

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)

«___» _____ 2025 р.

«___» _____ 2025 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 истеми теплопостачання житлово-промислового району № 1 в місті Запоріжжя _____

Виконала: здобувачка 5 курсу, групи ЗТЕ-5-5

Даниш Роман Геннадійович _____
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник доц. Самійленко Сергій Миколайович _____
(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 — 2025 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

“1” жовтня 2024року

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Даниша Романа Геннадійовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району № 1 в місті Запоріжжя

керівник роботи к.т.н., доц. Самійленко Сергій Миколайович

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “01”10.2024 року № 861-кв

2. Строк подання здобувачем роботи 04.02.2025 року

3. Вихідні дані до роботи технологічне навантаження 12,0 МВт; температура теплоносія 95 °С; максимальна розрахункова температура зовнішнього повітря -23 °С; середня опалювальна температура зовнішнього повітря -0,7 °С; температура для системи вентиляції -10 °С; тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год; тривалість опалювального періоду 174 доби; температури мережної води $\tau_{01}/\tau_{02}:120^{\circ}\text{C}/70^{\circ}\text{C}$.

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. Творче завдання на тему “ Деаерація води ”

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 2.10.2024

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на дипломний проект	2.10-13.11.2024	Виконано
2	Аналіз літературних джерел	14.11-24.11.2024	Виконано
3	Виконання розділу №1 КР	25.11-09.12.2024	Виконано
4	Виконання розділу №2 КР	10.12-29.12.2024	Виконано
5	Виконання розділу №3 КР	01.01-12.01.2025	Виконано
6	Виконання розділу №4 КР	13.01-20.01.2025	Виконано
7	Оформлення ПЗ, креслень	21.01-03.02.2025	Виконано

Здобувач _____
(підпис)

Роман ДАНИШ
(ім'я та прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис)

Сергій САМІЙЛЕНКО
(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	16
1.4. Визначення розрахункових витрат теплоносія	25
1.5. Вихідні дані до розділу 2.....	27
РОЗДІЛ 2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами	29
2.1.Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами	29
2.2. Формування принципової схеми водогрійної котельні	34
2.3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами ...	35
2.4. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні	44
2.5. Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами.....	45
РОЗДІЛ 3. Охорона праці	57
РОЗДІЛ 4. Деаерація води.....	67
Список використаної літератури.....	83

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ						
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<p><i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №1 в м. Запоріжжя</i></p> <p>ЗМІСТ</p>						
Розробив		Даниш Р.Г.							Літера	Аркушів	Аркуш
Перевірив		Самійленко С.М.							84	4	
Рецензув.									ЗТЕ-5-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Затвердив		Петренко В.П.									

АНОТАЦІЯ

Даниш Р.Г. Проект системи теплопостачання житлово-промислового району № 1 в місті Запоріжжя - кваліфікаційна робота на правах рукопису.

Даний проект містить розрахунок теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району на 32 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 – деаерація води.

Графічна частина виконана на 4 листах формату А1.

Ключові слова: тепловий розрахунок, котельня, графіки навантажень, теплове обладнання, схема абонентського приєднання, водог-рійна котельня, сучасні системи теплозабезпечення.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи телопостачання житлово- промислового району №1 в м. Запоріжжя АНОТАЦІЯ</i>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Даниш Р.Г.						84	5
Перевірив	Самійленко С.М.							
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.						ЗТЕ-5-5 кафедра ТЕХТ НУХТ	

ABSTRACT

Danysh R.G. Project of heat supply system of residential-industrial district № 4 in the city of Zaporizhzhia - 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 32 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 deaeration of water.

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

Key words: thermal calculation, boiler house, load schedules, thermal equipment, subscriber connection scheme, water-heating boiler room, modern heat supply systems, deaeration.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		6

ВСТУП

Метою даного дипломного проекту є розробка сучасної водогрійної котельні, яка б ефективно забезпечувала потреби в опаленні, вентиляції та гарячому водопостачанні як житловий район міста, так і технологічні потреби місцевого підприємства.

Актуальність цього проекту зумовлена тим, що значна частина житлових будинків в Україні досі використовує застаріле обладнання, яке не відповідає сучасним вимогам енергоефективності та потребам населення. Тому існує гостра необхідність у створенні новітніх теплогенеруючих систем, що відповідають європейським стандартам та здатні повноцінно задовольнити зростаючий попит на тепло та гарячу воду.

В рамках цього дипломного проекту передбачається створення водогрійної котельні, яка, працюючи максимально ефективно та заощаджуючи електроенергію та паливо, забезпечить житловий район теплом, гарячим водопостачанням, а також задовольнить технологічні потреби підприємства.

Для досягнення цієї мети були виконані наступні завдання:

- Розраховано теплові навантаження в системі тепlopостачання житлового району.
- Визначено витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях.
- Розроблено теплову схему котельні з водогрійними котлами.
- Виконано монтажні креслення котельні.

Очікується, що завдяки ретельним розрахункам та дотриманню технічних вимог, розроблена система зможе повною мірою задовольнити потреби мешканців району в опаленні та гарячому водопостачанні, а також забезпечити теплове навантаження підприємства.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ						
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово- промислового району №1 в м. Запоріжжя</i> ВСТУП			Літера	Аркушів	Аркуш	
Розробив	Даниш Р.Г.								84	7	
Перевірив	Самійленко С.М.							ЗТЕ-5-5 кафедра ТЕХТ НУХТ			
Рецензув.											
Затвердив	Петренко В.П.										

РОЗДІЛ 1. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА

1.1. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУ

1. Географічний пункт розміщення житлово-промислового району – м.Запоріжжя.
2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант №1 (27 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 12,0 МВт
 (Теплоносій – гаряча вода $t_2'' = 95$ °С, степінь повернення води 1,0)
4. Розрахункова температура (максимально зимова) для проектування системи опалення $t_{3.0} = (-23)$ °С.
5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період – $t_3^{ср.оп} = (-0,7)$ °С.
6. Розрахункова температура для проектування системи вентиляції – -10 °С.
7. Температура початку опалювального періоду, $t_{зпк} = +8$ °С
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 – $n_o = 174$ діб.
12. Тривалість періоду стояння температур зовнішнього повітря, діб

Таблиця 1.1

Температура	Інтервали середньодобових температур зовнішнього повітря, °С							
	-30... ...-25	-25... ...-20	-20... ...-15	-15... ...-10	-10... ...-5	-5... ...0	0... ...+5	+5... ...+8
У вказаному інтервалі	0,0	0,2	1,4	7,0	20,7	49,3	67,7	27,8
Нижче даної	0,0	0,2	1,6	8,6	29,3	78,6	146,2	174,0

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ							
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №1 в м. Запоріжжя РОЗДІЛ І			Літера	Аркушів	Аркуш		
Розробив	Даниш Р.Г..								84	8		
Перевірив	Самійленко С.М.							ЗТЕ-5-5 кафедра ТЕХТ НУХТ				
Рецензув.												
Затвердив	Петренко В.П.											

- 13. Розрахункові температури мережної води $\tau'_{01}/\tau'_{02}: 120^{\circ}C/70^{\circ}C$.
- 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 144ОПТЕ00.010.200561.2025.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 1:5500 .

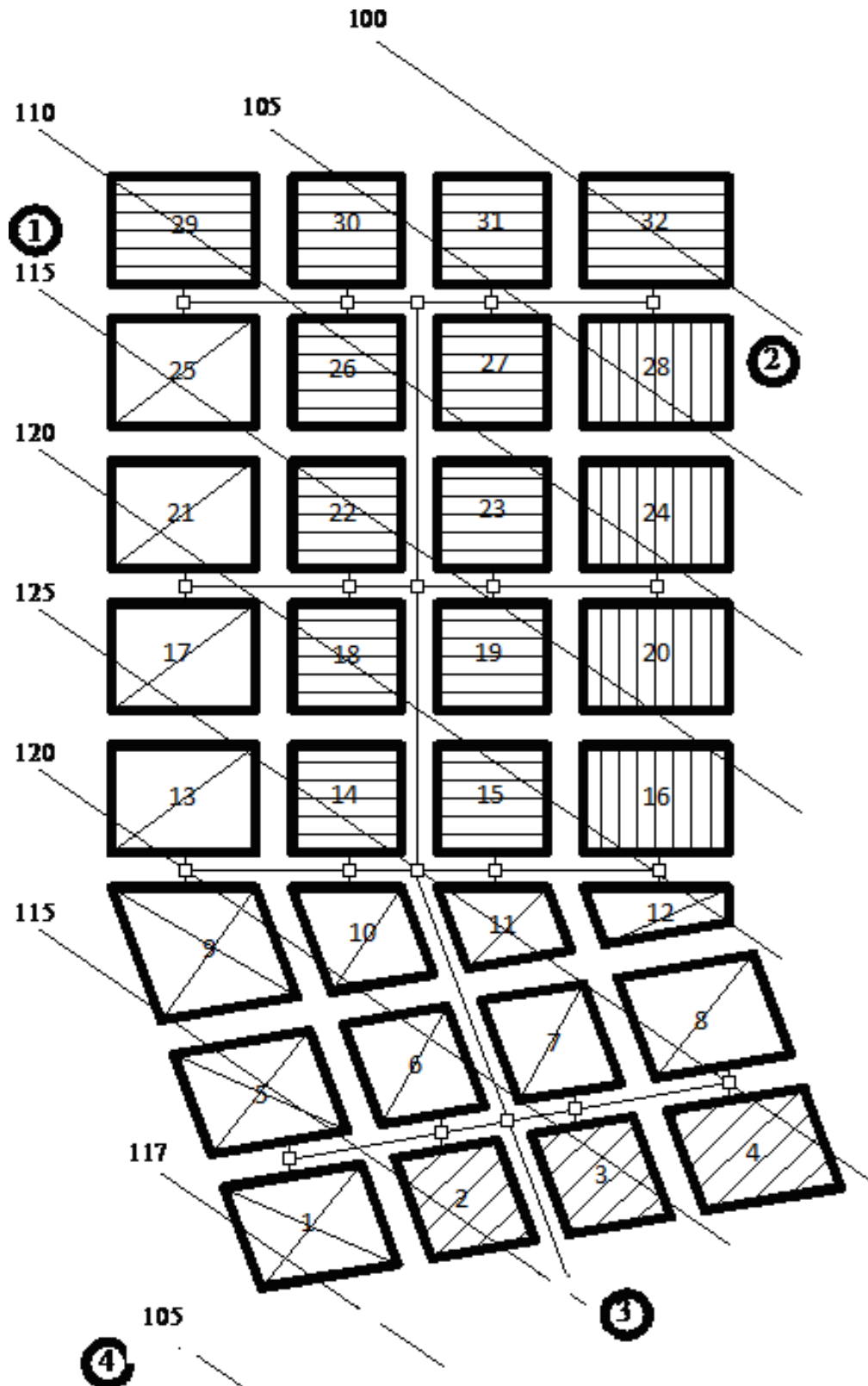


Рис.1.1 План району

1.2.2. Нумеруємо на плані району квартали району теплопостачання.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк. 10
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$F_{жс} = F_i f_i = 0,91 \cdot 6500 = 5898,75 \text{ м}^2$$

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:

$$Q'_{o \max} = q_o F_{жс} (1 + K_{зр}) 10^{-6} = 77,8 \cdot 5898,75 \cdot (1 + 0,25) \cdot 10^{-6} = 0,57 \text{ МВт}$$

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

1.2.5. Визначаємо максимальне теплове навантаження системи вентиляції громадських споруд:

$$Q'_{гвп \max} = K_{зр} K_{г} q_o F_{жс} = 0,25 \cdot 0,6 \cdot 77,8 \cdot 5898,75 \cdot 10^{-6} = 0,07 \text{ МВт}$$

де $K_{г}$ - коефіцієнт, що враховує тепловий потік на вентиляцію громадських споруд; $K_{г} = 0,4$ - 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:

$$m = \frac{F_{жс}}{f_з} = \frac{5898,75}{18} = 328$$

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

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

$$Q'_{гвп} = q_г m 10^{-6} = 407 \cdot 328 \cdot 10^{-6} = 0,13 \text{ МВт}$$

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 кварталу	Площа кварталу, га	Густина (щільність) житлового фонду м ² /га	Житлова площа кварталу, м ²	Кількість мешканців, чол.	Теплові потоки			
					Опалення Q'_{o \max}, МВт	Вентиляція Q'_{в \max}, МВт	ГВП Q'_{гвп}, МВт	Всього 6+7+8, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,91	6500	5898,75	328	0,59	0,07	0,13	0,79
2	0,91	6500	5898,75	328	0,59	0,07	0,13	0,79
3	0,91	6900	6261,75	348	0,62	0,07	0,14	0,84
4	0,91	8100	7350,75	408	0,73	0,09	0,17	0,98
5	0,68	6500	4424,06	246	0,44	0,05	0,10	0,59

00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ

Арк.

11

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

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	0,68	6500	4424,06	246	0,43	0,05	0,10	0,58
7	0,68	6500	4424,06	246	0,43	0,05	0,10	0,58
8	0,68	6500	4424,06	246	0,43	0,05	0,10	0,58
9	0,91	6100	5535,75	308	0,54	0,06	0,13	0,73
10	0,91	6100	5535,75	308	0,54	0,06	0,13	0,73
11	0,91	6100	5535,75	308	0,54	0,06	0,13	0,73
12	0,91	7200	6534,00	363	0,64	0,08	0,15	0,86
13	0,91	7200	6534,00	363	0,64	0,08	0,15	0,86
14	0,91	7200	6534,00	363	0,64	0,08	0,15	0,86
15	0,68	5800	3947,63	219	0,38	0,05	0,09	0,52
16	0,68	5800	3947,63	219	0,38	0,05	0,09	0,52
17	0,68	5800	3947,63	219	0,38	0,05	0,09	0,52
18	0,68	5800	3947,63	219	0,38	0,05	0,09	0,52
19	0,68	5800	3947,63	219	0,38	0,05	0,09	0,52
20	0,68	5800	3947,63	219	0,38	0,05	0,09	0,52
21	1,04	7800	8073,50	449	0,79	0,09	0,18	1,06
22	0,61	7500	4554,74	253	0,44	0,05	0,10	0,60
23	0,47	7500	3519,06	196	0,34	0,04	0,08	0,46
24	0,37	7500	2782,85	155	0,27	0,03	0,06	0,37
25	0,85	7800	6640,81	369	0,65	0,08	0,15	0,87
26	0,85	7800	6640,81	369	0,65	0,08	0,15	0,87
27	0,85	7500	6385,40	355	0,62	0,07	0,14	0,84
28	0,85	4700	4001,52	222	0,47	0,06	0,09	0,62
29	0,64	7500	4789,10	266	0,47	0,06	0,11	0,63
30	0,64	7500	4789,10	266	0,47	0,06	0,11	0,63
31	0,64	4700	3001,17	167	0,35	0,04	0,07	0,47
32	0,64	4700	3001,17	167	0,35	0,04	0,07	0,47
Всього	24,32		161180,49	8954,47	15,88	1,91	3,64	21,44

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

$$Q'_{ГВП \max} = 2,4 Q'_{ГВП} = 2,4 \cdot 3,64 = 8,75 \text{ МВт}$$

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

$$Q_{ГВП \text{ Л}}^{сеп} = Q'_{ГВП} \frac{55 - t_{x, \epsilon_{\text{Л}}}}{55 - t_{x, \epsilon_{\text{З}}}} \beta = 3,64 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 2,33 \text{ МВт}$$

де $t_{x, \epsilon_{\text{Л}}}$ - температура холодної водопровідної води для літнього періоду, $t_{x, \epsilon_{\text{Л}}} = 15 \text{ }^{\circ}\text{C}$; $t_{x, \epsilon_{\text{З}}}$ - температура холодної водопровідної води для опалювального (зимового) періоду, $t_{x, \epsilon_{\text{З}}} = 5 \text{ }^{\circ}\text{C}$; 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 $\beta = 1$.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		12

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

$$Q_{ГВП\max,Л}^{сеп} = Q'_{ГВП\max} \frac{55-t_{x,6,Л}}{55-t_{x,6,З}} \beta = 8,75 \cdot \frac{55-15}{55-5} \cdot 0,8 = 5,6 \text{ МВт}$$

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

$$Q_o = Q'_{o\max} \bar{Q}_o = Q'_{o\max} \frac{t_{6,p} - t_3}{t_{6,p} - t_{3,0}} = 15,88 \cdot \frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} = 15,88 \text{ МВт}$$

$$Q_v = Q'_{v\max} \bar{Q}_o = Q'_{v\max} \frac{t_{6,p} - t_3}{t_{6,p} - t_{3,0}} = 1,91 \cdot \frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} = 1,91 \text{ МВт}$$

де $t_{6,p}$ - температура повітря всередині приміщення, $+18^\circ\text{C}$; $t_{3,0}$ - розрахункова температура зовнішнього повітря на опалення, $^\circ\text{C}$.

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

1.2.14. Зводимо результати розрахунків теплових навантажень в таблицю 1.3.

Таблиця 1.3

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

№ п/п	Позначення	Одиниця виміру	Тепловий потік при t_3					літо
			$t_{3,0}$ -23 $^\circ\text{C}$	t_3 -10 $^\circ\text{C}$	$t_{3,3}$ -0,9 $^\circ\text{C}$	$t_3^{сеп.опал}$ -0,7 $^\circ\text{C}$	$t_{зпк}$ +8 $^\circ\text{C}$	
1	\bar{Q}_o		1,00	0,68	0,46	0,46	0,24	
2	Q_o	МВт	15,88	10,85	7,32	7,25	3,87	
3	Q_v	МВт	1,91	1,30	0,88	0,87	0,46	
4	$Q'_{ГВП}$	МВт	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	2,33
5	$Q'_{ГВП\max}$	МВт	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	5,60
6	Всього: 2+3+4	МВт	21,44	15,79	11,85	11,76	7,98	2,33
7	Всього: 2+3+5	МВт	26,54	20,90	16,95	16,86	13,09	5,60

1.2.15. Визначаємо річну витрату теплоти:

- на опалення:

$$Q_o^{річн} = Q'_{o\max} n_o \frac{t_{6,p} - t_3^{сеп.опал}}{t_{6,p} - t_{3,0}} \cdot 3,6 =$$

$$= 15,88 \cdot 174 \cdot 24 \cdot \frac{+18 - (-0,7)}{+18 - (-23)} \cdot 3,6 = 108919,29 \text{ ГДж/рік}$$

- на вентиляцію:

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		13

$$Q_6^{річн} = Q'_{6max} n_o \frac{z}{24} \frac{t_{6.p} - t_3^{сер.опал}}{t_{6.p} - t_{3.o}} 3,6 =$$

$$= 1,91 \cdot 174 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{+18 - (-0,7)}{+18 - (-23)} \cdot 3,6 = 8713,54 \text{ ГДж/рік}$$

- на гаряче водопостачання:

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

$$= (3,64 \cdot 174 \cdot 24 + 2,33 \cdot (8400 - 174 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 90257,84 \text{ ГДж/рік}$$

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:

$$\sum Q^{річн} = Q_o^{річн} + Q_6^{річн} + Q_{ГВП}^{річн} = 108919,29 + 8713,54 + 90257,84$$

$$= 207890,66 \text{ ГДж/рік}$$

$$\sum Q^{річн} = 57747,41 \text{ МВт*год/рік}$$

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		14

Зм	
Архшт	
№ док.ум.	
Підпис	
Дата	

00КРБ 1440ПТТЕ00.010.200561.2025.ПЗ

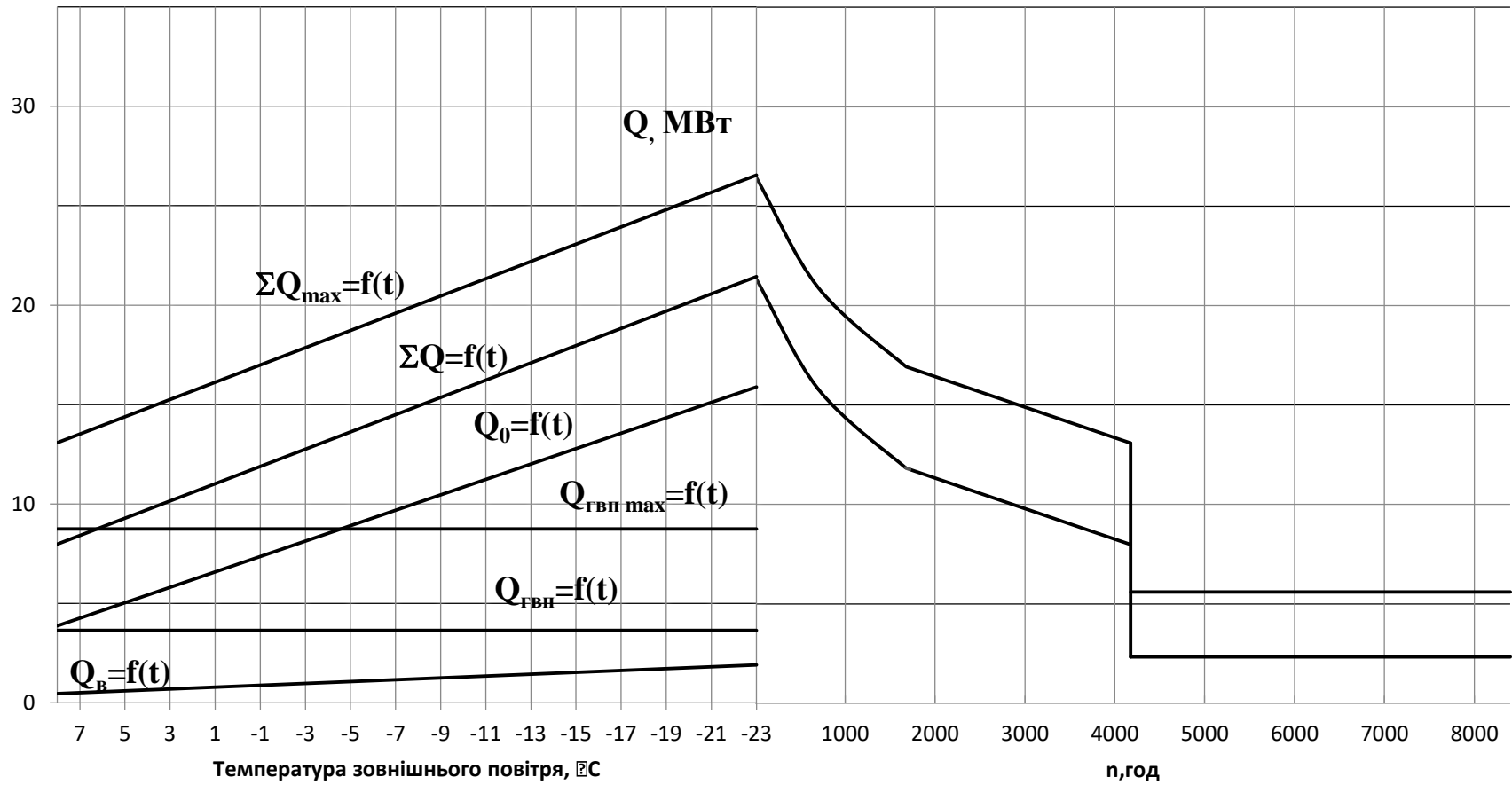


Рис. 1.2 Графік зміни теплових навантажень на опалення, ГВП та вентиляцію в залежності від температури зовнішнього повітря та графік зміни теплових навантажень протягом року

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

1.3.1. Розрахунок витрат та температур мережної води на опалення

1.3.1.1. Визначаємо температуру мережної води для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря $t_{3,0}$, t_3 , $t_3^{сеп.опал}$, $t_{3,3}$, $t_{3ПК}$:

- в подавальному трубопроводі:

$$\begin{aligned} \tau_{o1} &= t_{e.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + \bar{Q}_o' (\delta \tau_o' - 0,5\theta') = \\ &= 18 + \left(\frac{95+70}{2} - 18 \right) \cdot \left(\frac{18-(-23)}{18-(-23)} \right)^{0,8} + \frac{18-(-23)}{18-(-23)} (50 - 0,5 \cdot 25) = 120 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

- після вузла змішування:

$$\begin{aligned} \tau_{o3} &= t_{e.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + 0,5\theta' \bar{Q}_o' = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left(\frac{18-(-23)}{18-(-23)} \right)^{0,8} + 0,5 \cdot 25 \frac{18-(-23)}{18-(-23)} = 95 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

після системи опалення (опалювальних приладів):

$$\begin{aligned} \tau_{o2} &= t_{e.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} - 0,5\theta' \bar{Q}_o' = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left(\frac{18-(-23)}{18-(-23)} \right)^{0,8} - 0,5 \cdot 25 \frac{18-(-23)}{18-(-23)} = 70 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

де $\Delta t_o' = \tau_{np}' - t_{e.p} = 82,5 - 18 = 64,5 \text{ }^\circ\text{C}$; $\tau_{\bar{w}}' = \frac{\tau_{o3}' + \tau_{o2}'}{2} = \frac{95 + 70}{2} = 82,5 \text{ }^\circ\text{C}$;

$$\bar{Q}_o' = \frac{t_{e.p} - t_3}{t_{e.p} - t_{3,0}} = \frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} = 1; \delta \tau_o' = \tau_{o1}' - \tau_{o2}' = 120 - 70 = 50 \text{ }^\circ\text{C};$$

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

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 ($t_{3ПК} \dots t_{3,3}$):

$$G_o = \frac{Q_o 10^3}{c(\tau_{o1}' - \tau_{o2}')} = \frac{3,87 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 46,95)} = 40,12 \text{ кг/с}$$

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):

$$G_{o \max}' = \frac{Q_{o \max}' 10^3}{c(\tau_{o1}' - \tau_{o2}')} = \frac{15,88 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 70)} = 75,82 \text{ кг/с}$$

1.3.1.4 Зводимо результати визначення температур і витрат в таблицю 1.4.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		16

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

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{3,0}$ -23 °C	t_3 -10 °C	$t_{3,3}$ -0,9 °C	$t_3^{сер.опал}$ -0,7 °C	$t_{зпк}$ +8 °C
τ_{01}	°C	120	91,15	70	70,00	70
τ_{02}	°C	70	57,00	46,95	46,95	46,95
τ_{03}	°C	95	74,08	58,48	58,48	58,48
G_0	кг/с	75,82	75,82	75,82	75,02	40,12

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

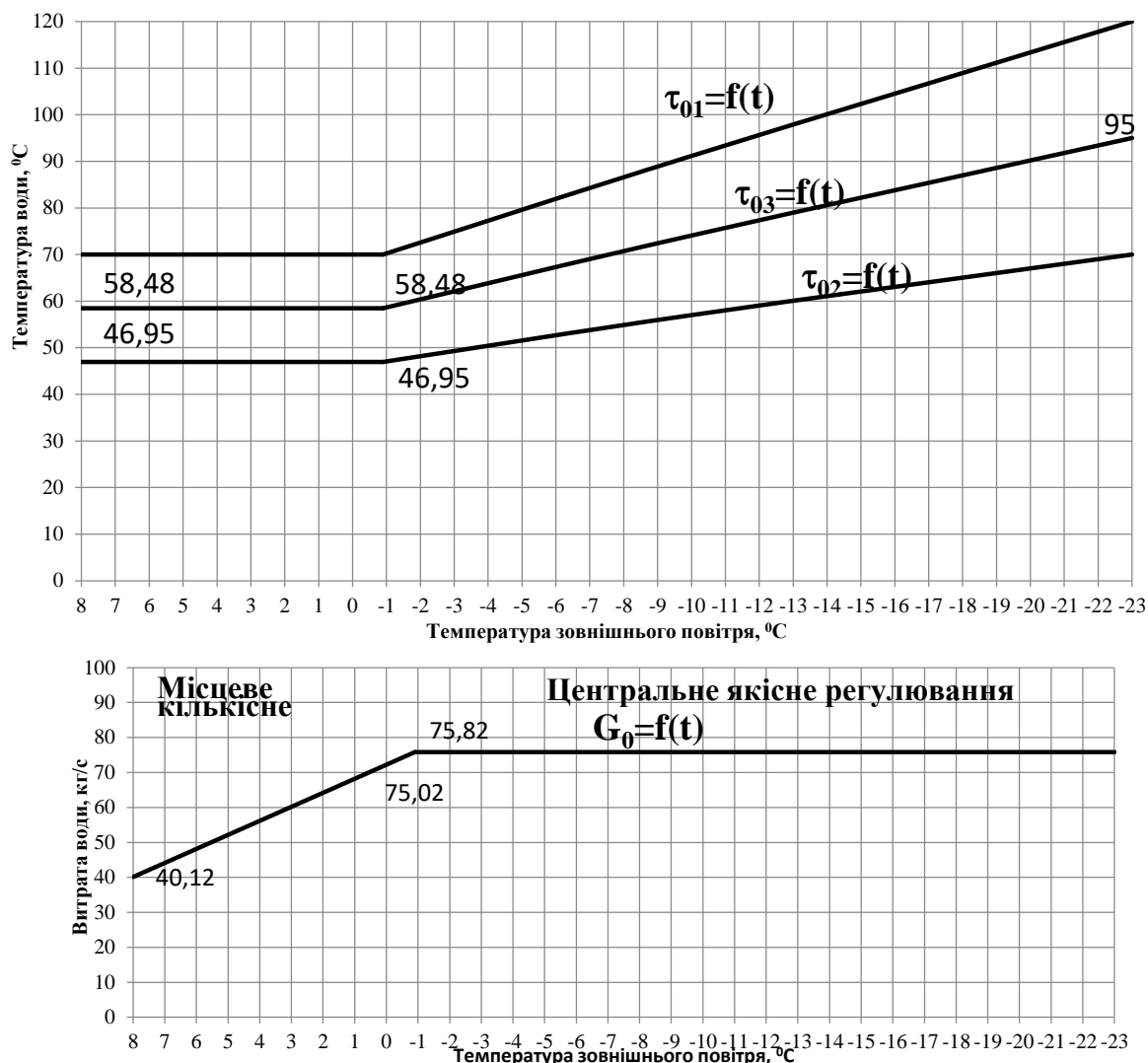


Рис. 1.3 Графік зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря

1.3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

1.3.2.1. Визначаємо витрату мережної води на гаряче водопостачання:

$$G_{ГВП \max} = \frac{Q_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \frac{t_2 - t_n}{t_2 - t_{x.3}} = \frac{8,75 \cdot 10^3}{4,19(70-49,95)} \frac{60-(49,95-5)}{60-5} = 29,72 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_2 = \tau_{o2} - Q_{ГВП} \frac{t_n - t_{x.3}}{t_2 - t_{x.3}} \frac{1}{c(G_{o \max} + G_{ГВП})} =$$

$$= 46,95 - 8,75 \cdot 10^3 \cdot \frac{(41,95-5)-5}{60-5} \cdot \frac{1}{4,19(40,12+29,72)} = 33,66 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

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

Попередній розрахунок ($t_3 = -0,9^\circ\text{C}$):

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

$$\Delta t_I = \frac{\Delta t_{\delta I} - \Delta t_{mI}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta I}}{\Delta t_{mI}}} = \frac{(\tau_2 - t_{x.3}) - (\tau_{o2}''' - t_n)}{\ln \frac{\tau_2 - t_{x.3}}{\tau_{o2}''' - t_n}} = \frac{(33,66-5) - (46,95-41,95)}{\ln \frac{33,66-5}{46,95-41,95}} = 13,55^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{II} = \frac{\Delta t_{\delta II} - \Delta t_{mII}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta II}}{\Delta t_{mII}}} = \frac{(\tau_{o1}''' - t_2) - (\tau_{22} - t_n)}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_2}{\tau_{22} - t_n}} = \frac{(70-60) - (46,95-41,95)}{\ln \frac{70-60}{46,95-41,95}} = 7,21^\circ\text{C}$$

1.3.2.5. Визначаємо витрату водопровідної води на ГВП:

$$q_{2M} = \frac{Q_{ГВП \max} 10^3}{c(t_n - t_{x.3})} = \frac{8,75 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60 - 5)} = 37,95 \text{ кг/с}$$

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

$$Q_I = cq_{2M}(t_n - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 37,95 \cdot (41,95 - 5) = 5,88 \text{ МВт}$$

$$Q_{II} = cq_{2M}(t_2 - t_n) = 4,19 \cdot 37,95 \cdot (60 - 41,95) = 2,87 \text{ МВт}$$

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,:

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 49,81 + 75,82 = 125,64 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} = \frac{0,55 Q_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0,55 \cdot 8,75 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70-41,95)} = 49,81 \text{ кг/с}$$

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

$$\Phi_I = \frac{Q_I 10^3}{\Delta t_{Ic} \sqrt{G_{MI} G_{\delta I}}} = \frac{5,88 \cdot 10^3}{13,55 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{37,95 \cdot 125,64}} = 1,5$$

$$\Phi_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{\Delta t_{IIc} \sqrt{G_{MII} G_{\delta II}}} = \frac{2,87 \cdot 10^3}{7,21 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{37,95 \cdot 49,81}} = 2,18$$

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						18
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.з}) = 4,19 \cdot 0,77 \cdot 37,95 \cdot (46,95 - 5) = 5,14 \text{ МВт}$$

де ε_I визначаю за формулою:

$$\begin{aligned} \varepsilon_I &= \left(0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[\frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} = \\ &= \left(0,35 \frac{37,95}{75,82} + 0,65 + \frac{1}{1,5} \sqrt{\left[\frac{37,95}{75,82} \right]} \right)^{-1} = 0,77 \end{aligned}$$

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

$$t_n = t_{x.з} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{eM}} = 5 + \frac{5,14 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 37,95} = 37,34 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

$$Q_{II} = Q_{ГВП\max} - Q_I = 8,75 - 5,14 = 3,6 \text{ МВт}$$

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

$$G_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2z})} = \frac{3,6 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 37,34)} = 26,33 \text{ кг/с}$$

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]:

$$G_I = G_{II} + G'_{o\max} = 26,33 + 75,82 = 102,16 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o\max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{75,82}{102,16} 46,95 + \frac{26,33}{102,16} 37,34 = 44,47 \text{ }^\circ\text{C}$$

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} .

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.з}) = 4,19 \cdot 0,84 \cdot 37,95 \cdot (44,47 - 5) = 5,29 \text{ МВт}$$

$$\begin{aligned} \varepsilon_I &= \left(0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[\frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} = \\ &= \left(0,35 \frac{37,95}{102,16} + 0,65 + \frac{1}{1,5} \sqrt{\left[\frac{37,95}{102,16} \right]} \right)^{-1} = 0,84 \end{aligned}$$

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						19
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$t_n = t_{x.з} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{5,29 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 37,95} = 38,26^\circ\text{C}$$

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

$$Q_{II} = Q_{ГВП\max} - Q_I = 8,75 - 5,29 = 3,46 \text{ МВт}$$

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

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

$$= \frac{1,7 \cdot 2,18^2 \cdot 37,95}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 2,18^2 \cdot \left(\frac{(70 - 38,26) \cdot 4,19 \cdot 37,95}{3,46 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 27,74 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{2z} = \tau_{01} - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 70 - \frac{3,46 \cdot 10^3}{27,74 \cdot 4,19} = 40,26^\circ\text{C}$$

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

$$G_I = G_{II} + G'_{o\max} = 27,74 + 75,82 = 103,56 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o\max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{75,82}{103,56} 46,95 + \frac{27,74}{103,56} 40,26 = 45,16^\circ\text{C}$$

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:

$$Q_I = \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.з}) = 4,19 \cdot 0,85 \cdot 37,95 \cdot (45,16 - 5) = 5,4 \text{ МВт}$$

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

$$= \left(0,35 \frac{37,95}{103,56} + 0,65 + \frac{1}{1,5} \sqrt{\left[\frac{37,95}{103,56} \right]} \right)^{-1} = 0,85$$

Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$t_n = t_{x.з} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{5,4 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 37,95} = 38,97^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 8,75 - 5,4 = 3,35 \text{ МВт}$$

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

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

$$= \frac{1,7 \cdot 2,18^2 \cdot 37,95}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 2,18^2 \cdot \left(\frac{(70 - 38,97) \cdot 4,19 \cdot 37,95}{3,35 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 27,38 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} \geq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} \quad (27,38 \geq \frac{3,35 \cdot 10^3}{(70 - 38,97) \cdot 4,19} = 25,72)$$

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

$$\tau_{22} = \tau_{01} - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 70 - \frac{3,35 \cdot 10^3}{27,38 \cdot 4,19} = 40,84 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо витрату мережної води через підігрівник I ступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 27,38 + 75,82 = 103,2 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cM} = \frac{G'_{o \max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{22} = \frac{75,82}{103,2} 46,95 + \frac{27,74}{103,2} 40,84 = 45,33 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$- Q_I = \epsilon \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cM} - t_{x.з}) = 4,19 \cdot 0,85 \cdot 37,95 \cdot (45,33 - 5) = 5,42 \text{ МВт}$$

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

$$= \left(0,35 \frac{37,95}{103,2} + 0,65 + \frac{1}{1,5} \sqrt{\left[\frac{37,95}{103,2} \right]} \right)^{-1} = 0,85$$

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

$$t_n = t_{x.з} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{5,42 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 37,95} = 38,08 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$- Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 8,75 - 5,42 = 3,33 \text{ МВт}$$

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

$$\tau_2 = \tau_{cM} - \frac{Q_I 10^3}{G_I c} = 45,33 - \frac{5,42 \cdot 10^3}{103,2 \cdot 4,19} = 32,8 \text{ }^\circ\text{C}$$

- 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 $t_3 = t_3'''$.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						21
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

1.3.2.25. Визначаємо витрату мережної води в літньому режимі:

$$G_{ГВП} = \frac{Q_{ГВП,л}^{сеп} \cdot 10^3}{(\tau_{01}^m - 30)c} = \frac{2,33 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 13,92 \text{ кг/с.}$$

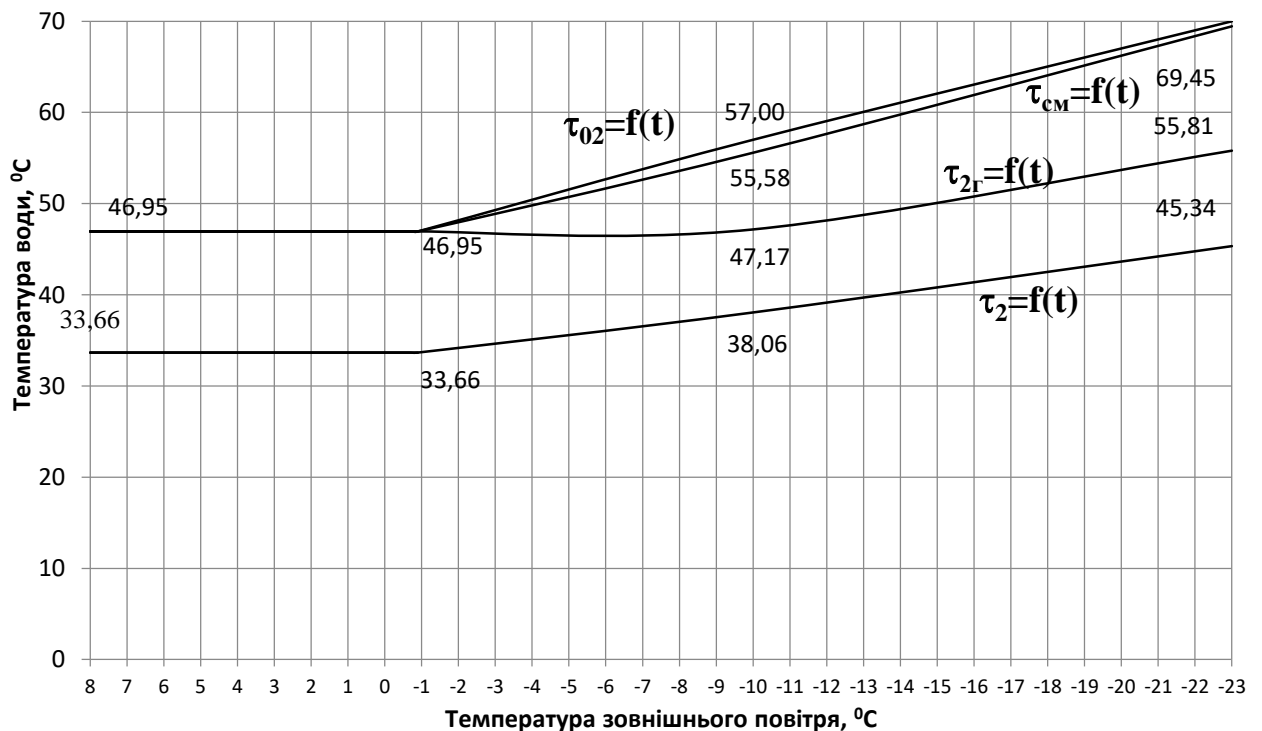
1.3.2.26. Зводимо результати розрахунків у таблицю 1.5.

Таблиця 1.5

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при					
		$t_{3,0}$ -23 °C	t_3 -10 °C	$t_{3,3}$ -0,9 °C	$t_3^{сеп.опал}$ -0,7 °C	$t_{зпк}$ +8 °C	літо
τ_{02}	°C	70,00	57,00	46,95	46,95	46,95	70
τ_{22}	°C	55,81	47,17	46,95	46,95	46,95	30
t_n	°C	55,11	45,91	41,95	41,95	41,95	60
$\tau_{см}$	°C	69,45	55,58	46,95	46,95	46,95	-
τ_2	°C	45,34	38,06	33,66	33,66	33,66	-
$G_{ГВП}$	кг/с	2,89	12,16	29,72	29,72	29,72	13,92

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



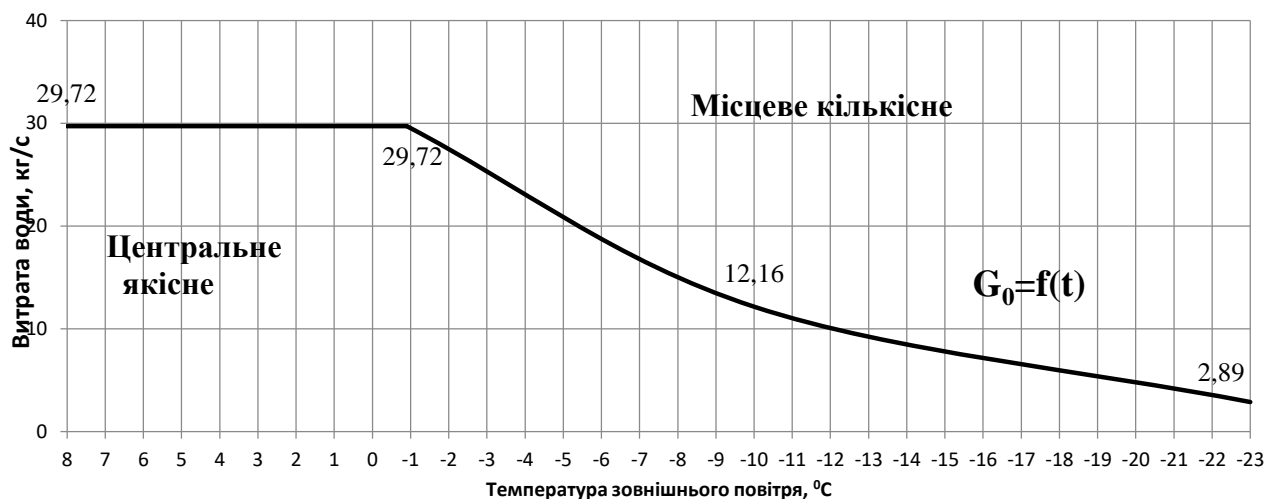


Рис. 1.5 Графіки залежності витрати мережної води на ГВП і температури мережної води після підігрівників ГВП 1-го і 2-го ступеня від температури зовнішнього повітря

1.3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію
За наявності “зрізки” температурного графіка виділяю три характерних діапазони.

III. Діапазон температур зовнішнього повітря, менших ніж $t_{з\text{овн.вент.}}$.

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

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

$$\frac{(120 + \tau_{2\theta}) - (18 + (-23))}{(91,15 + 70) - (18 + (-10))} \cdot \left(\frac{91,15 - 70}{120 - \tau_{2\theta}} \right)^{0,15} = 1$$

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

Методом підбору знаходимо $\tau_{2\theta} = 56$ °C.

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

$$G_{\theta} = \frac{Q_{\theta} 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2\theta})} = \frac{1,91 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 56)} = 7,11 \text{ кг/с}$$

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

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

$$\tau_{2\theta} = \tau_{01} - (\tau_{01}'' - \tau_{2\theta}'') \frac{t_{\theta,p} - t_3}{t_{\theta,p} - t_{3,\theta}} = 70 - (91,15 - 70) \cdot \frac{18 - (-0,9)}{18 - (-10)} = 46,95 \text{ °C}$$

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

$$G_{\theta}'' = \frac{Q_{\theta} 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2\theta})} = \frac{1,3 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (91,15 - 46,95)} = 9,1 \text{ кг/с}$$

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

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						23
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$\frac{(\tau_{01}''' + \tau_{2B}) - (t_{B,p} - t_{3ПК}) \left(\frac{\tau_{01}'' - \tau_{2B}''}{\tau_{01}''' - \tau_{2B}''} \right)^{0,15}}{(\tau_{01}'' + \tau_{2B}'') - (t_{B,p} - t_{3,B}) \left(\frac{\tau_{01}''' - \tau_{2B}''}{\tau_{01}'' - \tau_{2B}''} \right)^{0,85}} = 1,$$

$$\frac{(70 + \tau_{2B}) - (18 + 8) \left(\frac{91,15 - 70}{70 - \tau_{2B}} \right)^{0,15}}{(91,15 + 70) - (18 + (-10)) \left(\frac{18 - 8}{18 - (-10)} \right)^{0,85}} = 1$$

Методом підбору знаходимо $\tau_{2B} = 27 \text{ }^\circ\text{C}$.

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

$$G_6 = \frac{Q_6 \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2B})} = \frac{0,46 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 27)} = 2,58 \text{ кг/с}$$

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 і витрата мережної води при				
		$t_{3,0}$ -23 °C	t_3 -10 °C	$t_{3,3}$ -0,9 °C	$t_3^{сер.опал}$ -0,7 °C	$t_{3ПК}$ +8 °C
τ_1	°C	120,00	91,15	70,00	70,00	70,00
τ_{02}	°C	70,00	57,00	46,95	46,95	46,95
τ_{2B}	°C	56,00	57,00	46,95	46,95	27,00
G_6	кг/с	7,11	9,10	9,10	9,10	2,58

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

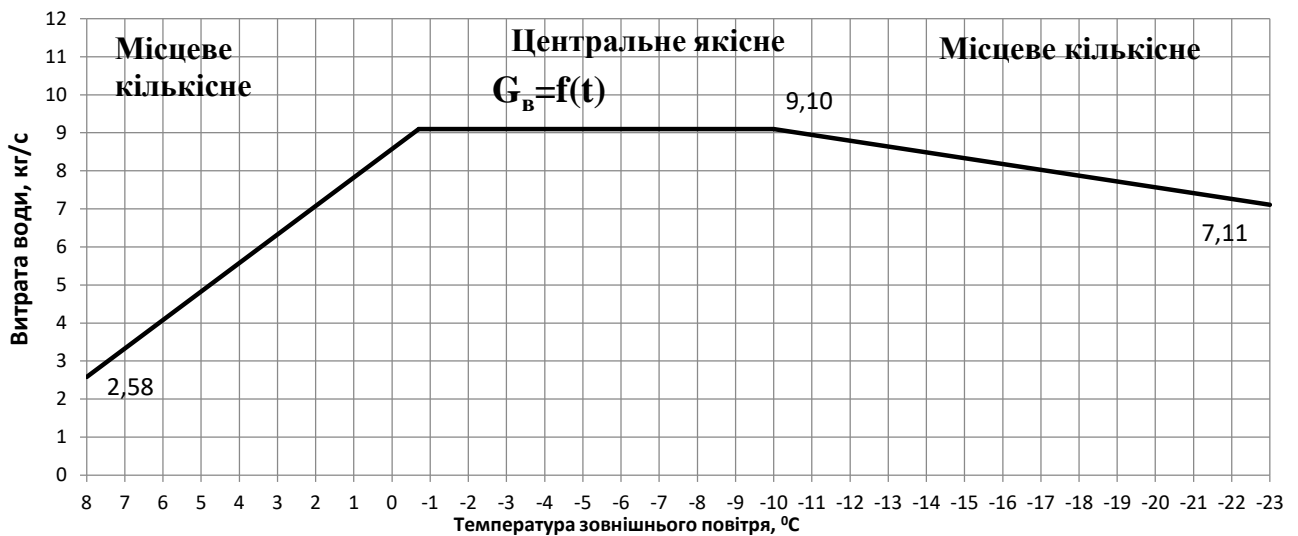
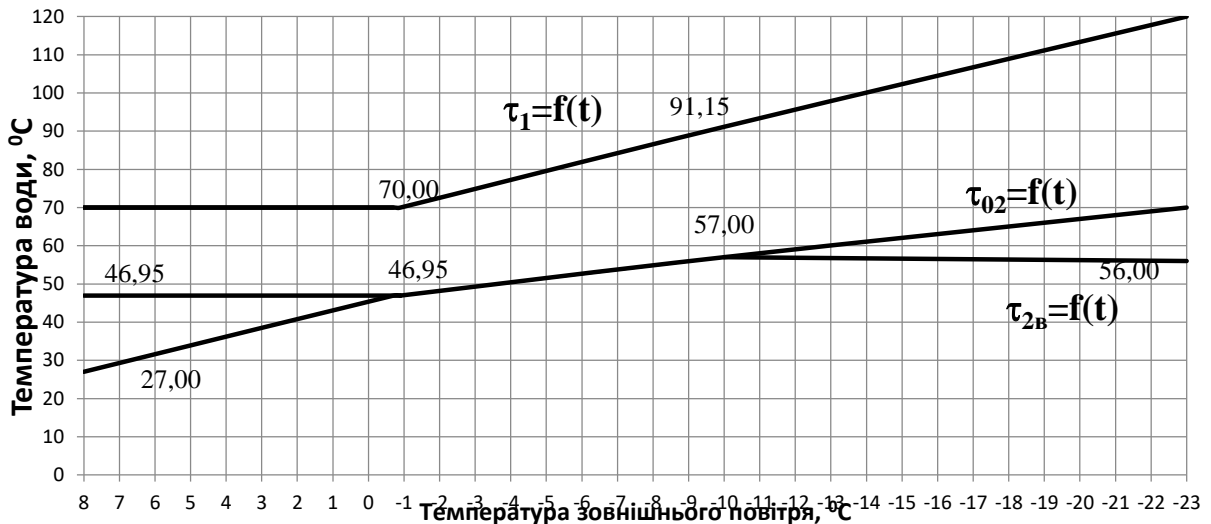


Рис. 1.6 Графіки залежності витрати мережної води на вентиляцію і температури мережної води після калориферів від температури зовнішнього повітря

1.4. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВИ ТРАТ ТЕПЛОНОСІЯ

1.4.1. Визначаю розрахункову витрату мережної води для 1 кварталу:

- на опалення, за формулою (6.1)

$$G'_{o \max} = \frac{Q'_{o \max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{0,57 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 70)} = 2,74 \text{ кг/с}$$

- на вентиляцію, для максимально зимового режиму:

$$G'_{в \max} = \frac{Q'_{в \max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{2в})} = \frac{1,94 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 56)} = 0,26 \text{ кг/с}$$

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

$$G_{ГВП}^{сер} = \frac{Q'_{ГВП} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} \left(\frac{55 - t'}{55 - t_x} + 0,2 \right) = \frac{0,13 \cdot 10^3}{4,19(70 - 46,95)} \cdot \left(\frac{55 - (41,95 - 5)}{55 - 5} + 0,2 \right) = 0,64 \text{ кг/с}$$

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		25

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

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

$$G_{ГВП}^{\max} = \frac{0,55 Q_{ГВП}^{\max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0,55 \cdot 0,32 \cdot 10^3}{4,19(70 - 46,95)} = 1,82 \text{ кг/с}$$

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

$$G' = G'_{o\max} + G'_{\epsilon\max} + K_3 G_{ГВП}^{сеп} = 2,74 + 0,26 + 1,2 \cdot 0,64 = 3,76 \text{ кг/с}$$

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):

$$G'_л = \frac{Q_{ГВПл}^{сеп} 10^3}{(\tau_{o1}''' - 30)c} = \frac{0,09 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 0,51 \text{ кг/с}$$

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

Таблиця 1.7

Значення розрахункових витрат теплоносія

Номер кварталу	Розрахункова витрата теплоносія для максимально зимового режиму, кг/с					
	$G'_{o\max}$	$G'_{\epsilon\max}$	$G_{ГВП}^{сеп}$	$K_3 \cdot G_{ГВП}^{сеп}$	G'	$G'_л$
1	2,74	0,26	0,64	0,76	3,76	0,51
2	2,74	0,26	0,64	0,76	3,76	0,51
3	2,91	0,27	0,68	0,81	3,99	0,54
4	3,41	0,32	0,79	0,95	4,68	0,63
5	2,05	0,19	0,48	0,57	2,82	0,38
6	2,05	0,19	0,48	0,57	2,82	0,38
7	2,05	0,19	0,48	0,57	2,82	0,38
8	2,05	0,19	0,48	0,57	2,82	0,38
9	2,57	0,24	0,60	0,72	3,53	0,48
10	2,57	0,24	0,60	0,72	3,53	0,48
11	2,57	0,24	0,60	0,72	3,53	0,48
12	3,03	0,28	0,71	0,85	4,16	0,56
13	3,03	0,28	0,71	0,85	4,16	0,56
14	3,03	0,28	0,71	0,85	4,16	0,56
15	1,83	0,17	0,43	0,51	2,52	0,34
16	1,83	0,17	0,43	0,51	2,52	0,34
17	1,83	0,17	0,43	0,51	2,52	0,34
18	1,83	0,17	0,43	0,51	2,52	0,34
19	1,83	0,17	0,43	0,51	2,52	0,34

20	1,83	0,17	0,43	0,51	2,52	0,34
21	3,75	0,35	0,87	1,05	5,14	0,70
22	2,11	0,20	0,49	0,59	2,90	0,39
23	1,63	0,15	0,38	0,46	2,24	0,30
24	1,29	0,12	0,30	0,36	1,77	0,24
25	3,08	0,29	0,72	0,86	4,23	0,57
26	3,08	0,29	0,72	0,86	4,23	0,57
27	2,96	0,28	0,69	0,83	4,07	0,55
28	2,26	0,21	0,43	0,52	2,99	0,35
29	2,22	0,21	0,52	0,62	3,05	0,41
30	2,22	0,21	0,52	0,62	3,05	0,41
31	1,69	0,16	0,32	0,39	2,24	0,26
32	1,69	0,16	0,32	0,39	2,24	0,26
всього	75,82	7,11	17,40	20,88	103,81	13,92

1.5. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ЧАСТИНИ 2 ПРОЕКТА

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

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

$$= \frac{75,82+2,89}{75,82+2,89+7,11} \cdot 45,34 + \frac{7,11}{75,82+2,89+7,11} \cdot 56 = 46,22 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$\tau_2 = \frac{75,82+29,72}{75,82+29,72+9,1} \cdot 32,8 + \frac{9,1}{75,82+29,72+9,1} \cdot 46,95 = 33,92 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

Таблиця 1.8

Загальні вихідні дані для Ч.2 проекту

№ п.п.	Назва параметра	Ум. Позн.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літній
1	Місто розташування котельні			Запоріжжя		
2	Тип системи тепlopостачання			Закрита		
3	Температурна характеристика тепломережі району	τ_1/τ_2	$^\circ\text{C}/^\circ\text{C}$	120/70		
4	Температура зовнішнього повітря	$t_{\text{зовн}}$	$^\circ\text{C}$	-23,00	-0,9	15-30
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{\text{оп}}$	МВт	15,88	7,32	-

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		27

6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{\text{ГВП}}$	МВт	8,75	8,75	2,33
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{\text{вент}}$	МВт	1,91	0,88	-
8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{\text{ЖР}}^{\text{рік}}$	ГДж/рік	207890,66		
9	Теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{\text{п.п}}$	МВт	12	12	12
10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	t_2	°С	95		
11	Річне теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{\text{п.п}}^{\text{рік}}$	МВт год/рік	84000		
12	Температура “прямої” мережної води	τ_1	°С	120,00	70,00	70,00
13	Температура “зворотної” мережної води	τ_2	°С	46,22	33,92	30,00
14	Витрата “прямої” води в тепломережу	G_1	кг/с	85,82	114,64	13,92
			т/ год	308,96	412,71	50,10
15	Убуток води в тепломережі	$G_{\text{уб.тм}}$	т/ год	15,0	15,0	2,0
16	Витрата “зворотної” води в тепломережі	G_2	т/ год	293,96	397,71	48,10
17	Втрати тиску в тепломережі	$\Delta p_{\text{втр.тм}}$	МПа	0,3	0,3	0,3
18	Статичний напір в тепломережі	$H_{\text{стат. тм}}$	м.вд.ст.	40,0	40,0	40,0

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						28
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

1	2	3	4	5	6	7	8
6	Номінальна температура води на виході з котла	$t''_{\text{ВК.НОМ}}$	$^{\circ}\text{C}$	150	150	150	“—“
7	Температура сирій води	$t'_{\text{с.в}}$	$^{\circ}\text{C}$	5	5	5	Е.Р: -5°C для МЗ та ТЗ режимів, 15°C – для режиму Л
8	Температура сирій води перед станцією хіводоочищення	$t''_{\text{с.в}}$	$^{\circ}\text{C}$	15	15	15	Е.Р: 15°C - 20°C
9	Температура хімочищеної води на виході зі станції ХВО	$t'_{\text{ХОВ}}$	$^{\circ}\text{C}$	20	20	20	Е.Р: 15°C – 20°C
10	Температура хімочищеної води перед деаератором	$t''_{\text{ХОВ}}$	$^{\circ}\text{C}$	55	55	55	Е.Р: 50°C – 65°C
11	Температура технологічної води на вході в котельну	$t'_{\text{ТЕХН.В}}$	$^{\circ}\text{C}$	5	5	15	Е.Р: 8°C для МЗ та ТЗ режимів, 15°C для режиму Л
12	Температура технологічної води на виході з котельні	$t''_{\text{ТЕХН.В}}$	$^{\circ}\text{C}$	95	95	95	Технологічний регламент промислового підприємства
13	Температура грійної води на вході у внутрішньокотельні підігрівники та на вході в деаератор	$t'_{\text{ТОА}}$	$^{\circ}\text{C}$	150	150	150	Е.Р: $t'_{\text{ТОА}} = t''_{\text{ВК.НОМ}}$
14	Температура грійної води на виході з внутрішньокотельних підігрівників	$t''_{\text{ТОА}}$	$^{\circ}\text{C}$	65	65	65	Е.Р: $t''_{\text{ТОА}} = 65^{\circ}\text{C}$
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 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ			Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата				30

2.2. ФОРМУВАННЯ ПРИНЦИПОВОЇ СХЕМИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНОЇ

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

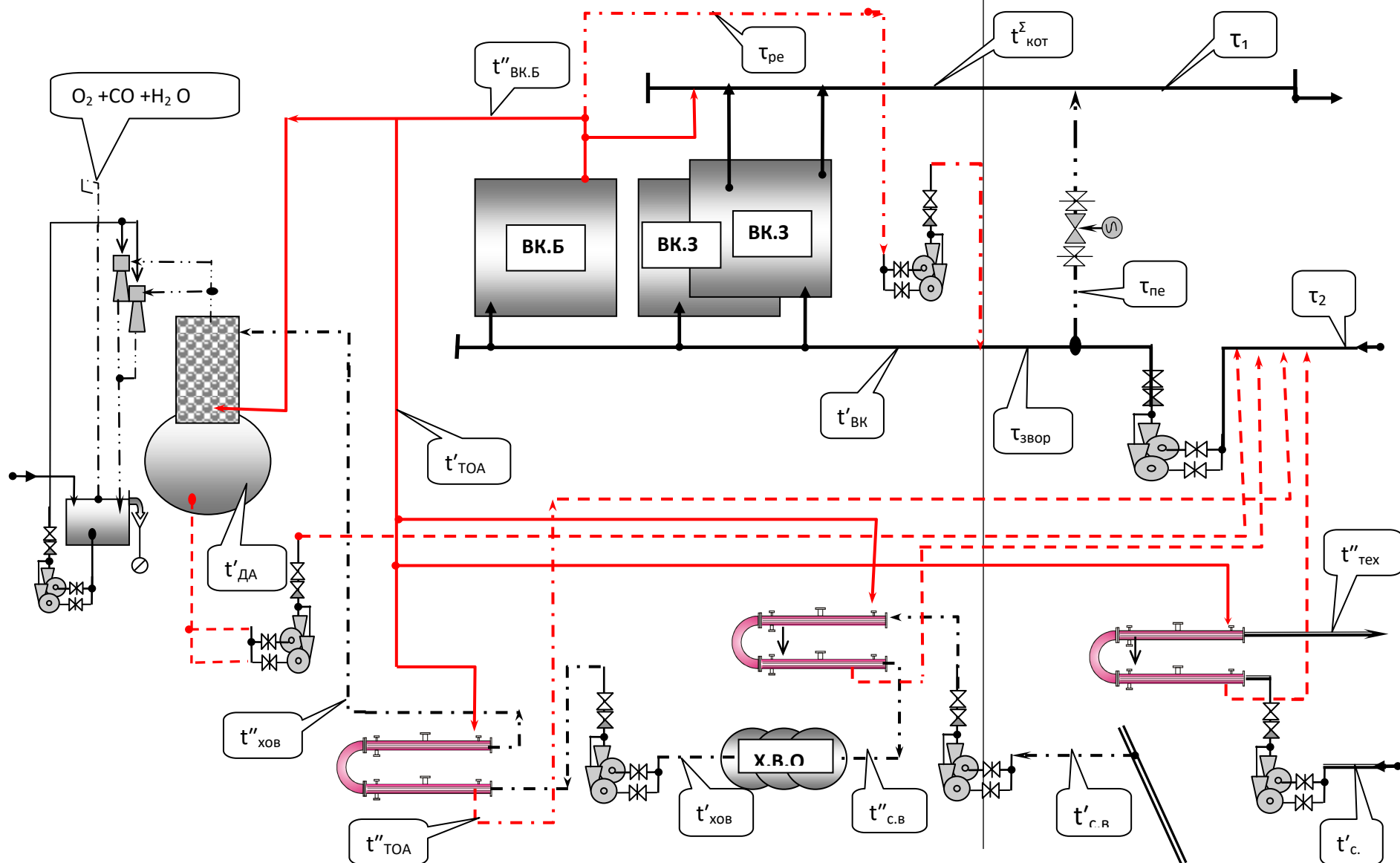


Рис. 2.1 Принципова схема котельні з водогрійними котлами

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 – $\sum Q_{ЖР}$, МВт, за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Визначення результату		Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{Жр}$	=	$1,05 \cdot (15,88 + 8,75 + 1,91)$	27,86	
$\sum Q_{Жр}$	=	$1,05 \cdot (7,32 + 8,75 + 0,88)$		17,80
$\sum Q_{Жр}$	=	$1,05 \cdot (0 + 2,33 + 0)$		2,45

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

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

2.3.4. Визначаю експлуатаційну температуру води на виході з базового котла – $t''_{ВК.Б}$, °С, за рекомендацією.

Результати визначення наводжу у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

Визначення результату		Значення для режимів, °С		
		МЗ	ТЗ	Л
$t''_{ВК.Б}$	=	150,00	150,00	150,00

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

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

2.3.6. Визначаю експлуатаційну температуру води на виході з теплообмінників технологічної, сирі та хімоочищеної води – t''_{TOA} , °C, згідно з рекомендацією.

Результати визначення наводжу у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6

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

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

$$G_{ДА}^{підж} = G_{убут}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{ДА}^{підж}$	=	15,00	15,00		
$G_{ДА}^{підж}$	=	15,00		15,00	
$G_{ДА}^{підж}$	=	5,00			5,00

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

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

та формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8

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

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 17

Таблиця 2.9

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

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10

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

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.11.

Таблиця 2.11

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

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

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

- за формулою:

										Арк.
										34
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ					

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12

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

2.3.13. Визначаю теплову потужність підігрівника хімоочищеної води (ПХВ) – Q_{ПХВ}, МВт, та витрату грійної води на ПХВ – D^{гр.в}_{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 результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
Q _{ПХВ}	=	$(15,15 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3}$	0,62		
Q _{ПХВ}	=	$(15,15 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3}$		0,62	
Q _{ПХВ}	=	$(2,02 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3}$			0,08
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G _{ПХВ} гр.в.	=	$0,62 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$	6,24		
G _{ПХВ} гр.в.	=	$0,62 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$		6,24	
G _{ПХВ} гр.в.	=	$0,082 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$			0,83

2.3.14. Визначаю витрату технологічної води на ПТВ – G_{техн.в}, т/год, теплову потужність ПТВ – Q_{ПТВ}, МВт та витрату грійної води – G^{гр.в}_{ПТВ}, 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:

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						35
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

- 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 техн.в.	=	$12 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot (95-5))$	114,29		
G техн.в.	=	$12 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot (95-5))$		114,29	
G техн.в.	=	$12 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot (95-15))$			128,57
Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
QПТВ	=	$114,29 \cdot 4,2 \cdot (95 - 5) \cdot 10^{-3}$	12,00		
QПТВ	=	$114,29 \cdot 4,2 \cdot (95 - 5) \cdot 10^{-3}$		12,00	
QПТВ	=	$128,57 \cdot 4,2 \cdot (95 - 15) \cdot 10^{-3}$			12,00
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
ГПТВ гр.в.	=	$12 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$	121,01		
ГПТВ гр.в.	=	$12 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$		121,01	
ГПТВ гр.в.	=	$12 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$			121,01

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$\Sigma G_{\text{вн}} \text{ гр.в.с.в.}$	=	$121,01+6,24+1,96+3,55$	132,75		
$\Sigma G_{\text{вн}} \text{ гр.в.с.в.}$	=	$121,01+6,24+1,96+3,55$		132,75	
$\Sigma G_{\text{вн}} \text{ гр.в.с.в.}$	=	$121,01+0,83+0,26+0,47$			122,57

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

$$\tau_{\text{звор}} = (G_2 \cdot \tau_2 + G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в.}} \cdot t''_{\text{ТОА}} + G_{\text{ПХВ}}^{\text{гр.в.}} \cdot t''_{\text{ТОА}} + G_{\text{ПЦВ}}^{\text{гр.в.}} \cdot t''_{\text{ТОА}} + G''_{\text{ДА}} \cdot t''_{\text{ДА}}) / (G_2 + G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в.}} + G_{\text{ПХВ}}^{\text{гр.в.}} + G_{\text{ПЦВ}}^{\text{гр.в.}} + G''_{\text{ДА}})$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.16.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						36
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 2.16

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
Тзвор	=	52,50	52,50		
Тзвор	=	42,33		42,33	
Тзвор	=	55,25			55,25

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 результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	40,94	40,94		
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	30,87		30,87	
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	14,57			14,57

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.18.

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	%	92,5
t' ВК. НОМ	°С	150
t'' ВК. НОМ	°С	70

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

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

*) Примітка

									00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата						37

До встановлення приймаю число котлів, що відповідає результату обчислення за формулою, округленого до більшого цілого числа.

Результати визначення навожу у таблиці 2.19.

Таблиця 2.19

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
Нвк.вст	=	40,94/11,6=3,53	4		
Нвк.вст	=	30,87/11,6=2,66		3	
Нвк.вст	=	14,57/11,6=1,26			2

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
Нвк.б	=	1,00	1		
Нвк.б	=	1,00		1	
Нвк.б	=	1,00			1

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.21

Таблиця 2.21

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
Нвк.з	=	4-1	3		
Нвк.з	=	3-1		2	
Нвк.з	=	2-1			1

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

$$N_{\text{ВК.Р}} = N_{\text{ВК.Б}} + N_{\text{ВК.З}}$$

Результати визначення навести у таблиці 2.22.

Таблиця 2.22

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
Нвк.р	=	1+3	4		
Нвк.р	=	1+2		3	
Нвк.р	=	1+1			2

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

- у разі експлуатації в котельні двох або більше котлоагрегатів:

$$Q_{ВК.Б} = Q_{ВК.НОМ}, \text{МВт}$$

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

$$t'_{ВК.Б} = t'_{ВК}, \text{°C}$$

$$G_{ВК.Б} = G_{ВК.НОМ}, \text{т/ч}$$

- у разі експлуатації в котельні одного котлоагрегата:

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

$$t'_{ВК.Б} = t'_{ВК}, \text{°C}$$

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.23

Таблиця 2.23

Визначення результату				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q _{вк.б}	=	11,60	4 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	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

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.27.

Таблиця 2.27

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum G_{ВК}$	=	123,5 + 3 · 104,79	437,88		
$\sum G_{ВК}$	=	123,5 + 2 · 123,5		370,50	
$\sum G_{ВК}$	=	123,5 + 1 · 31,81			155,31

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.28.

Таблиця 2.28

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$t''_{ВК.З}$	=	150,00	150,00		
$t''_{ВК.З}$	=	136,88		136,88	
$t''_{ВК.З}$	=	150,00			150,00

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

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

Результати визначення навожу в таблиці 2.29

Таблиця 2.29

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{РЕЦ}$	=	78,60	78,60		
$G_{РЕЦ}$	=	95,21		95,21	
$G_{РЕЦ}$	=	24,18			24,18

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		41

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

Результати визначення навожу в таблиці 2.30

Таблиця 2.30

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
t_{BK}^{Σ}	=	150,00	150,00		
t_{BK}^{Σ}	=	127,27		127,27	
t_{BK}^{Σ}	=	150,00			150,00

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

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

Результати визначення навожу в таблиці 2.31.

Таблиця 2.31

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{пер}$	=	95,06	95,06		
$G_{пер}$	=	278,27		278,27	
$G_{пер}$	=	42,30			42,30

2.3.32. Визначаю похибку балансових розрахунків водогрійної котельні за формулою:

$$\Delta G\% = (\Sigma G_{BK} - G_2 - G_{BH} + G_{пер} - G_{PEL}) \cdot 100 / \Sigma G_{BK}$$

Результати визначення наводжу в таблиці 2.32.

Таблиця 2.32

Визначення результату			Значення для режимів, %		
			МЗ	ТЗ	Л
$\Delta G\%$	=	2,89	2,89		
$\Delta G\%$	=	2,18		2,18	
$\Delta G\%$	=	0,49			0,49

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

2.4. ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНОЇ

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

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

Результати визначення навожу у табл. 2.32.

Таблиця 2.32

Визначення результату		Значення для режимів, тис м3/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$V_{\text{КОТ}}$	=	$(1,01) \cdot 40,94 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (92,5 \cdot 33730)$	4,77	
$V_{\text{КОТ}}$	=	$(1,01) \cdot 30,87 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (92,5 \cdot 33730)$		3,60
$V_{\text{КОТ}}$	=	$(1,01) \cdot 14,57 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (92,5 \cdot 33730)$		1,70

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:

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

де:

$W_{\text{нас.реци}}$ – 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 сирової води, кВт.

$W_{\text{нас.хв}}$ – встановлена потужність робочих насосів хімічищеної 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:

						00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
							43
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

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

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

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

4.4. Визначаю для МЗ режима середньогодинні питомі витрати природного газу – $(b_T^{відп})_{газ}$, м³/МВт, та умовного в палива – $(b_T^{відп})_{у.п}$, кг у.п./МВт в котельній з відпущеної теплової енергії за формулами:

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.33.

Таблиця 2.33

Визначення результату				Значення для режимів, кг у.п./МВт		
				МЗ	ТЗ	Л
$(b_T^{відп})_{газ}$	=	33,25	м ³ /ГДж			
$(b_T^{відп})_{у.п.}$	=	38,23	кг у.п./ГДж			

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

$$e_{e/e}^{відп} = \Sigma W^{доб} / (\Sigma Q_{Т/Ф} \cdot 24) = 5400 / 33.92 \cdot 24 = 6,6$$

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

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

$$C_Q = (38,23 / 1,15) \cdot 8000 \cdot 10^{-3} + 6,6 \cdot 4,32 + 30,0 = 324,48 \text{ грн/ГДж}$$

2.4.7 Формую висновок щодо енергоефективності проектної котельні.

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

Основні результати розрахунку зводжу в таблицю 2.34.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		44

**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	$t_{\text{зовн}}$	Температура зовнішнього повітря	°С	- 23	0	+ 15
2	$\Sigma Q_{\text{Ж.Р}}$	Сумарне теплове навантаження житлового району	МВт	27,86	17,8	2,45
3	$Q_{\text{П.П}}$	Теплове навантаження промислового підприємства	МВт	12	12	12
4	$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	Сумарне теплове навантаження котельні	МВт	40,94	30,87	14,57
5	τ_1	Температура мережної води в "прямій" магістралі на виході з котельні	°С	120°	70°	70°
6	τ_2	Температура води в "зворотній" магістралі на вході в котельню	°С	46,22	33,92	30,00
7	$\tau_{\text{звор}}$	Температура води в "зворотній" магістралі на вході в мережні насоси	°С	52,5	42,33	55,25
8	G_1	Витрата води в "прямій" магістралі на виході з котельні	т/год	308,96	412,71	50,1
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	293,96	397,71	48,1
11	$G_{\text{рец}}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	78,6	95,21	24,18
12	$G_{\text{пер}}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	95,06	278,27	4,3
13	$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	Число встановлених водогрійних котлів	од	4	3	2
14	$N_{\text{ВК.Р}}$	Число котлів, що знаходяться в експлуатації	од	4	3	2
15	$N_{\text{ВК.Б}}$	Число котлів, що експлуатуються в базовому (номінальному) режимі	од	1	1	1

16	$N_{BK.3}$	Число котлів, що експлуатуються в режимі змінного навантаження	од	3	2	1
17	$V_{КОТ}$	Годинна витрата природного газу в котельні	тис.м ³ / год	4,77	3,6	1,7
18	$(b_T^{відп})_{газ}$	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію	м ³ / ГДж	33,25		
19	$(b_T^{відп})_{у.п}$	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію	кг у.п / ГДж	38,23		
20	ΣW_{BK}	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	кВт	300		
21	$e_{e/c}^{доб}$	Середньодобова питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/МВт	6,6		
22	$\Pi_{Палив}$	Вартість природного газу	грн./ тис. м ³	8000	8000	8000
23	$\Pi_{E/E}$	Вартість електроенергії	грн./ кВт.год	4,32	4,32	4,32
24	C_Q	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	Грн./ГДж	324,48	324,48	324,48

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		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	23,26
3	$G_{ВК.НОМ}$	Номінальна витрата води на котел	т/год	«--»	247
4	$V_{ВК.НОМ}$	Номінальна витрата природного газу на котел	тис. м ³ /ГОД	«--»	2,53
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 – $Q_{нас.рец}^{НОМ}$, м³/год, та напору – $H_{нас.рец}^{НОМ}$, м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) пропуску води через трубопровід рециркуляції – $G_{РЕЦ} = 95,21$ т/год, та опору трубопровідної системи рециркуляції – $\Delta H_{РЕЦ}$.

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

$$N_{нас.рец.}^{роб} = G_{РЕЦ}^{ТЗ} / Q_{нас.рец}^{НОМ} = 95,21/122=0,78$$

*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення.

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

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

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

						00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
							47
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

Характеристика насосів рециркуляції

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса рециркуляції	---	3 інформаційного листа заводу-виробника	NBE 65-125/141 A-F-A-BAQE		NKG 50-32-125.1/140 A1-F-A-E-NAQK
2	$Q_{н. рец}^{ном}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	122		23
3	$H_{н. рец}^{ном}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	20		20
4	$N_{н. рец}^{ном}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	11		2,2
5	$\eta_{н. рец}^{ном}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,82		0,68

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 “Котельна – Тепломережа” – $G_1=412,71$ 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:

$$N_{нас.мер.}^{роб} = G_2^{Т.З} / Q_{нас.мер}^{ном} = 397,71/500=0,8$$

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

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

								Арк.
								48
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ			

Характеристика мережних насосів.

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір мережного насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NB 150-400/438 A-F-A-BAQE		NKGE 65-40-250/255 A2-F-A-E-NAQK
2	$Q_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /ГОД	З паспорта насоса	500	45	
3	$H_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	50	55	
4	$N_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	90	18,5	
5	$\eta_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,86	85,6	

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:

$$N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}} = G_{\text{с.в.}} / Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}} = 16,67 / 19 = 0,88$$

*) 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.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		49

Характеристика насосів сирі води

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NKGE 50-32-160.1/172 A1-F-A-E-BAQE		
2	$Q_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /ГОД	З паспорта насоса	19		
3	$H_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ _ “	35		
4	$N_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(є)	“ _ “	2,2		
5	$\eta_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ _ “	0,54		

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:

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

*) Примітка.

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

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

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

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		50

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	NKGE 50-32-160.1/172 A1-F-A-E-BAQE		
2	$Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /ГОД	З паспорта насоса	17		
3	$H_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	35		
4	$N_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	2,2		
5	$\eta_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,54		

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 – $G_{\text{тех}}=114,29$ 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:

$$N_{\text{нас.тех.}}^{\text{роб}} = G_{\text{тех}} / Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}} = 114,29/115=0,99 \quad *)$$

*) Примітка.

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

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

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

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.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(є)	“ – “	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 сирі води – $N_{\text{нас.хов}}^{\text{роб}}$, шт, за формулою:

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

*) Примітка.

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

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

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

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						52
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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 заводу-виробника	NKGE 50-32-160.1/172 A1-F-A-E-BAQE		
2	$Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	17		
3	$H_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ _ “	35		
4	$N_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(є)	“ _ “	2,2		
5	$\eta_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ _ “	0,54		

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 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ				

2.5.6. Вибір підігрівників

Вибір типорозміру підігрівників сирової води (ПСВ), хімоочищеної води (ПХВ), технологічної води (ПТВ) здійснюється за визначеною в проекті 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:

$$F = Q_{\text{псв}} / (\Delta t \cdot K) = 190000 / (105 \cdot 2500) = 0,72 \text{ м}^2$$

K — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник FUNKE FP 04. Максимально можлива площа поверхні нагріву — $F = 0,8 \text{ м}^2$, площа поверхні нагріву однієї пластини — $0,04 \text{ м}^2$, кількість пластин — 20 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 FUNKE FP 04. Максимально можлива площа поверхні нагріву — $F = 3,4 \text{ м}^2$, площа поверхні нагріву однієї пластини — $0,04 \text{ м}^2$, кількість пластин — 85 шт.

2.5.6.3. Підігрівник технологічної води

2.5.6.3.1. Теплове навантаження підігрівника технологічної води $Q_{\text{тех}} = 12$ 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:

$$F = Q_{\text{тех}} / \Delta t \cdot K = 120000 / 57,46 \cdot 2500 = 7,6 \text{ м}^2$$

K — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник FUNKE FP 08. Максимально можлива площа поверхні нагріву — $F = 8,4 \text{ м}^2$, площа поверхні нагріву однієї пластини — $0,08 \text{ м}^2$, кількість пластин — 105 шт.

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.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						54
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Рекомендоване тягодуттєове обладнання

№ п/п	Найменування	Димосос	Вентилятор
1	Тип обладнання	ДН-10	ВДН-9
2	Потужність, кВт	30	15
3	Частота обертання, об/хв	750	1000
4	$Q^{\text{ном}}$, м ³ /год	19600	14650
5	$H^{\text{ном}}$, кПа	2,21 кПа	2,78
6	$\eta^{\text{ном}}$	0,8	0,8

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		55

РОЗДІЛ 3. Охорона праці

У цьому дипломному проекті детально розглядається процес розрахунку та проектування обладнання для водогрійної котельні відповідно до рекомендацій, зазначених у джерелі [12].

Впровадження новітнього, більш ефективного обладнання, оснащеного сучасними системами автоматизації та управління, сприятиме зменшенню впливу шкідливих та небезпечних факторів на персонал, а також підвищить безпеку експлуатації та обслуговування котельні, що значно поліпшить умови праці.

Під час проектування особлива увага приділяється дотриманню вимог з охорони праці щодо організації та забезпечення безпечних і здорових умов праці для операторів котельні на їхніх робочих місцях.

3.1. Виробнича санітарія

Під час планування приміщення враховуються наступні фактори:

- санітарні характеристики обладнання та технологічних процесів;
- норматив корисного простору на одного працівника (15 м³);
- нормативи площі для розміщення обладнання (4,5 м²);
- мінімальна висота виробничого приміщення (4,8 м).

Протяжність санітарно-гігієнічної зони даного підприємства IV класу становить 50 м.

Для зручності обслуговування котлових апаратів встановлено багаторівневі технологічні площадки, розташовані на висоті від 2,5 м.

3.1.1. Мікроклімат та чистота повітря виробничого середовища

Мікроклімат у приміщенні характеризується такими показниками, як температура повітря, відносна вологість, швидкість руху повітря та атмосферний тиск.

Нормативні документи встановлюють оптимальні та допустимі значення параметрів мікроклімату залежно від пори року (теплий період року із середньодобовою температурою зовнішнього середовища понад 10 °С,

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ						
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №1 в м. Запоріжжя</i> РОЗДІЛ 3			Літера	Аркушів	Аркуш	
Розробив		Даниш Р.Г.							84	56	
Перевірив		Самійленко С.М.						ЗТЕ-5-5 кафедра ТЕХТ НУХТ			
Рецензув.											
Затвердив		Петренко В.П.									

холодний період року із середньодобовою температурою зовнішнього середовища менше 10 °С) та категорії важкості виконуваних робіт.

Контроль та вимірювання параметрів мікроклімату здійснюється за допомогою спеціальних приладів: термометрів (для вимірювання температури) та психрометрів (для вимірювання вологості повітря).

Швидкість руху повітря вимірюється анемометрами різних типів: крильчастими (діапазон вимірювання 0,3 – 5 м/с), чашковими (індукційними) (діапазон вимірювання 1 – 20 м/с) та кататермометрами (діапазон вимірювання 0 – 0,5 м/с).

Вміст шкідливих речовин у повітрі контролюється шляхом порівняння з гранично допустимими концентраціями (ГДК). Наведено приклади ГДК для деяких речовин:

- СН₄ (300 мг/м³, клас небезпечності IV)
- СО (20 мг/м³, клас небезпечності IV)
- СО₂ (ГДК 9000 мг/м³, клас небезпечності IV)
- сполуки азоту (ГДК 5 мг/м³, клас небезпечності II)

Концентрацію шкідливих речовин у повітрі, газів та парів необхідно визначати: для речовин 1-го класу небезпеки – безперервно, для речовин 2-го, 3-го та 4-го класів – періодично.

Періодичність контролю вмісту шкідливих речовин залежить від класу небезпеки:

- для 1-го класу небезпеки – 1 раз на 10 днів;
- для 2-го класу небезпеки – 1 раз на місяць;
- для 3-го та 4-го класів небезпеки – 1 раз на квартал.

Існує кілька методів визначення шкідливих речовин у повітрі:

1. Лабораторний метод (з використанням колориметричних, спектрофотометричних та хроматографічних методів).

2. Експрес-метод (з використанням хімічних індикаторів, універсального газоаналізатора УГ-1, УГ-2).

3. Автоматичний метод (з використанням стаціонарного газоаналізатора або газосигналізатора).

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						57
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Для видалення відпрацьованого тепла та шкідливих газів у котельні використовується повнообмінна припливно-витяжна змішана вентиляція. Забруднене повітря видаляється за допомогою вентиляційних світильників, а свіже повітря подається механічним вентилятором. Оператори котельні за необхідності повинні бути забезпечені засобами індивідуального захисту, такими як бавовняний одяг, комбіновані рукавиці, шумозахисні навушники, захисні окуляри з фільтрами та протигази.

3.2. Виробниче випромінювання

Основними джерелами теплового випромінювання в котельні є парові котли та парові труби. Перегрів організму можна визначити за такими ознаками: підвищення температури тіла, відчуття спраги, прискорене дихання і пульс, головний біль, запаморочення та рясне потовиділення.

Для зменшення інтенсивності теплового випромінювання застосовуються різноманітні методи, такі як використання екранів, ізоляція обладнання та гарячих поверхонь, використання індивідуальних засобів захисту, а також збільшення відстані між джерелами випромінювання та робочим місцем.

Відповідно до санітарно-гігієнічних норм, нормальними умовами вважаються такі, за яких інтенсивність опромінення працівників інфрачервоними променями не перевищує 35 Вт/м^2 при опроміненні понад 50% поверхні тіла.

Для вимірювання інтенсивності інфрачервоного випромінювання використовуються актинометри, а для вимірювання спектральної інтенсивності випромінювання – інфрачервоні спектрографи, наприклад, моделі ИКС-10, ИКС-12 та ИКС-14.

3.3. Шум на виробництві

Робота котельних установок супроводжується значним рівнем шуму. Шум класифікується за різними параметрами, такими як походження та частота.

За походженням шум поділяється на:

- механічний (викликаний вібрацією та тертям деталей);
- аерогідродинамічний (створюваний вентиляторами, насосами, компресорами та системами транспортування);

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						58
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- електричний (створюваний трансформаторами та іншим електрообладнанням).

За частотою шум поділяється на:

- низькочастотний (до 300 Гц);
- середньочастотний (300-800 Гц);
- високочастотний (понад 800 Гц).

Основними фізичними характеристиками звуку є частота (Гц), звуковий тиск (Па) та інтенсивність або сила звуку (Вт/м²).

Порогові значення шуму при частоті 1000 Гц становлять: нижній поріг чутності ($I_0 = 10^{-12}$ Вт/м²; $P_0 = 2 \cdot 10^{-5}$ Па) та больовий поріг ($I_6 = 10^2$ Вт/м²; $P_6 = 60$ Па). Рівень шуму у виробничому цеху не повинен перевищувати 80 дБ.

Для запобігання шкідливому впливу шуму використовуються різні технічні засоби, які включають три основні напрямки:

- боротьба з шумом безпосередньо в джерелі його утворення;
- шумопоглинання (зменшення відбиття звукових хвиль);
- шумоізоляція (запобігання поширенню шуму).

Заходи щодо боротьби з аеродинамічним шумом включають зниження швидкості транспортування середовища, використання плавних кривих та встановлення глушників на впускних і випускних отворах.

Для вимірювання рівня шуму використовуються спеціальні прилади, такі як шумоміри Ш-71 та ПИ-14 в комплекті з активними фільтрами. Ці прилади дозволяють вимірювати рівень шуму в діапазоні від 10 до 130 дБ в діапазоні частот від 20 Гц до 16 кГц.

3.4. Виробнича вібрація

Вплив сильної вібрації на організм людини може призвести до функціональних змін у роботі серцево-судинної та центральної нервової систем. Тривалий вплив вібрації може спричинити розвиток вібраційної хвороби, яка в деяких випадках може призвести до інвалідності.

Вібрація класифікується на два типи:

- загальна вібрація, яка передається через опорну поверхню тіла людини (наприклад, підлога, сидіння);

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						59
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- локальна вібрація, яка передається через руку (наприклад, від віброуючого інструменту).

Основними характеристиками вібрації є:

- частота гармонійного коливального руху (Гц);
- віброшвидкість (м/с);
- віброприскорення (м/с²);
- рівень вібрації (дБ).

Порогові значення віброшвидкості становлять $v_0 = 5 \times 10^{-8}$ м/с, а віброприскорення – $a_0 = 3 \times 10^{-4}$ м/с².

Загальна та локальна вібрації нормуються допустимими значеннями віброшвидкості або логарифмічними рівнями віброшвидкості в октавних смугах частот від 2 до 1000 Гц.

Для захисту від шкідливого впливу виробничої вібрації застосовуються різноманітні методи, серед яких:

- послаблення вібрації безпосередньо в джерелі її виникнення;
- вібропоглинання (зменшення амплітуди коливань за допомогою спеціальних матеріалів);
- віброізоляція (запобігання поширенню вібрації).

Для вимірювання вібрації використовуються спеціальні прилади, такі як віброметри ВІП-4 та ВІП-2М, а також вібрографи ВР-1 та ВР-2. Ці прилади працюють в діапазоні частот від 10 Гц до 1 кГц, а їх шкала проградуєвана в децибелах (дБ).

3.5. Освітлення виробничих приміщень

Основними вимогами охорони праці до освітлення виробничих приміщень є:

1. Освітлення на робочому місці повинно відповідати санітарно-гігієнічним нормам та бути рівномірним.
2. Між об'єктом, що розглядається, та навколишнім фоном має бути чіткий контраст.
3. На робочій поверхні не повинно бути різких тіней.
4. Не допускається засліплення (пряме чи відбите) у полі зору

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						60
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

працівників.

У даному виробництві використовується комбіноване природне освітлення (двостороннє бічне та аераційний ліхтар).

У темний час доби використовується штучне освітлення. За призначенням штучне освітлення поділяється на:

- робоче;
- чергове;
- аварійне;
- евакуаційне;
- охоронне.

За виконанням (розміщенням джерел світла) штучне освітлення поділяється на:

- загальне (для рівномірного освітлення всього приміщення або його частин);
- місцеве (для освітлення безпосередньо робочих поверхонь);
- комбіноване (поєднання загального та місцевого освітлення).

Джерелами штучного світла є лампи розжарювання та газорозрядні лампи. Виробниче приміщення обладнане світильниками прямого світла з лампами розжарювання у герметичному виконанні із захисним кутом 20-25° (типу ВЗГ200, потужністю 200 Вт), які розташовані у шаховому порядку.

Контроль освітленості здійснюється за допомогою люкметрів Ю-16, Ю-17, Ю-116 та Ю-117.

3.6. Техніка безпеки

3.6.1. Безпечна експлуатація технологічного устаткування

Для безпечної експлуатації технічного обладнання та запобігання виникненню небезпечних або аварійних ситуацій широко застосовуються засоби колективного захисту. За принципом дії та впливом факторів ризику засоби колективного захисту поділяються на:

- Огородження (для ізоляції небезпечних зон).
- Запобіжні пристрої (для автоматичного відключення обладнання в аварійних

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						61
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

ситуаціях).

- Блокувальні пристрої (для унеможливлення проникнення людей у небезпечну зону або усунення факторів ризику).
- Сигналізатори (для інформування персоналу про режим роботи обладнання та можливість виникнення аварійних ситуацій).
- Профілактичні випробування (для своєчасного виявлення та усунення можливих несправностей).

Роботи всередині котла дозволяється проводити тільки після його повної зупинки, продувки та охолодження (за необхідності).

Для ізоляції безпечних зон від механічних переміщень, радіаційних зон, зон дії хімічних речовин, а також робочих місць, розташованих на висоті, використовуються захисні пристрої (огорожі, огороження, екрани). Вони можуть бути стаціонарними або знімними для виконання допоміжних операцій (зміна інструменту, змащування обладнання тощо) та налагоджувальних робіт.

Запобіжні пристрої призначені для автоматичного відключення обладнання в аварійних ситуаціях (наприклад, при перевищенні допустимих значень температури, напруги тощо).

Блокувальні пристрої унеможливають проникнення людей у небезпечну зону або усувають фактори ризику, коли люди потрапляють у небезпечну зону. За принципом дії розрізняють механічні, електричні, фотоелектричні, радіаційні, пневматичні, гідравлічні та комбіновані блокувальні пристрої.

Сигналізатори використовуються для інформування персоналу про режим роботи обладнання та можливість виникнення аварійних ситуацій. За способом передачі інформації сигнали поділяються на кольорові, звукові, кольорово-звукові та запахові.

У виробництві використовуються світлозвуковий аварійний сигнал, який можна вимкнути через комп'ютерний інтерфейс, а також світлозвуковий сигнал попередження про навантаження (вимикається натисканням кнопки скидання).

Технічні правила та документація з безпечної експлуатації основного технічного обладнання, що працює під тиском (котла), включають:

- «Будова та безпечна експлуатація котлів/водогрійних котлів».

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- «Правила будови та безпечної експлуатації паропроводів».

3.6.2. Безпечна експлуатація електроустаткування

На виробництві трапляються різні види ураження електричним струмом, зокрема:

Механічні травми: можуть виникати внаслідок сильного електричного струму, який проходить через тіло людини, або ж від падіння з висоти через ураження струмом.

Місцеві зовнішні електротравми: включають електричні опіки, електричні знаки (сірі або блідо-жовті плями на шкірі) та захворювання зовнішньої оболонки ока під впливом ультрафіолетового випромінювання електричної дуги.

Електричний удар: може призвести до паралічу серця, легень та фібриляції серця.

Безпечне ураження електричним струмом залежить від багатьох факторів, серед яких:

Електричні фактори: напруга, сила, рід та частота струму, а також електричний опір людини.

Неелектричні фактори: індивідуальні особливості людини, тривалість дії струму та шлях його проходження через тіло.

Стан навколишнього середовища: вологість, температура тощо.

Згідно з "ПУЕ. Правила улаштування електроустановок", існує три класи приміщень за ступенем небезпеки ураження електричним струмом:

- Приміщення без підвищеної небезпеки.
- Приміщення з підвищеною небезпекою.
- Особливо небезпечні приміщення.

Котельня належить до приміщень з підвищеною небезпекою через наявність струмопровідних підлог.

Для забезпечення електробезпеки на виробництві передбачені спеціальні захисні заходи та засоби, такі як:

- відсутність струмопровідних частин обладнання;
- ізоляція струмоведучих частин (опір ізоляції електрообладнання та

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						63
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

освітлювальних приладів має бути не менше 0,5 МОм);

- заземлення (опір заземлення має бути не більше 4 Ом);
- швидкодіюче автоматичне захисне відключення;
- застосування низької напруги (менше 42 В);
- використання засобів індивідуального захисту;
- планово-попереджувальний ремонт та профілактичне обслуговування обладнання;
- інструктажі з техніки безпеки.

Окрім того, небезпечними є електричні розряди в атмосфері (блискавки), сила струму яких може сягати 200 кА, а напруга - 150 МВ. Котельні повинні відповідати вимогам нормативних документів щодо захисту від атмосферної електроенергії будівель та споруд II класу з використанням блискавковідводів.

3.7. Пожежна та вибухобезпека на виробництві

Основними причинами пожежі та вибуху в котельні є:

1. Організаційні:

- Порухення вимог щодо проектування будівель та споруд, вибору матеріалів, планування території та розташування обладнання.
- Відхилення від правил експлуатації та ремонту обладнання, електромереж.
- Порухення інструкцій з пожежної безпеки.
- Необережне поводження з вогнем та горючими матеріалами.

2. Технологічні:

- Робота на несправному обладнанні або порушення технологічного процесу.
- Використання легкозаймистих речовин, що не відповідають характеристикам обладнання.
- Порухення режимів роботи та відключення обладнання.
- Використання мастил, що не відповідають вимогам.

3. Пов'язані з використанням електрики:

- Використання електрообладнання, що не відповідає категоріям пожежної безпеки.
- Перевантаження мереж та електрообладнання.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						64
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- Пошкодження ізоляції.
- Поганий електричний контакт.
- Відсутність антистатичного захисту та захисту від атмосферної електрики.

За спалимістю речовини поділяються на три групи: спалимі, важко спалимі та неспалимі.

Пожежна безпека забезпечується системою запобігання пожеж та системою пожежного захисту.

Будівлі та споруди за вогнестійкістю класифікуються за V ступенями. Заходи пожежної безпеки поділяються на 4 групи:

1. Заходи у виробничих процесах.
2. Будівельно-технічні заходи (підвищення стійкості конструкцій, обмеження поширення пожежі).
3. Організаційні та агітаційні заходи (навчання персоналу).
4. Заходи із забезпечення швидкого гасіння пожеж (способи та засоби гасіння, протипожежне водопостачання та сигналізація).

Категорія водогрійної котельні за вибухопожежною та пожежною безпекою – «Г». Будівля котельні відноситься до III класу пожежонебезпечної зони.

Система пожежного захисту включає систему оповіщення (ручні кнопкові пости), сигналізацію та схеми евакуації.

Основними вогнегасними речовинами є вода, повітряно-механічна піна, негорючі гази та пісок.

До первинних засобів гасіння пожежі відносять:

- Внутрішнє пожежне водопостачання (пожежні крани з рукавами).
- Пожежний інвентар (відра, кошма, лопати).
- Вогнегасники (ОВП-10 – 2 шт., ОУ – 2 шт.).
- Ящики з піском.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		65

РОЗДІЛ 4. Деаерація води [11]

4.1. Теоретичні положення

Деаерація – видалення (десорбція) з рідини розчинених в ній корозійноактивних газів (O₂ та CO₂). Відомо декілька способів деаерації води: хімічна деаерація; десорбційне знекиснювання; термічна деаерація. У промислових і, перш за все, в енергетичних установках найбільш поширений спосіб термічної деаерації води. Хімічні методи характеризуються вибірковістю зв'язку з видаляємими газами і практично застосовні тільки для видалення кисню. Для хімічної деаерації, наприклад, застосовується гідразин — дорогий, дефіцитний і токсичний поглинач кисню. Тому на електростанціях він використовується як доповнення до термічної деаерації для видалення мікрокількостей залишкового кисню. Застосування поглиначів кисню пов'язане, як правило, із забрудненням води продуктами взаємодії цих поглиначів з киснем. Тому інші методи хімічної деаерації окрім дозування гідразингідрату не застосовуються. Термічний метод деаерації дозволяє видалити з води будь-які розчинені гази, не вносячи до води ніяких додаткових домішок. При цьому в термічному деаераторі відбувається підігрів робочого тіла. Таким чином, деаератор одночасно один з елементів теплообмінного устаткування. Одночасно деаерації піддається вода з концентрацією розчинених в ній газів, що не перевищує 15...30 мг/кг. Розчини з такою концентрацією газів можна вважати нескінченно розбавленими. При цьому перехід одного з компонентів з кожної фази в парову (газову) не залежить від наявності в розчині інших компонентів і визначається лише змістом даного компоненту. Оскільки парціальний тиск пари рідини над поверхнею розчину при температурі насичення досягає тиску в системі, а парціальний тиск розчинених газів над поверхнею розчину рівний нулю, то і рівноважна концентрація газу на межі розділу фаз в рідині також дорівнює

	нулю.				00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ					
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №1 в м. Запоріжжя</i>			Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Даниш Р. Г.									84
Перевірив	Самійленко С.М.				ЗТЕ-5-5 кафедра ТЕХТ НУХТ					
Рецензув.										
Затвердив	Петренко В.П.									

При цьому різниця концентрацій компоненту в рідині і на межі розділу фаз виявляється максимальною, що забезпечує максимальну рушійну силу дифузії газу з рідкої фази в газоподібну (парову). На цій властивості нагрітих розчинів заснований і принцип термічної деаерації. Деаерація води базується на законі Генрі, згідно якому кількість газу розчиненого в одиниці об'єму води (мг/л) пропорційна парціальному тиску цього газу в газовій або парогазовій суміші над поверхнею води

$$G = k p , \quad (4.1)$$

де k – коефіцієнт розчинності газу у воді при абсолютному парціальному тиску газу над водою рівному 1 кгс/см^2 ; p – парціальний тиск газу над поверхнею води, кгс/см^2 . При підігріві рідини до температури насичення парціальний тиск розчиненого в рідині газу над поверхнею розчину знижується до нуля. Згідно закону Генрі, також знижується і рівноважна концентрація на межі розділу фаз. Виділення газу з рідкого середовища в парове відбувається внаслідок різниці фактичної і рівноважної концентрацій компоненту.

Видалення з води розчинених газів. Типи дегазаторів

У багатьох випадках низька якість і зношення обладнання пов'язане з наявністю газів у воді, що використовують у технологічному процесі.

Основною метою видалення з води розчинених газів є запобігання корозії обладнання. Кисень O_2 , азот N_2 і діоксид вуглецю CO_2 потрапляють у воду внаслідок контакту її з повітрям.

Під час експлуатації установок з підготовки води надійність і економічні показники роботи обладнання визначаються, насамперед, дотриманням норм водно-хімічного режиму (ВХР). Дотримання норм ВХР дає змогу забезпечувати роботу теплосилового обладнання електростанцій без

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						67
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

пошкоджень і зниження економічних показників, що може бути зумовлено корозією внутрішніх поверхонь обладнання, утворенням відкладень на теплообмінних поверхнях і в проточній частині турбіни.

Найчастіше з води доводиться видаляти вуглекислоту, сірководень, кисень, рідше метан. Ці гази належать до корозійно-агресивних, що обумовлює або посилює корозію металів. Розчинена у воді вуглекислота CO₂, крім того, виявляє агресивну дію по відношенню до бетону.

Так, зокрема, доводиться вирішувати завдання видалення вільної вуглекислоти при водень-катионітовому пом'якшенні та іонітовому знесолюванні води, а також при знезалізненні та деманганації підземних бікарбонатних вод. Під час підготовки живильної води, а також води теплоцентралей необхідно видаляти з неї кисень з метою запобігання корозії металу.

Видалення з води розчинених у ній газів, що утворюються в процесі її обробки, називають дегазацією. Сутність дегазації полягає у зменшенні розчинності у воді газів або їх хімічному перетворенні в неагресивні чи нетоксичні сполуки.

Комплекс заходів, пов'язаних із видаленням з води розчинених у ній газів (вільної вуглекислоти CO₂, кисню O₂, сірководню H₂S) називається дегазацією води, у деяких випадках деаерацією, а при видаленні вільної вуглекислоти - декарбонізацією. Видалення з води тільки кисню називається знекисненням.

Усі відомі засоби видалення з води розчинених газів ґрунтуються на двох принципах: десорбції та хімічного зв'язування з перетворенням газів у інші нешкідливі речовини.

Існуючі методи дегазації води поділяють на фізичні й хімічні, ґрунтуючись на застосуванні хімічних реагентів:

фізичний (зміна температури води або парціального тиску газу, що видаляється);

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						68
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- хімічний (зв'язування розчинених у воді газів шляхом додавання реагентів);
- біохімічний (використання окисної здатності мікроорганізмів);
- сорбційно-обмінний (витяг розчинених газів шляхом фільтрування через сорбційно-обмінні матеріали).

Фізичні методи вилучення з води розчинених газів можуть здійснюватися двома способами: 1) вода, що містить вуглекислий газ, приводиться в контакт з повітрям, якщо парціальний тиск газу, що видаляється в повітрі, близький до нуля; 2) створюються умови, за яких розчинність газу у воді стає близькою до нуля. За допомогою першого способу (аерація води) зазвичай видаляється вільна вуглекислота, оскільки парціальний тиск цих газів в атмосферному повітрі наближений до нуля. Другий спосіб зазвичай застосовують при видаленні кисню, оскільки при значному парціальному тиску кисню в атмосферному повітрі аерацією води кисень з неї видалити не можна, її доводять до кипіння, при якому розчинність усіх газів у воді падає до нуля. Або воду нагрівають (термічні дегазатори) чи знижують тиск до такого значення, при якому вода кипить при заданій їй температурі (вакуумні дегазатори). До фізичних методів, застосуванням яких досягають зменшення розчинності газу, відносяться десорбція віддувкою, вакуумна дегазація, термічна дегазація та комбіновані методи. Сутність десорбції віддувкою полягає у тому, що через воду барботують газ, який не містить тієї речовини, яку вилучають (наприклад, для десорбції сірководню застосовують повітря, а десорбції кисню – азот). Парціальний тиск газу, який вилучають, у газі, що барботує, дорівнює нулю. Внаслідок цього виникає різниця парціальних тисків – рушійна сила десорбції. Тому розчинений у воді газ переходить у бульбашку газу, який барботує через воду і виводиться з об'єму рідини. Термічна дегазація ґрунтується на зменшенні розчинності газів за підвищених температур. При вакуумній дегазації – при зменшенні тиску над рідиною пропорційно зменшується парціальний тиск розчиненої речовини, що зумовлює виникнення різниці парціальних тисків (збільшення

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						69
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

рушійної сили процесу). Використання комбінованих методів передбачає здійснення дегазації за одночасного підвищення температури і зменшення тиску. Внаслідок цього відбувається глибока дегація води.

4.2 Типи деаераторі

Видалення газів із води проводиться в дегазаторах. За конструктивним устроєм, характером руху води і повітря та умовами, у яких здійснюється процес видалення газів, виділяють такі типи дегазаторів: • плівкові – з різними типами насадок, що працюють за принципом протитечії води і повітря, що подається вентилятором або поступає за рахунок природної вентиляції; • барботажні – з подачею повітря у воду через перфоровані повітророзподільні труби, пористі труби, пористі пластини; • пінні, засновані на десорбції газів повітрям з пінного шару або шарів, що створюються в робочій зоні апарату; • вакуумно-ежекційні, засновані на десорбції газів за рахунок вакууму, що виникає в потоці рідини при її ежектуванні; • вакуумні, засновані на десорбції газів при створенні вакууму в робочій зоні апарату, з підігрівом або без підігріву оброблюваної води й застосуванням вакуумних пристроїв (насосів вакууму, пароструминних або водоструминних ежекторів); • струменево-плівкові (контактні градирні). Для видалення з води розчинених газів у водопідготовці в основному застосовують плівкові дегазатори, а в теплоенергетиці – термічні деаератори (дегазатори).

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						70
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

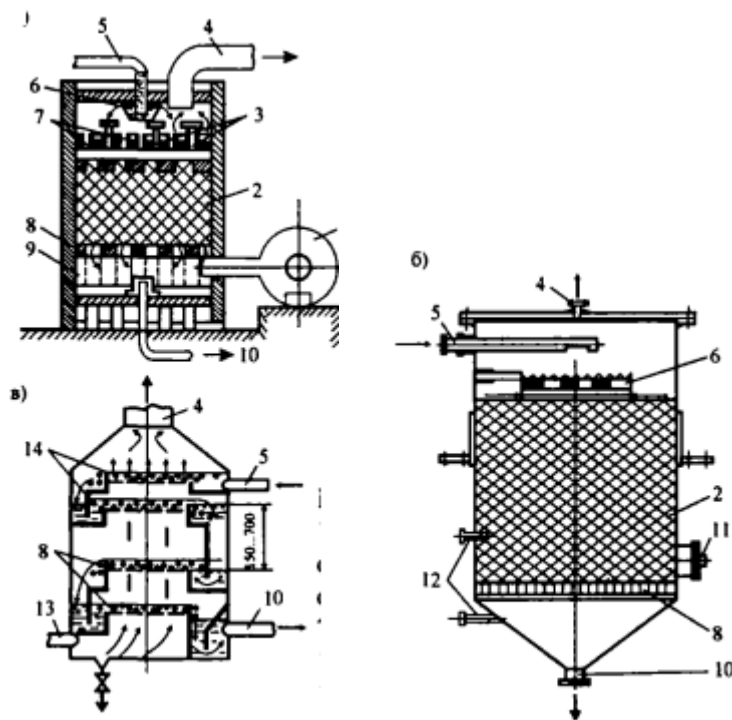


Рис 4.1 – Типи дегазаторів: а – плівковий; б – вакуумний; в – пінний дегазатори; 1 – вентилятор; 2 – насадка з керамічних кілець Рашига; 3 – газовідвідний патрубок; 4 – видалення повітря; 5, 10 – подача вихідної і відведення дегазованої води; 6 – водорозподільна воронка; 7 – зрошувальні патрубки; 8 – дірчасте днище; 9 – піддон; 11 – люк; 12 – патрубки; 13 – введення повітря; 14 – пінний шар

Застосування вакуумних дегазаторів (рис. 4.7, б) є доцільним за необхідності одночасного видалення вуглекислого газу та кисню. Дегазатори барботажного типу вимагають значних експлуатаційних витрат і мають обмежену область застосування. Дегазатори пінного типу є різновидом барботажних дегазаторів. Застосовують їх для видалення вуглекислоти при витратах до 100 м³ /год. Основним елементом такого дегазатора є перфорована пластина (решітка) з отворами не більше 6 мм, вздовж якої тонким шаром протікає вода, яка спінюється потоком повітря, що надходить через отвори. Кількість полиць (ярусів апарата) – не більше 4–5, відстань між полицями – 150–200 мм, ефективність десорбції вільної вуглекислоти 96-97 %. Інтенсивність подачі повітря – 0,35–0,75 м³ /м³ води. У вакуумно-ежекційних апаратах десорбція розчинених у воді газів відбувається в результаті різкого зниження тиску. У вакуумній камері за рахунок більшої швидкості води відбувається її миттєве закипання, що супроводжується десорбцією розчинених газів. Вакуумні дегазатори застосовують при необхідності

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						71
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

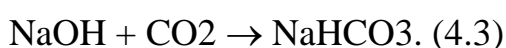
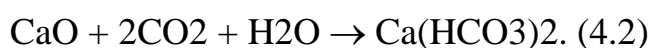
одночасного видалення вуглекислоти та кисню або тільки кисню. Вакуумні дегазатори виготовляють сталевими, круглими в плані, з конусним днищем. Контактні насадки всередині апарату розташовують на дірчастому листі з отворами 15–20 мм. Воду подають у дегазатор за допомогою пристрою, що забезпечує тонке й рівномірне розподілення її по поверхні насадки, у ролі якої найчастіше застосовують кільця Рашига. Для спостереження за рівнем води в дегазаторі встановлено водомірне скло. Парогазова суміш відводиться з дегазатора вакуумним пристроєм, у ролі якого можуть бути використані вакуумні насоси, або парові чи водоструминні ежектори. Найбільш повна дегазація води досягається розбризкуванням води у вакуумі з одночасним підігрівом. Площу дегазаторів визначають на основі допустимої щільності зрошення, яка залежно від глибини дегазації і типу насадки коливається від $40 \text{ м}^3 / (\text{м}^2 \cdot \text{год})$ до $60 \text{ м}^3 / (\text{м}^2 \cdot \text{год})$. У теплоенергетиці на ТЕС, ТЕЦ і АЕС широко застосовують термічну деаерацію, при якій з води видаляють усі розчинні гази. Термічна деаерація – це процес десорбції газу, при якому відбувається перехід розчиненого газу з рідини в пару, що з нею контактує. Такий процес може здійснюватися при дотриманні законів рівноваги між рідкою і газовою фазами. Процес термічної аерації складається з нагріву води до кипіння, дифузії розчинених газів і десорбції їх у дегазаторах (деаераторах). При цьому повинні бути створені умови для переходу газів з води у паровий простір. Однією з таких умов є збільшення площі поверхні контакту води з паром, щоб максимально приблизити потік води до поверхні розділу фаз. Досягається це подрібненням потоку води на тонкі струмені, краплі або плівки, а також барботуванням пари через тонкі шари води. Ефективна деаерація досягається при повному відведенні газів, що виділилися за рахунок безперервної вентиляції і відведення їх з деаератора. Газ з деаератора відводиться разом з паром, яку називають випаром. Кількість випару чинить значний вплив на ефект деаерації. Для деаераторів підвищеного тиску кількість випару становить 2–3 кг пари на 1 т води, що деаерується. Залежно від робочого тиску деаераторів, що застосовують на ТЕС, дегазатори бувають:

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		72

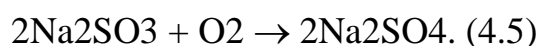
- атмосферні ($P_{роб} = 0,12$ МПа);
- вакуумні ($P_{роб} = 0,0075-0,05$ МПа);
- підвищеного тиску ($P_{роб} = 0,6-1,2$ МПа).

Хімічні методи дегазації ґрунтуються на взаємодії розчинених газів із спеціально підібраними і введеними у воду реагентами, внаслідок чого утворюються нетоксичні, неагресивні конденсовані речовини. Хімічні методи видалення розчинених газів передбачають зв'язування розчинених газів хімічними елементами.

Наприклад, усунення агресивної вуглекислоти в процесі стабілізаційної обробки води при негативному індексі стабільності може бути досягнуто застосуванням їдкого натру (NaOH), соди (Na₂CO₃), вапна (CaO), крейди або мармурової крихти (CaCO₃). При цьому зв'язування вуглекислого газу відбувається за такими хімічними реакціями:



Видалення з води розчиненого кисню (знекиснення води) досягається введенням у воду реагентів-окислювачів: сульфїту натрію (Na₂SO₃), тіосульфїту натрію, сірчистого газу (SO₂) або гідразину (N₂H₄) у вигляді гідразингідрату (N₂H₄·H₂O) або гідразин-сульфату (N₂H₄·H₂SO₄). Також застосовують фільтрування крізь легкоокислюючі речовини, наприклад, металеву стружку, оброблену сульфїтом натрію або оксидом сірки. Сульфїт натрію при введенні його у воду окислюється розчинним у воді киснем до сульфату натрію

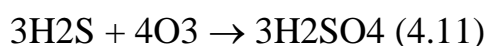
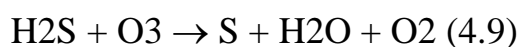
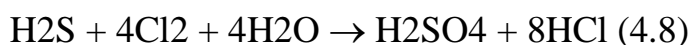
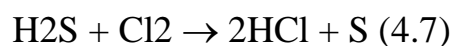


					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		73

За допомогою гідразингідрату вдається досягти практично повного знекиснення води.



Хімічний спосіб знекиснення з додаванням гідразину вважається найбільш досконалим, але й при цьому найдорожчим, тому цей спосіб застосовують головним чином для остаточного видалення кисню з води після фізичних методів її знекиснення. Видалення сірководню хімічними методами здійснюється при його вмісті у вихідній воді до 10 мг/л. Як реагенти застосовують сильні окислювачі: хлор, гіпохлорид натрію (NaClO), гіпохлорид кальцію (CaClO_2), озон, перманганат калію (KMnO_4). Процес описується такими хімічними реакціями:



На процес окислення чинить вплив рН середовища. Збільшення рН призводить до зниження окислювальної здатності реагентів по відношенню до сірководню. Недоліки хімічних методів дегазації води: • застосування реагентів, що ускладнюють і здорожують процес обробки води; • погіршення якості води при порушенні дозування реагентів. Гідразин N_2H_4 широко використовується для попередження корозії котлів високих та закритичних параметрів. Під час взаємодії розчиненого кисню з натрію сульфідом утворюється нешкідливий натрію сульфат: $2\text{Na}_2\text{SO}_3 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{Na}_2\text{SO}_4$. Хімічне вилучення кисню зазвичай здійснюють після попередньої фізичної дегазації води. Сірководень окислюють киснем повітря, хлором, озоном,

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						74
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

перманганатом калію, оксидом хлору, зв'язують гідроксидом заліза. При цьому воду попередньо потрібно підкислити соляною або сірчаною кислотою до $pH = 5,5$, а після видалення сірководню необхідно стабілізувати воду шляхом підлугування. Прикладом хімічного методу видалення з води сірководню може бути обробка хлором з окисненням до сірки $H_2S + Cl_2 \rightarrow S + 2HCl$. Недоліки хімічних методів:

- необхідність застосування реагентів, що ускладнюють та здорожують процес обробки води;
 - можливість погіршення якості води при порушенні дозування реагентів.
- Внаслідок цього хімічні методи видалення газів застосовуються значно рідше за фізичні.

Термічна деаерація можлива при будь-якому тиску. Залежно від робочого тиску при якому відбувається виділення газів з води, термічні деаератори підрозділяються на наступні групи: вакуумні, в яких процес десорбції проходить при абсолютному тиску $0,0075 \dots 0,05$ МПа; атмосферні, такі, що працюють при тиску $0,12$ МПа; підвищеного тиску, що працюють при тиску $0,6 \dots 0,8$ МПа; деаератори перегрітої води. Деаератори класифікуються за ознакою утворення міжфазної поверхні (з фіксованою поверхнею контакту фаз і з поверхнею, що утворюється в процесі взаємодії потоків пари і води), за способом розподілу води в парі (плівкові, струменеві, краплинні) і пари у воді (барботажні). Якщо застосовується один із способів розподілу, апарат вважається одноступінчатим, а при комбінації декількох способів — двох- і триступінчатим. Вакуумні деаератори при недостатній щільності системи самі можуть бути джерелом отримання нових порцій повітря. У експлуатації ці апарати складніше атмосферних, оскільки вимагають застосування ежекторів для відсмоктування випару. Вони використовуються, як правило, для деаерації підживлюючої води теплових мереж. Температура гарячої води, за рахунок часткового пароутворення якої можна отримати пару, необхідну для деаерації, може бути лише трохи вище 100 °C або навіть нижче. Термічні вакуумні

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						75
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

деаератори мають деякі переваги перед деаераторами атмосферного типу, а у ряді випадків їх застосування є єдино можливим, наприклад в котельних з водогрійними котлами деаератори атмосферного типу застосовані бути не можуть і здійснення термічної деаерації можливе тільки з використанням вакуумних деаераторів перегрітої води, що не вимагають подачі пари; вакуумні деаератори можуть видавати воду при температурі нижче 100 °С (від 40 до 70 °С), що в порівнянні з живленням парових котлів водою при температурі 100...104 °С дозволяє здійснити глибше охолодження димових газів. Установка ж охолоджувачів живильної води після атмосферних деаераторів надзвичайно ускладнює теплову схему котельної, не забезпечує нормального режиму експлуатації при коливаннях навантажень котельної і не завжди можлива за умовами теплового балансу котельної установки. Вакуумні деаератори мають безперечні переваги для підготовки води, що відпускається для гарячого водопостачання, оскільки застосування в цьому випадку деаераторів атмосферного типу вимагає охолодження деаерованої води до 65...70 °С, що, як вказано вище, ускладнює схему котельної. Крім того, застосування вакуумних деаераторів для підживлення теплових мереж виключає втрати конденсату, що подається на деаерацію при застосуванні для цих цілей деаераторів атмосферного типу.

По цих причинах застосування вакуумних деаераторів в котельних як з паровими, так і з водогрійними котлами вельми перспективно, але воно може бути здійснене тільки за умови розробки такої конструкції деаераторів, яка забезпечить необхідну якість дегазації початкової води при достатній простоті і надійності експлуатації. До цих пір в практиці будівництва котельних установок застосовувалися ряд конструкцій вакуумних деаераторів, але жодна з них повністю не відповідає вимогам, що пред'являються до якості дегазації живильної і підживлюючої води. Цим і пояснюється порівняно рідкісне застосування цих деаераторів — тільки в котельних з водогрійними котлами або в теплових пунктах, де відсутня пара. У котельних з паровими котлами рекомендується застосовувати змішувальні термічні деаератори атмосферного

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						76
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

типу, а вакуумні деаератори рекомендуються до установки тільки для деаерації підживлюючої води в котельних з водогрійними котлами і в котельних з паровими котлами при неможливості забезпечення нормальної роботи живильних насосів з температурою води вище 70 °С, а також у випадках, коли підвищення температури живильної води до 102...104 °С викликає підвищення температури відхідних газів. Деаерація води у вакуумних деаераторах може здійснюватися: а) у режимі перегрітої води, коли температура води, що поступає в деаератор, вище за температуру насичення, відповідну тиску в деаераторі, і вода скипає без додаткового підведення тепла, тобто подача гріючої пари не потрібна. Умовно ці деаератори називають ізотермічними; б) у режимі недогрітої води, коли температура води, що поступає в деаератор, нижче за температуру насичення, відповідну тиску в деаераторі. Для підігріву води до температури насичення в деаератор повинні подаватися пара або високотемпературна вода. Вакуумні деаератори, що працюють в режимі недогрітої води, називають термічними вакуумними деаераторами. Деаератори атмосферного і підвищеного тиску конструктивно практично не відрізняються один від одного. Вибір тиску залежить від параметрів теплової схеми установки і методу підготовки додаткової води. Ефективність процесу деаерації при збільшенні тиску в деаераторі підвищується. При цьому зменшується коефіцієнт абсорбції і зростає рушійна сила десорбції, підвищується інтенсивність дифузії газів. В результаті розкладання бікарбонатів і гідролізу карбонатів, що утворюються при цьому, в деаераторі виділяється вільна вуглекислота, яка видаляється з випаром. Проте при підвищенні тиску в деаераторі погіршуються умови роботи насосів, встановлених після нього, оскільки насоси повинні працювати на більш гарячій воді. Збільшується витрата електроенергії на насос у зв'язку із зростанням питомих об'ємів. Для роботи на високому тиску необхідно збільшити товщину стінок деаераційної колонки і бака акумулятора. Вартість апарату також зростає. Тому вибір параметрів гріючої пари для деаератора є одним із завдань розрахунку теплової схеми турбоустановки. Всі перераховані

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						77
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

типи деаераторів стійко працюють при постійному тиску, регульованому автоматично. Оскільки процес термічної деаерації суміщений в одному апараті з підігрівом води, то у ряді випадків тиск, при якому йде деаерація, істотно впливає на економічність теплової схеми турбоустановки. При деаерації підживлюючої води теплових мереж цей вплив особливо великий. Економічно доцільно, підтримувати тиск пари на можливо низькому рівні. Разом з тим сучасні конструкції деаераторів підживлюючої води, що підживлені від того ж джерела паропостачання, вимагають підтримки постійного тиску (наприклад, 0.12 МПа). Це приводить до неекономічного підвищення тиску в тепломережі при деяких режимах. Оскільки тиск пари в системі (а, отже, і в деаераторі підживлюючої води) теплофікації доцільно змінювати при різних режимах, а якість деаерації можна забезпечити при будь-якому тиску, то виникає проблема деаерації води при змінному тиску пари. Ефективність роботи деаератора залежить від ряду параметрів, зокрема від температури і витрати води, тиску пари в деаераторі, гідродинамічних характеристик деаератора. Отже, забезпечити оптимальну роботу деаератора підтримкою тільки постійного тиску неможливо. Застосовуються досконаліші способи регулювання процесу деаерації при ковзаючих параметрах: підтримка оптимальної температури води на вході в деаератор регулюванням попереднього підігріву; підтримка оптимальної швидкості пари в деаераторі шляхом перепуску частини пари у верхню зону деаератора; підтримка оптимального підігріву до температури насичення води на вході в деаератор. Водопровідна і хімічищена вода зазвичай близька до насичення киснем. При температурі не вище 25 °С вода не особливо небезпечна відносно корозії. Інша справа, якщо така вода нагрівається в тому або іншому підігрівачі або шляхом змішення з водою вищої температури, наприклад в паровому котлі або в тепловій мережі. Тоді корозійна активність води росте. Вміст розчиненого кисню у воді, що живить випарники, пароперетворювачі і теплові мережі, не повинен перевищувати 50 мкг/кг. Великий збиток заподіює корозія тепловим мережам. Практика показує, що термін служби теплових мереж, що живляться

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		78

недеаерованною водою, тобто водою, з якої не видалені розчинені гази, в 3...4 рази менше терміну служби теплових мереж, що живляться деаерованною водою. Витоки при корозії приводять до втрат гарячої води і до перевитрати палива. Вихід теплової мережі з ладу пов'язаний з великими витратами. Корозія і відкладення залізного шламу збільшують шорсткість труб. В результаті збільшується гідравлічний опір і підвищується витрата.

4.3 Конструкції колонок деаераторів

У деаераційній установці власне деаератором є апарат, який носить назву деаераційної колонки. Устаткування деаераційної установки окрім колонки, складається з бака-акумулятора та охолоджувача випару. Устаткування вакуумної деаераційної установки окрім того має газовідсмоктувальний апарат і відкачувальний водяний насос. У ряді випадків вакуумна деаераційна установка обладнується живильним баком води, або поверхневим підігрівачем. Апарати установки з'єднуються відповідними трубопроводами. Для деаерації води при вакуумі можуть застосовувати колонки звичайних конструкцій атмосферного типу, проте вони повинні бути розраховані для умов деаерації води при вакуумі. На рис. 4.1 показана струменева деаераційна колонка. Вона працює за протитоково-перехресною схемою руху води і пари. Вода в колонку поступає по трубопроводу 1 через гідрозатвор 5 на верхню полицю. Якщо здійснюється деаерація сирієї води, що дає осідання, застосовуються бездірчасті полиці. Вода переливається з полиці на полицю через борти каскадами плоскими або циліндровими струменями. Горизонтальні перетини для проходу пари в місцях установки полиць виконуються по висоті колонок рівними, лише верхня полиця робиться ширшою за інші. Пара в колонку підводиться під нижню полицю по паропроводу 2 і потім рухається вгору по колонці, перетинаючи водяні струмені. Вода з колонки відводиться по трубі 3. По трубі 4 відводиться випар. Для деаерації хімічищеної води застосовують деаераційні колонки з дірчастими полицями. Вода зливається круглими, лінійними струменями. В цьому випадку на ділянках полиць, що перекривають одна одну, свердяться

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						79
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

отвори діаметром 6...8 мм і кроком 15...25 мм. Розміри полиць повинні забезпечувати розташування необхідного числа отворів для пропуску через них всього потоку води без переливу її через борти.

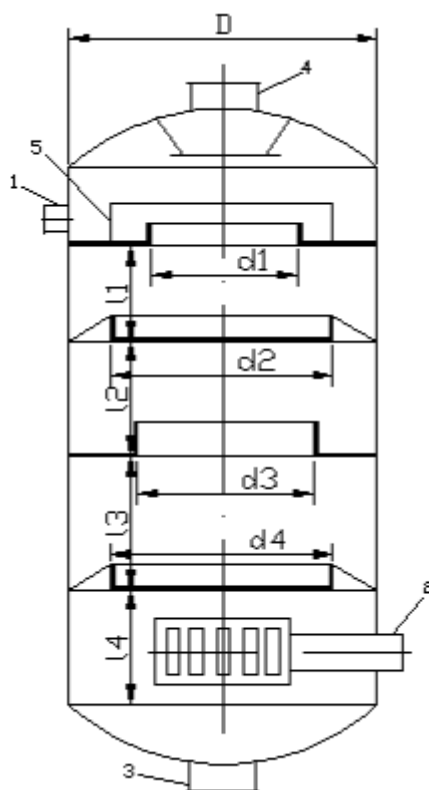


Рис.4.2. Струменева деаераційна колонка

4.4 Основи розрахунку деаераційної колонки

Розрахунок деаератора з нагрівом води в ньому проводять на основі рівнянь теплопередачі. У тепловий розрахунок закладають умови роботи деаераційної колонки, що забезпечують глибоку деаерацію води. Такими умовами є: випар не менше 10 кг/т і недогрів води не більш 0,2 °С. На підставі теплового розрахунку — розрахунку нагріву струменів визначаються число ступенів деаераційної колонки і їх висоти. Діаметр колонки і розміри поперечних перетинів для проходу пари визначаються на основі гідродинамічного розрахунку. Для розрахунку нагріву води у вільно падаючих круглих струменях, омиваних рухомою парою, на основі теоретичного аналізу отримана формула

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						80
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$\ln \frac{t_n - t_1}{t_n - t_2} = \psi \frac{\sqrt[4]{(\mu^2 h + l)^3} - \sqrt[4]{(\mu^2 h)^3}}{d_0 \sqrt{\mu} \sqrt[4]{h}}, \quad (4.13)$$

де t_n – температура пари, що набігає на водяний струмінь, °С; t_1 – температура води на вході в струмінь, °С; t_2 – температура води на виході із струменя, °С; d_0 – початковий діаметр струменя, м; μ – коефіцієнт витрати; для дірчастих тарілок $\mu = 0.72$; l – висота струменя, м; h – висота шару води на тарілці, м; ψ – коефіцієнт, залежний від параметрів парового потоку. Коефіцієнт ψ обчислюється за наближеною емпіричною формулою, що апроксимує дослідну криву і дає деякий запас по нагріву круглих струменів води парою, що конденсується, у вакуумі. При $w_n^2 \rho'' \geq 0.3$

$$\psi = 0.003 (w_n^2 \rho'')^{0.3}, \quad (4.14)$$

де w_n — швидкість пари, що набігає на водяний струмінь, м/с; ρ'' – густина пари, кг/м³. Для гідродинамічного розрахунку вакуумних деаераторів використовують рівняння

$$G_n^{2/3} = A \cdot S \cdot \sqrt[3]{\rho'' / G_v}, \quad (4.15)$$

де G_n , G_v – витрата пари та води, т/г; A – коефіцієнт який має в діапазоні вакууму 500...700 мм рт.ст. значення для розподілу води круглими струменями 54; S – переріз для проходу пари, м². Завданням повірного розрахунку деаератора є: визначення продуктивності — витрати деаерованої води G_d , т/г; витрати пари G_n , т/г; і нагрівів води по ступенях, що забезпечують отримання деаерованої води із змістом кисню не більше 0,05 мг/кг. У згоді з дослідними даними отримання деаерованої води із змістом $O_2 < 0,05$ мг/кг вимагає витрати випару 10...12 кг на одну тону води, що поступає, і недогріву води до температури кипіння на виході з колонки $\Delta t < 0.2^\circ\text{C}$ за наявності бака-акумулятора із скипанням води в ньому. Оскільки швидкість пари w_n залежить від шуканого значення температури води t_2 ,

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						81
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

розрахунок w_p ведуть методом послідовного наближення. Задаються витратою пари, що поступає на ступінь. Обчислюють середню витрату пари на ступені як середньоарифметичну з витрат пари на вході в ступінь і виході з неї. Знаходять середню швидкість пари в ступені. Обчислюють значення ψ . Потім по рівнянню (4.13) обчислюють значення t_2 . Контрольним розрахунком є рівняння теплового балансу ступеня. Якщо тепловий баланс пари та води не сходиться, то задаються новим значенням витрати пари на ступінь. Ведуть розрахунок в тій же послідовності, досягаючи мінімальної нев'язки теплового балансу — не вище 1 %. Розрахунок нагріву води ведуть послідовно, починаючи з першого (верхнього) ступеня.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						82
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Список використаної літератури

1. ДБН В.2.2-15-2005 Будинки і споруди. Житлові будинки. Основні положення [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-1>
2. ДБН В.2.5-39:2008 Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-204>
3. ДБН В.2.5-67:2013 Опалення, вентиляція та кондиціонування [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-1018>
4. ДБН В.2.5-77:2014 "Котельні" [Електронний ресурс] / Режим доступу: https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_v_2_5_77/1-1-0-1185
5. ДБН В.2.5-77:2014 "Котельні" [Електронний ресурс] / Режим доступу: https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_v_2_5_77/1-1-0-1185
6. Джерела енергопостачання промислових підприємств [Електронний ресурс] [Текст] : метод. рекомендації до викон. курсового проекту для студ. освіт. ступ. "Бакалавр" спец. 144 "Теплоенергетика" ден. форми навч / уклад.: В. М. Філоненко; Нац. ун-т харч. технол. — Київ : НУХТ, 2017. — 60 с.
7. Айрапетян Т. С. Водопідготовка на підприємствах теплоенергетики з використанням На-катионітових фільтрів : монографія [Електрон. ресурс] / Т. С. Айрапетян, І. М. Чуб ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; перекл. з рос. – Електрон. текст. дані. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2024. – 151 с. – Режим доступу: <https://eprints.kname.edu.ua/65101/>, вільний (дата звернення: 16.05.2024)

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ					
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №1 в м. Запоріжжя</i>			Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Даниш Р. Г.									84
Перевірив	Самійленко С.М.				ЗТЕ-5-5 кафедра ТЕХТ НУХТ					
Рецензув.										
Затвердив	Петренко В.П.									

8. Проектування котелень з паровими та водогрійними котлами: Метод. вказівки до викон. кваліфікаційного проекту “Система теплопостачання житлово-промислового району міста” рівня підготовки бакалавра для студентів на-пряму 6.050601 “Теплоенергетика” ден. та заоч. форм навч. Частина 2. / Уклад.: М.О. Прядко, В.М. Філоненко. –К.: НУХТ, 2011. – 110 с.
9. Прядко М.О., Павелко В.І., Рябчук О.В. Проектування системи теплопостачання житлово-промислового району міста. Мет. вказ. до виконання кваліфікаційного проекту “Система теплопостачання житлово-промислового району міста” рівня підготовки бакалавра, напряму 6.050601 “Теплоенергетика” для студентів денної та заочної форм навчання. Частина 1. . – К.: НУХТ, 2011. – 57 с.
10. Епоян С. М. Технології підготовки та очищення води на промислових підприємствах : конспект лекцій для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти зі спеціальності 194 – Гідротехнічне будівництво, водна інженерія та водні технології / С. М. Епоян, Т. С. Айрапетян ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2024. – 136 с
11. Ткачук К.Н., Зацарний В.В., Сабарно Р.В. та інші. Охорона праці та промислова безпека: Посібник. – Київ: Лібра, 2010. –559 с.
12. Енергозбереження в теплопостачанні: текст лекцій для студентів спеціальності “Теплоенергетика” [Електронний ресурс] / Автор М.Ф. Боженко. Вид. 2-е, перероб. і доп. – Київ : НТУУ «КПІ», ТЕФ, 2015. - 225 с.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		84