміш, а джерело запалювання повинно мати певну енергію та температуру, достатню для початку реакції. Горючу суміш визначають терміном «горюче середовище». Це – середовище, що здатне самостійно горіти після видалення джерела запалювання. Для повного згорання необхідна присутність достатньої кількості кисню, щоб забезпечити повне перетворення речовини в його насичені оксиди. При недостатній кількості повітря окислюється тільки частина горючої речовини. Залишок розкладається з виділенням великої кількості диму. При цьому також утворюються токсичні речовини, серед яких найбільш розповсюджений продукт неповного згорання – оксид вуглецю (СО), який може призвести до отруєння людей. На пожежах, як правило, горіння відбувається за браком окисника, що серйозно ускладнює пожежогасіння внаслідок погіршення видимості або наявності токсичних речовин у повітряному середовищі.

Слід відмітити, що горіння деяких речовин (ацетилену, оксиду етилену тощо), які здатні при розкладанні виділяти велику кількість тепла, можливе й за відсутності окисника.

Горіння може бути гомогенним та гетерогенним.

При гомогенному горінні речовини, що вступають в реакцію окислення, мають однаковий агрегатний стан – газо- чи пароподібний. Якщо початкові речовини знаходяться в різних агрегатних станах і існує межа поділу фаз в горючій системі, то таке горіння називається гетерогенним. .

Пожежі, переважно, характеризуються гетерогенним горінням.

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						70
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

У всіх випадках для горіння характерні три стадії: виникнення, поширення та згасання полум'я. Найбільш загальними властивостями горіння є здатність осередку полум'я пересуватися по всій горючій суміші шляхом передачі тепла або дифузії активних часток із зони горіння в свіжу суміш. Звідси виникає й механізм поширення полум'я, відповідно тепловий та дифузний. Горіння, як правило, проходить за комбінованим теплодифузним механізмом.

За швидкістю поширення полум'я горіння поділяється також на дефлаграційне, вибухове та детонаційне.

**Дефлаграційне горіння** – швидкість полум'я в межах декількох м/с.

**Вибухове** – надзвичайно швидке хімічне перетворення, що супроводжується виділенням енергії і утворенням стиснутих газів, здатних виконувати механічну роботу.

Ця робота може призводити до руйнувань, які виникають під час вибуху у зв'язку з утворенням ударної хвилі – раптового скачкоподібного зростання тиску. При цьому швидкість полум'я досягає сотень м/с.

**Детонаційне** – це горіння поширюється з надзвуковою швидкістю, що сягає кількох тисяч метрів за секунду.

Виникнення детонацій пояснюється стисненням, нагріванням та переміщенням незгорілої суміші перед фронтом полум'я, що призводить до прискорення поширення полум'я і виникнення в суміші ударної хвилі, завдяки якій і здійснюється передача теплоти в суміші.

За походженням та деякими зовнішніми особливостями розрізняють такі форми горіння:

**спалах** – швидке загоряння горючої суміші без утворення стиснутих газів, яке не переходить у стійке горіння;

**займання** – горіння, яке виникає під впливом джерела запалювання;

**спалахування** – займання, що супроводжується появою полум'я;

**самозаймання** – горіння, яке починається без впливу джерела запалювання;

**самоспалахування** – самозаймання, що супроводжується появою полум'я;

**тління** – горіння без випромінювання світла, що, як правило, розпізнається за появою диму.

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						71
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## **РОЗДІЛ 4. Історія виникнення та розвитку систем централізованого теплопостачання**

### **4.1 Централізоване теплопостачання**

Централізоване теплопостачання - це система, яка забезпечує тепло кільком приміщенням або будівлям з одного основного джерела тепла. Історія централізованого теплопостачання бере свій початок ще з часів Стародавньої Греції, де для обігріву храмів використовувались канали, закладені в землю, якими циркулювало тепло від розпалених вогнищ. Римляни розвинули цю систему, створивши гіпокауст - систему, що передавала тепле повітря від печей через труби у стінах і простори під підлогами.

Сучасні системи централізованого теплопостачання часто включають компоненти опалення, вентиляції та кондиціонування повітря (HVAC), які можуть як охолоджувати, так і обігрівати внутрішнє середовище. Початково такі системи генерували тепло у газових/нафтових котлах, обігрівуючи будинок через радіатори. У кінцевому результаті електричне опалення також було запроваджено наприкінці 1900-х років, що стало передумовою для багато комфортнішого і менш дорогого способу обігріву.

### **4.2 Актуальність централізованого теплопостачання**

Тема централізованого теплопостачання залишається актуальною з кількох причин. По-перше, це ефективність: централізовані системи забезпечують комфортну та рівномірну температуру в усьому будинку або навіть кварталі, що дозволяє знизити витрати на опалення в довгостроковій перспективі. По-друге, це здоров'я: рівномірне тепло допомагає запобігти ряду проблем зі здоров'ям, таких як астма, гіпотермія, бронхіт, інсульт та серцеві напади. По-третє, це безпека: централізоване теплопостачання зменшує ризик пожеж, опіків або пошкоджень майна.

Крім того, централізоване теплопостачання сприяє зменшенню конденсації у власності, що знижує ризик появи цвілі та грибка. Це також важливо для

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						72
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

екологічності: ефективні системи можуть використовувати менше палива або навіть інтегрувати використання відновлюваних джерел енергії, що сприяє зменшенню викидів парникових газів.

Централізоване теплопостачання також має соціальне значення, оскільки доступ до надійного та доступного опалення є ключовим фактором для покращення якості життя і соціального благополуччя.

Воно залишається актуальним завдяки своїй здатності ефективно обігрівати великі простори та забезпечувати комфорт у багатьох будинках і офісах. З появою цифрових технологій системи централізованого опалення стали ще більш передовими. Цифрові термостати дозволяють власникам будинків легко програмувати та контролювати температуру своїх домівок, що не лише забезпечує оптимальний комфорт, але й допомагає знижувати споживання енергії та зменшувати комунальні платежі.

Крім того, чиста, розумна та ефективна робота систем централізованого опалення в міських умовах відіграє критичну роль у сталому розвитку. Це показує актуальність розв'язання проблем поділу міської території на зони централізованого (СН) та децентралізованого опалення (ДСН), їх планування та обґрунтування, а також визначення розумного рівня централізації теплопостачання і концентрації потужностей джерел тепла.

#### **4.3 Появлення першої системи централізованого теплопостачання.**

Перші системи централізованого теплопостачання з'явилися в давній Греції, але саме римляни досягли найбільших успіхів у цій сфері завдяки своїй системі гіпокаусту. Давні греки розробили перші системи централізованого опалення для обігріву своїх храмів, використовуючи канали, закладені в землю, якими циркулювало тепло від запалених вогнищ. Римляни мали ще більш вдосконалену систему, відому як гіпокауст, де повітря, нагріте печами, циркулювало по будівлі через труби у стінах і просторах під підлогами. У багатьох римських будівлях мозаїчні підлоги підтримувалися колонами знизу, що створювало повітряні простори або канали для розподілу тепла.

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						73
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Централізоване опалення 1700-х і 1800-х років передбачало методи опалення гарячим повітрям, паром та гарячою водою. У 1793 році британський інженер Вільям Стратт спроектував печь, модель якої була заснована на дизайні Джона Евелена майже сто років тому. Дизайн печей Стратта передбачав нагрівання зовнішнього повітря через підземний прохід. Промислова революція 18-го століття сприяла значному прогресу в технології опалення. Розвиток парових систем опалення, розроблених такими винахідниками, як Анж'є Марч Перкінс та Вільям Стратт, поклав початок сучасному централізованому опаленню. Ці перші системи централізованого опалення генерували тепло у котлах на газ/масло, обігриваючи будинок через радіатори. Електричне опалення також було запроваджено наприкінці 1900-х років, що проклало шлях до набагато комфортнішого та менш дорогого способу обігріву.

У 1919 році Еліс Паркер запатентувала першу систему централізованого опалення, а в кінці 1940-х років Роберт С. Веббер розробив прямий обмінний ґрунтовий тепловий насос. У 1950-х роках як систему було введено централізоване опалення: тепло генерувалося в котлах на олії або газі, а кімнати обігривалися за допомогою радіаторів. Стало можливим глобальне регулювання, і комфорт покращився. Ще один важливий прорив у сфері опалення: електричне опалення. З середини 20-го століття централізоване опалення почали встановлювати у нових будинках, і сьогодні лише дуже невелика кількість будинків не мають жодної форми централізованого опалення. Наші сучасні системи поєднують радіатори, котел та насоси для централізованого опалення.

#### **4.4 Появлення першої системи централізованого теплопостачання.**

На початкових етапах розвитку централізованих систем опалення використовувалися різноманітні технології. Давні римляни були піонерами у сфері централізованого опалення, використовуючи систему, відому як гіпокауст, яка передбачала обігрів приміщень за допомогою гарячого повітря, що циркулювало під підлогою та в стінах.

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						74
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

У середньовіччі централізоване опалення набуло іншої форми з появою каміну, який став основним джерелом тепла в житлових будинках. Проте, справжньою віхою у розвитку систем опалення стала промислова революція, коли було винайдено парове опалення та радіатори, що дозволило централізовано обігрівати великі будинки та фабрики. У Франції було винайдено обігрівальний камін з піднятою решіткою для покращення повітрообміну. Перша функціональна парова система опалення була створена за допомогою центрального котла та системи труб. Томас Едісон винайшов електричний обігрівач, а Франц Сан Галлі – радіатор.

У 1700-х та 1800-х роках були винайдені основні методи централізованого опалення, такі як гаряче повітря, пар та гаряча вода. У 1793 році британський інженер Вільям Стратт розробив піч, яка нагрівала зовнішнє повітря через підземний прохід, модельований за дизайном Джона Евеліна, створеним майже сто років до цього.

У 1855 році Франц Сан Галлі з Польщі винайшов радіатор, який став першим значним кроком до сучасних систем централізованого домашнього опалення. А у 1885 році Воррен Джонсон запатентував перший термостат, що став основою для подальшого розвитку автоматизації систем опалення. Томас Едісон винайшов електричний обігрівач у 1883 році, а до 1896 року вже існували сонячні водонагрівачі. У 1919 році афроамериканська винахідниця Аліс Паркер запатентувала першу систему централізованого опалення на природному газу. Цей революційний дизайн заклав основу для сучасних основних систем опалення, хоча ще кілька десятиліть мине, перш ніж така система стане загальноприйнятою у британських домогосподарствах.

#### **4.5 Вплив промислової революції.**

Промислова революція мала значний вплив на системи теплопостачання, оскільки вона сприяла переходу від традиційних джерел енергії, таких як дрова, до викопного палива, зокрема вугілля. Вугілля стало ключовим фактором у Промисловій революції, оскільки його популярність як джерела палива

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		75

поширилася в Європі, Азії та Сполучених Штатах. Вугілля допомогло запустити нові заводи, кораблі та поїзди, а також використовувалося для плавки заліза і забезпечення теплом багатьох домогосподарств. Промислова революція не лише змінила джерела палива для опалення, але й спричинила значні екологічні зміни, включаючи вирубку лісів, забруднення повітря та води. Під час Промислової революції металурги перейшли від деревини до вугілля для нагрівання і плавлення металу. Нове паливо виявилось надзвичайно корисним. Це також призвело до збільшення кількості CO<sub>2</sub> у повітрі, що стало одним із ранніх ознак зміни клімату.

З розвитком промисловості та збільшенням попиту на енергію, системи опалення також еволюціонували. Починаючи з простих печей та камінів, що використовувалися для обігріву приміщень, інженери почали розробляти більш складні системи централізованого опалення. Це дозволило ефективно розподіляти тепло у великих будинках та заводах.

Технологічний прогрес у сфері опалення включав розробку парових машин, які могли обігрівати цілі будинки та промислові об'єкти. Це було значним кроком вперед порівняно з індивідуальними печами, що використовувалися раніше.

Парове опалення дозволяло більш ефективно розподіляти тепло і було одним з перших прикладів централізованих систем опалення.

У цей період були розроблені новаторські методи опалення та вентиляції. Печі, димарі та каміни були поширеними методами обігріву жител і комерційних приміщень, а природна вентиляція використовувалася для охолодження. Це було значним кроком у контролюванні внутрішнього клімату і стало основою для подальшого розвитку систем централізованого опалення.

Таким чином, Промислова революція не лише спричинила екологічну шкоду через забруднення та вирубку лісу, але й спонукала до інновацій у сфері опалення, які покращили комфорт життя людей і ефективність промислового виробництва.

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						76
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

#### 4.6 Зміна системи централізованого опалення з приходом нових джерел енергії.

З появою нових джерел енергії, системи опалення пройшли значну еволюцію. Традиційно, опалення здійснювалось за допомогою викопного палива, але сучасні технології пропонують багато екологічно чистих варіантів. Сонячні опалювальні системи, геотермальні теплові насоси та біомасові системи - це лише кілька прикладів, які використовують відновлювані ресурси.

У 1935 році електрика з'явилася на сцені з розробкою першої примусової повітряної печі. Ця система використовувала силу електричного вентилятора для розподілу тепла вуглевого опалення через систему повітроводів. Незабаром після 1935 року газові та нафтові версії примусових повітряних печей стали переважаючою технологією.

З розвитком газопроводних мереж газ став основним джерелом енергії для домашнього опалення, приготування їжі, водонагрівачів та інших приладів. Вугілля втратило ринок домашнього опалення на користь газу та електрики. Тепловий насос працює за технологією, схожою на ту, що знаходиться у холодильнику або кондиціонері. Він видобуває тепло з джерела, такого як навколишнє повітря, геотермальна енергія, збережена у землі, або поруч розташовані джерела води або вторинне тепло з фабрики.

Сьогодні природний газ є найбільшим джерелом енергії для опалення у будинках по всьому світу, становлячи 42% попиту на енергію для опалення у 2022 році. Частка природного газу у сумарному масиву опалення у 2022 році перевищувала 60% у Сполучених Штатах, близько 40% у Європейському Союзі та 20% у Китаї.

Центральне опалення також зазнало змін з акцентом на низькотемпературне центральне опалення, яке є останньою генерацією центрального опалення. Це дозволяє інтегрувати будь-яке доступне джерело тепла, включаючи вторинне

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						77
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

тепло та використання відновлюваних джерел тепла, таких як геотермальна або сонячна енергія.

Споживання сучасного відновлюваного тепла очікується збільшиться майже на третину протягом 2022-2027 років, підвищуючи сучасне використання відновлюваних джерел у теплопостачанні з 11.4% до 14% до 2027 року.

Також існують політики, які сприяють електрифікації опалення та охолодження з дедалі конкурентоспроможними цінами на виробництво відновлюваної електроенергії, масштабуванням використання сонячної та вітрової енергії, а також покращенням гнучкості системи за допомогою акумуляторних батарей, теплових насосів і ефективних електричних приладів.

#### **4.7 Вплив впровадження електрифікації на централізоване теплопостачання.**

Електрифікація теплопостачання внесла значні зміни у централізоване теплопостачання, зокрема у способи виробництва та розподілу тепла. Одним з основних напрямків електрифікації є перехід від використання викопного палива до електричних систем, таких як теплові насоси, які є більш енергоефективними та екологічно чистими.

Теплові насоси можуть значно знизити викиди парникових газів, оскільки вони використовують електрику замість вуглеводневого палива. Однак, для задоволення збільшеного попиту на електрику, необхідно розширити мережеву інфраструктуру та збільшити капітет генерації, особливо з використанням відновлюваних джерел енергії.

Теплові насоси грають центральну роль у процесі електрифікації, оскільки вони можуть ефективно перетворювати електричну енергію на тепло для опалення житлових та комерційних будинків. Ця ініціатива передбачає установку систем кондиціонування та теплових насосів, які використовують електрику замість викопного палива, такого як вугілля, нафта або природний газ.

Переваги електрифікації централізованого теплопостачання включають зниження викидів парникових газів, оскільки електричні системи, такі як

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						78
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

теплові насоси, можуть бути більш ефективними та менш забруднюючими, ніж системи на основі викопного палива. Це також полегшує регулювання та мінімізацію викидів, коли енергія виробляється на централізованих об'єктах, а не при спалюванні викопного палива на місцях споживання.

Однак існують і виклики. Одним з них є висока вартість та складність переходу на електричне опалення через необхідність перетворення різноманітних існуючих систем опалення (парове, гаряча вода, примусове повітря тощо), а також через високу ефективність використання енергоресурсів на основі викопного палива у багатьох холодних регіонах. Крім того, деякі стверджують, що через те, що вартість електрики зараз вища за газ, електрифікація опалення може призвести до збільшення домашнього енергоспоживання.

Також слід зазначити, що швидке декарбонізування електромереж дозволяє зменшити викиди, пов'язані з електричним опаленням, і цей процес буде продовжуватися. Таким чином, переваги електрифікації можуть переважити поточну проблему високих витрат.

Електрифікація також може покращити оперативну ефективність за рахунок зменшення “забруднення” - поширеної проблеми для теплообмінників, яка виникає через накопичення залишків на нагрівальному елементі, що призводить до зниження швидкостей передачі тепла.

В Ірландському Плані дій з клімату (CAP) ставиться за мету до 2030 року встановити 600 000 теплових насосів. ESB Networks має центральну роль у сприянні електрифікації опалення.

Загалом, електрифікація централізованого теплопостачання сприяє декарбонізації будинків і є ключовою стратегією для скорочення CO викидів у сценарії “Нульових Викидів до 2050 року”, де багато скорочень викиду досягаються завдяки переходу на електричний транспорт і встановленню теплових насосів.

#### **4.7 Основні компоненти сучасних систем.**

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		79

Основні компоненти сучасних централізованих систем опалення включають:

-Теплогенеруючі установки: Це можуть бути котельні, які працюють на різних видах палива, включаючи природний газ, нафту, вугілля, або використовують електричність для нагрівання води або пари. Вони можуть бути різноманітними за своїм типом і розміром, від невеликих домашніх котлів до великих промислових котельних. Важливою характеристикою є їх ефективність та здатність мінімізувати викиди шкідливих речовин.

-Теплові насоси: Вони перетворюють електричну енергію на тепло за допомогою холодильного циклу, ефективно “перекачуючи” тепло з навколишнього середовища (повітря, вода або земля) до системи опалення. Це екологічно чистий варіант, який використовує мало електроенергії для перетворення природного тепла з навколишнього середовища у корисне тепло для опалення.

-Розподільча система: Це мережа трубопроводів, яка доставляє тепло від джерела до споживачів. Вона може включати радіатори, конвектори або систему “тепла підлога”. Сучасні системи використовують трубопроводи з високоякісних матеріалів, як-от металопластик або мідь, що забезпечують тривалий термін служби і мінімальні тепловтрати.

-Регульовальна арматура: Включає клапани, термостати та інші пристрої для контролю температури і розподілу тепла. Сучасні клапани і термостати часто оснащені датчиками і можуть бути інтегровані з “розумним домом” для оптимального контролю температури.

-Система управління: Сучасні системи часто оснащені автоматизованими системами управління, які дозволяють дистанційно моніторити і регулювати роботу системи опалення. Автоматизація дозволяє не лише контролювати, а й оптимізувати роботу системи, аналізуючи дані про погоду, присутність людей у будинку та інші фактори.

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						80
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

-Вентиляція і повітряне охолодження: Для покращення якості повітря і комфорту у приміщеннях можуть бути інтегровані системи вентиляції та кондиціонування. Інтеграція з системами опалення дозволяє створити комфортний мікроклімат у приміщеннях незалежно від пори року.

-Ізоляція: Ефективна теплоізоляція будинку зменшує потребу в опаленні і допомагає зберегти тепло всередині. Використання сучасних матеріалів для ізоляції, таких як пінопласт, мінеральна вата або спеціальні плівки, значно покращує ефективність систем опалення.

#### **4.8 Вплив ефективності та екологічності на розвиток галузі.**

Ефективність та екологічність є двома ключовими факторами, які формують сучасний розвиток галузі централізованого опалення.

Технологічні досягнення в галузі опалення охоплюють широкий спектр інновацій, які спрямовані на покращення ефективності систем та зменшення їх впливу на довкілля. Одним з прикладів є використання конденсаційних котлів, які здатні використовувати тепло, що утворюється при конденсації пари води в димових газах, що значно покращує ефективність системи.

Ефективність у контексті централізованих систем опалення означає не лише здатність системи максимально ефективно використовувати енергоресурси, але й її адаптивність до змінних умов експлуатації. Наприклад, сучасні системи можуть автоматично регулювати температуру в приміщеннях залежно від часу доби або погодних умов, що дозволяє знижувати енергоспоживання під час меншого навантаження.

Ефективність визначається як здатність системи опалення перетворювати енергію на тепло з мінімальними втратами. Це не лише знижує витрати на енергоресурси для кінцевих споживачів, але й зменшує навантаження на електромережу та покращує загальну енергетичну безпеку регіону. Висока

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		81

ефективність також сприяє зменшенню викидів парникових газів, оскільки менша кількість палива спалюється для виробництва тепла.

Екологічність стосується впливу систем опалення на навколишнє середовище. Це означає використання чистих джерел енергії, таких як геотермальна, сонячна або вітрова енергія, а також застосування технологій, які знижують викиди шкідливих речовин. Екологічно чисте опалення стає все більш популярним у світлі глобальних кліматичних змін та необхідності переходу до сталого розвитку.

Іншим напрямком є розвиток теплових насосів, які перетворюють низькопотенційне тепло з навколишнього середовища (земля, повітря, вода) у високопотенційне тепло для опалення будинків. Це не лише знижує споживання традиційних енергоресурсів, але й має значно менший вплив на довкілля.

Розвиток галузі централізованого опалення іде у напрямку інтеграції нових технологій, як-от теплових насосів і систем “розумного дому”, які дозволяють не лише контролювати, а й оптимізувати споживання енергії. Також важливим є постійне оновлення нормативно-правової бази, що стимулює застосування ефективних і екологічно чистих рішень.

Розвиток галузі також тісно пов’язаний з політичними та соціальними факторами. Уряди багатьох країн запроваджують стандарти ефективності та екологічності, які стимулюють компанії до інновацій. Субсидії на “зелені” технології та податкові пільги для екологічних проектів сприяють переходу на більш сталі джерела енергії. Також не можна ігнорувати роль громадської свідомості. Споживачі все більше усвідомлюють необхідність захисту довкілля і вимагають від постачальників послуг опалення не лише якості і надійності, але й екологічної чистоти.

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						82
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Враховуючи все вищесказане, можна зробити висновок, що ефективність і екологічність є двигунами прогресу у сфері централізованого опалення, сприяючи створенню більш сталого і комфортного життєвого середовища.

#### **4.9 Регулювання галузі централізованого теплопостачання законодавством.**

Звичайно, законодавство в галузі централізованого теплопостачання має великий вплив на сталість та інновації у цій сфері:

**Сталість:** Закони часто спрямовані на підтримку переходу до більш сталих форм енергетики. Це може включати стимули для використання відновлюваних джерел енергії, таких як сонячна або геотермальна енергія, у системах централізованого опалення. Закони можуть встановлювати механізми формування тарифів на тепло, щоб забезпечити справедливі ціни для споживачів та економічну ефективність для постачальників.

**Інновації:** Через законодавчу підтримку, наприклад, у формі податкових пільг або грантів, можуть розвиватися нові технології, які покращують ефективність та зменшують вплив на довкілля. Це може включати розробку і впровадження передових систем управління теплопостачанням або нових матеріалів для ізоляції. Вимоги до енергоефективності систем опалення спрямовані на зниження споживання енергоресурсів і викидів парникових газів.

**Регулювання викидів:** Законодавство може також встановлювати ліміти на викиди шкідливих речовин в атмосферу, що змушує компанії шукати більш чисті способи генерації тепла.

**Безпека експлуатації:** Нормативи безпеки забезпечують захист споживачів і персоналу від можливих ризиків, пов'язаних з експлуатацією систем опалення.

**Ліцензування та контроль:** Державне регулювання може передбачати необхідність отримання ліцензій для діяльності у сфері теплопостачання та проведення перевірок для контролю якості послуг.

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						83
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Захист споживача: Закони забезпечують захист прав споживача, наприклад, через регулювання процедур приєднання до мереж централізованого теплопостачання або через механізми захисту від необґрунтованого підвищення тарифів.

#### **4.10. Вплив міжнародних стандартів на локальні системи**

Міжнародні стандарти відіграють ключову роль у формуванні локальних систем централізованого теплопостачання, оскільки вони встановлюють загальноприйняті норми та кращі практики, якими керуються країни при розробці власного законодавства та технічних регламентів.

Сталість: Закони часто спрямовані на підтримку переходу до більш сталих форм енергетики. Це може включати стимули для використання відновлюваних джерел енергії, таких як сонячна або геотермальна енергія, у системах централізованого опалення.

Гармонізація технологій: Міжнародні стандарти сприяють уніфікації технологічних процесів, що дозволяє локальним системам бути сумісними з глобальними ринками та спрощує імпорту-експорт обладнання.

Покращення якості: Вони також задають високий рівень якості обладнання та послуг, забезпечуючи безпеку, надійність та ефективність систем централізованого теплопостачання.

Екологічна відповідальність: Міжнародні стандарти часто містять вимоги до екологічності, що спонукає до використання чистих технологій і зменшення впливу на довкілля.

Захист споживача: Закони забезпечують захист прав споживача, наприклад, через регулювання процедур приєднання до мереж централізованого теплопостачання або через механізми захисту від необґрунтованого підвищення тарифів.

Інноваційний розвиток: Через законодавчу підтримку, наприклад, у формі податкових пільг або грантів, можуть розвиватися нові технології, які

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		84

покращують ефективність та зменшують вплив на довкілля. Це може включати розробку і впровадження передових систем управління теплопостачанням або нових матеріалів для ізоляції. Вони також можуть стимулювати інновації, оскільки компанії прагнуть розробляти продукцію, яка не лише відповідає міжнародним стандартам, а й перевершує їх.

**Забезпечення сумісності:** Стандарти сприяють інтеграції локальних систем у міжнародний контекст, що особливо важливо для країн, які експортують або імпортують енергетичне обладнання.

**Впровадження кращих практик:** Вони також служать джерелом передового досвіду для локальних законодавців та інженерів, надаючи їм доступ до перевірених методик і рішень.

#### **4.11. Майбутній розвиток систем централізованого теплопостачання.**

**Інтеграція з відновлюваними джерелами:** Одним з напрямків розвитку є більш тісна інтеграція з відновлюваними джерелами енергії. Системи централізованого теплопостачання можуть стати більш гнучкими, використовуючи сонячну енергію, вітер, біомасу та геотермальну енергію для забезпечення потреб у теплі.

**Розумні мережі:** Розвиток “розумних” мереж дозволить оптимізувати розподіл тепла, аналізуючи дані про попит у реальному часі та автоматично адаптуючись до змін у погодних умовах або поведінці споживачів.

**Енергетична безпека:** Майбутнє систем централізованого теплопостачання може бути тісно пов’язане з питаннями енергетичної безпеки. Розвиток власних джерел енергії та зменшення залежності від імпортованих ресурсів стане ключовим пріоритетом для багатьох країн.

**Ефективність енерговикористання:** Технології, які покращують ефективність енерговикористання, також будуть розвиватися. Це може включати нове обладнання для котелень, удосконалення систем ізоляції та автоматизацію управління будинками.

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		85

Адаптація до кліматичних змін: З огляду на глобальне потепління, системи централізованого теплопостачання повинні будуть адаптуватися до нових кліматичних умов, що може включати модернізацію обладнання для ефективної роботи при вищих температурах.

Децентралізація: Можлива децентралізація систем централізованого теплопостачання, коли окремі будинки або райони матимуть власне обладнання для виробництва тепла, що зменшить навантаження на центральну систему.

Інтеграція з іншими системами: Централізоване теплопостачання може стати частиною більш широких інтегрованих енергетичних систем, які включають електропостачання, водопостачання та управління відходами, що дозволить оптимізувати використання ресурсів.

Екологічна сталість: Екологічна сталість залишиться ключовим пріоритетом, оскільки світова спільнота прагне зменшити вуглецевий слід і боротися з глобальною зміною клімату.

Інноваційне фінансування: Новаторські фінансові моделі можуть з'явитися для покриття витрат на модернізацію і розширення систем централізованого теплопостачання, таких як публічно-приватне партнерство або краудфандинг.

Персоналізація послуг: Завдяки розвитку ІТ-технологій, системи централізованого теплопостачання можуть надавати більш персоналізовані послуги, адаптуючись до індивідуальних потреб кожного споживача.

Розвиток мережевої інфраструктури: Істотне оновлення мережевої інфраструктури буде необхідне для покращення надійності постачання тепла та зменшення втрат під час транспортування.

#### **4.12. Місце альтернативних джерел енергії в системі централізованого теплопостачання.**

Альтернативні джерела енергії відіграють все більш важливу роль у системах централізованого теплопостачання, оскільки світ прагне до зниження викидів вуглецю та переходу до сталого енергетичного майбутнього. Традиційно, системи централізованого теплопостачання залежали від викопного палива,

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		86

такого як вугілля або природний газ, але з розвитком технологій та підвищенням екологічної обізнаності, альтернативні джерела енергії, такі як геотермальна енергія, теплові насоси, центральне сонячне опалення та тепло від спалювання відходів, стають все більш популярними.

Геотермальна енергія є одним з найбільш обнадійливих альтернативних джерел для систем централізованого опалення. Вона використовує тепло Землі для нагрівання води, яка потім може бути розподілена по мережам опалення.

Тепловий насос - це ще одна технологія, яка може значно знизити споживання електроенергії для опалення на 6% порівняно з електричним опаленням.

Центральне сонячне опалення використовує сонячне світло для нагрівання води або повітря для опалення.

Заміна котла або неефективної електричної системи на альтернативну систему опалення може не тільки зменшити негативний вплив на довкілля, а й знизити рахунки за опалення, готуючи оселю до майбутнього сталості. Як показують найкраще працюючі мережи, централізоване опалення пропонує великий потенціал для ефективного, економного та гнучкого інтегрування низьковуглецевих джерел енергії у енергетичний микс опалення.

Тепло- та холодопостачання є найбільшою формою крайового споживання енергетичних ресурсів у світі і найбільшим джерелом вуглецевих викидів у порівнянні з електроенергетикою та транспортом. Системи централізованого теплопостачання пропонують можливість зниження вкидів та підтримку мети досягнення вуглецево-нейтральної енергетичної системи шляхом інтеграції відновлюваних джерел тепла.

Оптимізація дизайну систем централізованого теплопостачання є ключовим аспектом для підвищення їх ефективності та інтеграції альтернативних джерел

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						87
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

енергії. Це включає в себе не тільки вибір відповідних джерел енергії, але й розробку мереж, які можуть ефективно розподіляти тепло з мінімальними втратами. Сучасні системи централізованого теплопостачання можуть бути інтегровані з розумними технологіями для кращого управління попитом і пропозицією, а також для оптимізації роботи системи в цілому.

Існують також інші форми альтернативних джерел енергії, як-от біоенергетика, яка використовує органічну біомасу для генерації тепла, або використання тепла з промислових процесів, яке інакше було б втрачено. Централізоване теплопостачання також може бути поєднано з системами охолодження, створюючи так звані “тепло-холодильні мережі”, які можуть бути більш ефективними та сталими.

Майбутнє централізованого теплопостачання буде залежати від подальшого розвитку і імплементації цих альтернативних джерел енергії, а також від політичної підтримки та інвестицій у сталу інфраструктуру. З огляду на глобальне потепління та необхідність зменшення вуглецевого сліду, централізоване теплопостачання, яке базується на альтернативних джерелах енергії, є одним з ключових напрямків у досягненні цих глобальних цілей.

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						88
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## Список використаної літератури

1. District heating and cooling: advantages of an efficient system  
<https://www.araner.com/blog/district-heating-cooling-advantages>
2. Heat Pump Systems  
<https://www.energy.gov/energysaver/heat-pump-systems>
3. Which are the Best Alternative Heating Systems?  
<https://www.homeheatingguide.co.uk/renewables-advice/which-are-the-best-alternative-heating-systems>
4. Design optimization of district heating systems  
<https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2022.971912/full>
5. Electrification  
<https://www.iea.org/energy-system/electricity/electrification>
6. Electrification of Heating: Advantages, Challenges, and Logistics Considerations  
<https://www.thomasnet.com/insights/electrification-of-heating/>
7. The electrification of heat  
<https://eciu.net/analysis/briefings/low-carbon-heat/the-electrification-of-heat>
8. Understanding Centralized and Decentralized Heating Systems  
<https://www.presidentialheatandair.com/blog/2017/august/understanding-centralized-and-decentralized-heat/>
9. БІЛА КНИГА ЩОДО ТРАНСФОРМАЦІЇ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ В УКРАЇНІ  
[https://energysecurityua.org/wp-content/uploads/2021/04/050G-DH\\_White-Paper\\_for\\_DEC-2021-02-02-UKR.pdf](https://energysecurityua.org/wp-content/uploads/2021/04/050G-DH_White-Paper_for_DEC-2021-02-02-UKR.pdf)
10. СТАН ТА ШЛЯХИ РОЗВИТКУ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ В УКРАЇНІ Проєкт “Наукова книга”, видавництво “Наукова думка” | Національна академія наук України, І. М. Карп, Є. Є. Нікітін, К. Є. П’яних, О. І. Сігал, С. В. Дубовський, Г. Г. Гелетуша, М. В. Тарновський, О. В. Дутка, В. І. Зубенко , І. С. Комков, Є.

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		89

М. Олійник, Д. Ю. Падерно, К. К. П'яних, О. Е. Силакін, М. В. Степанов,  
В. М. Федоренко.

11. Development of the First Central Heating Systems

<https://thermohistory.org/development-of-the-first-central-heating-systems/>

12. The Evolution of HVAC Systems: From the Industrial Era to Today and Beyond

<https://www.kingheating.com/blog/the-evolution-of-hvac-systems-from-the-industrial-era-to-today-and-beyond>

					КР 000.144.008. 200327.2024.ПЗ	Арк.
						90
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		