

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)

«___» _____ 2026 р.

«___» _____ 2026 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 №5 в місті Черкаси _____

Виконав: здобувач 5 курсу, групи ЗТЕ-5-5

_____ Майка Євген Іванович _____
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник доц. _____ Бойко Володимир Олександрович _____
(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 — 2026 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

“03” листопада 2025року

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Майка Євген Іванович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №5 в місті Черкаси

керівник роботи к.т.н., доц Бойко Володимир Олександрович

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “03” 11.2025 року № 899-кв

2. Строк подання здобувачем роботи 04 .02.2026 року

3. Вихідні дані до роботи технологічне навантаження 10,0 МВт; температура теплоносія 95 °С; розрахункова температура -22 °С; температура зовнішнього повітря -1,0 °С; температура для системи вентиляції -10 °С; тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год; тривалість опалювального періоду 189 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. Загальний огляд централізованого теплопостачання в Україні і основних галузей та підприємств промисловості України, що можуть бути джерелами вторинного тепла для потреб опалення”

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.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 03.11.2025

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на дипломний проект	03.11-05.11.2025	Виконано
2	Аналіз літературних джерел	06.11-29.11.2025	Виконано
3	Виконання розділу №1 КР	30.11-15.02.2025	Виконано
4	Виконання розділу №2 КР	16.12-30.12.2025	Виконано
5	Виконання розділу №3 КР	01.01-10.01.2026	Виконано
6	Виконання розділу №4 КР	11.01-22.01.2026	Виконано
7	Оформлення ПЗ, креслень	23.01-31.01.2026	Виконано

Здобувач _____
(підпис)

Керівник роботи _____
(підпис)

Євген МАЙКА
(ім'я та прізвище)

Володимир БОЙКО
(ім'я та прізвище)

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.....	25
РОЗДІЛ 2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами.....	27
Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами.....	19
2.2.Формування принципової схеми водогрійної котельні.....	30
2.3.Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами.....	31
2.4. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні.....	43
2.5.Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами.....	46
РОЗДІЛ 3. Охорона праці.....	55
РОЗДІЛ 4. Загальний огляд централізованого теплопостачання в Україні і основних галузей та підприємств промисловості України, що можуть бути джерелами вторинного тепла для потреб опалення.....	72
ВИСНОВКИ	90
Список використаної літератури.....	91

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

АНОТАЦІЯ

Майка Є.І. Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №5 в місті Черкаси - кваліфікаційна робота на правах рукопису.

Даний проект містить розрахунок теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району на 20 квартали, знайдені графіки залежності теплових навантажень опалення, вентиляції та гарячого водопостачання 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 – загальний огляд централізованого теплопостачання в Україні і основних галузей та підприємств промисловості України, що можуть бути джерелами вторинного тепла для потреб опалення.

Графічна частина виконана на 4 листах формату А1.

Ключові слова: тепловий розрахунок, котельня, графіки навантажень, теплове обладнання, схема абонентського приєднання, водогрійна котельня, систем централізованого теплопостачання, джерелами вторинного тепла.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №5 в м. Черкаси АНОТАЦІЯ</i>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Майка Є.І.						90	5
Перевірив	Бойко В.О.							
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.						ЗТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ	

ABSTRACT

Mayka E.I. Project of heat supply system of residential-industrial district №5 in the city of Cherkasy - 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 20 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 a general overview of district heating in Ukraine and the main industries and enterprises of industry in Ukraine that can be sources of secondary heat for heating needs.

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

Key words: thermal calculation, boiler room, load schedules, thermal equipment, subscriber connection diagram, hot water boiler room, centralized heating systems, secondary heat sources.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						6
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

ВСТУП

Метою дипломного проєкту є проєктування сучасної водогрійної котельні, призначеної для централізованого забезпечення потреб опалення, вентиляції та гарячого водопостачання (ГВП) житлового масиву, а також покриття технологічного теплового навантаження промислового підприємства.

Актуальність роботи обумовлена високим ступенем фізичного та морального зносу чинного енергетичного обладнання в комунальному секторі. Невідповідність застарілих систем сучасним нормам енергоефективності вимагає впровадження нових технічних рішень, що відповідають європейським стандартам якості та надійності.

Основним завданням проєкту є створення високоефективної системи тепlopостачання, яка забезпечує мінімізацію витрат паливно-енергетичних ресурсів при максимальному задоволенні попиту споживачів. Для досягнення поставленої мети було вирішено наступні завдання:

- визначено розрахункові теплові навантаження житлового району;
- обґрунтовано температурний графік та обчислено витрати мережної води;
- розроблено принципову теплову схему котельні на базі сучасних водогрійних агрегатів;
- виконано техніко-економічне обґрунтування з визначенням собівартості відпущеної теплової енергії;
- розроблено комплект монтажних креслень.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ						
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово- промислового району №5 в м. Черкаси ВСТУП</i>			Літера	Аркушів	Аркуш	
Розробив	Майка Є. І.								90	7	
Перевірів	Бойко В.О.							ЗТЕ-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. Черкаси.
2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант №5 (20 житлових кварталів).
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 – $t_3^{cep.on} = (-1)\text{ }^\circ\text{C}$.
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”, $t_{3,3}$ (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 – $n_o = 189$ 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	0,0	5,1	12,5	25,9	48,0	60,4	37,1
Нижче даної	0,0	0,0	5,1	17,6	43,5	91,5	151,9	189,0
годин	0	0	122,2	422,2	1043,8	2195,8	3645,4	4536

00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ								
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №5 в м. Черкаси РОЗДІЛ І	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Майка Є.І.						90	8
Перевірив	Бойко В.О.					ЗТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							

- 13. Розрахункові температури мережної води $\tau'_{01}/\tau'_{02}: 150^{\circ}C/70^{\circ}C$.
- 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.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		9

1.2. ВИЗНАЧЕННЯ ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ В СИСТЕМІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВОГО РАЙОНУ

1.2.1. Викреслюємо план району, у відповідності із завданням у масштабі 1:6500 .

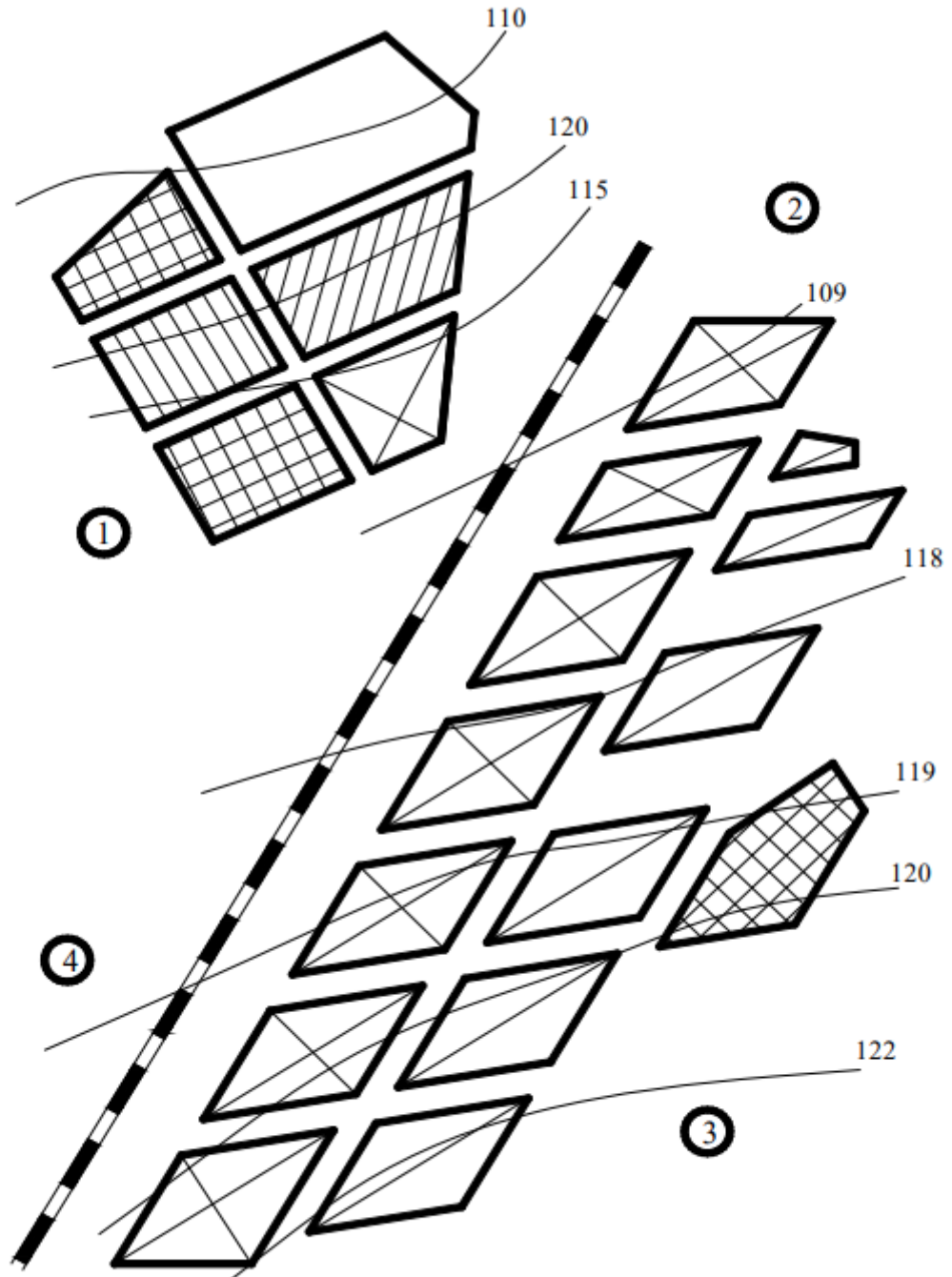


Рис.1.1 План району

1.2.2. Нумеруємо на плані району квартали району теплопостачання.

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

$$F_{жс} = F_i f_i = 0,83 \cdot 7700 = 6403.32 \text{ м}^2$$

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк. 10
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

де f_i - густина (щільність) житлового фонду, м²/га, приймається в залежності від поверховості забудови (Додаток 8 [1]).

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

$$Q'_{o\max} = q_0 F_{жс} (1 + K_{сп}) 10^{-6} = 76,2 \cdot 6403,32 (1 + 0,25) \cdot 10^{-6} = 0,61 \text{ МВт}$$

де q_0 - укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення 1м² загальної площі житлових споруд, Вт/м² (Додаток 9 [1]); $K_{сп}$ - коефіцієнт, що враховує тепловий потік на опалення громадських споруд, $K_{сп} = 0,25$.

1.2.5. Визначаємо максимальне теплове навантаження системи вентиляції громадських споруд:

$$Q'_{в\max} = K_{в} K_{г} q_0 F_{жс} = 0,25 \cdot 0,6 \cdot 76,2 \cdot 6403,32 \cdot 10^{-6} = 0,07 \text{ МВт}$$

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

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

$$m = \frac{F_{жс}}{f_3} = \frac{6403,32}{25} = 256$$

де f_3 - норма загальної площі на одного мешканця (людину), приймається $f_3 = 18...25$ м²/люд.

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

$$Q'_{ГВП} = q_г m 10^{-6} = 320 \cdot 256 \cdot 10^{-6} = 0,08 \text{ МВт}$$

де $q_г$ - укрупнений показник середнього теплового потоку на гаряче водопостачання на одну людину, Вт/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, м ² /га	Житлова площа кварталу, м ²	Кількість мешканців, люд.	Теплові потоки, МВт			
					Опалення Q'o max	Вентиляція Q'в max	ГВП Q'ГВП	Всього : 6+7+8
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,83	7700	6403,32	256	0,61	0,07	0,08	0,77
2	2,55	4000	10209,60	408	2,15	0,26	0,13	2,54
3	1,11	5900	6541,92	262	0,76	0,09	0,08	0,94
4	1,48	5500	8118,00	325	0,95	0,11	0,10	1,17
5	1,19	7700	9147,60	366	0,87	0,10	0,12	1,09
6	0,89	8500	7558,20	302	0,72	0,09	0,10	0,90
7	0,95	8500	8047,80	322	0,77	0,09	0,10	0,96
8	0,74	8500	6303,60	252	0,60	0,07	0,08	0,75
9	0,16	8100	1312,20	52	0,12	0,01	0,02	0,16
10	1,07	8500	9118,80	365	0,87	0,10	0,12	1,09
11	0,54	8100	4403,16	176	0,42	0,05	0,06	0,53

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		11

12	1,07	7500	8046,00	322	0,77	0,09	0,10	0,96
13	0,97	7200	6972,48	279	0,66	0,08	0,09	0,83
14	1,07	7500	8046,00	322	0,77	0,09	0,10	0,96
15	1,07	7200	7724,16	309	0,74	0,09	0,10	0,92
16	1,25	6800	8494,56	340	0,81	0,10	0,11	1,01
17	1,07	7800	8367,84	335	0,80	0,10	0,11	1,00
18	1,07	7500	8046,00	322	0,77	0,09	0,10	0,96
19	1,20	7800	9322,56	373	0,89	0,11	0,12	1,11
20	1,07	7500	8046,00	322	0,77	0,09	0,10	0,96
Всього:	24,31		170928,13	6009	15,81	1,90	1,92	19,63

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

$$Q'_{ГВП max} = 2,4Q'_{ГВП} = 2,4 \cdot 1,92 = 4,62 \text{ МВт}$$

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

$$Q_{ГВП,л}^{сер} = Q'_{ГВП} \frac{55-t_{x,6л}}{55-t_{x,6з}} \beta = 1,92 \cdot \frac{55-15}{55-5} \cdot 0,8 = 1,23 \text{ МВт}$$

де $t_{x,в,л}$ - температура холодної водопровідної води для літнього періоду, $t_{x,в,л} = 15$ °С; $t_{x,в,з}$ - температура холодної водопровідної води для опалювального (зимового) періоду, $t_{x,в,з} = 5$ °С; β - 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:

$$Q_{ГВП max,л}^{сер} = Q'_{ГВП max} \frac{55-t_{x,6л}}{55-t_{x,6з}} \beta = 4,62 \cdot \frac{55-15}{55-5} \cdot 0,8 = 2,95 \text{ МВт}$$

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 , $t_3^{сер.опал}$, $t_{3,з}$, $t_{зпк}$:

$$Q_o = Q'_{o max} \bar{Q}_o = Q'_{o max} \frac{t_{в,р} - t_3}{t_{в,р} - t_{3,0}} = 15,81 \cdot \frac{+18 - (-22)}{+18 - (-22)} = 15,81 \text{ МВт}$$

$$Q_v = Q'_{v max} \bar{Q}_v = Q'_{v max} \frac{t_{в,р} - t_3}{t_{в,р} - t_{3,0}} = 1,9 \cdot \frac{+18 - (-22)}{+18 - (-22)} = 1,9 \text{ МВт}$$

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.

									Арк.
									12
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ				

**Значення максимальних і середніх теплових навантажень
в залежності від температури зовнішнього повітря**

№ п/п	Позначення	Одиниця виміру	Тепловий потік при tз					літо
			tз.о.	tз	tз сер.Опал	tз.з.	tзпк	
			-22,00	-10	-1,00	3,80	8	
1	Q _o	МВт	1,00	0,70	0,48	0,36	0,25	
2	Q _o	МВт	15,81	11,06	7,51	5,61	3,95	
3	Q _в	МВт	1,90	1,33	0,90	0,67	0,47	
4	Q'ГВП	МВт	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,23
5	Q'ГВП max	МВт	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	2,95
6	Всього: 2+3+4	МВт	19,63	14,32	10,33	8,21	6,35	1,23
7	Всього: 2+3+5	МВт	22,32	17,01	13,02	10,90	9,04	2,95

1.2.15. Визначаємо річну витрату теплоти:

- на опалення:

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

$$= 15,81 \cdot 189 \cdot 24 \cdot \frac{+18 - (-1,00)}{+18 - (-22)} \cdot 3,6 = 122602,81 \text{ ГДж/рік}$$

- на вентиляцію:

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

$$= 1,9 \cdot 189 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{+18 - (-1,0)}{+18 - (-22)} \cdot 3,6 = 9808,22 \text{ ГДж/рік}$$

- на гаряче водопостачання:

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

$$= (1,92 \cdot 189 \cdot 24 + 1,23 \cdot (8400 - 189 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 48520,15 \text{ ГДж/рік}$$

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:

$$\Sigma Q^{річн} = Q_o^{річн} + Q_v^{річн} + Q_{ГВП}^{річн} = 122602,81 + 9808,22 + 48520,15 =$$

$$= 180931,18 \text{ ГДж/рік}$$

$$\Sigma Q^{річн} = 50258,66 \text{ МВт}\cdot\text{год/рік}$$

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.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						13
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

3
Архив
№ докум.
Після
Дата

00КРБ 1440ПТЕ00.008.2222228.2026.ПЗ

Архив
14

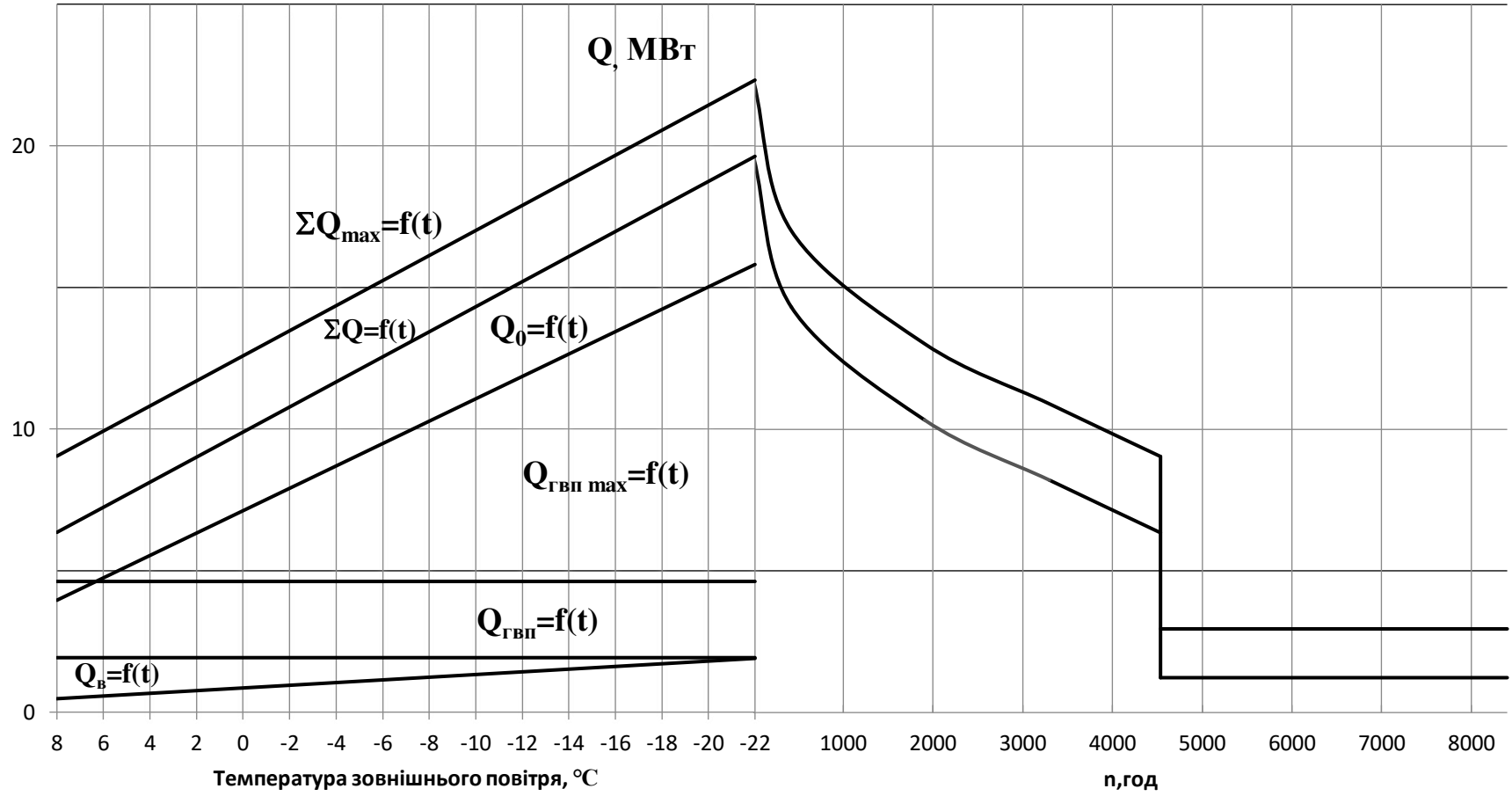


Рис. 1.2 Графік зміни теплових навантажень на опалення, ГВП та вентиляцію в залежності від температури зовнішнього повітря та графік зміни теплових навантажень протягом року

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 $\Delta t'_o = \tau'_{\text{пр}} - t_{\text{в.п}} = 82,5 - 18 = 64,5 \text{ }^\circ\text{C}$; $\tau'_{\text{пр}} = \frac{\tau'_{o3} + \tau'_{o2}}{2} = \frac{95+70}{2} = 82,5 \text{ }^\circ\text{C}$;

$\bar{Q}_o = \frac{t_{\text{в.п}} - t_3}{t_{\text{в.п}} - t_{3.0}} = \frac{18-(-22)}{18-(-22)} = 1$; $\delta \tau'_o = \tau'_{o1} - \tau'_{o2} = 150 - 70 = 80 \text{ }^\circ\text{C}$;

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

τ'_{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 ($t_{3\text{ПК}} \dots t_{3.3}$):

$$G_o = \frac{Q_o 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{3,95 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 41,73)} = 33,36 \text{ кг/с}$$

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):

$$G'_{o \text{ max}} = \frac{Q'_{o \text{ max}} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{15,81 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 47,15 \text{ кг/с}$$

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 сер.Опал}	t _{3.3}	t _{3ПК}
		-22,00	-10	-1	3,8	8
То1	°С	150	113,74	85,62	70	70
То2	°С	70	57,74	47,62	41,73	41,73
То3	°С	95	75,24	59,49	50,60	50,60
Go	кг/с	47,15	47,15	47,15	47,15	33,36

						00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			15

1.3.1.5. Будемо 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

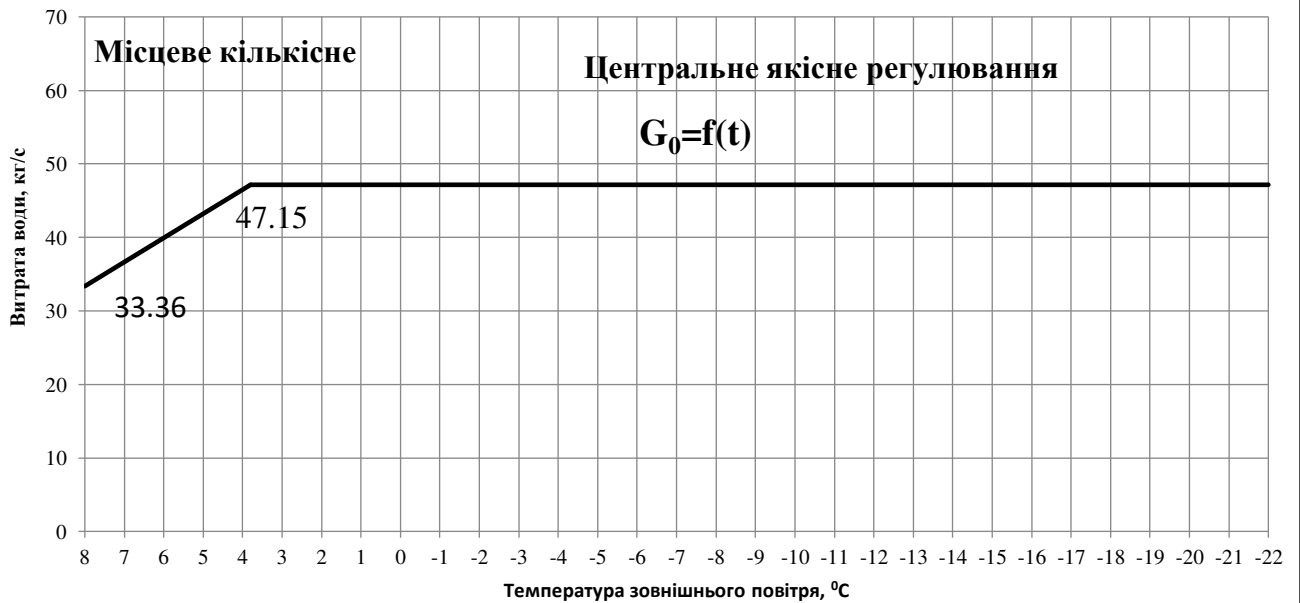
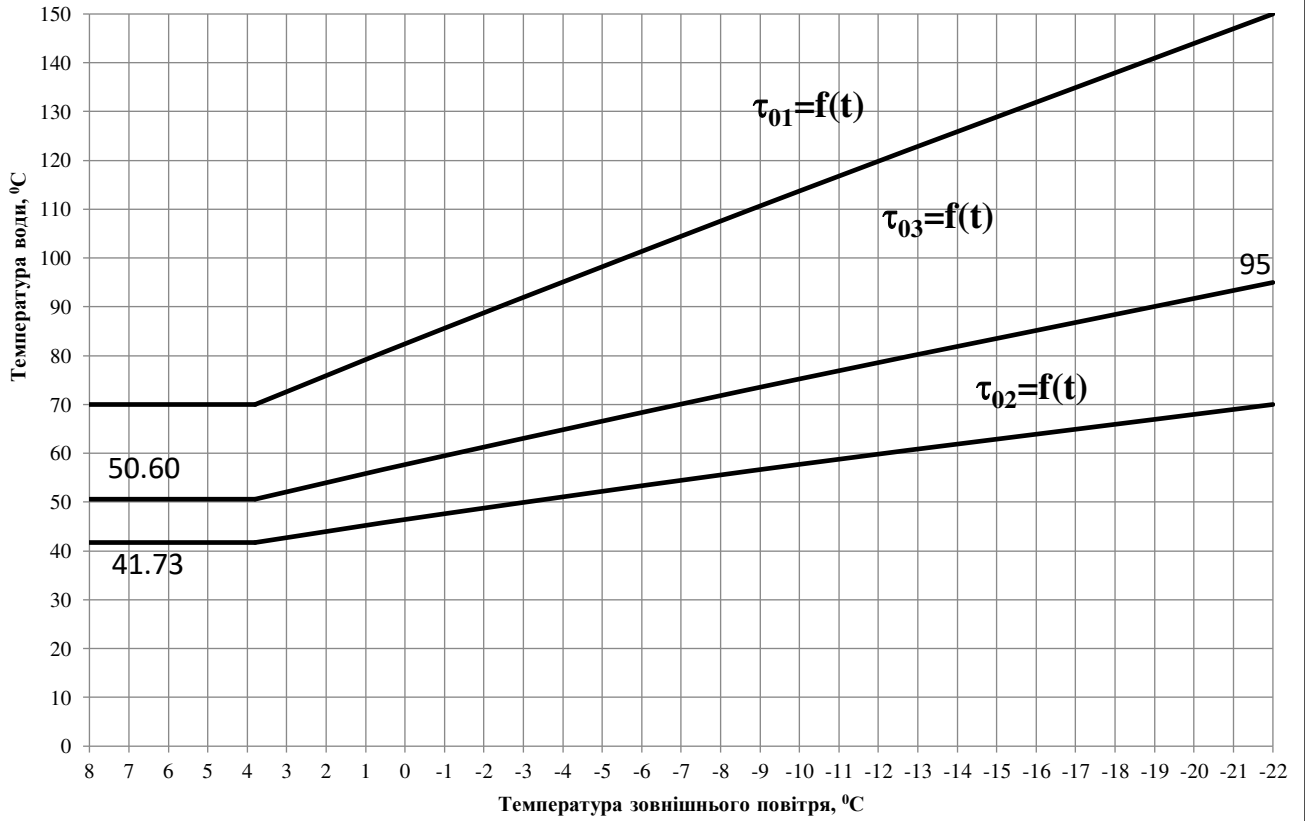


Рис. 1.3 Графік зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря

1.3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

1.3.2.1. Визначаємо витрату мережної води на гаряче водопостачання:

$$G_{ГВП\max} \frac{Q_{ГВП\max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \frac{t_2 - t_n}{t_2 - t_{x.3}} = \frac{4,62 \cdot 10^3}{4,19(70-41,73)} \frac{60-(41,73-5)}{60-5} = 16,48 \text{ кг/с}$$

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

$$\begin{aligned} \tau_2 &= \tau_{o2} - Q_{ГВП} \frac{t_n - t_{x.3}}{t_2 - t_{x.3}} \frac{1}{c(G_{o\max} + G_{ГВП})} = \\ &= 41,73 - 4,62 \cdot 10^3 \cdot \frac{(41,73-5)-5}{60-5} \cdot \frac{1}{4,19(47,15+16,48)} = 31,74 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

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 ($t_3 = 3,8^\circ\text{C}$):

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

$$\Delta t_I = \frac{\frac{\Delta t_{\delta I} - \Delta t_{M I}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta I}}{\Delta t_{M I}}}}{\ln \frac{\tau_2 - t_{x.3}}{\tau_{o2}''' - t_n}} = \frac{(31,74-5)-(41,73-36,73)}{\ln \frac{31,74-5}{41,73-36,73}} = 12,97^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{II} = \frac{\frac{\Delta t_{\delta II} - \Delta t_{M II}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta II}}{\Delta t_{M II}}}}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_2}{\tau_{22}''' - t_n}} = \frac{(70-60)-(41,73-36,73)}{\ln \frac{70-60}{41,73-36,73}} = 7,21^\circ\text{C}$$

1.3.2.5. Визначаємо витрату водопровідної води на ГВП:

$$q_{2M} = \frac{Q_{ГВП\max} 10^3}{c(t_n - t_{x.3})} = \frac{4,62 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60-5)} = 20,03 \text{ кг/с}$$

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

$$Q_I = c q_{2M} (t_n - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 20,03 \cdot (36,73 - 5) = 2,66 \text{ МВт}$$

$$Q_{II} = c q_{2M} (t_2 - t_n) = 4,19 \cdot 20,03 \cdot (60 - 36,73) = 1,95 \text{ МВт}$$

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,:

$$G_I = G_{II} + G'_{o\max} = 21,43 + 47,15 = 68,58 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} = \frac{0,55 Q_{ГВП\max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0,55 \cdot 4,62 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70-41,73)} = 21,43 \text{ кг/с}$$

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

$$\Phi_I = \frac{Q_I 10^3}{\Delta t_I c \sqrt{G_{M I} G_{\delta I}}} = \frac{2,66 \cdot 10^3}{12,97 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{20,03 \cdot 68,58}} = 1,32$$

$$\Phi_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{\Delta t_{II} c \sqrt{G_{M II} G_{\delta II}}} = \frac{1,95 \cdot 10^3}{7,21 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{20,03 \cdot 21,43}} = 3,12$$

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 $G'_{o\max}$, температуру нагрівної води на вході в підігрівник 1-го ступеню, рівною $\tau_{cm} = \tau_{o2}$:

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						17
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I}(\tau_{cm} - t_{x.з}) = 4,19 \cdot 0,77 \cdot 20,03 \cdot (47,62 - 5) = 2,77$ МВт
де ε_I визначаю за формулою:

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

$$= \left(0,35 \frac{20,03}{47,15} + 0,65 + \frac{1}{1,32} \sqrt{\left[\frac{20,03}{47,15} \right]} \right)^{-1} = 0,77$$

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

$$t_n = t_{x.з} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{eM}} = 5 + \frac{2,77 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 20,03} = 38 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

$$Q_{II} = Q_{ГВИI\max} - Q_I = 4,62 - 2,77 = 1,85 \text{ МВт}$$

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

$$G_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2z})} = \frac{1,85 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (85,62 - 38)} = 9,25 \text{ кг/с}$$

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

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

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

$$G_I = G_{II} + G'_{o\max} = 9,25 + 47,15 = 56,41 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o\max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{47,15}{56,41} 41,62 + \frac{9,25}{56,41} 38 = 46,04 \text{ }^\circ\text{C}$$

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_{eM} .

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I}(\tau_{cm} - t_{x.з}) = 4,19 \cdot 0,82 \cdot 20,03 \cdot (46,04 - 5) = 2,81 \text{ МВт}$$

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

$$= \left(0,35 \frac{20,03}{56,41} + 0,65 + \frac{1}{1,32} \sqrt{\left[\frac{20,03}{56,41} \right]} \right)^{-1} = 0,82$$

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						18
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$t_n = t_{x.з} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{\Sigma M}} = 5 + \frac{2,81 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 20,03} = 38,51 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$Q_{II} = Q_{ГВПmax} - Q_I = 4,62 - 2,81 = 1,81 \text{ МВт}$$

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

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

$$= \frac{1,7 \cdot 3,12^2 \cdot 20,03}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 3,12^2 \cdot \left(\frac{(85,62 - 38,51) \cdot 4,19 \cdot 20,03}{1,81 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 7,87 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{2z} = \tau_{01} - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 85,62 - \frac{1,81 \cdot 10^3}{7,87 \cdot 4,19} = 30,89 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$G_I = G_{II} + G'_{omax} = 7,87 + 47,15 = 55,02 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{omax}}{G_I} \tau_{02} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{47,15}{55,02} 47,62 + \frac{7,87}{55,02} 30,89 = 45,23 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.з}) = 4,19 \cdot 0,81 \cdot 20,01 \cdot (45,23 - 5) = 2,74 \text{ МВт}$$

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

$$= \left(0,35 \frac{20,03}{55,02} + 0,65 + \frac{1}{1,32} \sqrt{\left[\frac{20,03}{55,02} \right]} \right)^{-1} = 0,81$$

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

$$t_n = t_{x.з} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{\Sigma M}} = 5 + \frac{2,74 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 20,03} = 37,61 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВПmax} - Q_I = 4,62 - 2,74 = 1,88 \text{ МВт}$$

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						19
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$= \frac{1,7 \cdot 3,12^2 \cdot 20,03}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 3,12^2 \cdot \left(\frac{(85,62 - 37,61) \cdot 4,19 \cdot 20,03}{1,88 \cdot 10^3} - 0,35\right)}\right]^2} = 8,07 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} \leq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} \quad (8,07 \leq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} = 9,75)$$

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

$$\tau_{2z} = \tau_1 - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 85,62 - \frac{1,88 \cdot 10^3}{9,75 \cdot 4,19} = 39,61 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо витрату мережної води через підігрівник I ступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{omax} = 9,75 + 47,15 = 56,9 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{omax}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{47,15}{59,6} 47,62 + \frac{9,75}{59,6} 39,61 = 46,25 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.z}) = 4,19 \cdot 0,82 \cdot 20,03 \cdot (46,25 - 5) = 2,83 \text{ МВт}$$

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

$$= \left(0,35 \frac{20,03}{56,9} + 0,65 + \frac{1}{1,32} \sqrt{\left[\frac{20,03}{56,9} \right]} \right)^{-1} = 0,82$$

Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$t_n = t_{x.z} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{2,83 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 20,03} = 38,76 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВПmax} - Q_I = 4,62 - 2,83 = 1,79 \text{ МВт}$$

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

$$\tau_2 = \tau_{cm} - \frac{Q_I 10^3}{G_I c} = 46,25 - \frac{2,83 \cdot 10^3}{56,9 \cdot 4,19} = 34,37 \text{ }^\circ\text{C}$$

1.3.2.24. Здійснюємо перевірку, за формулою (4.30) [1] °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 $t_3 = t_3'''$.

1.3.2.25. Визначаємо витрату мережної води в літньому режимі:

$$G_{ГВП} = \frac{Q_{ГВП}^{сер} 10^3}{(\tau_{01}''' - 30) c} = \frac{1,23 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 7,34 \text{ кг/с.}$$

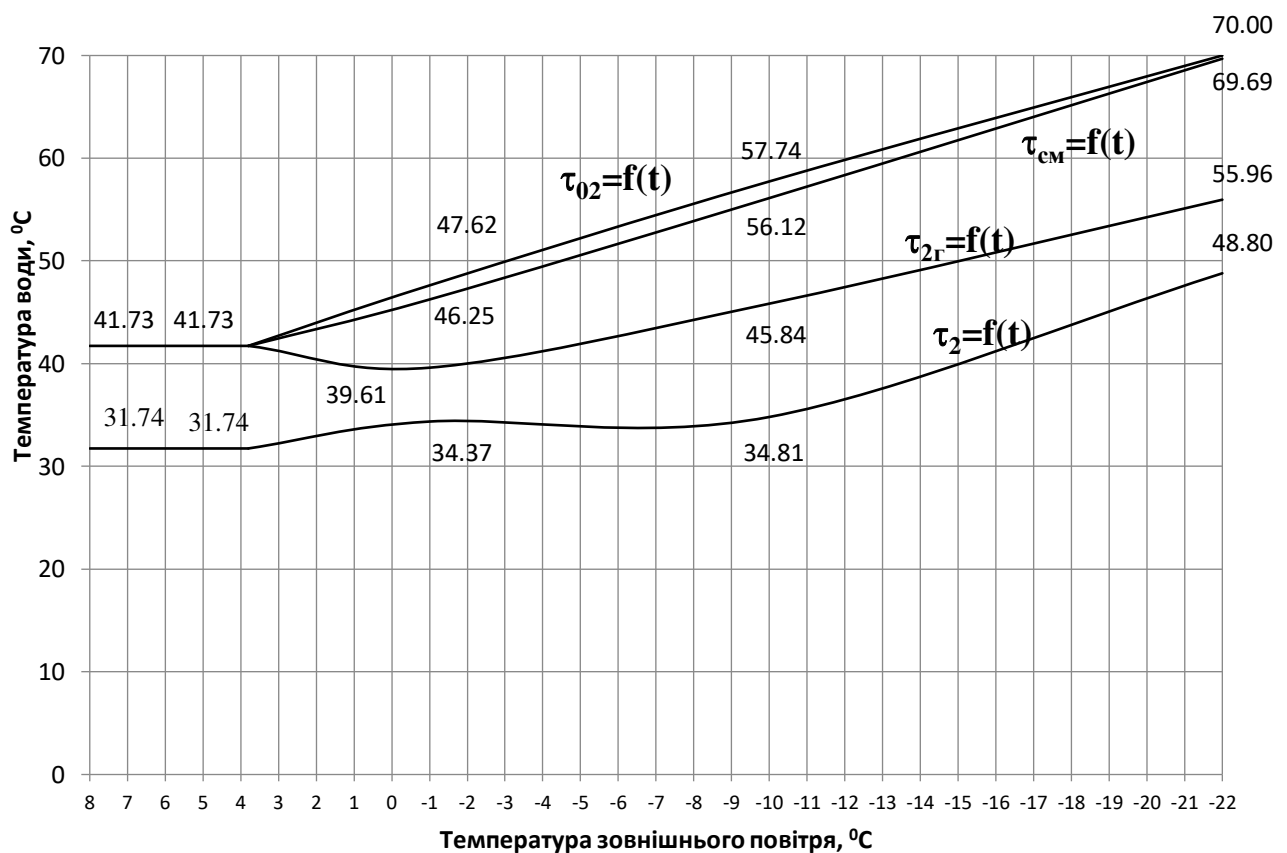
1.3.2.26. Зводимо результати розрахунків у таблицю 1.5.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на гаряче
ВОДОПОСТАЧАННЯ

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при					
		tз.о.	tз	tз сер.Опал	tз.з.	tзпк	літо
		-22,00	-10	-1	3,8	8	
То2	°С	70,00	57,74	47,62	41,73	41,73	70
Т2г	°С	55,96	45,84	39,61	41,73	41,73	30
tn	°С	55,31	44,55	38,76	36,73	36,73	60
Тсм	°С	69,69	56,12	46,25	41,73	41,73	-
Т2	°С	48,80	34,81	34,37	31,74	31,74	-
ГВП	кг/с	1,00	6,69	9,25	16,48	16,48	7,34

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



Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата
-------	------	-------------	--------	------

00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ

Арк.

21

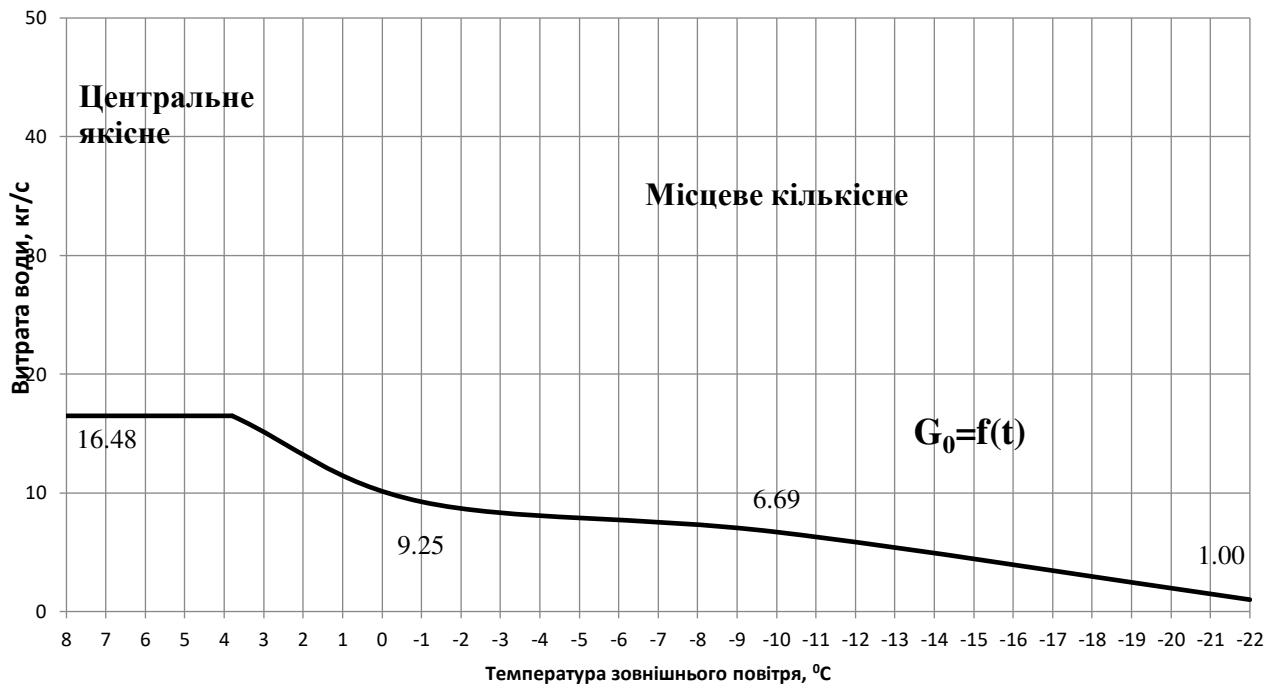


Рис. 1.5 Графіки залежності витрати мережної води на ГВП і температури мережної води після підігрівників ГВП 1-го і 2-го ступеня від температури зовнішнього повітря

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 $t_{зовн.вент.}$.

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

$$\frac{(\tau_{o1} + \tau_{2\theta}) - (t_{\theta,p} + t_3)}{(\tau_{o1}'' + \tau_{2\theta}'') - (t_{\theta,p} + t_{3,\theta})} \left(\frac{\tau_{o1}'' - \tau_{2\theta}''}{\tau_{o1} - \tau_{2\theta}} \right)^{0,15} = 1,$$

$$\frac{(150 + \tau_{2\theta}) - (18 + (-22))}{(113,74 + 57,74) - (18 + (-10))} \cdot \left(\frac{113,74 - 57}{150 - \tau_{2\theta}} \right)^{0,15} = 1$$

де τ_{o1}'' - температура мережної води у подавальному трубопроводі при $t_{зовн.вент.}$; $\tau_{2\theta}''$ - температура води після калориферів при $t_{3,\theta}$, °C.

Методом підбору знаходимо $\tau_{2\theta} = 30$ °C.

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

$$G_{\theta} = \frac{Q_{\theta} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2\theta})} = \frac{1,9 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 30)} = 3,77 \text{ кг/с}$$

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

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

$$\tau_{2\theta} = \tau_{o1} - (\tau_{o1}'' - \tau_{2\theta}'') \frac{t_{\theta,p} - t_3}{t_{\theta,p} - t_{3,\theta}} = 70 - (113,74 - 57,74) \cdot \frac{18 - 3,8}{18 - (-10)} = 41,6 \text{ °C}$$

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

$$G_{\theta}'' = \frac{Q_{\theta} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2\theta})} = \frac{1,9 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (113,74 - 57,74)} = 5,66 \text{ кг/с}$$

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						22
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$t_3, ^\circ\text{C} = \frac{\frac{(\tau_{01}''' + \tau_{26}') - (t_{6,p} - t_{3\text{ПК}}) \left(\frac{\tau_{01}'' - \tau_{26}''}{\tau_{01} - \tau_{26}} \right)^{0,15}}{(\tau_{01} + \tau_{26}) - (t_{6,p} - t_{3,6})} \left(\frac{\tau_{01} - \tau_{26}}{\tau_{01} - \tau_{26}} \right)^{0,85}}{\left(\frac{t_{6,p} - t_{3\text{ПК}}}{t_{6,p} - t_{3,6}} \right)^{0,85}} = 1,$$

$$\frac{(70 + \tau_{26}) - (18 + 8)}{(113,74 + 57,74) - (18 + (-10))} \cdot \left(\frac{113,74 - 57,74}{70 - \tau_{26}} \right)^{0,15} = 1$$

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

Методом підбору знаходимо $\tau_{26} = 23 ^\circ\text{C}$.

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

$$G_6 = \frac{Q_6 \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{26})} = \frac{1,9 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 23)} = 2,41 \text{ кг/с}$$

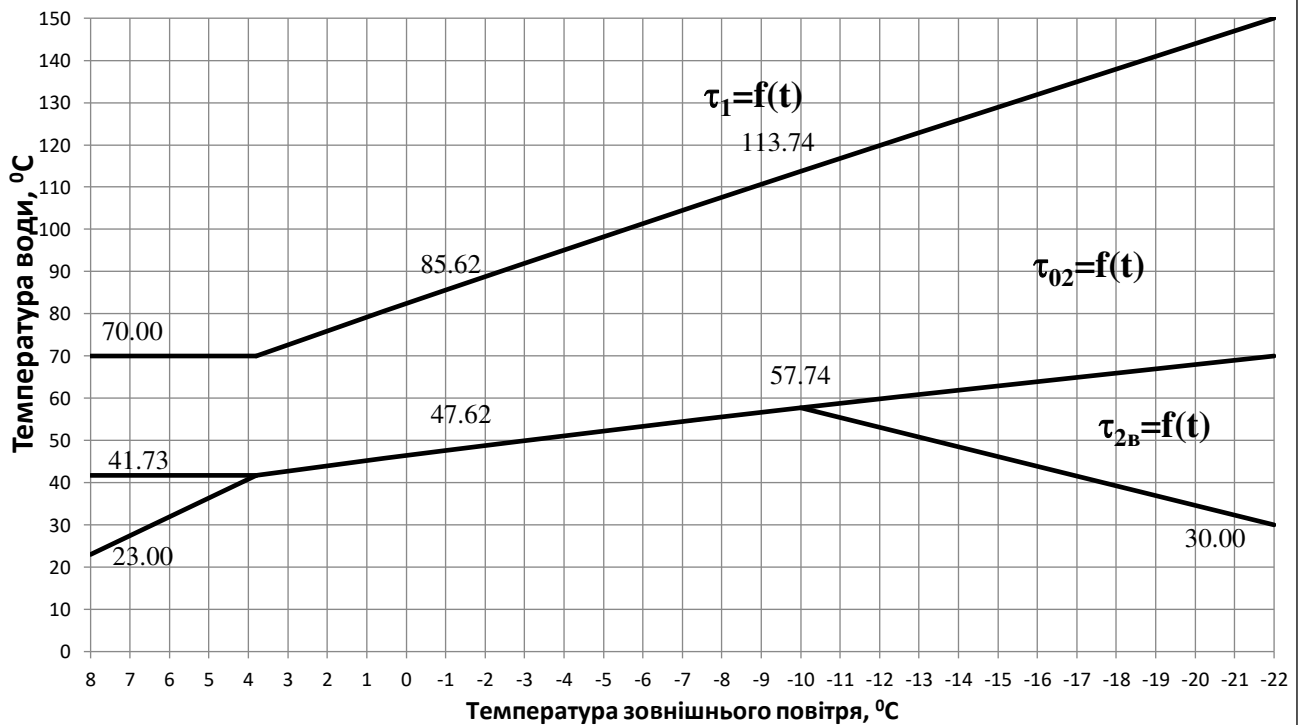
1.3.3.7. Зводимо результати розрахунків у таблицю 1.6.

Таблиця 1.6

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на вентиляцію

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при				
		tз.о.	tз	tз сер.Опал	tз.з.	tзпк
		-22,00	-10	-1	3,8	8
T1	°C	150,00	113,74	85,62	70,00	70,00
To2	°C	70,00	57,74	47,62	41,73	41,73
T2в	°C	30,00	57,74	47,62	41,73	23,00
Gв	кг/с	3,77	5,66	5,66	5,66	2,41

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



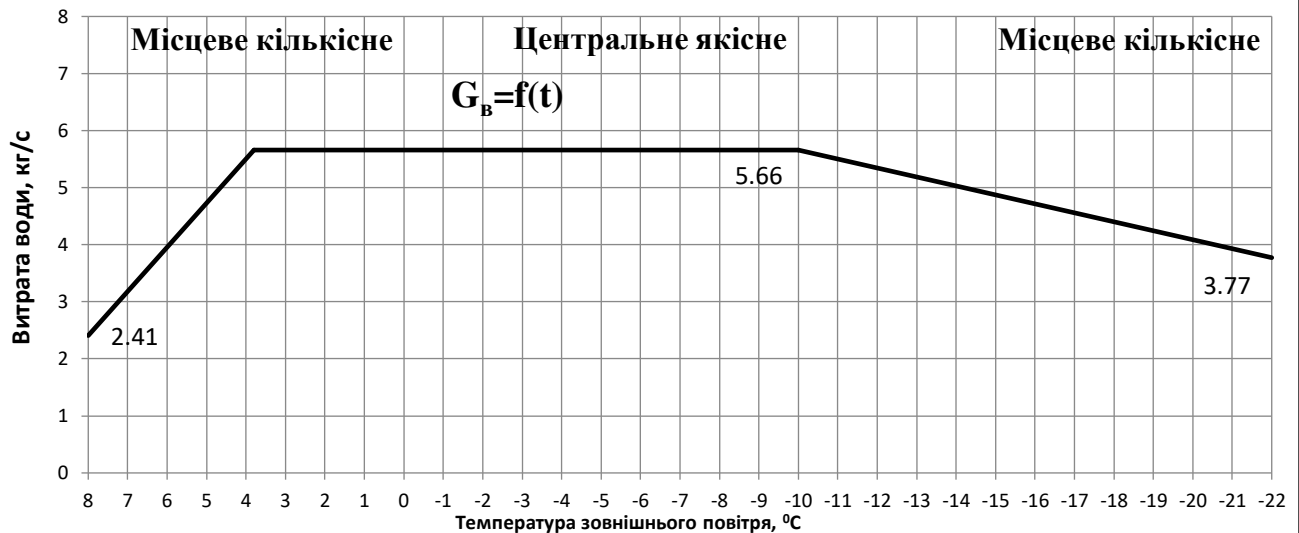


Рис. 1.6 Графіки залежності витрати мережної води на вентиляцію і температури мережної води після калориферів від температури зовнішнього повітря

1.4. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВИТРАТ ТЕПЛОНОСІЯ

1.4.1. Визначаю розрахункову витрату мережної води:

- на опалення, за формулою (6.1)

$$G'_{o\max} = \frac{Q'_{o\max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{15,81 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 46,15 \text{ кг/с}$$

- на вентиляцію, для максимально зимового режиму:

$$G'_{e\max} = \frac{Q'_{e\max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{1,9 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 30)} = 3,77 \text{ кг/с}$$

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

$$G'_{\text{ГВП}}^{\text{сеп}} = \frac{Q'_{\text{ГВП}} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} \left(\frac{55 - t'}{55 - t_x} + 0,2 \right) = \frac{1,92 \cdot 10^3}{4,19(70 - 41,73)} \cdot \left(\frac{55 - (41,73 - 5)}{55 - 5} + 0,2 \right) = 5,93 \text{ кг/с}$$

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)

$$G'_{\text{ГВП}}^{\text{max}} = \frac{0,55 Q'_{\text{ГВП}}^{\text{max}} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} = \frac{0,55 \cdot 4,62 \cdot 10^3}{4,19(70 - 41,73)} = 21,43 \text{ кг/с}$$

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

$$G' = G'_{o\max} + G'_{e\max} + K_3 G'_{\text{ГВП}}^{\text{сеп}} = 46,15 + 3,77 + 1,2 \cdot 5,93 = 58,05 \text{ кг/с}$$

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):

$$G'_l = \frac{Q'_{\text{ГВПл}}^{\text{сеп}} 10^3}{(\tau'''_{o1} - 30)c} = \frac{1,23 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 7,34 \text{ кг/с}$$

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						24
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Значення розрахункових витрат теплоносія

Номер квартала	Розрахункова витрата теплоносія, кг/с						
	G'омах	G'вмах	Gсер ГВП	Kз*Gсер ГВП	G' (2+3+5)	G'л	Gмах ГВП
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1,82	0,15	0,25	0,30	2,27	0,31	0,91
2	6,43	0,51	0,40	0,48	7,42	0,50	1,46
3	2,28	0,18	0,26	0,31	2,77	0,32	0,93
4	2,83	0,23	0,32	0,38	3,44	0,40	1,16
5	2,60	0,21	0,36	0,43	3,24	0,45	1,30
6	2,15	0,17	0,30	0,36	2,68	0,37	1,08
7	2,29	0,18	0,32	0,38	2,85	0,39	1,15
8	1,79	0,14	0,25	0,30	2,23	0,31	0,90
9	0,37	0,03	0,05	0,06	0,46	0,06	0,19
10	2,59	0,21	0,36	0,43	3,23	0,45	1,30
11	1,25	0,10	0,17	0,21	1,56	0,22	0,63
12	2,29	0,18	0,32	0,38	2,85	0,39	1,15
13	1,98	0,16	0,28	0,33	2,47	0,34	0,99
14	2,29	0,18	0,32	0,38	2,85	0,39	1,15
15	2,19	0,18	0,30	0,37	2,74	0,38	1,10
16	2,41	0,19	0,34	0,40	3,01	0,42	1,21
17	2,38	0,19	0,33	0,40	2,96	0,41	1,19
18	2,29	0,18	0,32	0,38	2,85	0,39	1,15
19	2,65	0,21	0,37	0,44	3,30	0,46	1,33
20	2,29	0,18	0,32	0,38	2,85	0,39	1,15
Всього:	47,15	3,77	5,93	7,12	58,05	7,34	21,43

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:

$$\tau_2 = \frac{(G_o + G_{ГВП})}{(G_o + G_{ГВП}) + G_e} \tau_{o2ГВП} + \frac{G_e}{(G_o + G_{ГВП}) + G_e} \tau_{o2e}$$

$$\tau_2 = \frac{47,15+1}{47,15+1+3,77} \cdot 48,8 + \frac{3,77}{47,15+1+3,77} \cdot 30 = 47,43^\circ\text{C}$$

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

$$\tau_2 = \frac{47,15+16,48}{47,15+16,48+5,66} \cdot 31,74 + \frac{5,66}{47,15+16,48+5,66} \cdot 41,79 = 32,56^\circ\text{C}$$

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						25
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Загальні вихідні дані для Ч.2 проєкта

№ п/п	Назва параметра	Ум. Познач.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літній
1	2	3	4	5	6	7
1	Місто розташування котельні			Черкаси		
2	Тип системи теплопостачання			Закрита		
3	Температурна характеристика тепломережі району	T1/T2	°C/°C	150/70		
4	Температура зовнішнього повітря	tзовн	°C	-22,00	3,8	15
5	Теплове навантаження системи опалення	Qоп	МВт	15,81	5,61	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	QГВП	МВт	4,62	4,62	1,23
7	Теплове навантаження системи вентиляції	Qвент	МВт	1,9	0,67	-
8	Річне теплове навантаження житлового району	QЖР річ	ГДж/рік	180931,18		
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	150,00	70,00	70,00
13	Температура "зворотної" мережної води на вході в котельню	T2	°C	47,43	32,56	30,00
14	Витрата "прямої" води на виході з котельні	G1	кг/с	51,93	69,3	7,34
			т/год	186,93	249,47	26,43
15	Убуток води в тепломережі	Gуб.тм.	т/год	15	15	2
16	Витрата "зворотної" води на вході в котельню	G2	кг/с	171,93	234,47	24,43
			т/год			
17	Втрата тиску в тепломережі	Дртм	МПа	0,3	0,3	0,3
18	Статичний напір тепломережі	Hстат.тм	м.вд.ст	40	40	40

00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ

Арк.

26

Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

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

**2.1. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ТЕПЛОВОГО 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 здійснюють балансову перевірку взаємоузгодженості по тепловій енергії одержаних в розділі I проекту результатів для трьох режимів за наступним балансовим рівнянням:

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

МЗ	22,32	=	22,37
ТЗ	10,90	=	10,90
Л	1,23	=	1,23

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

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		27

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	$Q_{н.р}$	кДж/ $м^3$	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 сирієї води	$t'_{с.в}$	°С	5	5	5	Е.Р: – 5 °С для МЗ та ТЗ режимів, 15 °С – для режиму Л
8	Температура сирієї води перед станцією хімічного очищення	$t''_{с.в}$	°С	15	15	15	Е.Р: 15 °С - 20 °С
9	Температура хімічно очищеної води на виході зі станції ХВО	$t'_{ХОВ}$	°С	20	20	20	Е.Р: 15 °С – 20 °С
10	Температура хімічно очищеної 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 режиму Л
12	Температура технологічної води на виході з котельні	$t''_{ТЕХН.В}$	°С	95	95	95	Технологічний регламент промислового підприємства

00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ

Арк.

28

Змін. Арк. № документа Підпис Дата

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						29
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

2.2. ФОРМУВАННЯ ПРИНЦИПОВОЇ СХЕМИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНІ

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

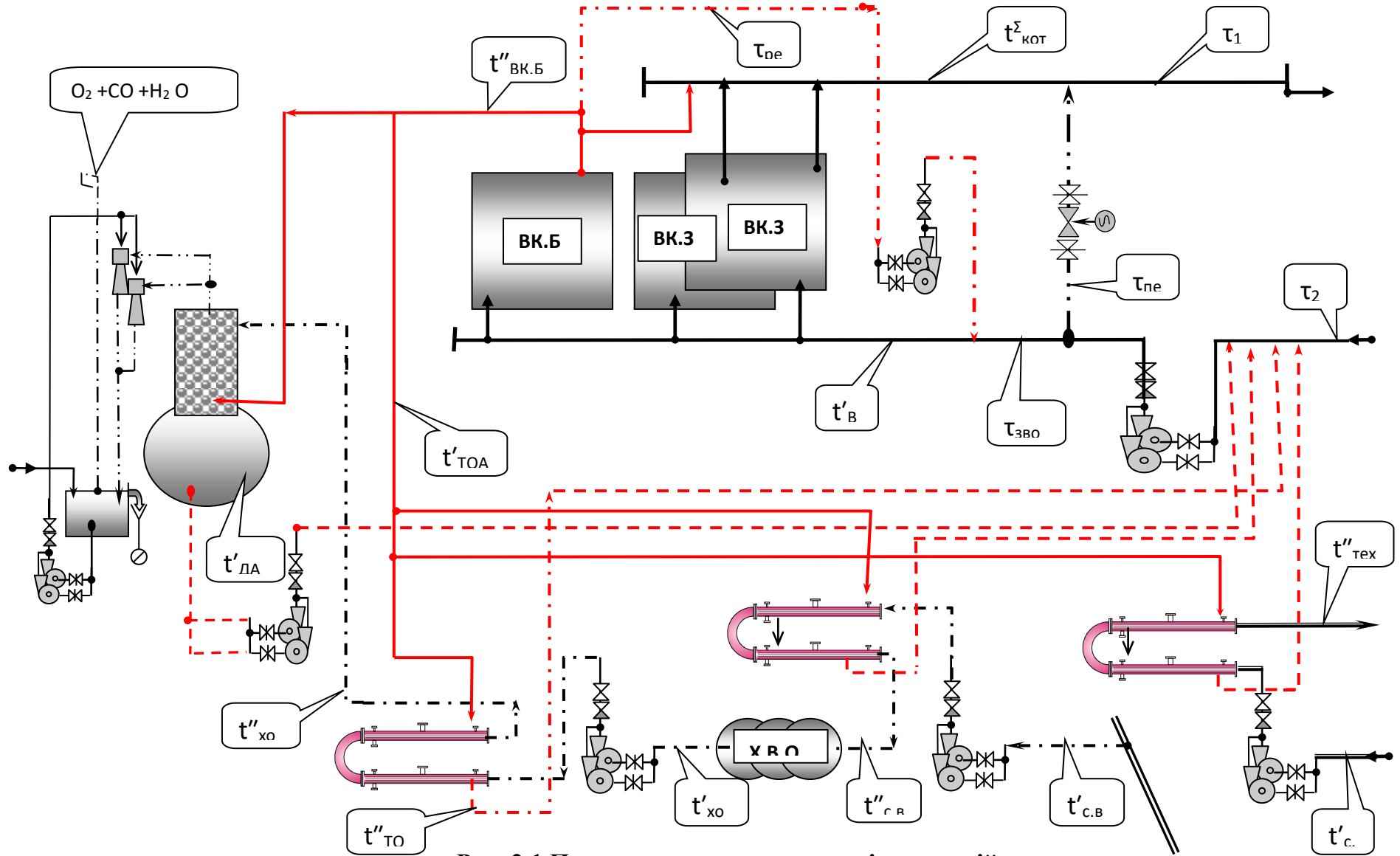


Рис. 2.1 Принципова схема котельні з водогрійними котлами

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
$\sum Q_{\text{ЖР}}$	$1,05 \cdot (15,81 + 4,62 + 1,9) =$	23,43		
$\sum Q_{\text{ЖР}}$	$1,05 \cdot (55,61 + 4,62 + 0,67) =$		11,44	
$\sum Q_{\text{ЖР}}$	$1,05 \cdot (0 + 0 + 1,9) =$			1,29

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 грійної води на вході в теплообмінники технологічної, сирії, хімоочищеної 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 – $t''_{\text{ТОА}}$, °С, згідно з рекомендацією. Результати визначення наводжу у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6

Визначення результату			Значення для режимів, °С		
			МЗ	ТЗ	Л
$t''_{\text{ТОА}}$	=	65,00	65,00	65,00	65,00

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

$$G_{\text{ДА}}^{\text{підж}} = G_{\text{убут}}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7

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

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

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

та формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{ДА}}^{\text{гр.в}} = (1 + 0,01) \cdot 15 \cdot (65 - 55) / (150 - 65)$	=	3,55	3,55		
$G_{\text{ДА}}^{\text{гр.в}} = (1 + 0,01) \cdot 15 \cdot (65 - 55) / (150 - 65)$	=	3,55		3,55	
$G_{\text{ДА}}^{\text{гр.в}} = (1 + 0,01) \cdot 2 \cdot (65 - 55) / (150 - 65)$	=	0,47			0,47
Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$Q_{\text{ДА}} = (3,55 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (150 - 65) \cdot 10^{-3}$	=	0,35	0,35		
$Q_{\text{ДА}} = (3,55 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (150 - 65) \cdot 10^{-3}$	=	0,35		0,35	
$Q_{\text{ДА}} = (0,47 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (150 - 65) \cdot 10^{-3}$	=	0,05			0,05

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 17

Таблиця 2.9

Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
$G''_{ДА}=(1-0,01) \cdot 15+3,55 = 18,40$	18,40		
$G''_{ДА}=(1-0,01) \cdot 15+3,55 = 18,40$		18,40	
$G''_{ДА}=(1-0,01) \cdot 2+0,47 = 2,45$			2,45

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10

Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
$G_{хов}=(1+0,01) \cdot 15 = 15,15$	15,15		
$G_{хов}=(1+0,01) \cdot 15 = 15,15$		15,15	
$G_{хов}=(1+0,01) \cdot 2 = 2,02$			2,02

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

$$G_{с.в.} = K_{хво} \cdot G_{хов}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.11.

Таблиця 2.11

Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
$G_{с.в.} = 1,1 \cdot 15,15 = 16,67$	16,67		
$G_{с.в.} = 1,1 \cdot 15,15 = 16,67$		16,67	
$G_{с.в.} = 1,1 \cdot 2,02 = 2,22$			2,22

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

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		33

- за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12

Визначення результата					Значення для режимів, МВт		
					МЗ	ТЗ	Л
$Q_{\text{ПКСВ}} = (16,67 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (15 - 5) \cdot 10^{-3}$	=	0,19			0,19		
$Q_{\text{ПКСВ}} = (16,67 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (15 - 5) \cdot 10^{-3}$	=	0,19				0,19	
$Q_{\text{ПКСВ}} = (2,22 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (15 - 5) \cdot 10^{-3}$	=	0,03					0,03
Визначення результата					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{ПКСВ гр.в.}} = 0,19 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$	=	1,96			1,96		
$G_{\text{ПКСВ гр.в.}} = 0,19 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$	=	1,96				1,96	
$G_{\text{ПКСВ гр.в.}} = 0,03 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$	=	0,26					0,26

2.3.13. Визначаю теплову потужність підігрівника хімічищеної 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
$Q_{\text{ПХВ}} = (15,15 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3}$	=	0,62			0,62		
$Q_{\text{ПХВ}} = (15,15 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3}$	=	0,62				0,62	
$Q_{\text{ПХВ}} = (2,02 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3}$	=	0,08					0,08
Визначення результата					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{ПХВ гр.в.}} = 0,62 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$	=	6,24			6,24		
$G_{\text{ПХВ гр.в.}} = 0,62 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$	=	6,24				6,24	
$G_{\text{ПХВ гр.в.}} = 0,08 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$	=	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:

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

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 результату					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{техн.в.}} = 10 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot (95-5))$	=	95,24			95,24		
$G_{\text{техн.в.}} = 10 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot (95-5))$	=	95,24				95,24	
$G_{\text{техн.в.}} = 10 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot (95-15))$	=	107,14					107,14
Визначення результату					Значення для режимів, МВт		
					МЗ	ТЗ	Л
$Q_{\text{ПТВ}} = 95,24 \cdot 4,2 \cdot (95-5) \cdot 10^{-3}$	=	10,00			10,00		
$Q_{\text{ПТВ}} = 95,24 \cdot 4,2 \cdot (95-5) \cdot 10^{-3}$	=	10,00				10,00	
$Q_{\text{ПТВ}} = 107,14 \cdot 4,2 \cdot (95-15) \cdot 10^{-3}$	=	10,00					10,00
Визначення результату					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в.}} = 10 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150-65)]$	=	100,84			100,84		
$G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в.}} = 10 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150-65)]$	=	100,84				100,84	
$G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в.}} = 10 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150-65)]$	=	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 результату					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}} = 100,84 + 6,24 + 1,96 + 3,55$	=	112,59			112,59		
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}} = 100,84 + 6,24 + 1,96 + 3,55$	=	112,59				112,59	
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}} = 100,84 + 0,83 + 0,26 + 0,47$	=	102,41					102,41

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Таблиця 2.16

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
$T_{\text{звор}} = (171,93 \cdot 47,43 + 100,84 \cdot 65 + 6,24 \cdot 65 + 1,96 \cdot 65 + 18,4 \cdot 65) / (171,93 + 100,84 + 6,24 + 1,96 + 18,4)$ = 54,91	54,91		
$T_{\text{звор}} = (234,47 \cdot 32,56 + 100,84 \cdot 65 + 6,24 \cdot 65 + 1,96 \cdot 65 + 18,4 \cdot 65) / (171,93 + 100,84 + 6,24 + 1,96 + 18,4)$ = 43,98		43,98	
$T_{\text{звор}} = (24,43 \cdot 30 + 100,84 \cdot 65 + 0,83 \cdot 65 + 0,26 \cdot 65 + 2,45 \cdot 65) / (171,93 + 100,84 + 0,83 + 0,26 + 2,45)$ = 58,36			58,36

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.

Таблиця 2.17

Визначення результата	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{\text{КОТ}} = 23,43 + 10 + 0,62 + 0,19 + 0,35 - (15/3,6) \times 4,2 \cdot 5 \cdot 10^{-3}$ = 34,51	34,51		
$\sum Q_{\text{КОТ}} = 11,44 + 10 + 0,62 + 0,19 + 0,35 - (15/3,6) \times 4,2 \cdot 5 \cdot 10^{-3}$ = 22,52		22,52	
$\sum Q_{\text{КОТ}} = 1,29 + 10 + 0,08 + 0,03 + 0,05 - (2/3,6) \times 4,2 \cdot 15 \cdot 10^{-3}$ = 11,41			11,41

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 – $t_{\text{ВК.НОМ}}$, °С, та $t''_{\text{ВК.НОМ}}$, °С.

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.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Результати визначення наводжу у таблиці 2.18.

Таблиця 2.18

Позн.	Одиниця виміру	Визначення результату
ТИП		КВ-ГМ-10
Q вк. ном.	МВт	11,6
G вк. ном	т/год	123,5
η вк. ном	%	92,3
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
$N_{\text{ВК.ВСТ}}=34,51/11,6 = 2,98$	3,00		
$N_{\text{ВК.ВСТ}}=43,98/11,6 = 1,94$		2,00	
$N_{\text{ВК.ВСТ}}=11,41/11,6 = 0,98$			1,00

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:

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Результати визначення наводжу у таблиці 2.21

Таблиця 2.21

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
$N_{BK.3} = 3-1$	=	2,00	2,00		
$N_{BK.3} = 2-1$	=	1,00		1,00	
$N_{BK.3} = 1-1$	=	0,00			0,00

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

$$N_{BK.P} = N_{BK.B} + N_{BK.3}$$

Результати визначення навести у таблиці 2.22.

Таблиця 2.22

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
$N_{BK.P} = 1+2$	=	3,00	3,00		
$N_{BK.P} = 1+1$	=	2,00		2,00	
$N_{BK.P} = 1+0$	=	1,00			1,00

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

- у разі експлуатації в котельні двох або більше котлоагрегатів:

$$Q_{BK.B} = Q_{BK.HOM}, \text{МВт}$$

$$t''_{BK.B} = t''_{BK.HOM}, \text{°C}$$

$$t'_{BK.B} = t'_{BK}, \text{°C}$$

$$G_{BK.B} = G_{BK.HOM}, \text{т/ч}$$

- у разі експлуатації в котельні одного котлоагрегата:

$$Q_{BK.B} = \sum Q_{KOT}, \text{МВт}$$

$$t'_{BK.B} = t'_{BK}, \text{°C}$$

$$t''_{BK.B} = t''_{BK.HOM}, \text{°C}$$

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.23

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.23

Визначення результату				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q _{вк.б}	=	11,60	3 котла	11,60		
t' _{вк.б}	=	70,00		70,00		
t'' _{вк.б}	=	150,00		150,00		
G _{вк.б}	=	123,50		123,50		
Визначення результату				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q _{вк.б}	=	11,60	2 котла		11,60	
t' _{вк.б}	=	70,00			70,00	
t'' _{вк.б}	=	150,00			150,00	
G _{вк.б}	=	123,50			123,50	
Визначення результату				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q _{вк.б}	=	11,41	1 котла			11,41
t' _{вк.б}	=	70,00				70,00
t'' _{вк.б}	=	150,00				150,00
G _{вк.б}	=	122,28				122,28

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 результату				Значення для режимів, МВт		
				МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{\text{вк.з}} = 34,51 - 11,6$	=	22,69				
$\sum Q_{\text{вк.з}} = 22,52 - 11,6$	=	10,86				
$\sum Q_{\text{вк.з}} = 11,41 - 11,41$	=	0,00				0,00

2.3.25. Визначаю теплове навантаження кожного котла, що несе змінну складову теплового навантаження – $Q_{\text{вк.з}}$, МВт, за формулою:

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.25.

Таблиця 2.25

Визначення результата			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$Q_{\text{ВК.З}} = 11,34/1$	=	11,34	11,34		
$Q_{\text{ВК.З}} = 10,86/1$	=	10,86		10,86	
$Q_{\text{ВК.З}} = 0/1$	=	0,00			0,00

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:

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

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

$$G_{\text{ВК.З}} = G_{\text{ВК.НОМ}}$$

- для **Л** режима (за відсутності такого котла):

$$G_{\text{ВК.З}} = 0,0$$

Результати визначення навести у таблиці 2.26.

Таблиця 2.26

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{ВК.З}} = 11,46 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / [4,2 \cdot (150 - 70)]$	=	122,74	122,74		
$G_{\text{ВК.З}}$	=	123,50		123,50	
$G_{\text{ВК.З}}$	=	0,00			0,00

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.27.

Таблиця 2.27

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum G_{\text{ВК}} = 123,5 + 2 \cdot 122,74$	=	368,98	368,98		
$\sum G_{\text{ВК}} = 123,5 + 1 \cdot 123,5$	=	247,00		247,00	
$\sum G_{\text{ВК}}$	=	122,28			122,28

									Арк.
									40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ				

2.3.28. Визначаю температуру води на виході з котлів, що несуть змінну складову теплового навантаження котельні – $t''_{\text{ВК.З}}$, °С, за формулою:

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

Результати визначення навести у таблиці 2.28.

Таблиця 2.28

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
$t''_{\text{ВК.З}} = 70 + 11,46 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (4,2 \cdot 122,74) = 150,0$	150,00		
$t''_{\text{ВК.З}} = 70 + 10,92 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (4,2 \cdot 123,5) = 145,8$		145,8	
$t''_{\text{ВК.З}} =$			0

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

$$G_{\text{РЕЦ}} = \Sigma G_{\text{ВК}} \cdot (t'_{\text{ВК}} - \tau_{\text{звор}}) / (t''_{\text{ВК.Б}} - \tau_{\text{звор}})$$

Результати визначення наводжу в таблиці 2.29

Таблиця 2.29

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{РЕЦ}} = 368,98 \cdot (70 - 54,91) / (150 - 54,91) = 58,55$	58,55		
$G_{\text{РЕЦ}} = 247 \cdot (70 - 43,98) / (150 - 43,98) = 60,61$		60,61	
$G_{\text{РЕЦ}} = 122,28 \cdot (70 - 58,36) / (150 - 58,36) = 15,53$			15,53

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

$$t_{\text{ВК}}^{\Sigma} = ((G_{\text{ВК.Б}} - \Sigma G_{\text{ВН}} - G_{\text{РЕЦ}}) \cdot t''_{\text{ВК.Б}} + N_{\text{ВК.З}} \cdot G_{\text{ВК.З}} \cdot t''_{\text{ВК.З}}) / (\Sigma G_{\text{ВК}} - \Sigma G_{\text{ВН}} - G_{\text{РЕЦ}} + N_{\text{ВК.З}} \cdot G_{\text{ВК.З}})$$

Результати визначення наводжу в таблиці 2.30

Таблиця 2.30

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
$t_{\text{ВК}}^{\Sigma} = ((123,5 - 112,59 - 58,55) \cdot 150 + 2 \cdot 122,74 \cdot 150) / (123,5 - 112,59 - 58,55 + 2 \cdot 122,74) = 150,00$	150,00		
$t_{\text{ВК}}^{\Sigma} = ((123,5 - 112,59 - 60,61) \cdot 150 + 1 \cdot 123,5 \cdot 145,8) / (123,5 - 112,59 - 60,61 + 1 \cdot 123,5) = 142,98$		142,98	
$t_{\text{ВК}}^{\Sigma} = ((122,28 - 102,41 - 15,53) \cdot 150 + 0 \cdot 0 \cdot 145,8) / (122,28 - 102,41 - 15,53 + 0 \cdot 0) = 150,00$			150,00

										41 Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ					

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:

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.31.

Таблиця 2.31

Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
$G_{пер} = 0,00$	0,00		
$G_{пер} = 249,47 \cdot (142,98 - 70) / (142,98 - 43,98)$		183,91	
$G_{пер} = 26,43 \cdot (150 - 70) / (150 - 58,36)$			23,08

2.3.32. Визначаю похибку балансових розрахунків водогрійної котельні за формулою:

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.32.

Таблиця 2.32

Визначення результату	Значення для режимів, %		
	МЗ	ТЗ	Л
$\Delta G\% = (368,98 - 171,93 - 112,59 + 0 - 58,55 - 15) \cdot 100 / 368,98$	2,96		
$\Delta G\% = (247 - 234,47 - 112,59 + 183,91 - 60,61 - 15) \cdot 100 / 247$		3,43	
$\Delta G\% = (122,28 - 24,43 - 102,41 + 23,08 - 15,53 - 2) \cdot 100 / 122,28$			0,80

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

2.4. ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНІ

2.4.1. Визначаю годинну витрату природного газу в котельні – $V_{КОТ}$, тис. м³/год, для трьох режимів роботи за формулою:

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

Результати визначення наводжу у табл. 2.33.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.33

Визначення результата	Значення для режимів, тис м3/год		
	МЗ	ТЗ	Л
$W_{\text{кот}} = 1,01 \cdot 34,51 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (92,5/100 \cdot 33730) = 4,00$	4,00		
$W_{\text{кот}} = 1,01 \cdot 22,52 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (92,5/100 \cdot 33730) = 2,62$		2,62	
$W_{\text{кот}} = 1,01 \cdot 11,41 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (92,5/100 \cdot 33730) = 1,33$			1,33

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

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

де:

$W_{\text{нас.рец}}$ – встановлена потужність робочих насосів рециркуляції, кВт.

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

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

$W_{\text{нас. св}}$ – встановлена потужність робочих насосів сирі води, кВт.

$W_{\text{нас.хв}}$ – встановлена потужність робочих насосів хімоочищеної води, кВт.

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

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

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

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

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

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

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

де:

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

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

						Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$K_{\tau}^{рік}$ – 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 – $(b_{\tau}^{відп})_{газ}$, м³/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 2.34.

Таблиця 2.34

Визначення результату	Значення для режимів, кг у.п./МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
$(b_{\tau}^{відп})_{газ} = 4,02 \cdot 10^3 / (23,43 + 10) = 33,41$ мЗ/ГДж	33,41	34,00	32,72
$(b_{\tau}^{відп})_{у.п.} = 4,02 \cdot 1,15 \cdot 10^3 / (23,43 + 10) = 38,43$ кг у.п./ГДж	38,43	39,10	37,62

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

$$e_{e/e}^{відп} = \Sigma W^{доб} / (\Sigma Q_{ТФ} \cdot 24) = 5400 / (23,21 \cdot 24) = 9,69$$

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

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

$$C_Q = (38,43 / 1,15) \cdot 8200 \cdot 10^{-3} + 9,6 \cdot 4,32 + 30,0 = 345,48 \text{ грн/ГДж}$$

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 2.35.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.35

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

№ п.п	Умовне позначення	Назва параметра	Один. виміру	Числове значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7
1	$t_{з\text{овн}}$	Температура зовнішнього повітря	°С	- 22	0	+ 15
2	$\Sigma Q_{\text{Ж.Р}}$	Сумарне теплове навантаження житлового району	МВт	23,43	11,44	1,29
3	$Q_{\text{П.П}}$	Теплове навантаження промислового підприємства	МВт	10	10	10
4	$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	Сумарне теплове навантаження котельні	МВт	34,51	22,52	11,41
5	τ_1	Температура мережної води в “прямій” магістралі на виході з котельні	°С	150°	70°	70°
6	τ_2	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в котельню	°С	47,43	32,56	30,00
7	$\tau_{\text{звор}}$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в мережні насоси	°С	54,91	43,98	58,36
8	G_1	Витрата води в “прямій” магістралі на виході з котельні	т/год	186,93	249,47	26,43
9	$G_{\text{убут}}$	Убуток води в тепломережі	т/год	15,0	15,0	2,0
10	G_2	Витрата води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	т/год	171,93	234,47	24,43
11	$G_{\text{рец}}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	58,55	60,61	15,53
12	$G_{\text{пер}}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	0	183,91	23,08
13	$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	Число встановлених водогрійних котлів	од	3	2	1
14	$N_{\text{ВК.Р}}$	Число котлів, що знаходяться в експлуатації	од	3	2	1

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ			Арк.
							45	
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

1	2	3	4	5	6	7
15	$N_{BK.B}$	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	2	1	0
17	V_{KOT}	Годинна витрата природного газу в котельні	тис.м ³ / год	4,02	2,62	1,33
18	$(b_T^{відп})_{газ}$	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію	м ³ /ГДж	33,41	34,00	32,72
19	$(b_T^{відп})_{у.п}$	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію	кг у.п /ГДж	38,43	39,10	37,62
20	ΣW_{BK}	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	кВт	300		
21	$e_{e/\epsilon}^{доб}$	Середньодобова питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/МВт	9,6		
22	$\text{Ц}_{Палив}$	Вартість природного газу	грн./ тис. м ³	8200	8200	8200
23	$\text{Ц}_{E/E}$	Вартість електроенергії	грн./ кВт.год	4,32	4,32	4,32
24	C_Q	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	Грн./ГДж	345,48		

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ

Арк.

46

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 ³ /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 – $Q_{нас.реци}^{НОМ}$, м³/год, та напору – $H_{нас.реци}^{НОМ}$, м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) пропуску води через трубопровід рециркуляції – $G_{РЕЦ} = 60,61$ т/год, та опору трубопровідної системи рециркуляції – $\Delta H_{РЕЦ}$.

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

$$N_{нас.реци}^{роб} = G_{РЕЦ}^{Т.З} / Q_{нас.реци}^{НОМ} = 60,61/88,6=0,68$$

*) 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.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		47

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	NB 50-160/167 A-F-A-BAQE		Grundfos NB 32-200.1/172 A-F-A-BAQE
2	$Q_{н. рец}^{ном}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	88,6	18,1	
3	$H_{н. рец}^{ном}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	33,5	27,5	
4	$N_{н. рец}^{ном}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	11	3	
5	$\eta_{н. рец}^{ном}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,82	0,5	

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 – $Q_{нас.мер}^{ном}$, м³/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” – G2=250 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.

						00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			48

Таблиця 2.37

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 125-400/368 A-F-A-BAQE	CR 32-3-2 A-F-A-E-HQQE	
2	$Q_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	239	30	
3	$H_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	43,8	38	
4	$N_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	45	5,5	
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 сирової води**

2.5.4.1.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів сирової води, його номінальної подачі – $Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$, м³/год, та напору – $H_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$, м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для підживлення – $G_{\text{с.в}}=16,67$ т/год, та опору трубопровідної системи – ΔH .

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

$$N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}} = G_{\text{с.в.}} / Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}} = 16,67 / 22,66 = 0,74$$

*) 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 сирової води наводжу в табл. 2.38.

									Арк.
									49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ				

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 завода-виробника	NB 32-160.1/177 AF2KBQQE		
2	$Q_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	22,66		
3	$H_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст.	“ – “	34,57		
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 – $Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$, м³/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 трубопровідної системи – ΔH (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:

$$N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}} = G_{\text{під}} / Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}} = 15/25,4=0,6$$

*) 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.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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 заводу-виробника	NK 32-160/151 A1-F-A-E-BAQE		
2	$Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	25,4		
3	$H_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м	“ – “	24,89		
4	$N_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	3		
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 – $Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$, м³/год, та напору – $H_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$, м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для потреб промислового підприємства – $G_{\text{тех}}=107.14$ т/год та опору трубопровідної системи – ΔH .

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

$$N_{\text{нас.тех}}^{\text{роб}} = G_{\text{тех}} / Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}} = 107.14/115=0,94 \quad *)$$

*) 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.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		51

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 ³ /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 – $Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$, м³/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 – ΔH .

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

$$N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}} = G_{\text{хов}} / Q_{\text{нас.репц}}^{\text{ном}} = 15,15/15,9=0,95$$

*) 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 сирової води наводжу в табл. 2.41.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		52

Таблиця 2.41

Характеристика насосів хімоочищеної 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 завод-виробника	NKE 32-160.1/175		
2	$Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /ГОД	З паспорта насоса	15,9		
3	$H_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м	“ – “	19,4		
4	$N_{\text{нас. хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	1,5		
5	$\eta_{\text{нас. хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,89		

2.5.5. Вибір деаераторів водогрійної котельні

Загальноприйнятим рішенням для водогрійних котельних є встановлення для деаерації води не менше двох деаераторів вакуумного типу з охолодником випару для кожного. До встановлення обираємо 1 деаератор ДВ-15. Блок параметрів наводжу в таблиці 2.42

Таблиця 2.42

Характеристика деаераторів водогрійної котельні

№ п.п	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення
1	3	4	5	6
1	Типорозмір деаератора		За інформаційними листами заводів виробників	ДВ-15
2	Номінальна продуктивність	т/год	«--»	5
3	Діапазон продуктивності	т/год	«--»	4,5...18
4	Температура деаерованої води	°С	«--»	40...80
5	Температура теплоносія	°С	«--»	70...180
6	Тип охолодника випару		«--»	ОВВ-2
7	Тиск робочий абсолютний	МПа	«--»	0,0075...0,05
8	Тип ежектора		«--»	ЕВ-10

									Арк.
									53
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ				

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:

$$F = Q_{\text{ПСВ}} / \Delta t \cdot K = 190000 / 105 \cdot 2500 = 0,723 \text{ м}^2$$

K — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник FUNKE FP 04 $F = 0,95$ м. Максимально можлива площа поверхні нагріву — $F = 0,95 \text{ м}^2$, 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:

$$F = Q_{\text{ХОВ}} / \Delta t \cdot K = 620000 / 73 \cdot 2500 = 3,4 \text{ м}^2$$

K — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник FP 04 $F = 2,7$ м. Максимально можлива площа поверхні нагріву — $F = 2,7 \text{ м}^2$, площа поверхні нагріву однієї пластини — $0,09 \text{ м}^2$, 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:

$$F = Q_{\text{тех}} / \Delta t \cdot K = 100000 / 57,46 \cdot 2500 = 6,8 \text{ м}^2$$

K — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник FP 08 $F = 8,4$ м. Максимально можлива площа поверхні нагріву — $F = 8,4 \text{ м}^2$, площа поверхні нагріву однієї пластини — $0,2 \text{ м}^2$, кількість пластин — 37 шт.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						54
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 тягодуттєве обладнання

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

РОЗДІЛ 3. Охорона праці

У даному дипломному проєкті розглядається розрахунок і проектування 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 проектуванні 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. Стаціонарні 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 запроєктований 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, м³;
- в) водогрійних котлів (теплопродуктивністю кожного не більше 9,69 ГДж/год , 2,5 Гкал/год), що не мають барабанів;
- г) котлів-утилізаторів – без обмежень.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ						
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №5 в м. Черкаси</i> РОЗДІЛ 3			Літера	Аркушів	Аркуш	
Розробив	Майка С.І.								95	56	
Перевірив	Бойко В.О.							ЗТЕ-4-5 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 технічним причинам 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 прибори;
- г) зольні приміщення;
- д) вентиляторні площадки;
- е) димососні площадки;
- є) приміщення для баків і деаераторів.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						57
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.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						58
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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						59
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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						60
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.

3.3Заходи 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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						61
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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

і сульфіти. При цьому одним із найбільш ефективних абсорбентів виявився аміак. В такій сіркоуловлювальній установці аміак вступає у взаємодію із сірчистим ангідридом з утворенням сульфіту амонію. Розчин бісульфіту 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 сульфідів і сульфатів 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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						63
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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						64
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 безпеки для людей має бути не більше 10⁶ 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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						65
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 небезпекою, а також класи вибухонебезпечних зон в приміщеннях і поза ними. Саме залежно від категорії приміщень і будівель, та класу зон за вибухопожежною небезпекою, 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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						66
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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						67
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.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						68
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.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						69
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.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						70
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 4. ЗАГАЛЬНИЙ ОГЛЯД ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ В УКРАЇНІ І ОСНОВНИХ ГАЛУЗЕЙ ТА ПІДПРИЄМСТВ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ, ЩО МОЖУТЬ БУТИ ДЖЕРЕЛАМИ ВТОРИННОГО ТЕПЛА ДЛЯ ПОТРЕБ ОПАЛЕННЯ

4.1. Загальний огляд централізованого теплопостачання в Україні

Дослідження структури та поточного стану централізованого теплопостачання в Україні спирається на статистичні матеріали Державної служби статистики України, офіційні дані теплопостачальних підприємств, а також на положення стратегічних документів енергетичної політики — зокрема, регіональні схеми теплопостачання та плани сталого енергетичного розвитку територіальних громад. Таке поєднання офіційних джерел дає змогу об’єктивно оцінити рівень охоплення населення послугами централізованого опалення, визначити його територіальні особливості та простежити динаміку розвитку галузі.

В Україні функціонує понад 300 населених пунктів із населенням більше 10 тисяч осіб, у яких діють ліцензовані теплопостачальні підприємства. Вони забезпечують виробництво, транспортування та реалізацію теплової енергії споживачам різних категорій. У малих населених пунктах структура системи менш розгалужена — там часто експлуатуються окремі локальні котельні, призначені для забезпечення теплом окремих об’єктів соціальної інфраструктури: шкіл, дитсадків, лікарень та адміністративних будівель.

Більшість суб’єктів ринку централізованого теплопостачання мають комунальну форму власності. Вони є частиною муніципальних господарських комплексів та діють у межах компетенції місцевих органів влади. Окрім того, в енергетичній структурі присутні підприємства іншого типу - ті, що належать промисловим об’єднанням і користуються власними котельнями. Історично така модель сформувалася ще в радянський період, коли великі промислові підприємства обслуговували прилеглі житлові масиви, де проживали їхні працівники. У нинішніх умовах більшість таких підприємств приватизовано, і

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						71
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

вони виступають самостійними виробниками теплової енергії, що діють поза прямим підпорядкуванням органам місцевого самоврядування.

Окрему групу становлять незалежні виробники теплової енергії - приватні компанії, для яких надання теплопостачальних послуг є основним або одним із ключових видів діяльності. Сумарно в Україні налічується близько 350–400 комунальних і приблизно 50–60 приватних операторів ринку теплопостачання.

Основу палива для централізованого теплопостачання становить природний газ, частка якого залишається домінуючою. Проте окремі котельні продовжують експлуатувати вугілля, а теплоелектроцентралі (ТЕЦ) і теплові електростанції (ТЕС) також забезпечують значну частку теплової енергії. У структурі джерел присутні й котельні, що працюють на електроенергії, хоча їхній вплив на загальний енергобаланс залишається незначним.

Починаючи з 2010-х років, державна енергетична політика поступово орієнтується на заміщення викопних джерел біомасою та іншими відновлюваними видами палива. Ця тенденція особливо помітна у малих містах і сільській місцевості, де значна частина бюджетних установ (освітніх, медичних, адміністративних) переведена на альтернативне опалення — котельні на деревних відходах, пелетах чи трісці. У результаті частка біомаси у виробництві теплової енергії в Україні нині становить близько 10%, і цей показник поступово зростає внаслідок державних та муніципальних програм енергетичної модернізації.

Постачання теплової енергії для систем централізованого опалення здійснюється від двох основних типів джерел: опалювальних котелень і теплоелектроцентралей. За наявними оцінками, на ТЕЦ припадає приблизно 25–27% від загального обсягу теплового постачання, ще близько 3% формують ТЕС та атомні електростанції (АЕС), які мають теплові відбори для комунального обігріву прилеглих населених пунктів. Решту (понад 70%) забезпечують автономні котельні, переважно комунальні.

Відповідно до даних Держстату, централізоване теплопостачання поширене нерівномірно по регіонах України (табл. 4.1). Це зумовлено різною щільністю

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						72
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

міського населення, історичними особливостями забудови та промисловим профілем областей.

Таблиця 4.1

Обсяги виробництва теплової енергії для потреб ЦТ в регіонах України

Область	Кількість міст* з ЦТ	Частка житлової площі, що отримує тепло від ЦТ	Частка області у вир-ві енергії для ЦТ	Обсяг виробництва теплової енергії для потреб ЦТ, тис. т н.е.
Київська з м.Київ	35	67%	23%	1 446
Харківська	15	71%	13%	809
Дніпропетровська	25	63%	10%	628
Запорізька	12	54%	7%	423
Донецька	28	60%	6%	398
Одеська	11	45%	5%	289
Львівська	26	33%	4%	257
Сумська	12	46%	3%	196
Вінницька	9	26%	3%	174
Полтавська	13	37%	3%	173
Хмельницька	15	32%	2%	155
Чернігівська	20	32%	2%	142
Черкаська	14	28%	2%	138
Миколаївська	5	47%	2%	137
Івано-Франківська	11	23%	2%	107
Житомирська	10	27%	2%	107
Рівненська	12	29%	2%	106
Херсонська	8	39%	2%	106
Кіровоградська	10	35%	2%	105
Тернопільська	7	26%	2%	99
Волинська	7	29%	1%	93
Луганська	11	40%	1%	84
Чернівецька	6	19%	1%	47
Закарпатська	0	0%	0%	0

*- Маються на увазі населені пункти з числом жителів більше 10 тис. чоловік

Найвищі показники обсягів виробництва тепла для ЦТ спостерігаються у столиці та великих промислових регіонах. Так, сукупно Київська (разом із м. Київ), Харківська, Дніпропетровська, Донецька та Запорізька області забезпечують понад 60% від загального виробництва теплової енергії для потреб централізованого опалення по країні. У цих регіонах зосереджено значна кількість теплоелектроцентралей, промислових підприємств і густонаселених міських агломерацій (рис.4.1, 4.2.).

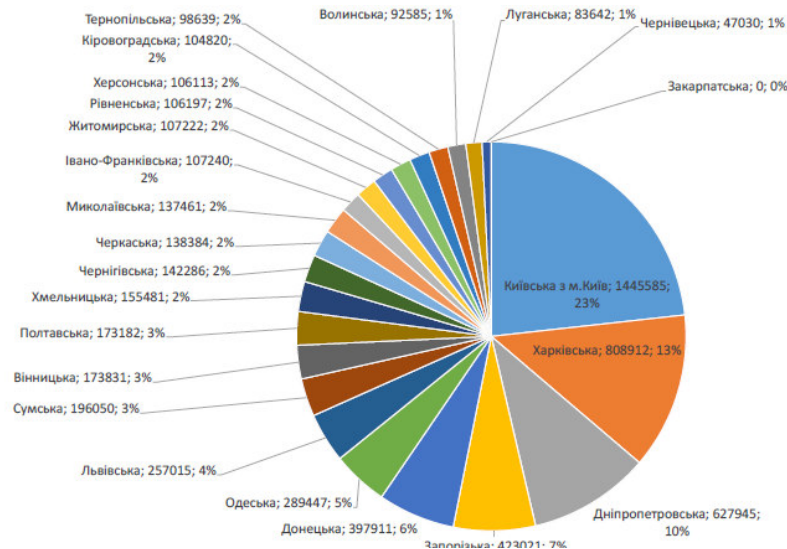


Рис. 4.1. Обсяги (тис. т н.е.) та частка регіонів України у загальному виробництві теплової енергії для потреб ЦТ

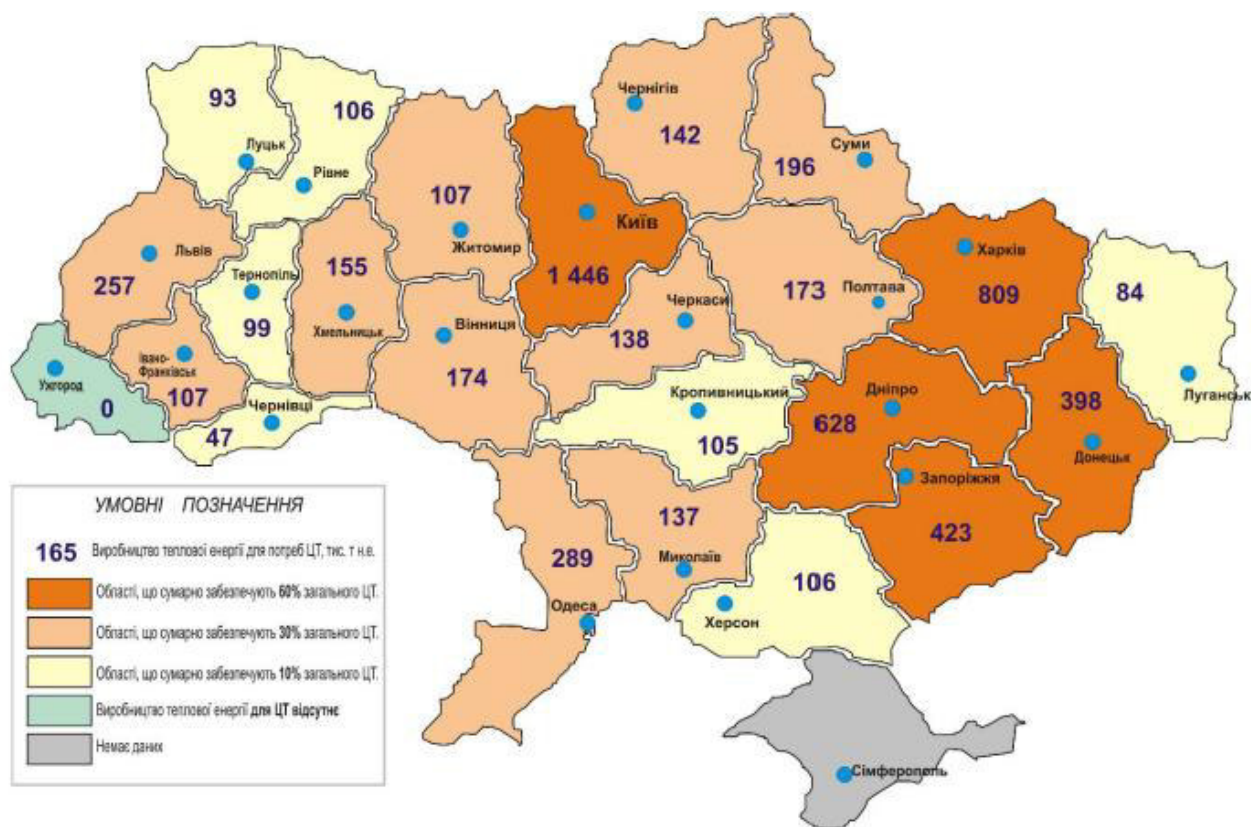


Рис. 4.2. Географічний розподіл областей з найбільшою концентрацією виробництва теплової енергії для потреб ЦТ (тис. т н.е.).

До другої групи областей із середнім рівнем охоплення централізованим тепlopостачанням входять Одеська, Львівська, Сумська, Полтавська, Чернігівська, Хмельницька, Вінницька, Черкаська, Миколаївська, Івано-

Франківська та Житомирська області. їхній сумарний внесок становить близько 30% ринку теплової енергії. Решта регіонів забезпечують лише до 10% обсягів, причому в Закарпатській області централізоване опалення фактично відсутнє через географічні та історичні особливості розвитку інфраструктури.

Загалом близько 35–40% громадян України отримують послуги централізованого теплопостачання - це може бути опалення житлових приміщень і постачання гарячої води в опалювальний сезон або цілорічне ГВП у великих містах.

Варіації у рівні підключення до систем ЦТ пояснюються низкою чинників. По-перше, різною щільністю урбанізованих територій: великі міста мають розвинену інфраструктуру та високий рівень багатоповерхової забудови, що створює передумови для ефективного функціонування централізованих систем опалення. По-друге, у багатьох регіонах сприяючим або стримувальним фактором виступає місцева політика: ряд громад схвалили програми поступового переходу на індивідуальне опалення. Показовим є приклад Закарпаття, де міста Ужгород, Мукачево та інші практично повністю демонтували централізовані системи. Аналогічна ситуація спостерігається в окремих населених пунктах півдня України (Нікополь, Покров, Марганець, Трускавець), а Івано-Франківська міська рада офіційно розглядала відмову від централізованого теплопостачання в межах міста.

Таким чином, відмічається тенденція до децентралізації теплопостачання у малих та середніх містах із низькою щільністю забудови, де експлуатація великих централізованих систем є економічно не вигідною. У протизвагу, у мегаполісах зі щільною забудовою централізовані котельні залишаються ключовими об'єктами енергетичної безпеки міського господарства.

Відповідно до узагальнених статистичних оцінок, загальний обсяг виробництва теплової енергії для потреб централізованого опалення в країні становить близько 6,2 млн т умовного палива. При цьому понад чверть цього обсягу припадає лише на столицю та Харків.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						75
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Обласні центри відіграють провідну роль у формуванні регіональних балансів теплової енергії. За сумарними показниками 50 найбільших міст України створюють приблизно 78% загального обсягу виробництва тепла для ЦТ. У менших містах основна частина теплової енергії витрачається на потреби соціальної інфраструктури, тоді як населення переважно користується автономними котлами (рис.4.3).

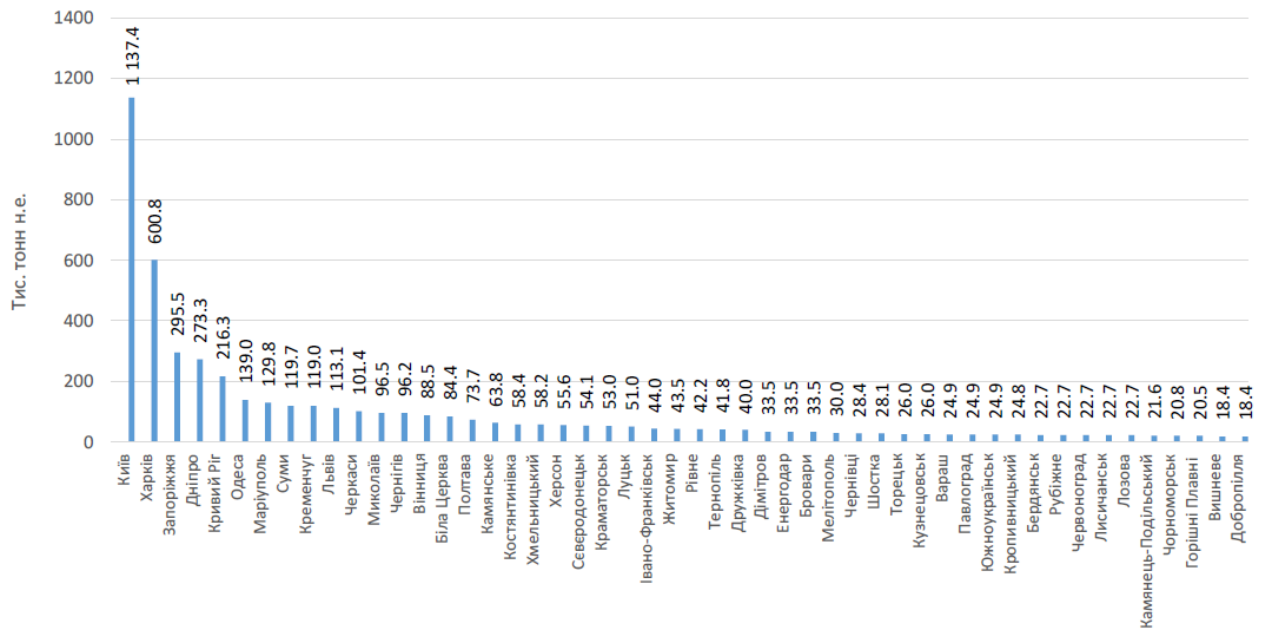


Рис. 4.3. Міста з найбільшим обсягом виробництва теплової енергії для потреб ЦТ

Тарифи на централізоване теплопостачання в Україні формуються за принципом «витрати плюс», що означає врахування базової собівартості енергоносіїв і операційних витрат із додаванням нормативної маржі. Станом на вересень-жовтень 2022 року ціна природного газу:

- для населення - приблизно 8 000 грн/тис. м³ (із ПДВ);
- для бюджетних установ - близько 16 500 грн/тис. м³;
- для промислових споживачів - приблизно 30 000 грн/тис. м³.

Таким чином, для двох перших категорій діють фактично субсидовані тарифи, які є нижчими за ринкові. Це створює суттєвий ціновий дисбаланс і обмежує економічну привабливість альтернативних джерел енергії, оскільки

біопаливо не завжди може конкурувати з дешевим газом, що постачається за фіксованою ціною для комунального сектору.

Слід також зазначити, що понад 80% теплової енергії в централізованому секторі споживається саме домогосподарствами, тоді як на бюджетні установи та промислових споживачів припадає менша частка. Для населення також діє пільговий тариф на електроенергію (1,68 грн/кВт·год проти 5,5–6,5 грн/кВт·год для бізнесу), що додатково знижує мотивацію до переходу на альтернативні системи опалення.

На рис. 4.4 показано вартість енергії в паливі згідно цін енергоносіїв, що склались в опалювальний сезон 2021-2022 р.р.

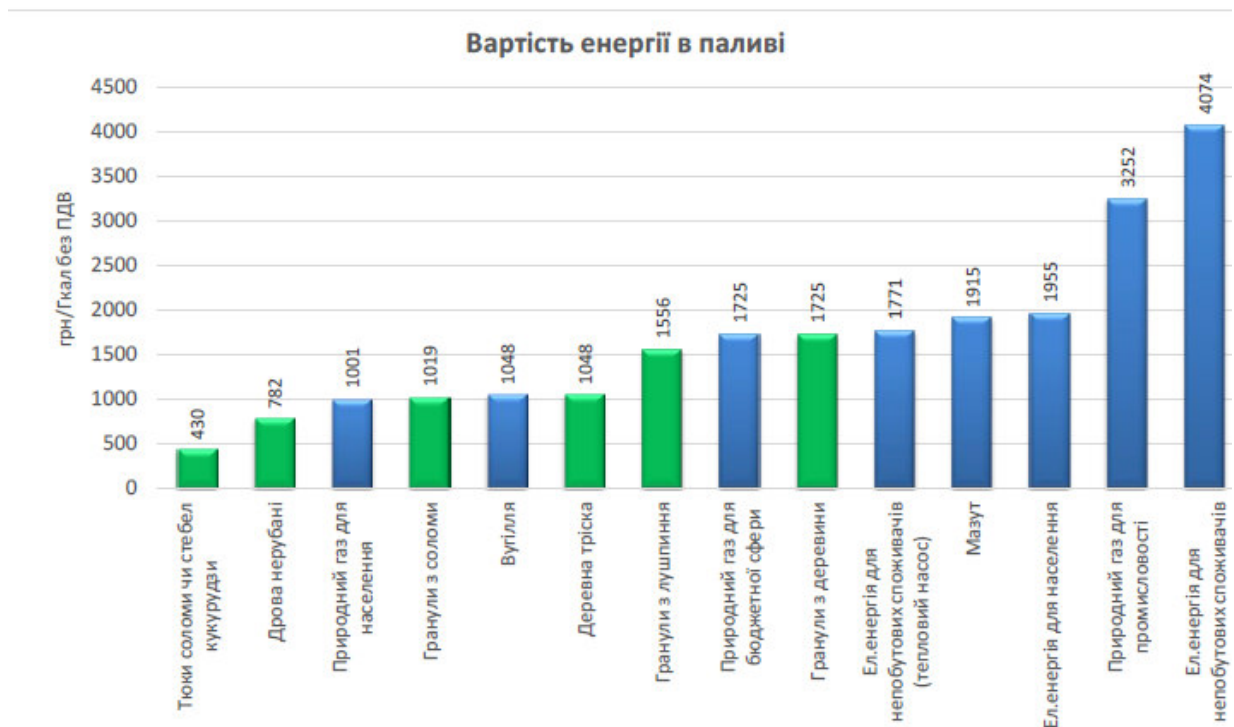


Рис. 4.4. Вартість енергії в паливі за цінами енергоносіїв в опалювальний сезон 2021-2022 р.р.

Незважаючи на те, що централізоване тепlopостачання залишається важливою складовою енергетичного комплексу, протягом останнього десятиліття галузь перебуває у стані тривалої трансформації. Загальні обсяги споживання теплової енергії поступово скорочуються внаслідок:

- активного впровадження енергоефективних рішень у житловому секторі (модернізація будівель, утеплення фасадів, енергоощадні вікна тощо);

- нестійкого фінансового стану теплопостачальних підприємств, що обмежує інвестиційну діяльність і призводить до відключення окремих споживачів;

- зростання кількості міст і будинків, які переходять на індивідуальні або автономні системи опалення.

У результаті щороку кількість споживачів централізованого тепла зменшується, а навантаження на тепломережі стає нерівномірним. Ця тенденція вимагає переосмислення традиційної моделі централізованого опалення з переходом до інтегрованих гібридних схем, де частину теплової енергії можна буде отримувати з вторинних енергетичних ресурсів (ВЕР) промислових підприємств, геотермальних джерел або теплових насосів.

Області з найвищим рівнем розвитку ЦТ - Київська, Харківська, Дніпропетровська, Донецька та Запорізька - водночас мають найбільшу концентрацію промислових об'єктів, які потенційно можуть стати джерелами вторинного тепла для міських тепломереж. Це підприємства металургії, машинобудування, хімічної та харчової промисловості, а також ТЕЦ, що мають надлишкові теплові відходи виробництва. У цих регіонах створення технологічних рішень для утилізації відпрацьованого тепла може бути економічно доцільним і технічно здійсненним.

Однак реалізація таких проєктів безпосередньо залежить від тарифної політики. Оскільки тарифи на газ для населення залишаються субсидованими, альтернативні джерела часто не можуть конкурувати за ціною теплової енергії. Таким чином, інвестиційна привабливість «зелених» або вторинних технологій підвищиться лише за умови вирівнювання ринкових умов та цільової державної підтримки.

4.2. Основні галузі промисловості та оцінені обсяги вторинного тепла

На сучасних промислових підприємствах, а також на теплових електростанціях, у технологічних процесах ефективно використовується лише частина енергетичного потенціалу палива, тоді як істотна його частка втрачається

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		78

у вигляді невикористаної теплоти. Орієнтовно можна вважати, що до половини енергії, закладеної в паливі, не перетворюється на корисну роботу і відводиться в навколишнє середовище. Той енергетичний потенціал, який зберігається у відходах, побічних чи проміжних продуктах і не задіяний в основному виробництві, але може бути використаний для забезпечення енергією інших установок, агрегатів чи об'єктів, прийнято називати вторинними енергетичними ресурсами (ВЕР)[1].

Класичне визначення ВЕР трактується таким чином: це запас енергії (у вигляді фізичної теплоти, потенційної енергії надлишкового тиску, хімічної енергії тощо), який міститься в продукції, відходах, побічних і проміжних продуктах, що вже не може бути використаний у даному агрегаті, проте придатний для повного або часткового застосування з метою енергопостачання інших споживачів. На принциповій схемі утилізації ВЕР (рис. 4.5) схематично показано, як такі ресурси можуть бути інтегровані в енергосистему підприємства.

Іншими словами, вторинні енергоресурси – це енергія, що залишається в основних або побічних продуктах технологічних процесів і не може бути раціонально використана саме в цьому процесі, але підлягає частковому чи повному використанню в інших технологічних циклах чи енергетичних установках.

Вторинні енергоресурси можуть залучатися до використання двома основними шляхами.

Перший – це безпосереднє використання, коли вид енергоносія не змінюється (наприклад, застосування гарячих газів або рідин для підігріву іншого середовища).

Другий – перетворення ВЕР у енергоносії вищого потенціалу або іншого типу (наприклад, виробництво пари, гарячої води чи електроенергії у спеціальних утилізаційних установках).

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		79

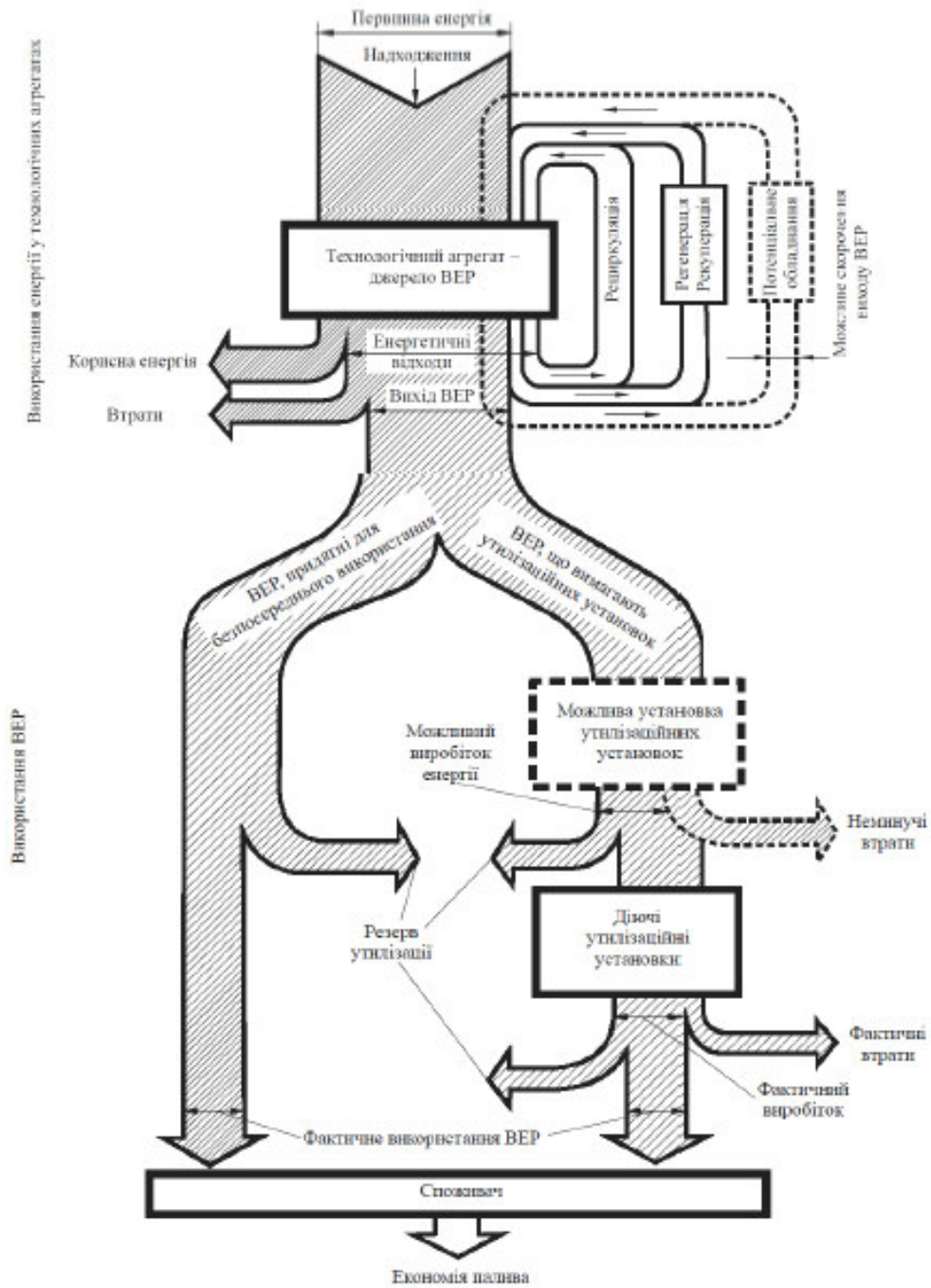


Рис. 4.5. Принципова схема використання енергоресурсів при утилізації ВЕР [7]

Під утилізаційною установкою розуміють технічний засіб, за допомогою якого за рахунок зниження енергетичного потенціалу носія ВЕР здійснюється вироблення енергоносіїв (водяної пари, гарячої чи охолодженої води, електроенергії, механічної роботи).

Зазвичай ВЕР поділяють на такі основні групи:

Горючі або паливні ВЕР. До цієї категорії належать ресурси, що містять хімічну енергію і можуть використовуватися як паливо в топках котлів та печах. Типовими прикладами паливних ВЕР у чорній металургії є доменний, феросплавний, конвертерний і коксовий газ. Ці газу широко застосовують як паливо в різних технологічних агрегатах і котельних установках, що дозволяє частково заміщати традиційні види палива.

Теплові ВЕР. До теплових ВЕР відносять ресурси, які мають фізичну теплоту:

- відхідні газу промислових печей і технологічних агрегатів;
- нагріту основну, побічну чи проміжну продукцію;
- робочі теплоносії систем охолодження (вода, повітря, пар);
- відпрацьовані гаряча вода та пара з технологічних і силових установок.

На рис. 4.5 показано принципову схему використання енергоресурсів із залученням теплових ВЕР.

При цьому до теплових вторинних ресурсів не відносять:

- теплоту відхідних газів, продукції та відходів виробництва, яка через регенерацію чи рециркуляцію повертається в той самий агрегат;
- ентальпію конденсату, що повертається в парогенератори або до джерел паропостачання;
- ентальпію продуктів, які йдуть на подальшу стадію переробки в межах того самого технологічного ланцюга.

Отже, теплота відходів, яка з агрегату знову спрямовується на підігрів сировини, повітря чи інших потоків у цьому ж агрегаті (регенерація, рекуперація), не враховується як вторинний енергетичний ресурс у вузькому розумінні енергозбереження.

Завдяки використанню теплових ВЕР, за оцінками фахівців, щорічно можна заощаджувати до 10% природного палива. Водночас не всі теплові втрати технологічних агрегатів можуть бути технічно реалізовані та економічно

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		81

виправдані для утилізації. Найбільший інтерес становлять теплоносії, які характеризуються безперервністю потоку, високим температурним рівнем і достатньою концентрацією теплового потоку. До найбільш цінних джерел належать:

- теплота готової продукції;
- теплота відхідних газів;
- теплота, що відводиться при охолодженні елементів печей та інших високотемпературних агрегатів.

ВЕР надлишкового тиску. До цієї групи відносять ресурси, що мають запас потенційної енергії за рахунок підвищеного тиску – як правило, гази або рідини, які виходять із технологічних агрегатів під надлишковим тиском. Основний шлях їх утилізації – перетворення цієї енергії на механічну роботу чи електроенергію, зокрема за допомогою турбінних установок.

Згідно з енергетичним балансом України за 2020 рік (без урахування тимчасово окупованих територій), найбільш енергоємними галузями за кінцевим споживанням енергії (тепло, паливо) і, відповідно, такими, що мають найбільший потенціал формування ВЕР, є: чорна металургія, хімічна та нафтохімічна промисловість, кольорова металургія, виробництво неметалевих мінеральних виробів, гірничодобувна промисловість, а також харчова й тютюнова галузі. На рис. 4.6 наведено структуру кінцевого енергоспоживання України у 2020 році, з якої видно провідну роль перелічених секторів у загальному балансі.

Дуже значними є й витрати енергії в транспортній сфері, особливо в автомобільному й трубопровідному транспорті, а також у сільському господарстві. Однак через специфіку роботи та територіальну розосередженість ці галузі складно розглядати як вагомні джерела ВЕР для цілей централізованого теплопостачання: енергетичні потоки там менш концентровані і часто віддалені від потенційних споживачів тепла.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		82

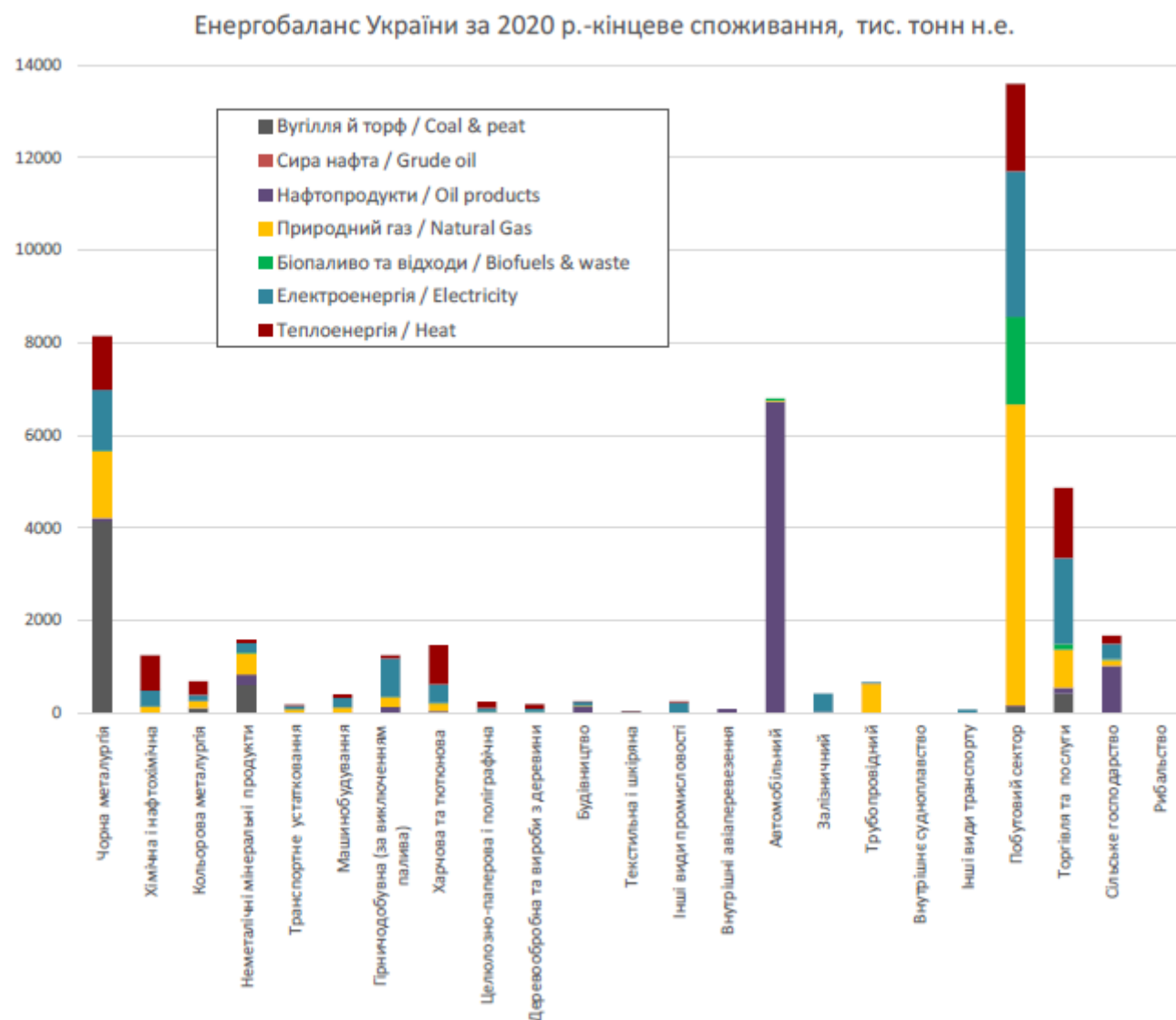


Рис. 4.6. Енергобаланс України в 2020 році (кінцеве енергоспоживання), тис. тонн н.е.

Серед потенційних споживачів вторинного тепла для опалення доцільно розглядати насамперед побутовий сектор (який посідає перше місце за обсягами кінцевого споживання енергії) та сферу торгівлі й послуг (одну з провідних галузей за споживанням енергії серед непобутових секторів). Разом з тим, з даних енергобалансу видно, що навіть сукупне споживання енергоресурсів найбільш енергоємними промисловими галузями суттєво менше, ніж потреби житлового сектору та сфери послуг. Це означає, що навіть при максимальному залученні ВЕР промисловості вони можуть забезпечити лише частину потреб у теплі, передусім на локальному рівні.

Джерела вторинних енергоресурсів у чорній металургії охоплюють широкий спектр процесів:

- операції з підготовки залізорудної сировини (агломерація, огрудкування концентрату), коксування вугілля, випалювання вапняку, виготовлення вогнетривів і феросплавів;
- процеси виплавки чавуну в доменних печах та альтернативні позадоменні способи отримання заліза (рис. 4.7);
- сталеплавильні процеси – мартенівський, конвертерний, електросталеплавильний;
- операції розливання, кристалізації, нагріву та прокатування металу.

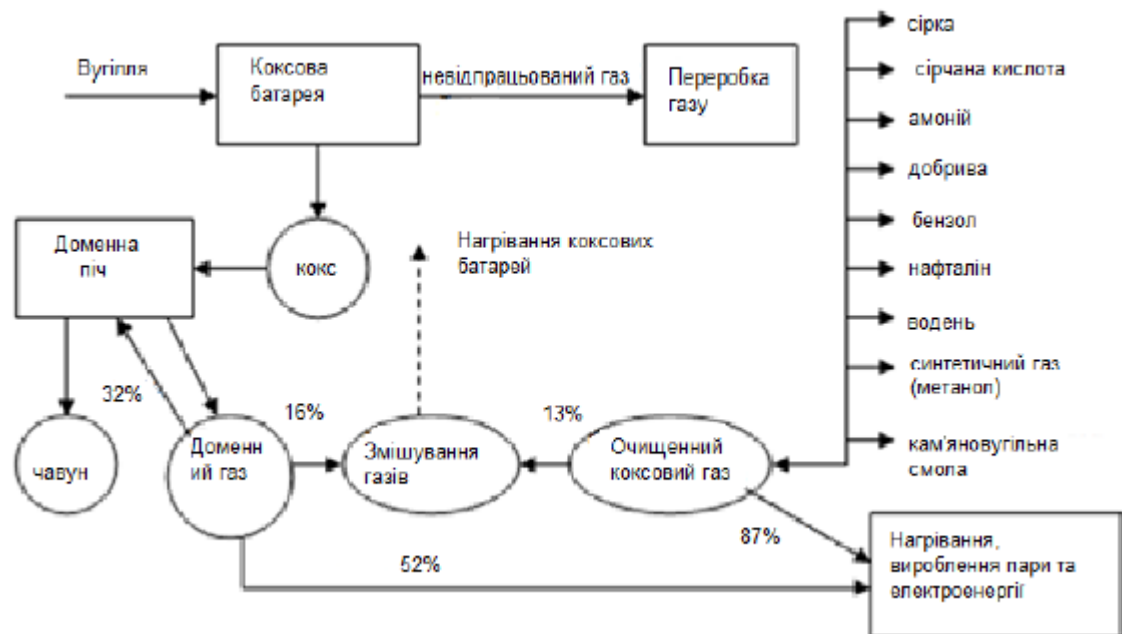


Рис. 4.7. Схема виробництва коксу, інтегрована до складу металургійного підприємства

До теплових ВЕР у чорній металургії належать:

- теплота основних продуктів технології (агломерат, обкотиші з печей випалу, вапно, кокс, чавун, сталь, прокат);
- теплота металургійних шлаків (доменних, мартенівських, конвертерних, електросталеплавильних);
- теплота відхідних газів різних печей і агрегатів (агломераційні, газу печей випалу, коксовий, доменний, мартенівський, конвертерний, феросплавний

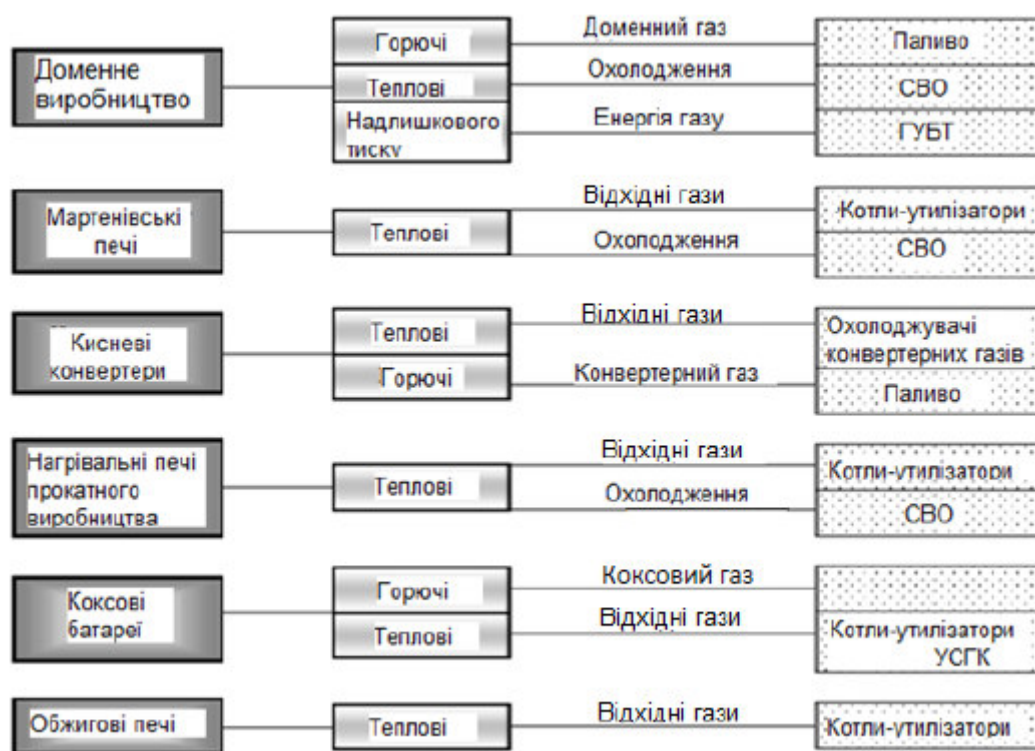
					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		84

газ, димові гази нагрівальних пристроїв у прокатних цехах);

- теплота охолоджувачів елементів конструкцій печей (вода, пара, нагріте повітря при водяному, випарному чи повітряному охолодженні).

На рис. 4.7 наведено схему виробництва коксу в інтегрованому металургійному комплексі, де видно взаємозв'язок коксохімічних і доменних агрегатів.

Для металургійного підприємства повного циклу можна виділити певну структуру утворення та можливого використання ВЕР, що ілюструється на рис. 4.8.



СВО - системи випарного охолодження, УСГК - установка сухого гасіння коксу, ГУБТ - газова утилізаційна безкомпресорна турбіна

Рис. 4.8. Структура вироблення та утилізації ВЕР у чорній металургії.

У коксохімічному виробництві найпоширенішою today є технологія сухого гасіння коксу, коли тепло від розпеченого коксу передається теплоносію, який далі спрямовують до котлів-утилізаторів для одержання пари (до параметрів тиску до десятків мегапаскалів і температур близько 440 °С). Охолоджений до 150–170

°C газ очищують від пилу в циклонах і повертають у камеру гасіння, забезпечуючи циркуляційний режим.

Застосування сухого гасіння дає можливість утилізувати понад 80% теплоти розпеченого коксу. Після відбору теплоти в утилізаційній системі коксовий газ проходить глибоке очищення від смол, аміаку, бензольних фракцій і подається в газгольдер, звідки розподіляється споживачам палива – напряму або через газозмішувальні станції.

Як видно зі структури на рис. 4.8, доменний газ є комбінованим вторинним енергоресурсом, оскільки одночасно має ознаки теплового, паливного ресурсу та ресурсу надлишкового тиску. Доменний процес формує:

- теплові ВЕР – близько п'ятої частини загальної витрати теплоти (теплота рідкого чавуну, шлаку, фізична теплота доменного газу, теплота систем охолодження печі);
- паливні ВЕР – хімічну енергію доменного газу, частка якої може сягати понад 40% теплового балансу доменного агрегату;
- додаткові теплові ВЕР – теплота відхідних газів повітрянагрівачів (кауперів), яку також можливо частково утилізувати.

Фізична теплота доменного газу, яка визначається температурою газу на колошнику 150–350 °C, наразі використовується недостатньо. Основні причини:

- значні втрати теплоти при традиційному вологому очищенні доменного газу;
- відносно невисока температура газу, через що застосування звичайних поверхневих теплообмінників часто економічно неефективне.

Можливі напрямки вирішення проблеми залучення цієї теплоти включають:

- перехід на системи сухого очищення доменного газу з подальшим використанням його в ГУБТ;
- застосування теплообмінників, у яких неочищений газ до газоочищення нагріває очищений газ після очищення, який далі спрямовується до ГУБТ;
- використання доменного газу до очищення для підігріву мережевої

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		86

води систем теплопостачання;

- використання контактних теплообмінників, здатних працювати в умовах забруднених газів.

З метою продовження ресурсу футерівки і металоконструкцій високотемпературних печей (доменних, мартенівських, нагрівальних) застосовують примусове охолодження окремих вузлів, що супроводжується значними втратами теплоти. У ряді випадків ці втрати сягають 10–20% від загальної витрати теплоти, що обґрунтовує використання систем випарного охолодження (СВО), які дозволяють отримувати насичену пару з тиском до кількох мегапаскалів.

Так, більшість мартенівських печей оснащені розвиненими СВО, що охоплюють десятки елементів печі: кесони, балки, стійки, рами завалочних вікон, форсунки, клапани та інші компоненти.

Використання фізичної теплоти конвертерної сталі суттєво залежить від прийнятої схеми розливання. При розливанні у виливниці теплота сталі повертається в процес через «гарячий посад» зливків у нагрівальні колодязі, що дозволяє використовувати приблизно половину теплового потенціалу сталі. При застосуванні машин безперервного лиття заготовок (МБЛЗ) відкривається можливість отримання теплової енергії у вигляді гарячої води чи пари.

Конвертерний газ найчастіше утилізують у двох напрямках – як паливо та як джерело теплоти для виробництва пари в котлах-утилізаторах.

У прокатному виробництві основними джерелами ВЕР є термічні та нагрівальні печі, у тому числі великі методичні печі. Значна частина теплоти відводиться при охолодженні конструкцій печей, насамперед через подові труби, де доцільно застосовувати випарне охолодження. Теплота відхідних газів частково використовуються в рекуператорах для підігріву повітря, проте залишковий тепловий потенціал потребує додаткової утилізації – зазвичай через котли-утилізатори для одержання гарячої води, пари або електроенергії.

Відхідні гази печей належать до найцінніших теплоносіїв серед ВЕР, оскільки мають усі необхідні характеристики для ефективної утилізації: високу

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		87

температуру, значні обсяги та сталість надходження. Втрати тепла з такими газами можуть становити від 30–40% до 60–70% від загальної кількості теплоти, що утворюється при згорянні палива.

Теплоту відхідних газів використовують за трьома основними схемами: замкнутою (технологічною), розімкнутою (енергетичною) та комбінованою.

У замкнутій схемі (рис. 4.9) теплота газів повертається в той самий технологічний процес шляхом нагрівання повітря чи палива в регенераторах або рекуператорах, що дозволяє зменшити витрати палива в агрегаті, але одночасно скорочує обсяг ВЕР, доступних для зовнішнього використання.

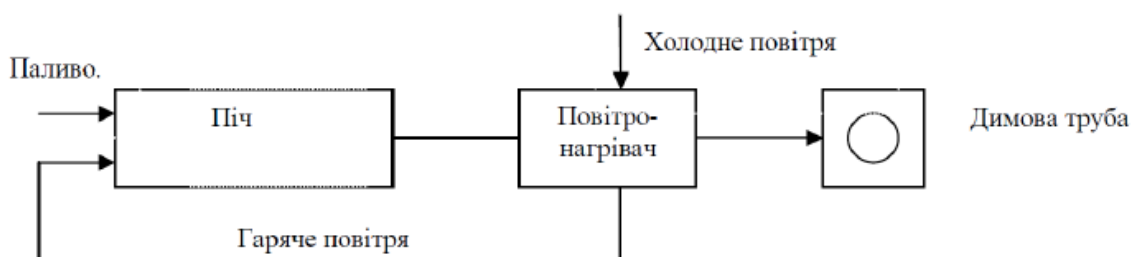


Рис. 4.9. Замкнута схема утилізації тепла відхідних газів

У розімкнутій схемі (рис. 4.10) теплота димових газів спрямовується в котли-утилізатори для отримання пари, гарячої води або електроенергії, яка використовується вже поза межами первинного агрегату. Котли-утилізатори рекомендується розташовувати якомога ближче до місця виходу газів із печі для мінімізації втрат. Після проходження через такі котли температура газів зазвичай знижується до 180–200 °С.

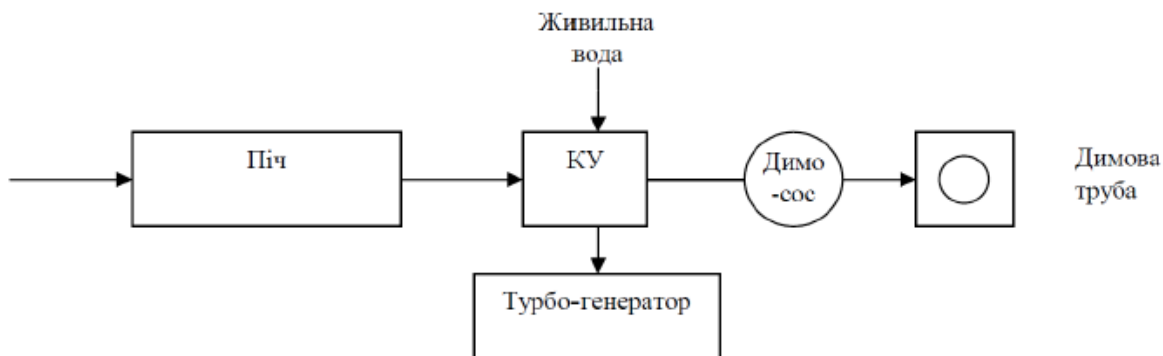


Рис. 4.10. Розімкнута схема утилізації тепла відхідних газів

Комбінована схема (рис. 4.11) передбачає послідовне використання теплоти газів у повітрянагрівачах та котлах-утилізаторах, що дозволяє досягти максимальної глибини утилізації тепла.

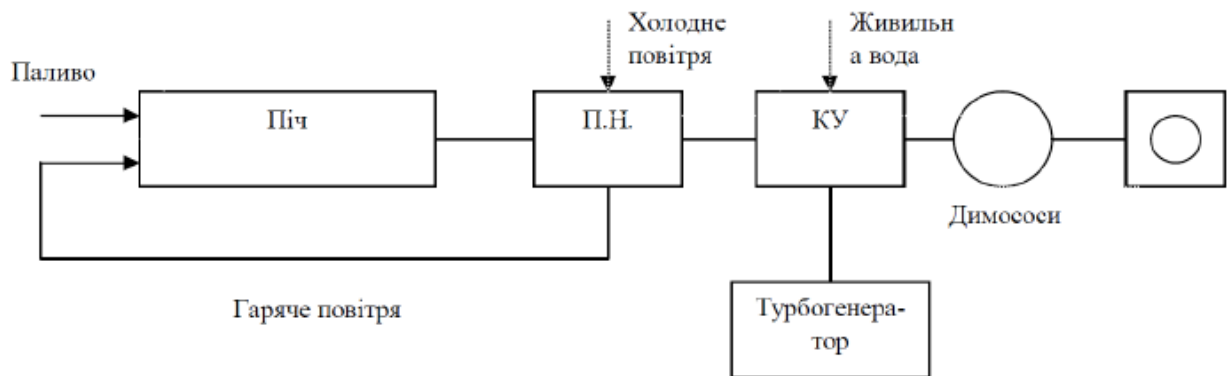


Рис. 4.11. Комбінована схема утилізації тепла відхідних газів

Котли - утилізатори

Котли-утилізатори, які застосовують для відбору теплоти відхідних газів, бувають різних конструкцій – газотрубні, водотрубні, змійовикові – і добираються залежно від температури газів, тиску та параметрів пари. У чорній металургії, як правило, найчастіше використовують конвективні водотрубні котли-утилізатори, встановлені за мартенівськими, нагрівальними, обпалювальними та іншими печами.

Загалом у різних галузях промисловості найбільш значущими джерелами теплових ВЕР є технологічні агрегати з невисокими показниками енергетичної досконалості – нагрівальні та термічні печі (ККД 12–18%), вагранки (тепловтрати з газами понад 50–60%), парові котли низького тиску (ККД близько 50%), парові молоти ковальських цехів (ККД 2–5%) тощо.

Харчова промисловість включає такі основні підгалузі, як цукрова, спиртова, пивоварна, овочеконсервна та інші. У більшості з них коефіцієнт використання теплоти досить високий, орієнтовно 88–93%, проте певний обсяг вторинного тепла все ж формується – переважно у вигляді відпрацьованої пари, конденсату, теплих стоків і відхідних газів сушильних апаратів.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		89

У промисловості будівельних матеріалів ВЕР виникають під час випалу цементного клінкеру, виробництва кераміки, скла, теплоізоляційних матеріалів. Незважаючи на значний сумарний потенціал (еквівалентний сотням тисяч тонн умовного палива на рік), фактичний рівень їх використання поки що невисокий – утилізація тепла не перевищує 15–17%. Котлами-утилізаторами зазвичай обладнують головним чином великі скловарні печі на підприємствах листового скла, тоді як інші об’єкти залишаються малоохопленими системами утилізації.

У хімічній промисловості найбільш енергоємними є виробництва аміаку, хімічних волокон, синтетичних смол, кальцинованої соди, фосфору, метанолу – саме вони споживають більшу частину електроенергії й тепла в галузі. Вихід ВЕР у хімічній промисловості оцінюється більш ніж у 1 млн т умовного палива на рік, і в окремих виробництвах їх використання вже дозволяє частково задовольняти потреби в теплі (наприклад, в азотній промисловості – понад чверть, у содовій – понад десяту частину). Основними факторами, що стримують ширше використання цих ресурсів, є недостатнє оснащення технологічних агрегатів утилізаційним обладнанням і відсутність необхідної інфраструктури для передачі тепла стороннім споживачам.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
						90
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Висновки

У кваліфікаційній роботі виконано розрахунок теплових навантажень житлово-промислового району та розроблено теплову схему котельні з водогрійними котлами відповідно до заданих вихідних даних. Визначено потреби споживачів у теплоті на опалення, вентиляцію, гаряче водопостачання і технологічні потреби та обґрунтовано параметри системи централізованого теплопостачання.

У результаті роботи підібрано основне і допоміжне обладнання котельні, розроблено схему теплових мереж та абонентського приєднання, а також виконано компоновку обладнання. Прийняті технічні рішення забезпечують надійне покриття теплових навантажень району, ефективну роботу джерела теплоти та відповідність вимогам безпечної експлуатації.

У розділі з охорони праці визначено основні небезпечні виробничі фактори та запропоновано заходи щодо забезпечення безпечних умов роботи персоналу. У творчій частині показано перспективність централізованого теплопостачання в Україні та доцільність використання вторинних енергетичних ресурсів промислових підприємств для потреб опалення.

Розроблені рішення є технічно обґрунтованими, практично доцільними та можуть бути використані при проєктуванні систем теплопостачання житлово-промислових районів.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Список використаної літератури

1. Використання вторинних енергетичних ресурсів URL: https://elearn.nubip.edu.ua/pluginfile.php/634892/mod_resource/content/1/%D0%9B%D0%B5%D0%BA%D1%86%D1%96%D1%8F%205.pdf (дата доступу 18.12.2025).

2. Вторичные энергоресурсы и энерготехнологическое комбинирование в промышленности: Учебник для вузов / Н.А. Семенов, Л.И. Куперман, С.А. Романовский и др. К.: Вища школа. 1979. 296 с.

3. Гічов Ю.О. Вторинні енергоресурси промислових підприємств. Частина I: Конспект лекцій: Дніпропетровськ: НМетАУ, 2012. 56 с. URL: https://nmetau.edu.ua/file/17._gichov_yu.o._vtorinni_energoresursi_promislovih_pidprijemstv._chastina_i.pdf (дата доступу 18.12.2025).

4. Гічов Ю.О. Вторинні енергоресурси промислових підприємств. Частина II: Конспект лекцій - Дніпропетровськ: НМетАУ, 2012. 54 с. URL: https://nmetau.edu.ua/file/18._gichov_yu.o._vtorinni_energoresursi_promislovih_pidprijemstv._chastina_ii.pdf (дата доступу 18.12.2025).

5. Державна служба статистики. URL: https://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2021/energ/En_bal/Bal_2020_ue.xls (дата доступу 18.12.2025).

6. Конспект лекцій з дисципліни «Теплоенергетика» для студентів заочної форми навчання напряму 6.050401 «Металургія» / Укл. І.Є. Соколовська.- Дніпродзержинськ, ДДТУ, 2013. 56с. <https://www.dstu.dp.ua/Portal/Data/6/29/6-29-k126.pdf>

7. Ратушняк І.О., Семенов М.М., Ратушняк Л.П. "Вторинні енергетичні ресурси та енергозбереження": Методичні вказівки для студентів заочної форми навчання. Миколаїв: НУК, 2007. 48 с. <https://core.ac.uk/download/161603806.pdf>

8. Традиційні та нетрадиційні системи енергозабезпечення урбанізованих і промислових територій України: моногр. / Г.Г. Півняк, О.С. Бешта, М.М. Табаченко та ін.; під заг. ред. Г.Г. Півняка. Д.: Національн. Гірн. ун-тет, 2013. 333с.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.222228.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		91

№ Познач	Найменування		Примітка
1	Водогрійний котел КВ-ГМ-10	3	
2	Димосос ДН-10	3	
3	Вентилятор ВДН-9	3	
4	Насос технологічної води NB 50-160/165 D-F-A-BAQE	2	
5	Підігрівник технологічної води FP 08 F=8,4 м ²	1	
6	Мережевий насос NB 125-400/368A-F-A-BAQE	2	
7	Рециркуляційний насос NBE 50-160/167 A-F-A-BAQE	2	
8	Підживлювальний насос НК 32-160/3 A1-F-F-E-BAQE	2	
9	Насос хімічноочищеної води NKE 32-160.1/175 F-P-G-E-HQQE	2	
10	Насос сирової води NB 32-160.1/177 A1-F2-K-B-BAQE	2	
11	Підігрівник сирової води FUNKE FP 04 F=0,95 м ²	1	
12	Підігрівник хімічноочищеної води FP 04 F=2,7 м ²	1	
13	Деаератор вакуумний ДВ-15	1	
14	Бак робочої води	1	
15	Насос робочої води	1	
16	Охолодник випару ОВ-2	1	
17	Ежектор	2	
18	Рециркуляційний насос CR 32-3-2 A-F-A-E-HQQE	2	
19	Мережевий насос NKGE 65-40-250/255 A2-F-A-E-HAQK	2	
20	На-катіонітний фільтр	3	
21	Збірник хімічноочищеної води	1	
22	Солерозчинник	1	
23	Збірник розчину на регенерацію	1	
24	Насос розчину на регенерацію	1	

00КРБ 1440ПТЕ00.010.222228.2026.ГЧ

Зм.	Лист	№ Докум.	Підпис	Дата
Виконав		Маїка Е.І.		
Перевірив		Бойко В.О.		
Н.контр				
Затвердив		Петренко В.П.		

Проект системи теплопостачання
житлово-промислового
району № 5 в м. Черкаси
Специфікація

Літ.	Лист	Листів
	1	1
НУХТ. Каф. ТЕХТ ЗТЕ - 5-5		