

**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»
Директор інституту
Сергій БЛАЖЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри
Валентин ПЕТРЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

« ___ » _____ 2024 р.

« ___ » _____ 2024 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА**

зі спеціальності **144 Теплоенергетика**
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми **Теплоенергетика та енергоефективні технології**

на тему: **Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району № 4 в місті Чернівці**

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

Камінський Євген Володимирович
(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

(підпис)

Керівник **доц. Самійленко Сергій Миколайович**
(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

(підпис)

Рецензент _____
(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

(підпис)

Я, як здобувач Національного університету харчових технологій, розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності.

Я не надавав і не одержував недозволеної допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідні джерела.

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2024 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

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

Освітній ступінь бакалавр

Спеціальність 144 Теплоенергетика
(код і назва)

Освітньо-професійна програма Теплоенергетика та енергоефективні технології
(назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри **ТЕХТ**

проф. Валентин ПЕТРЕНКО
05 квітня 2024 року

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Камінського Євгена

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району
№4 в місті Чернівці

керівник роботи к.т.н. доц. Самійленко Сергій Миколайович,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від «05» квітня 2024 р. № 256-кс

2. Строк подання здобувачем роботи 06.06.2024

3. Вихідні дані до роботи: технологічне навантаження 12,0 МВт; температура теплоносія 95 С; розрахункова температура -20 С; температура зовнішнього повітря -0,1 С; температура для системи вентиляції -10 °С; тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год; тривалість опалювального періоду – 179 діб; температури мережної води $\tau_{01}/\tau_{02}:140^{\circ}\text{C}/70^{\circ}\text{C}$

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 «Екологічні аспекти функціонування водогрійної котельні»

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. Розрізи 1-1, 2-2

4. Плани на відм. 0.000

ЗМІСТ

Анотація.....	5
Вступ	6
1. Розрахунок теплових навантажень житлово-промислового району міста	
1.1. Вихідні дані до проекту	7
1.2. Визначення теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району.....	8
1.3. Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях	14
1.4. Визначення розрахункових витрат теплоносія.....	26
1.5. Вихідні дані до частини 2 проекту.....	28
2. Розрахунок теплової схеми котельні	29
2.1. Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами.....	31
2.2. Формування принципової схеми водогрійної котельні.....	32
2.3. Розрахунку теплової схеми котельні з водогрійними котлами.....	32
2.4. Вибір обладнання котельні.....	43
2.4. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні....	45
3. Охорона праці	49
4. Екологічні аспекти функціонування водогрійної котельні.....	60
Специфікація обладнання.....	78
Література.....	79

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ			
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата	Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №4 в місті Чернівці	Літера	Аркуш	Аркушів
Розробив	Камінський Є.						4	
Перевірив	Самійленко С.							
Н. Контр.								
Затвердив	Петренко В.П						НУХТ. Каф. ТЕХТ, зр. ТЕ-4-5	

АНОТАЦІЯ

Проектом передбачена водогрійна котельня для покриття навантажень опалення, вентиляції та гарячого водопостачання житлового району міста, та навантаження промислового підприємства.

Проект складається з трьох частини. В першій частині виконано розрахунок теплових навантажень житлового району міста Чернівці. Визначені витрати та температури мережної води на опалення, вентиляцію та гаряче водопостачання, за результатами яких побудовані графіки.

В другій частині виконаний розрахунок теплової схеми котельні, з врахуванням теплових навантажень житлового району та промислового підприємства. Здійснений вибір енергетичного обладнання котельні, викреслена розгорнута схема котельні, план, повздовжній та поперечний розрізи.

В третій частині розглянуті питання з охорони праці.

Графічна частина виконана на 4 аркушах формату А1.

Ключові слова: тепловий розрахунок, котельня, графіки навантажень, теплове обладнання, схема абонентського приєднання, водогрійна котельня, система централізованого теплопостачання.

ANNOTATION

The project envisages a water-heating boiler house to cover the loads of heating ventilation and hot water supply of the residential area of the city, and the load of an industrial enterprise.

The project consists of three parts. In the first part, the calculation of heat loads of the residential area of the city of Chernivsi was performed. The costs and temperatures of mains water for heating, ventilation and hot water supply are determined, and graphs are drawn based on the results.

In the second part, the calculation of the thermal scheme of the boiler house is performed, taking into account the heat loads of the residential area and the industrial enterprise. The selection of power equipment of the boiler room was made, the expanded diagram of the boiler room, plan, longitudinal and transverse sections was drawn.

In the third part, labor protection issues are considered.

The graphic part is made on 4 sheets of a1 format.

Keywords: heat calculation, boiler house, load schedules, heating equipment, subscriber connection scheme, water heating boiler house, centralized heat supply system

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ			
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив	Камінський Є				Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №4 в місті Чернівці	Літера	Аркуш	Аркуші
Перевірів	Самійленко С.						5	
Н. Контр.						НУХТ. Каф. ТЕХТ, гр. ТЕ-5-1		
Затвердив	Петренко В.П.							

ВСТУП

Основне призначення водогрійного котла полягає в якісному швидкому нагріванні води, яка використовується для найрізноманітніших потреб. Перш за все – для опалення приватних будинків, гарячого водопостачання, а також для опалення промислових і громадських будівель і споруд. Водогрійні котли, застосовані у системах централізованого тепlopостачання, встановлюються або в окремих промислово-опалювальних котельних, або у пікових водогрійних котельних при ТЕЦ. Залежно від теплового навантаження в окремих котельних використовуються котли тепловою потужністю, меншою 58 МВт. Для покриття пікових теплових навантажень застосовують потужні водогрійні котли типу ПТВМ (мал. 2.28) теплопродуктивністю 35–209 МВт, розроблені у Всесоюзному теплотехнічному інституті (ВТІ), що отримали найбільше розповсюдження. Вони мають баштову компоновку й можуть працювати як на мазуті, так і на газі.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ			
<i>Зм.</i>	<i>Арку</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>	<i>Камінський Є</i>				<i>Проект системи тепlopостачання житлово- промислового району №4 в місті Чернівці</i>	<i>Літера</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркуші</i>
<i>Перевірів</i>	<i>Самійленко С</i>						6	
<i>Н. Контр.</i>						<i>НУХТ. Каф. ТЕХТ, гр. ТЕ-5-1</i>		
<i>Затвердив</i>	<i>Петренко В.П</i>							

1. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА

1.1. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУ

1. Географічний пункт розміщення житлово-промислового району – м. Чернівці.
2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант № 4.
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 $t_2'' = 95\text{ }^\circ\text{C}$, степінь повернення води 1,0)
4. Розрахункова температура (максимально зимова) для проектування системи опалення – $-20\text{ }^\circ\text{C}$.
5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період – $-0,2\text{ }^\circ\text{C}$.
6. Розрахункова температура для проектування системи вентиляції – $-10\text{ }^\circ\text{C}$.
7. Температура початку опалювального періоду, $t_{\text{зпк}} = +8\text{ }^\circ\text{C}$
8. Температура точки “зламу”, $t_{3,3}$ (розраховуються після побудови графіка зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря)
9. В дипломному проекті розрахунки всіх видів теплових навантажень Здійснити для трьох характерних режимів:
 - максимально зимового;
 - точки “зламу” температурного графіка опалення;
 - літнього.
10. Тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год.
11. Тривалість опалювального періоду – 179 діб.
12. Тривалість періоду стояння температур зовнішнього періоду, діб

Температура	Інтервали середньодобових температур зовнішнього повітря, $^\circ\text{C}$							
	-30... ...-25	-25... ...-20	-20... ...-15	-15... ...-10	-10... ...-5	-5... ...0	0... ...+5	+5... ...+8
У вказаному інтервалі	0,1	0,9	4,4	12,5	25,9	48,0	60,4	32,8
Нижче даної	0,1	1,0	5,4	17,9	43,8	91,8	152,2	179,0

13. Розрахункові температури мережної води $\tau'_{01} / \tau'_{02} : 140\text{ }^\circ\text{C} / 70\text{ }^\circ\text{C}$.

14. Система теплопостачання – закрыта

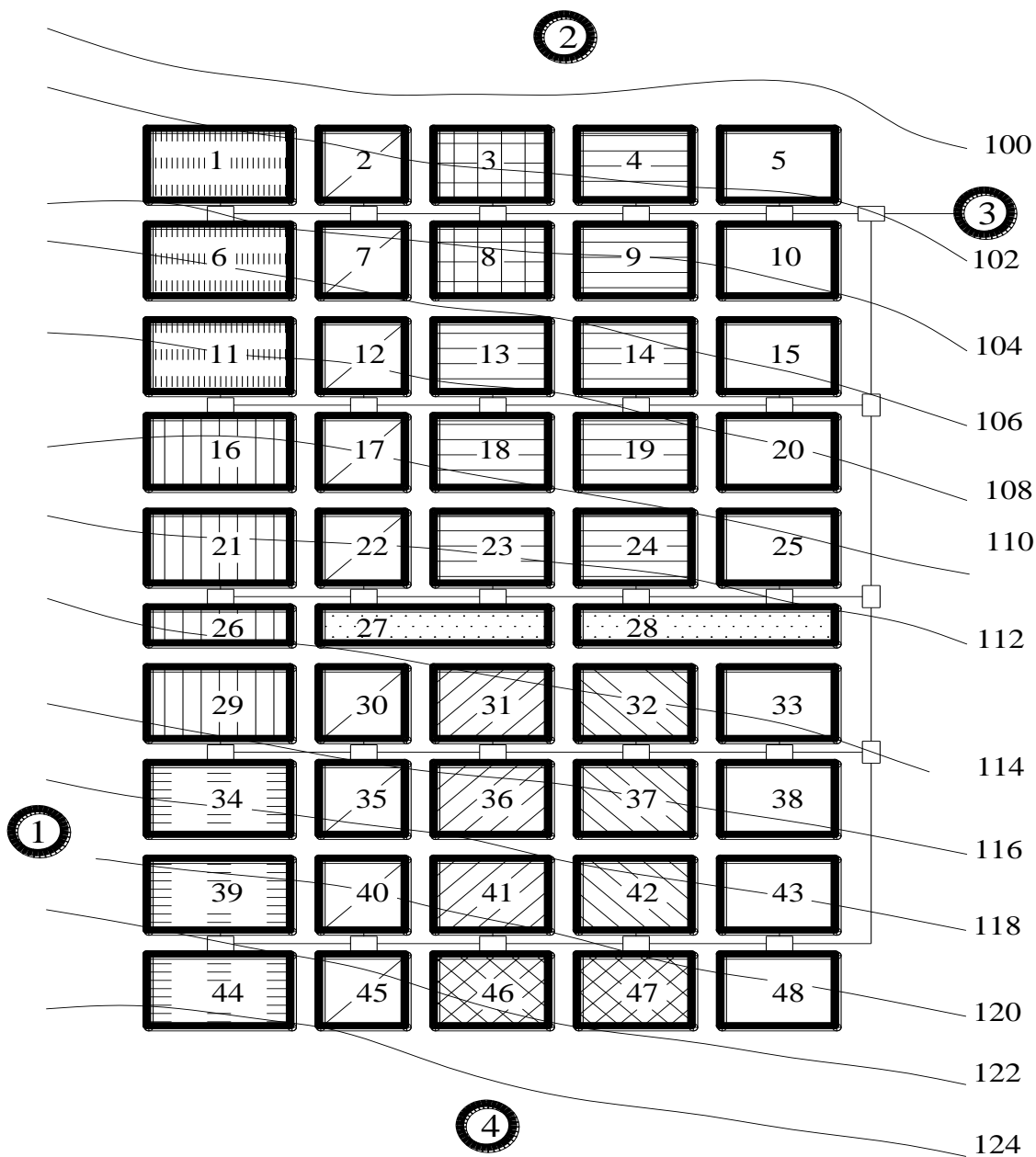
					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ			
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив	Камінський Є.				Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №4 в місті Чернівці	Літера	Аркуш	Аркушів
Перевірів	Самійленко С.						7	
Н. Контр.						НУХТ. Каф. ТЕХТ, гр. ТЕ-4-5		
Затвердив	Петренко В.П							

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.

1.2. ВИЗНАЧЕННЯ ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ В СИСТЕМІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВОГО РАЙОНУ

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



1.2.2. Нумерую на плані району квартали району теплопостачання.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		8

1.2.3. Визначаю загальну площу житлових споруд району, за формулою (3.1):

$$F_{\alpha} = F_3 f_3 = 0,669 \cdot 850 = 5690 \text{ м}^2$$

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

1.2.4. Визначаю максимальне теплове навантаження системи опалення житлових і громадських будівель, за формулою (3.3):

$$Q'_{\alpha \max} = q_i F_{\alpha} (1 + \hat{E}_{\alpha}) 10^{-6} = 77,8 \cdot 5690 \cdot (1 + 0,25) \cdot 10^{-6} = 0,55 \text{ МВт}$$

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

1.2.5. Визначаю максимальне теплове навантаження системи вентиляції громадських споруд, за формулою (3.4):

$$Q'_{\alpha \max} = \hat{E}_{\alpha} \hat{E}_{\alpha} q_i F_{\alpha} 10^{-6} = 0,25 \cdot 0,6 \cdot 77,8 \cdot 5690 \cdot 10^{-6} = 0,07 \text{ МВт}$$

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

1.2.6. Визначаю чисельність /кількість мешканців/ людей, що проживають у районі за формулою (3.2):

$$m = \frac{F_{\alpha}}{f_{\zeta}} = \frac{5690}{25} = 228$$

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

1.2.7. Визначаю середнє теплове навантаження на гаряче водопостачання житлових і громадських споруд, за формулою (3.5):

$$Q'_{\alpha \text{AV}} = q_a m 10^{-6} = 376 \cdot 228 \cdot 10^{-6} = 0,09 \text{ МВт}$$

де q_e - укрупнений показник середнього теплового потоку на гаряче водопостачання на одну людину, Вт/люд., /(дод. 10[1]); m - кількість людей.

1.2.8. Звожу результати розрахунку по кожному кварталу в таблицю 1.

Таблиця 1 Розрахункові теплових навантажень

Номер квартала	Площа квартала, га	Густина (щільність) житлового фонду, м ² /га	Житлова площа кварталу, м ²	Кількість мешканців, люд.	Теплові потоки, МВт			
					Опалення $Q'_{o \max}$	Вентиляція $Q'_{v \max}$	ГВП $Q'_{ГВП}$	Всього: 6+7+8
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,669	8500	5690	228	0,55	0,07	0,09	0,71
2	0,402	8100	3253	130	0,32	0,04	0,05	0,40
3	0,536	7400	3963	159	0,39	0,05	0,06	0,49
4	0,536	6500	3481	139	0,34	0,04	0,05	0,43
5	0,536	6500	3481	139	0,74	0,09	0,05	0,88
6	0,669	8500	5690	228	0,55	0,07	0,09	0,71
7	0,402	8100	3253	130	0,32	0,04	0,05	0,40

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ				Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата					9

8	0,536	7400	3963	159	0,39	0,05	0,06	0,49
9	0,536	6500	3481	139	0,34	0,04	0,05	0,43
10	0,536	6500	3481	139	0,74	0,09	0,05	0,88
11	0,669	7500	5020	201	0,49	0,06	0,08	0,62
12	0,402	7200	2892	116	0,28	0,03	0,04	0,36
13	0,536	5800	3106	124	0,30	0,04	0,05	0,39
14	0,536	5800	3106	124	0,30	0,04	0,05	0,39
15	0,536	3600	1928	77	0,41	0,05	0,03	0,49
16	0,669	6100	4083	163	0,40	0,05	0,06	0,51
17	0,402	7200	2892	116	0,28	0,03	0,04	0,36
18	0,536	5800	3106	124	0,30	0,04	0,05	0,39
19	0,536	5800	3106	124	0,30	0,04	0,05	0,39
20	0,536	3600	1928	77	0,41	0,05	0,03	0,49
21	0,669	6100	4083	163	0,40	0,05	0,06	0,51
22	0,402	7200	2892	116	0,28	0,03	0,04	0,36
23	0,536	5800	3106	124	0,30	0,04	0,05	0,39
24	0,536	5800	3106	124	0,30	0,04	0,05	0,39
25	0,536	3600	1928	77	0,41	0,05	0,03	0,49
26	0,335	6100	2044	82	0,20	0,02	0,03	0,25
27	0,335	6100	2044	82	0,20	0,02	0,03	0,25
28	0,335	6100	2044	82	0,20	0,02	0,03	0,25
29	0,669	6100	4083	163	0,40	0,05	0,06	0,51
30	0,402	7200	2892	116	0,28	0,03	0,04	0,36
31	0,536	4500	2410	96	0,28	0,03	0,04	0,36
32	0,536	5000	2678	107	0,32	0,04	0,04	0,39
33	0,536	3600	1928	77	0,41	0,05	0,03	0,49
34	0,669	7500	5020	201	0,49	0,06	0,08	0,62
35	0,402	7200	2892	116	0,28	0,03	0,04	0,36
36	0,536	4500	2410	96	0,28	0,03	0,04	0,36
37	0,536	5000	2678	107	0,32	0,04	0,04	0,39
38	0,536	3600	1928	77	0,41	0,05	0,03	0,49
39	0,669	7800	5221	209	0,51	0,06	0,08	0,65
40	0,402	7500	3012	120	0,29	0,04	0,05	0,37
41	0,536	4700	2517	101	0,30	0,04	0,04	0,37
42	0,536	5200	2785	111	0,33	0,04	0,04	0,41
43	0,536	3700	1981	79	0,42	0,05	0,03	0,50
44	0,669	7800	5221	209	0,51	0,06	0,08	0,65
45	0,402	7500	3012	120	0,29	0,04	0,05	0,37
46	0,536	7100	3802	152	0,37	0,04	0,06	0,47
47	0,536	7100	3802	152	0,37	0,04	0,06	0,47
48	0,536	3700	1981	79	0,42	0,05	0,03	0,50
Всього	24,433	283300	150316	6013	17,32	2,08	2,26	21,66

1.2.9. Визначаю максимальне теплове навантаження на гаряче водопостачання житлових і громадських споруд, за формулою (3.6):

$$Q'_{\text{AAI max}} = 2,4Q'_{\text{AAI}} = 2,4 \cdot 2,26 = 5,42 \text{ МВт}$$

1.2.10. Визначаю середнє теплове навантаження на гаряче водопостачання для неопалювального /літнього/ періоду, за формулою (3.7):

$$Q_{\text{AAI E}}^{\text{н\ddot{a}д}} = Q'_{\text{AAI}} \frac{55 - t_{\text{о.а}\ddot{e}}}{55 - t_{\text{о.а}\ddot{c}}} \beta = 2,26 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 1,45 \text{ МВт}$$

де $t_{x.\text{e}_\text{л}}$ - температура холодної водопровідної води для літнього періоду, $t_{x.\text{e}_\text{л}} = 15$ °C; $t_{x.\text{e}_\text{з}}$ - температура холодної водопровідної води для опалювального (зимового)

									Арку
									10
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата	00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ				

періоду, $t_{x.6_3} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$; 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 $\beta = 1$.

1.2.11. Визначаю максимальне теплове навантаження на гаряче водопостачання для неопалювального /літнього/ періоду, за формулою (3.8):

$$Q_{\text{AAI} \max \ddot{E}}^{\text{під}} = Q_{\text{AAI} \max}' \frac{55 - t_{\text{д.д.е}}}{55 - t_{\text{д.д.с}}} \beta = 5,42 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 3,47 \text{ МВт}$$

1.2.12. Визначаю теплові навантаження на опалення Q_o та вентиляцію Q_v для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря $t_{3,0}$, t_3 , $t_3^{\text{сеп.опал}}$, $t_{3,3}$, $t_{3\text{ПК}}$, за формулами (3.9) та (3.10):

$$Q_i = Q_i' \bar{Q}_o = Q_i' \max \frac{t_{\text{д.д}} - t_{\text{с.і}}}{t_{\text{д.д}} - t_{\text{с.і}}} = 17,32 \frac{+18 - (-20)}{+18 - (-20)} = 17,32 \cdot 1 = 17,32 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{д}} = Q_{\text{д} \max}' \bar{Q}_i = Q_{\text{д} \max}' \frac{t_{\text{д.д}} - t_{\text{с.і}}}{t_{\text{д.д}} - t_{\text{с.і}}} = 2,08 \frac{+18 - (-20)}{+18 - (-20)} = 2,08 \cdot 1 = 2,08 \text{ МВт}$$

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

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

1.2.14. Звожу результати розрахунків теплових навантажень в таблицю 2

Таблиця 2

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

№ п/п	Позначення	Одиниця виміру	Тепловий потік при t_3					літо
			$t_{3,0}$ -20 $^\circ\text{C}$	t_3 -10 $^\circ\text{C}$	$t_3^{\text{сеп.опал}}$ -0,2 $^\circ\text{C}$	$t_{3,3}$ +3,7 $^\circ\text{C}$	$t_{3\text{ПК}}$ +8 $^\circ\text{C}$	
1	\bar{Q}_o		1	0,74	0,48	0,38	0,26	-
2	Q_o	МВт	17,32	12,76	8,25	6,52	4,56	-
3	Q_v	МВт	2,08	1,53	0,99	0,78	0,55	-
4	$Q'_{\text{ГВП}}$	МВт	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	1,45
5	$Q'_{\text{ГВП} \max}$	МВт	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	3,47
6	Всього: 2+3+4	МВт	21,66	16,55	11,5	9,56	7,37	1,45
7	Всього: 2+3+5	МВт	24,82	19,71	14,66	12,72	10,53	3,47

1.2.15. Визначаю річну витрату теплоти:

- на опалення, за формулою (3.15):

$$Q_o^{річн} = Q_o'_{\max} n_o \frac{t_{в.р} - t_3^{сеп.опал}}{t_{в.р} - t_{3.о}} 3,6 =$$

$$= 17,32 \cdot 179 \cdot 24 \cdot \frac{+18 - (-0,2)}{+18 - (-20)} \cdot 3,6 = 131151,8 \text{ ГДж/рік}$$

- на вентиляцію, за формулою (3.16):

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

$$= 2,08 \cdot 179 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{+18 - (-0,2)}{+18 - (-20)} \cdot 3,6 = 10500,2 \text{ ГДж/рік}$$

- на гаряче водопостачання, за формулою (3.17):

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

$$= (2,26 \cdot 179 \cdot 24 + 1,45 \cdot (8400 - 179 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 56725,1 \text{ ГДж/рік}$$

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; $t_3^{сеп.опал}$ - середня температура зовнішнього повітря протягом опалювального періоду, °С.

1.2.16. Визначаю сумарну річну витрату теплоти на опалення, на вентиляцію та на ГВП, за формулою (3.18):

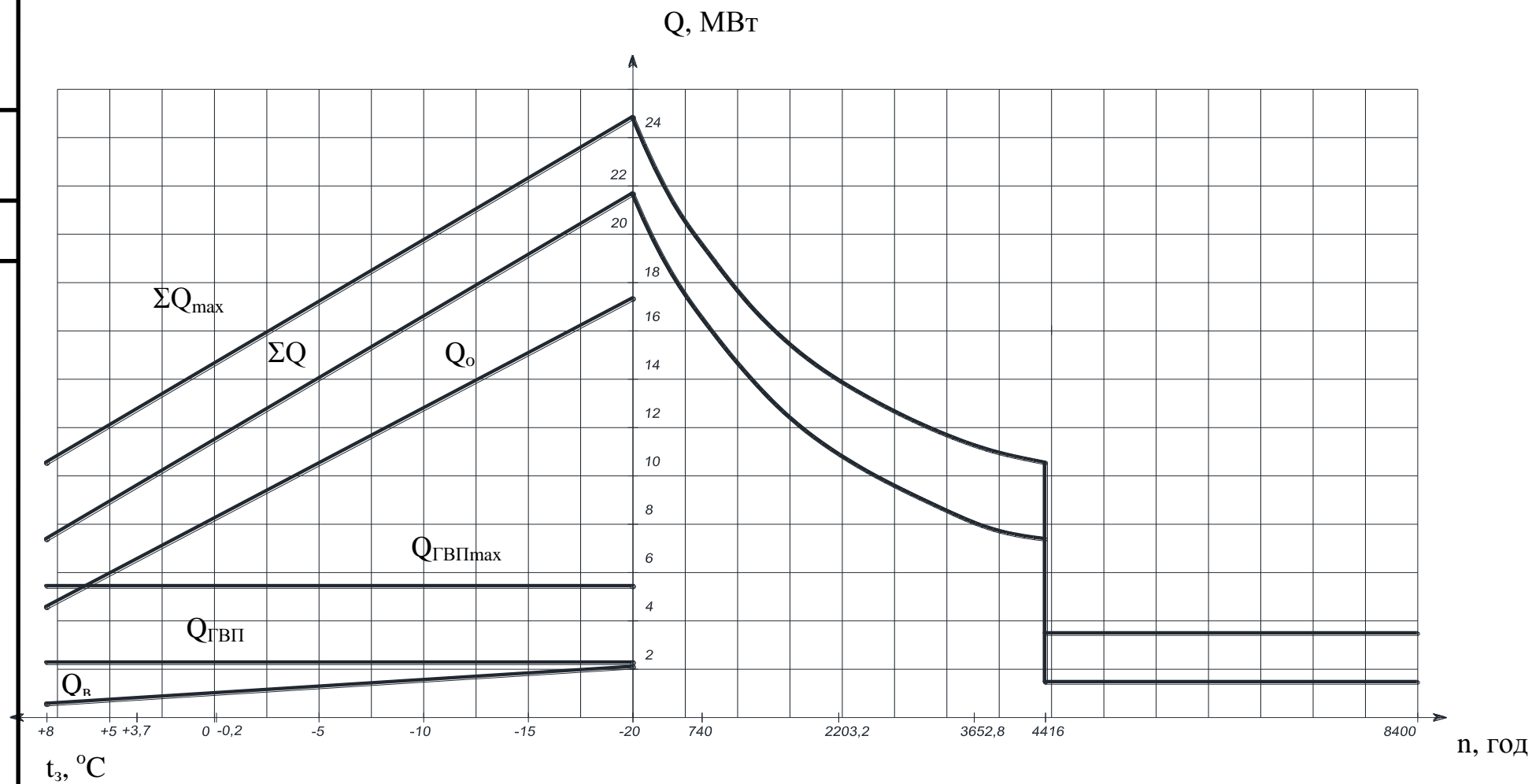
$$\sum Q^{річн} = Q_o^{річн} + Q_v^{річн} + Q_{ГВП}^{річн} = 131151,8 + 10500,2 + 56725,1 = 199377,1 \text{ ГДж/рік}$$

$$\sum Q^{річн} = 55105 \text{ МВт/рік}$$

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
						12
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Графік зміни теплових навантажень опалення, вентиляції та ГВП
впродовж опалювального періоду та 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. Визначаю температуру мережної води для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря $t_{3,0}$, t_3 , $t_3^{сер.опал}$, $t_{3,3}$, $t_{3ПК}$:

- в подавальному трубопроводі, за формулою (4.1):

$$\begin{aligned} \tau_{o1} &= t_{e.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + \bar{Q}_o' (\delta \tau_o' - 0,5 \theta') = \\ &= 18 + \left(\frac{95 + 70}{2} - 18 \right) \cdot \left(\frac{+18 - (-20)}{+18 - (-20)} \right)^{0,8} + \frac{+18 - (-20)}{+18 - (-20)} (70 - 0,5 \cdot 25) = 140 \text{ } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

- після вузла змішування, за формулою (4.2):

$$\begin{aligned} \tau_{o3} &= t_{e.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + 0,5 \theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left(\frac{+18 - (-20)}{+18 - (-20)} \right)^{0,8} + 0,5 \cdot 25 \frac{+18 - (-20)}{+18 - (-20)} = 95 \text{ } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

після системи опалення (опалювальних приладів), за формулою (4.3):

$$\begin{aligned} \tau_{o2} &= t_{e.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} - 0,5 \theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left(\frac{+18 - (-20)}{+18 - (-20)} \right)^{0,8} - 0,5 \cdot 25 \frac{+18 - (-20)}{+18 - (-20)} = 70 \text{ } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

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

$$\bar{Q}_o = \frac{t_{e.p} - t_3}{t_{e.p} - t_{3,0}} = \frac{+18 - (-20)}{+18 - (-20)} = 1; \delta \tau_o' = \tau_{o1}' - \tau_{o2}' = 140 - 70 = 70 \text{ } ^\circ\text{C};$$

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

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

1.3.1.2. Визначаю витрату мережної води на опалення у першому діапазоні ($t_{3ПК}..t_{3,3}$), за формулою (4.4):

$$G_o = \frac{Q_o 10^3}{c(\tau_{o1}'' - \tau_{o2}'')} = \frac{4,56 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 43,9)} = 41,7 \text{ кг/с}$$

1.3.1.3. Визначаю витрату мережної води на опалення у другому діапазоні ($t_{3,3} - t_{3,0}$), витрата є постійною і дорівнює розрахунковій, за формулою (4.5):

$$G_{o\max}' = \frac{Q_{o\max}' 10^3}{c(\tau_{o1}' - \tau_{o2}')} = \frac{17,32 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (140 - 70)} = 59,05 \text{ кг/с}$$

І					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		14

1.3.1.4 Звожу результати визначення температур і витрат в таблицю 4.

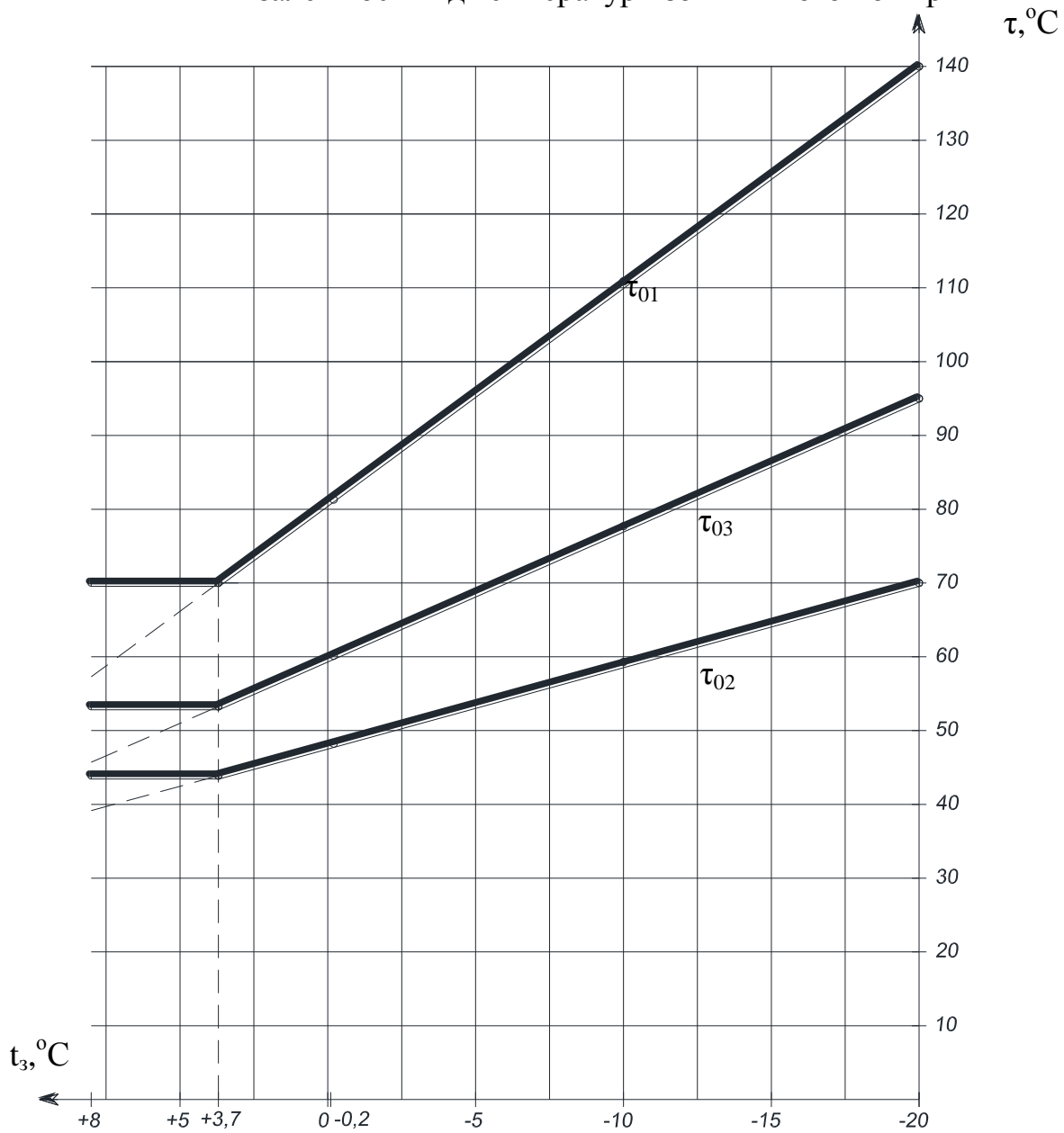
Таблиця 4

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

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{z.o}$ -20 °C	t_z -10 °C	$t_z^{сер.опал}$ -0,2 °C	$t_{z.z}$ +3,7 °C	$t_{зпк}$ +8 °C
τ_{o1}	°C	140	110,9	81,3	70	70
τ_{o2}	°C	70	59,3	47,8	43,9	43,9
τ_{o3}	°C	95	77,7	59,8	53,3	53,3
G_o	кг/с	59,05	59,05	59,05	59,05	41,37

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

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



Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата

00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ

Арку

16

1.3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

1.3.2.1. Визначаю витрату мережної води на гаряче водопостачання, за формулою (4.6):

$$G_{\tilde{A}\tilde{A}\tilde{I} \max} = \frac{Q_{\tilde{A}\tilde{A}\tilde{I} \max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \frac{t_{\tilde{a}} - t_{\tilde{i}}}{t_{\tilde{a}} - t_{\tilde{o},\zeta}} = \frac{5,42 \cdot 10^3}{4,19(70 - 43,9)} \cdot \frac{60 - (43,9 - 5)}{60 - 5} = 19,01 \text{ кг/с}$$

1.3.2.2. Визначити температуру мережної води після підігрівника 1-го ступеню, за формулою (4.7):

$$\begin{aligned} \tau_2 &= \tau_{o2} - Q_{ГВП} \frac{t_n - t_{x,3}}{t_2 - t_{x,3}} \frac{1}{c(G_{o\max} + G_{ГВП})} = \\ &= 43,9 - 5,42 \cdot 10^3 \cdot \frac{(43,9 - 5) - 5}{60 - 5} \cdot \frac{1}{4,19(59,05 + 19,01)} = 33,7 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

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

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

Попередній розрахунок ($t_{\zeta} = -0,1 \text{ }^\circ\text{C}$):

1.3.2.4. Визначаю температурні напори 1-го і 2-го ступенів підігрівників при розрахунковому режимі ($t_3 = t_3'''$), за формулами (4.13) та (4.14):

$$\Delta t_2 = \frac{\Delta t_{\tilde{a}_I} - \Delta t_{\tilde{i}_I}}{\ln \frac{\Delta t_{\tilde{a}_I}}{\Delta t_{\tilde{i}_I}}} = \frac{(\tau_2 - t_{\tilde{o},\zeta}) - (\tau_{o2}''' - t_{\tilde{i}})}{\ln \frac{\tau_2 - t_{\tilde{o},\zeta}}{\tau_{o2}''' - t_{\tilde{i}}}} = \frac{(33,7 - 5) - (43,9 - 38,9)}{\ln \frac{33,7 - 5}{43,9 - 38,9}} = 13,6 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{II} = \frac{\Delta t_{\tilde{o}_{II}} - \Delta t_{M_{II}}}{\ln \frac{\Delta t_{\tilde{o}_{II}}}{\Delta t_{M_{II}}}} = \frac{(\tau_{o1}''' - t_2) - (\tau_{22} - t_n)}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_2}{\tau_{22} - t_n}} = \frac{(70 - 60) - (43,9 - 38,9)}{\ln \frac{70 - 60}{43,9 - 38,9}} = 7,2 \text{ }^\circ\text{C}$$

1.3.2.5. Визначаю витрату водопровідної води на ГВП, за формулою (4.15):

$$q_{\tilde{a}\tilde{q}} = \frac{Q_{\tilde{A}\tilde{A}\tilde{I} \max} 10^3}{c(t_{\tilde{i}} - t_{\tilde{o},\zeta})} = \frac{5,42 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60 - 5)} = 23,52 \text{ кг/с}$$

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

$$Q_I = \tilde{n} q_{\tilde{a}\tilde{q}} (t_{\tilde{i}} - t_{\tilde{o},\zeta}) = 4,19 \cdot 23,52 \cdot (38,9 - 5) = 3,34 \text{ МВт}$$

$$Q_{II} = \tilde{n} q_{\tilde{a}\tilde{q}} (t_{\tilde{a}} - t_{\tilde{i}}) = 4,19 \cdot 23,52 \cdot (60 - 38,9) = 2,08 \text{ МВт}$$

Повинна виконуватись умова $Q_I + Q_{II} = Q_{ГВП \max}$.

1.3.2.7. Визначаю витрати мережної води, що проходить через підігрівників 1-го і 2-го ступенів, за формулами (4.18) та (4.19):

$$G_I = G_{II} + G'_{o\max} = 27,26 + 59,05 = 86,31 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} = \frac{0,55 Q_{\tilde{A}\tilde{A}\tilde{I} \max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0,55 \cdot 5,42 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 43,9)} = 27,26 \text{ кг/с}$$

						00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата			17

1.3.2.8. Визначаю параметр підігрівників 1-го та 2-го ступенів за формулою (4.12)

$$\hat{O}_2 = \frac{Q_2 \cdot 10^3}{\Delta t_2 \cdot \tilde{n} \cdot \sqrt{G_{1_2} \cdot G_{d_2}}} = \frac{3,34 \cdot 10^3}{13,6 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{23,52 \cdot 86,31}} = 1,3$$

$$\hat{O}_{22} = \frac{Q_{22} \cdot 10^3}{\Delta t_{22} \cdot \tilde{n} \cdot \sqrt{G_{1_{22}} \cdot G_{d_{22}}}} = \frac{2,08 \cdot 10^3}{7,2 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{23,52 \cdot 27,26}} = 2,72$$

1.3.2.9. Визначаю теплопродуктивність 1-го ступеню, нехтуючи витратою мережної води через 1-й ступінь G_I і приймаючи витрату нагрівної води через його рівною $G'_{o_{max}}$, температуру нагрівної води на вході в підігрівник 1-го ступеню, рівною $\tau_{cm} = \tau_{o2}$, за формулою (4.20):

$$Q_I = \tilde{n} \varepsilon_I G_{1_2} (\tau_{\tilde{m}} - t_{o,c}) = 4,19 \cdot 0,87 \cdot 23,52 \cdot (47,8 - 5) = 3,67 \text{ МВт}$$

де ε_I визначаю за формулою (4.11)

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

$$= \left(0,35 \frac{23,52}{86,31} + 0,65 + \frac{1}{1,3} \sqrt{\left[\frac{23,52}{86,31} \right]} \right)^{-1} = 0,87$$

1.3.2.10. Визначаю температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню, за формулою (4.21):

$$t_i = t_{o,c} + \frac{Q_I \cdot 10^3}{\tilde{n} q_{\tilde{q}_i}} = 5 + \frac{3,67 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 23,52} = 42,24 \text{ } ^\circ\text{C}$$

1.3.2.11. Визначаю теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню, за формулою (4.22):

$$Q_{22} = Q_{\tilde{A}\tilde{A}i \text{ max}} - Q_I = 5,42 - 3,67 = 1,75 \text{ МВт}$$

1.3.2.12. Визначити витрату мережної води через підігрівник 2-го ступеню, за формулою (4.23):

$$G_{II} = \frac{Q_{22} \cdot 10^3}{c (\tau_{o1} - \tau_{2\bar{a}})} = \frac{1,75 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (81,3 - 42,24)} = 10,69 \text{ кг/с}$$

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

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

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

$$G_I = G_{II} + G'_{o_{max}} = 10,69 + 59,05 = 69,74 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{\tilde{m}} = \frac{G'_{o_{max}}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2\bar{a}} = \frac{59,05}{69,74} \cdot 47,8 + \frac{10,69}{69,74} \cdot 42,24 = 46,95 \text{ } ^\circ\text{C}$$

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
						18
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

На цьому попередній розрахунок закінчую.

Кінцевий розрахунок.

3.2.15. Визначаю теплопродуктивність 1-го ступеню за формулою (4.20). В даному випадку витрати нагрівної і водопровідної води приймаються відповідно G_I і q_{eM} .

$$Q_I = \tilde{n} \varepsilon_2 G_{I_2} (\tau_{\tilde{m}} - t_{\tilde{o},c}) = 4,19 \cdot 0,8 \cdot 23,52 \cdot (46,96 - 5) = 3,4 \text{ МВт}$$

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

$$= \left(0,35 \frac{23,52}{69,72} + 0,65 + \frac{1}{1,3} \sqrt{\left[\frac{23,52}{69,72} \right]} \right)^{-1} = 0,82$$

1.3.2.16. Визначаю температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню, за формулою (4.21):

$$t_i = t_{\tilde{o},c} + \frac{Q_I 10^3}{\tilde{n} q_{\tilde{a}_i}} = 5 + \frac{3,4 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 23,52} = 39,54 \text{ }^\circ\text{C}$$

1.3.2.17. Визначаю теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню, за формулою (4.22):

$$Q_{22} = Q_{\tilde{A}\tilde{A}i \text{ max}} - Q_I = 5,42 - 3,4 = 2,02 \text{ МВт}$$

1.3.2.18. Визначаю витрату мережної води через підігрівник 2-го ступеню за формулою (4.26):

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

$$= \frac{1,7 \cdot 2,72^2 \cdot 41,74}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 2,72^2 \cdot \left(\frac{(81,3 - 39,54) \cdot 4,19 \cdot 23,52}{2,016 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 12,89 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{2\tilde{a}} = \tau_{01} - \frac{Q_{22} 10^3}{G_{II} c} = 81,3 - \frac{2,02 \cdot 10^3}{12,89 \cdot 4,19} = 44 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

$$G_I = G_{II} + G'_{omax} = 12,89 + 59,05 = 71,94 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{\tilde{m}} = \frac{G'_{omax}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2\tilde{a}} = \frac{59,05}{71,94} \cdot 47,8 + \frac{12,89}{71,94} \cdot 44 = 47,1 \text{ }^\circ\text{C}$$

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		19

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

- Визначаю теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = \tilde{\eta} \varepsilon_2 G_{I_2} (\tau_{\bar{m}} - t_{\bar{o},\zeta}) = 4,19 \cdot 0,83 \cdot 23,52 \cdot (47,11 - 5) = 3,44 \text{ МВт}$$

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

$$= \left(0,35 \cdot \frac{23,52}{71,94} + 0,65 + \frac{1}{1,3} \cdot \sqrt{\left[\frac{23,52}{71,94} \right]} \right)^{-1} = 0,83$$

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

$$t_i = t_{\bar{o},\zeta} + \frac{Q_I 10^3}{\tilde{\eta} q_{\bar{a}_i}} = 5 + \frac{3,44 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 23,52} = 40 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаю теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{22} = Q_{\bar{A}\bar{A}\bar{i} \text{ max}} - Q_I = 5,42 - 3,45 = 1,97 \text{ МВт}$$

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

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

$$= \frac{1,7 \cdot 2,72^2 \cdot 23,52}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 2,72^2 \cdot \left(\frac{(81,3 - 40) \cdot 4,19 \cdot 23,52}{1,97 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 12,69 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} \geq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} \quad (12,69 \geq \frac{1,97 \cdot 10^3}{(81,3 - 40) \cdot 4,19}, 12,69 \geq 11,43).$$

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

$$\tau_{2\bar{a}} = \tau_{01} - \frac{Q_{22} 10^3}{G_{II} c} = 81,3 - \frac{1,97 \cdot 10^3}{12,69 \cdot 4,19} = 44,2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаю витрату мережної води через підігрівник I ступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{\text{omax}} = 12,69 + 59,05 = 71,74 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{\bar{m}} = \frac{G'_{\text{omax}}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2\bar{a}} = \frac{59,05}{71,74} \cdot 47,8 + \frac{12,69}{71,74} \cdot 44,2 = 47,2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаю теплопродуктивність 1-го ступеню:

						00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
							20
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата			

$$Q_I = \tilde{n}\varepsilon_2 G_{I,z} (\tau_{\tilde{m}} - t_{\delta,\zeta}) = 4,19 \cdot 0,83 \cdot 23,52 \cdot (47,2 - 5) = 3,45 \text{ МВт}$$

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

$$= \left(0,35 \cdot \frac{23,52}{71,74} + 0,65 + \frac{1}{1,3} \cdot \sqrt{\left[\frac{23,52}{71,74} \right]} \right)^{-1} = 0,83$$

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

$$t_i = t_{\delta,\zeta} + \frac{Q_I 10^3}{\tilde{n}q_{\tilde{a}_i}} = 5 + \frac{3,45 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 23,52} = 40 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаю теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{22} = Q_{\tilde{A}\tilde{A}\tilde{i} \text{ max}} - Q_I = 5,42 - 3,45 = 1,97 \text{ МВт}$$

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

$$\tau_2 = \tau_{\tilde{m}} - \frac{Q_I 10^3}{G_{I,c}} = 47,2 - \frac{3,45 \cdot 10^3}{71,74 \cdot 4,19} = 35,7 \text{ }^\circ\text{C}$$

1.3.2.24. Здійснюю перевірку, за формулою (4.30)

$$t_{\tilde{a}} = \frac{Q_{\tilde{A}\tilde{A}\tilde{i}}^{22} 10^3}{\tilde{n}q_{\tilde{a}_i}} + t_i = \frac{1,97 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 23,52} + 40 = 60 \text{ }^\circ\text{C}$$

Для визначення витрати теплоносія і температури мережної води при інших значеннях t_3 пункти 1.3.2.4-1.3.2.8 не розраховуються, приймаються з попереднього, оскільки вони визначені при $t_3 = t_3'''$.

1.3.2.25. Визначити витрату мережної води в літньому режимі:

$$G_{\tilde{A}\tilde{A}\tilde{i}} = \frac{Q_{\tilde{A}\tilde{A}\tilde{i}}^{\tilde{n}\tilde{a}\tilde{d}} 10^3}{(\tau_{01}''' - 30) \tilde{n}} = \frac{1,45 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 8,65 \text{ кг/с.}$$

1.3.2.26. Звожу результати розрахунків у таблицю 5.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		21

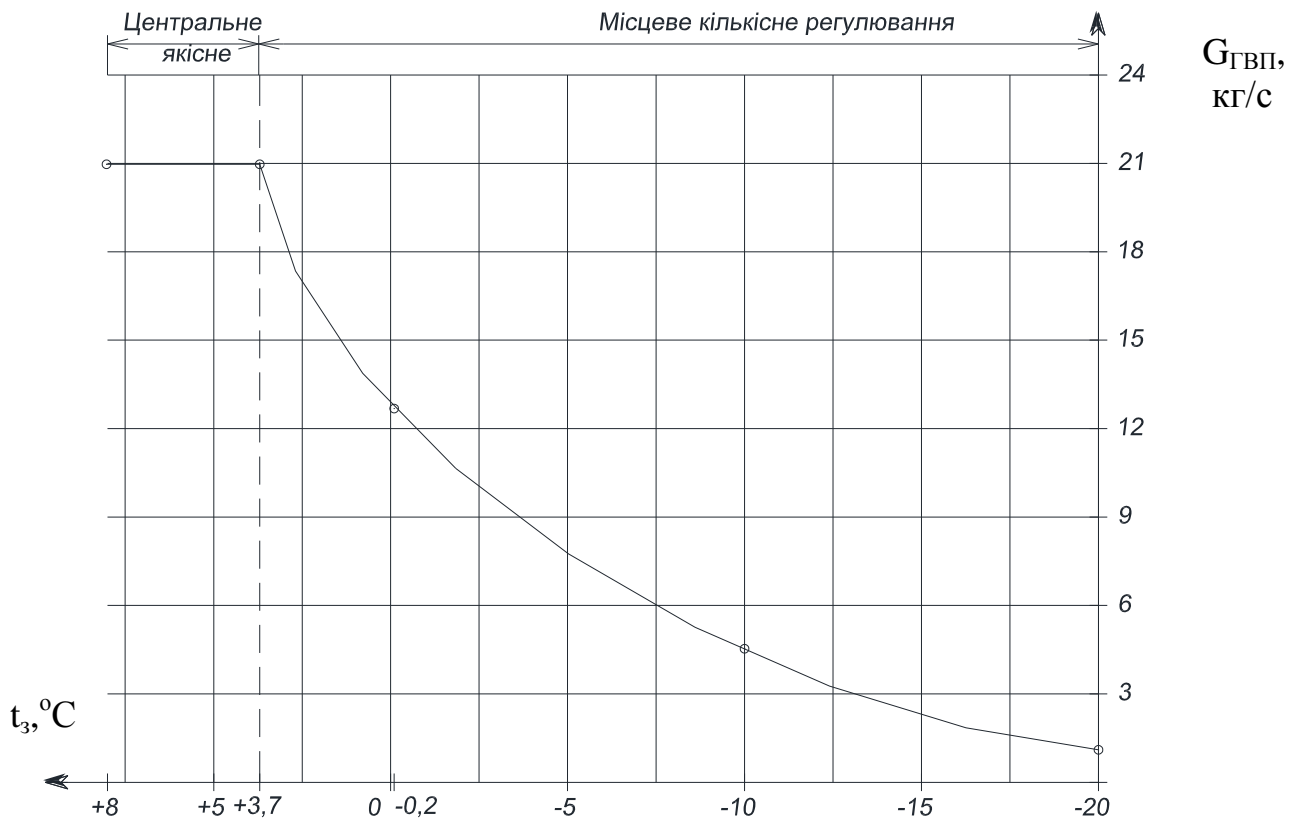
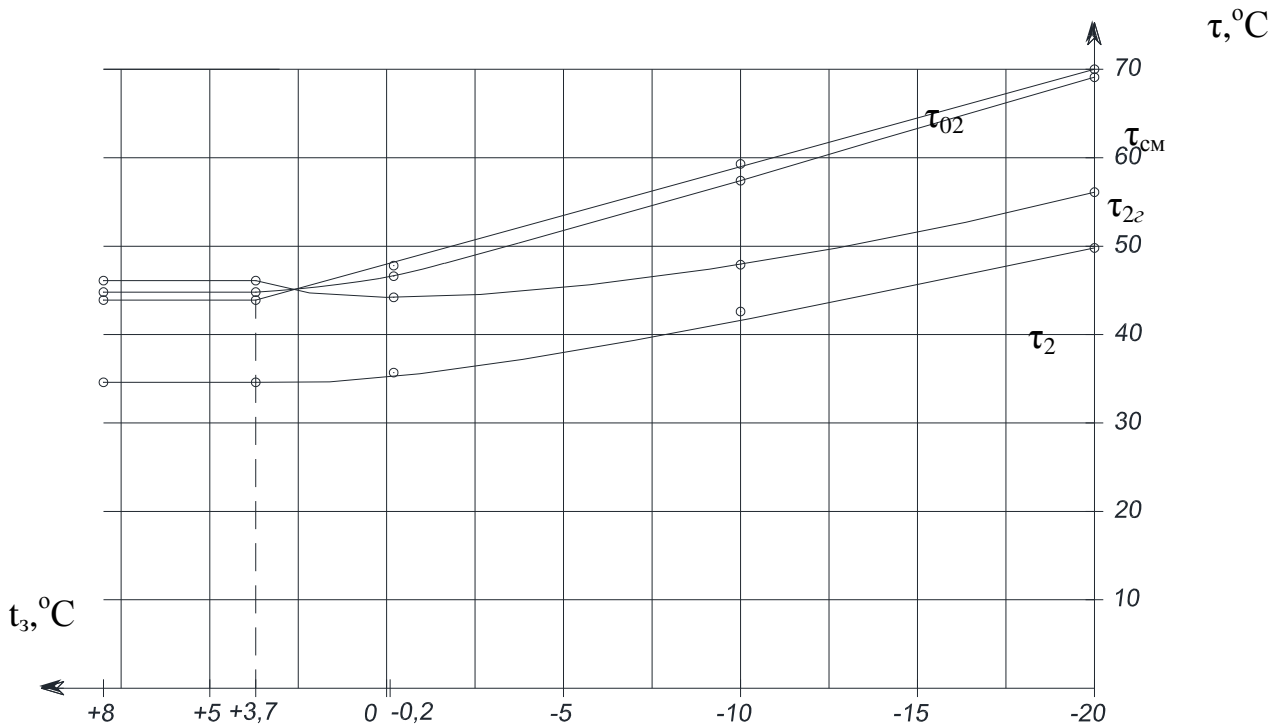
Таблиця 5

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при					літо
		$t_{з.о}$ -20 °С	$t_з$ -10 °С	$t_з^{сер.опал}$ -0,2 °С	$t_з'''$ +3,7 °С	$t_{зпк}$ +8 °С	
τ_{o2}	°С	70	59,3	47,8	43,9	43,9	70
τ_{22}	°С	56,1	47,9	44,2	46,2	46,2	30
t_n	°С	56,1	47,9	40	38,8	38,8	60
$\tau_{см}$	°С	69,7	58,5	47,2	44,5	44,5	-
τ_2	°С	49,8	42,6	35,7	34,6	34,6	-
$G_{ГВП}$	кг/с	1,1	4,52	12,68	20,97	20,97	8,65

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

Графіки залежності витрати мережної води на ГВП і температури мережної води після підігрівників ГВП 1-го і 2-ступенів від температури зовнішнього повітря



Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата

00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ

Арку

23

1.3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію

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

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

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

$$\frac{(\tau_{o1} + \tau_{2в}) - (t_{в.п} + t_3)}{(\tau_{o1}'' + \tau_{2в}'') - (t_{в.п} + t_{3.в})} \left(\frac{\tau_{o1}'' - \tau_{2в}''}{\tau_{o1} - \tau_{2в}} \right)^{0,15} = 1,$$
$$\frac{(140 + \tau_{2в}) - (18 + (-20))}{(110,9 + 59,3) - (18 + (-10))} \cdot \left(\frac{110,9 - 59,3}{140 - \tau_{2в}} \right)^{0,15} = 1$$

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

Методом підбору знаходжу $\tau_{2в} = 37,7$ °С.

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

$$G_{\dot{a}} = \frac{Q_{\dot{a}} 10^3}{\tilde{\eta} (\tau_{o1} - \tau_{2\dot{a}})} = \frac{2,08 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (140 - 37,7)} = 4,85 \text{ кг/с}$$

II. Діапазон температур зовнішнього повітря ($t_{зовн.вент.} < t_3 \leq t_{3.3}$).

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

$$\tau_{2в} = \tau_{o1} - (\tau_{o1}'' - \tau_{2в}'') \frac{t_{в.п} - t_3}{t_{в.п} - t_{3.в}} = 70 - (110,9 - 59,3) \cdot \frac{18 - 3,7}{18 - (-10)} = 43,6 \text{ °С}$$

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

$$G_{\dot{a}}'' = \frac{Q_{\dot{a}} 10^3}{\tilde{\eta} (\tau_{o1} - \tau_{2\dot{a}})} = \frac{1,53 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (110,9 - 59,3)} = 7,08 \text{ кг/с}$$

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):

$$\frac{(\tau_{o1}''' + \tau_{2в}') - (t_{3ПК} + t_{в.п})}{(\tau_{o1}'' + \tau_{2в}'') - (t_{3.в} + t_{в.п})} \left(\frac{\tau_{o1}'' - \tau_{2в}''}{\tau_{o1}''' - \tau_{2в}''} \right)^{0,15} \cdot \left(\frac{t_{в.п} - t_{3ПК}}{t_{в.п} - t_{3.в}} \right)^{0,85} = 1,$$

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		24

$$\frac{(70 + \tau_{2\epsilon}) - (8 + 18)}{(110,9 + 59,3) - (-10 + 18)} \cdot \left(\frac{110,9 - 59,3}{70 - \tau_{2\epsilon}} \right)^{0,15} = 1$$

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

Методом підбору знаходжу $\tau_{2\epsilon} = 22,7$ °С.

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

$$G_{\dot{a}} = \frac{Q_{\dot{a}} 10^3}{\tilde{\eta} (\tau_{01} - \tau_{2\dot{a}})} = \frac{0,55 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 22,7)} = 2,78 \text{ кг/с}$$

1.3.3.7. Звожу результати розрахунків у таблицю 6.

Таблиця 6

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на вентиляцію

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{3,0}$ -20 °С	t_3 -10 °С	$t_3^{сер.опал}$ -0,2 °С	$t_{3,3}$ +3,7 °С	$t_{зпк}$ +8 °С
τ_{01}	°С	140	110,9	81	70	70
τ_{o2}	°С	70	59,3	47,7	43,9	43,9
$\tau_{2\epsilon}$	°С	37,7	59,3	47,7	43,9	22,7
$G_{\dot{e}}$	кг/с	4,85	7,08	7,08	7,08	2,78

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

1.4. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВИТРАТ ТЕПЛОНОСІЯ

1.4.1. Визначаю розрахункову витрату мережної води:

- на опалення, за формулою (6.1)

$$G'_{omax} = \frac{Q'_{omax} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{17,32 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (140 - 70)} = 59,05 \text{ кг/с}$$

- на вентиляцію, за формулою (6.2)

$$G'_{amax} = \frac{Q'_{amax} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{2a})} = \frac{2,08 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (140 - 70)} = 7,09 \text{ кг/с}$$

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

$$G'_{\hat{A}\hat{A}\hat{I}}^{\hat{n}\hat{a}\hat{d}} = \frac{Q'_{\hat{A}\hat{A}\hat{I}} 10^3}{c(\tau'''_{i1} - \tau'''_{i2})} \left(\frac{55 - t'}{55 - t_x} + 0,2 \right) = \frac{2,26 \cdot 10^3}{4,19(70 - 43,9)} \cdot \left(\frac{55 - (43,9 - 5)}{55 - 5} + 0,2 \right) = 10,79 \text{ кг/с}$$

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

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

$$G'_{\hat{A}\hat{A}\hat{I}}^{max} = \frac{0,55 Q'_{\hat{A}\hat{A}\hat{I}}^{max} 10^3}{c(\tau'''_{i1} - \tau'''_{i2})} = \frac{0,55 \cdot 5,42 \cdot 10^3}{4,19(70 - 43,9)} = 27,26 \text{ кг/с}$$

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

$$G' = G'_{omax} + G'_{amax} + \hat{E}_c G'_{\hat{A}\hat{A}\hat{I}}^{\hat{n}\hat{a}\hat{d}} = 59,05 + 7,09 + 1,2 \cdot 10,79 = 79,09 \text{ кг/с}$$

Коефіцієнт K_3 , що враховує частку середньої витрати води на гаряче водопостачання при регулюванні по навантаженню опалення, приймаю з додатку 13.

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

$$G'_1 = \frac{Q_{ГВПЛ}^{cep} 10^3}{(\tau'''_{o1} - 30)c} = \frac{1,45 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 8,65 \text{ кг/с}$$

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		26

Таблиця 7

Значення розрахункових витрат теплоносія

Номер кварталу	Розрахункова витрата теплоносія, кг/с					
	$G'_{o\max}$	$G'_{e\max}$	$G'_{ГВП\text{ср}}$	$K_3 \cdot G'_{ГВП\text{ср}}$	G'	$G'_л$
1	2	3	4	5	6	7
1	1,89	0,23	0,41	0,49	2,60	0,33
2	1,08	0,13	0,23	0,28	1,49	0,19
3	1,31	0,16	0,28	0,34	1,81	0,23
4	1,15	0,14	0,25	0,30	1,59	0,20
5	2,52	0,30	0,25	0,30	3,13	0,20
6	1,89	0,23	0,41	0,49	2,60	0,33
7	1,08	0,13	0,23	0,28	1,49	0,19
8	1,31	0,16	0,28	0,34	1,81	0,23
9	1,15	0,14	0,25	0,30	1,59	0,20
10	2,52	0,30	0,25	0,30	3,13	0,20
11	1,66	0,20	0,36	0,43	2,30	0,29
12	0,96	0,12	0,21	0,25	1,32	0,17
13	1,03	0,12	0,22	0,27	1,42	0,18
14	1,03	0,12	0,22	0,27	1,42	0,18
15	1,40	0,17	0,14	0,17	1,73	0,11
16	1,35	0,16	0,29	0,35	1,87	0,23
17	0,96	0,12	0,21	0,25	1,32	0,17
18	1,03	0,12	0,22	0,27	1,42	0,18
19	1,03	0,12	0,22	0,27	1,42	0,18
20	1,40	0,17	0,14	0,17	1,73	0,11
21	1,35	0,16	0,29	0,35	1,87	0,23
22	0,96	0,12	0,21	0,25	1,32	0,17
23	1,03	0,12	0,22	0,27	1,42	0,18
24	1,03	0,12	0,22	0,27	1,42	0,18
25	1,40	0,17	0,14	0,17	1,73	0,11
26	0,68	0,08	0,15	0,18	0,94	0,12
27	0,68	0,08	0,15	0,18	0,94	0,12
28	0,68	0,08	0,15	0,18	0,94	0,12
29	1,35	0,16	0,29	0,35	1,87	0,23
30	0,96	0,12	0,21	0,25	1,32	0,17
31	0,97	0,12	0,17	0,21	1,30	0,14
32	1,08	0,13	0,19	0,23	1,44	0,15
33	1,40	0,17	0,14	0,17	1,73	0,11
34	1,66	0,20	0,36	0,43	2,30	0,29
35	0,96	0,12	0,21	0,25	1,32	0,17
36	0,97	0,12	0,17	0,21	1,30	0,14
37	1,08	0,13	0,19	0,23	1,44	0,15
38	1,40	0,17	0,14	0,17	1,73	0,11
39	1,73	0,21	0,37	0,45	2,39	0,30
40	1,00	0,12	0,22	0,26	1,38	0,17
41	1,01	0,12	0,18	0,22	1,35	0,14
42	1,12	0,13	0,20	0,24	1,50	0,16
43	1,44	0,17	0,14	0,17	1,78	0,11
44	1,73	0,21	0,37	0,45	2,39	0,30
45	1,00	0,12	0,22	0,26	1,38	0,17

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		27

46	1,26	0,15	0,27	0,33	1,74	0,22
47	1,26	0,15	0,27	0,33	1,74	0,22
48	1,44	0,17	0,14	0,17	1,78	0,11
Всього	59,05	7,09	10,79	12,95	79,08	8,63

1.5. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ЧАСТИНИ 2 ПРОЕКТУ

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

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

$$= \frac{59,05 + 1,1}{59,05 + 1,1 + 4,85} \cdot 49,8 + \frac{4,85}{59,05 + 1,1 + 4,85} \cdot 37,7 = 48,9 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$\tau_2 = \frac{59,05 + 20,97}{59,05 + 20,97 + 7,08} \cdot 34,6 + \frac{7,08}{59,05 + 20,97 + 7,08} \cdot 43,9 = 35,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

Таблиця 8

Загальні вихідні дані для Ч.2 проекта

№ п.п.	Назва параметра	Ум. Позн.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літній
1	Місто розташування котельні			Чернівці <i>(Вказати назву міста)</i>		
2	Тип системи тепlopостачання			Закрита		
3	Температурна характеристика теплосережі району	τ_1 / τ_2	$^\circ\text{C} / ^\circ\text{C}$	140/70		
4	Температура зовнішнього повітря	$t_{\text{зовн}}$	$^\circ\text{C}$	-20	+3,7	
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{\text{оп}}$	МВт	17,32	6,52	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{\text{ГВП}}$	МВт	5,42	5,42	1,45
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{\text{вент}}$	МВт	2,08	0,78	-
8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{\text{ЖР}}^{\text{рік}}$	МВт·год/рік	55105		
9	Теплове навантаження промислового підприємства (Теплоносій – гаряча вода)	$Q_{\text{п.п}}$	МВт	12,0	12,0	12,0

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		28

10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	t_2''	°C	95		
11	Річне теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{П.П}^{рік}$	МВт·год/рік	43460,0		
12	Температура “прямої” мережної води	τ_1	°C	140	70	70
13	Температура “зворотної” мережної води	τ_2	°C	48,9	35,4	30
14	Витрата “прямої” води в тепломережу	G_1	кг/с т/год	65 234	87,1 313,56	8,65 31,14
15	Убуток води в тепломережі	$G_{уб.тм}$	т/год	15,0	15,0	5,0
16	Витрата “зворотної” води в тепломережі	G_2	т/год	219	298,56	26,14
17	Втрати тиску в тепломережі	$\Delta p_{втр.тм}$	МПа	0,3	0,3	0,3
18	Статичний напір в тепломережі	$H_{стат.тм}$	м.вд.ст.	40,0	40,0	40,0

2. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ

2.1. Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами

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

- на базі результатів виконаного в Частині 1 проекту теплового розрахунку теплової мережі району;
- на базі даних, сформованих самостійно в рамках виконання Частини 2 проекту.

2.1.1 Вихідні дані для частини 2 проекту, одержані в частині 1 проекту представляю нижче, в таблиці 2.1:

Таблиця 2.1

Загальні вихідні дані для частини 2 проекту, одержані в частині 1 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			Чернівці <i>(Вказати назву міста)</i>		
2	Тип системи теплопостачання			Закрита		
3	Температурна характеристика тепломережі району	τ_1 / τ_2	°C/°C	140/70		
4	Температура зовнішнього	$t_{зовн}$	°C	-20	+3,7	

						00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
							29
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата			

	повітря					
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{оп}$	МВт	17,32	6,52	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{ГВП}$	МВт	5,42	5,42	1,45
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{вент}$	МВт	2,08	0,78	-
8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{ЖР}^{рік}$	МВт·год/рік	55105		
9	Теплове навантаження промислового підприємства (Теплоносій – гаряча вода)	$Q_{П.П}$	МВт	12,0	12,0	12,0
10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	t_2''	°С	95		
11	Річне теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{П.П}^{рік}$	МВт·год/рік	43460,0		
12	Температура “прямої” мережної води	τ_1	°С	140	70	70
13	Температура “зворотної” мережної води	τ_2	°С	48,9	35,4	30
14	Витрата “прямої” води в тепломережу	G_1	кг/с т/ ГОД	65 234	87,1 313,56	8,65 31,14
15	Убуток води в тепломережі	$G_{уб.тм}$	т/ ГОД	15,0	15,0	5,0
16	Витрата “зворотної” води в тепломережі	G_2	т/ ГОД	219	298,56	26,14
17	Втрати тиску в тепломережі	$\Delta p_{втр.тм}$	МПа	0,3	0,3	0,3
18	Статичний напір в тепломережі	$H_{стат. тм}$	м.вд.ст.	40,0	40,0	40,0

Примітка:

Перед початком формування вихідних даних для котельні здійснюю балансову перевірку взаємоузгодженості по тепловій енергії одержаних в частні 1 проекту результатів для трьох режимів за наступним балансовим рівняннями:

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

МЗ: 24,84 = 24,87 (Висновок – результати для режима МЗ - взаємоузгоджені)

ТЗ: 11,94 = 12,6 (Висновок – результати для режима ТЗ - взаємоузгоджені)

Л: 1,45 = 1,45 (Висновок – результати для режима Л - взаємоузгоджені)

2.1.2 Вихідні дані для частини 2 проекту, сформовані в частині 2 проекту, представляю в таблиці 2.2:

						Арку
						30
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ

Таблиця 2.2

Вихідні дані для частини 2 проекту сформовані в частині 2 проекту

№ п.п	Назва параметра	Ум. позн.	Од. вим.	Характерні режими експлуатації			Джерело інформації
				МЗ	ТЗ	Л	
1	3	2	4	5	6	7	8
1	Вид палива для котельні		--	Природний газ			Засади паливо-постачання міста
2	Теплота згорання палива	Q_n^p	кДж/м ³	33730,0			Сертифікат палива
3	Температура в деаераторі	$t_{ДА}$	°С	65°	65°	65°	Е.Р: 70 °С – 60 °С
4	Розрідження в деаераторі	$p_{ДА}$	бар	- 0,75	- 0,75	- 0,75	Е.Р: 0,70 – 0,80 бар
5	Номінальна температура води на вході в котел	$t'_{ВК.НОМ}$	°С	70°	65°	65°	Е.Р. для водогрійних котлів
6	Номінальна температура води на виході з котла	$t''_{ВК.НОМ}$	°С	150°	150°	150°	“—“
7	Температура сирої води	$t'_{с.в}$	°С	5°	5°	15°	Е.Р: 5 °С для МЗ та ТЗ режимів, 15 °С – для режиму Л
8	Температура сирої води перед станцією хіводоочищення	$t''_{с.в}$	°С	15°	15°	15°	Е.Р: 15 °С - 20 °С
9	Температура хімоочищеної води на виході зі станції ХВО	$t'_{хов}$	°С	20°	20°	20°	Е.Р: 15 °С – 20 °С
10	Температура хімоочищеної води перед деаератором	$t''_{хов}$	°С	55°	55°	55°	Е.Р: 50 °С – 65 °С
11	Температура технологічної води на вході в котельню	$t'_{техн.в}$	°С	5°	5°	15°	Е.Р: 5 °С для МЗ та ТЗ режимів, 15 °С для режиму Л
12	Температура технологічної води на виході з котельні	$t''_{техн.в}$	°С	95°	95°	95°	Технологічний регламент промислового підприємства
13	Температура грійної води на вході у внутріш-	$t'_{ТОА}$	°С	150°	150°	150°	Е.Р:

14	Температура грійної води на виході з внутрішньокотельних підігрівників	$t''_{\text{ТОА}}$	°C	65°	65°	65°	$t'_{\text{ТОА}} = t''_{\text{ВК.НОМ}}$ Е.Р: $t''_{\text{ТОА}} = 65\text{ °C}$
15	Коефіцієнт випара з деаератора	$\alpha_{\text{вип.}}$	од	0,01	0,01	0,01	Е.Р: 0,005 – 0,01
16	Коефіцієнт власних потреб станції хімводоочищення	$K_{\text{ХВО}}$	од.	1,10	1,10	1,10	Е.Р: 1,05 – 1,10

2.2. Формування принципової схеми водогрійної котельні

Викреслюю на аркуші (формат А4), згідно Додатка 2, принципову тепло-технологічну схему котельні у відповідності до встановлених технічних рішень, щодо направлення потоків енергоносіїв.

2.3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

Визначення результата	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\sum Q_{\text{ЖР}} = 1,05 \cdot (17,32 + 5,42 + 2,08) = 26$ МВт	26	13,4	1,5
ТЗ: $\sum Q_{\text{ЖР}} = 1,05 \cdot (6,52 + 5,42 + 0,78) = 13,4$ МВт			
Л: $\sum Q_{\text{ЖР}} = 1,05 \cdot (0,0 + 1,45 + 0,0) = 1,5$ МВт			

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

2.3.3. Визначаю експлуатаційну температуру води на вході у встановлені котли – $t'_{\text{ВК}}$, °C, за рекомендацією п. 2.1.3.

Результати визначення навожу у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

Визначення результата	Значення для режимів, °C		
	МЗ	ТЗ	Л
$t'_{\text{ВК}} = 70\text{ °C}$	70°	70°	70°

2.3.4. Визначаю експлуатаційну температуру води на виході з базового котла – $t''_{\text{ВК.Б}}$, °С, за рекомендацією п. 2.1.4.

Результати визначення навожу у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

Визначення результата	Значення для режимів, °С		
	МЗ	ТЗ	Л
$t''_{\text{ВК.Б}} = 150^{\circ}\text{C}$	150⁰	150⁰	150⁰

2.3.5. Визначаю експлуатаційну температуру грієної води на вході в теплообмінники технологічної, сирі, хімічищеної води та на вході в деаератор – $t'_{\text{ТОА}}$, °С, за рекомендацією п. 2.1.4.

Результати визначення навожу у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6.

Визначення результата	Значення для режимів, °С		
	МЗ	ТЗ	Л
$t'_{\text{ТОА}} = 150^{\circ}$	150⁰	150⁰	150⁰

2.3.6. Визначаю експлуатаційну температуру води на виході з теплообмінників технологічної, сирі та хімічищеної води – $t''_{\text{ТОА}}$, °С, за рекомендацією п. 2.1.15.

Результати визначення навожу у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7

Визначення результата	Значення для режимів, °С		
	МЗ	ТЗ	Л
Експлуатаційна рекомендація: $t''_{\text{ТОА}} = 65,0^{\circ}\text{C}$	65⁰	65⁰	65⁰

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8

Визначення результата	Значення для режимів, °С		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{\text{ДА}}^{\text{підж}} = 15,0$ т/год ТЗ: $G_{\text{ДА}}^{\text{підж}} = 15,0$ т/год Л: $G_{\text{ДА}}^{\text{підж}} = 5,0$ т/год	15,0	15,0	5,0

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		34

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:

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{ДА}^{гр.в} = (1+0,01) \cdot 15,0 \cdot (65 - 55) / (150 - 65) = 1,8$ т/год ТЗ: $G_{ДА}^{гр.в} = (1+0,01) \cdot 15,0 \cdot (65 - 55) / (150 - 65) = 1,8$ т/год Л: $G_{ДА}^{гр.в} = (1+0,01) \cdot 5,0 \cdot (65 - 55) / (150 - 65) = 0,6$ т/год	1,80	1,80	0,60
МЗ: $Q_{ДА} = (1,8/3,6) \cdot 4,2 \cdot (150 - 65) \cdot 10^{-3} = 0,18$ МВт ТЗ: $Q_{ДА} = (1,8/3,6) \cdot 4,2 \cdot (150 - 65) \cdot 10^{-3} = 0,18$ МВт Л: $Q_{ДА} = (0,6/3,6) \cdot 4,2 \cdot (150 - 65) \cdot 10^{-3} = 0,06$ МВт			
	0,18	0,18	0,06

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G''_{ДА} = (1 - 0,01) \cdot 15,0 + 1,80 = 16,7$ т/год ТЗ: $G''_{ДА} = (1 - 0,01) \cdot 15,0 + 1,80 = 16,7$ т/год Л: $G''_{ДА} = (1 - 0,01) \cdot 5,0 + 0,60 = 5,6$ т/год	16,7	16,7	5,6

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.11.

Таблиця 2.11

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{хов} = (1+0,01) \cdot 15,0 = 16,9$ т/год ТЗ: $G_{хов} = (1+0,01) \cdot 15,0 = 16,9$ т/год Л: $G_{хов} = (1+0,01) \cdot 5,0 = 5,1$ т/год	16,9	16,9	5,1

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

$$G_{с.в.} = K_{хво} \cdot G_{хов}$$

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		35

Результати визначення навожу у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{с.в.} = 1,10 \cdot 16,9 = 18,6$ т/год	18,6	18,6	5,6
ТЗ: $G_{с.в.} = 1,10 \cdot 16,9 = 18,6$ т/год			
Л: $G_{с.в.} = 1,10 \cdot 5,1 = 5,6$ т/год			

2.3.12. Визначаю теплову потужність підігрівника сирової води (ПСВ) – $Q_{ПСВ}$, МВт, та витрату грійної води на ПСВ – $G_{ПСВ}$, т/год, відповідно:

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.13.

Таблиця 2.13

Визначення результата	Значення для режимів		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $Q_{ПСВ} = (18,6/3,6) \cdot 4,2 \cdot (20 - 5) \cdot 10^{-3} = 0,33$ МВт	0,33	0,33	0,10
ТЗ: $Q_{ПСВ} = (18,6/3,6) \cdot 4,2 \cdot (20 - 5) \cdot 10^{-3} = 0,33$ МВт			
Л: $Q_{ПСВ} = (5,6/3,6) \cdot 4,2 \cdot (20 - 5) \cdot 10^{-3} = 0,10$ МВт			
МЗ: $G_{ПСВ}^{гр.в} = 0,33 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 3,3$ т/год	3,3	3,3	1,0
ТЗ: $G_{ПСВ}^{гр.в} = 0,33 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 3,3$ т/год			
Л: $G_{ПСВ}^{гр.в} = 0,10 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 1,0$ т/год			

2.3.13. Визначаю теплову потужність підігрівника хімоочищеної води (ПХВ) – $Q_{ПХВ}$, МВт, та витрату грійної води на ПХВ – $D_{ПХВ}^{гр.в}$, т/год, відповідно:

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.14.

Таблиця 2.14

Визначення результата	Значення для режимів		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $Q_{ПХВ} = (16,9/3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3} = 0,69$ МВт	0,69	0,69	0,21
ТЗ: $Q_{ПХВ} = (16,9/3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3} = 0,69$ МВт			
Л: $Q_{ПХВ} = (5,1/3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3} = 0,21$ МВт			
МЗ: $G_{ПХВ}^{гр.в} = 0,69 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 7,0$ т/год	7,0	7,0	2,1
ТЗ: $G_{ПХВ}^{гр.в} = 0,69 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 7,0$ т/год			
Л: $G_{ПХВ}^{гр.в} = 0,21 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 2,1$ т/год			

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата

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

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

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.15.

Таблиця 2.15

Визначення результату	Значення для режимів		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{\text{техн.в.}} = 12,0 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot 95^\circ) = 108,2$ т/год ТЗ: $G_{\text{техн.в.}} = 12,0 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot 95^\circ) = 108,2$ т/год Л: $G_{\text{техн.в.}} = 12,0 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot 95^\circ) = 108,2$ т/год	108,2	108,2	108,2
МЗ: $Q_{\text{ПТВ}} = (108,2/3,6) \cdot 4,2 \cdot (95^\circ - 5^\circ) \cdot 10^{-3} = 11,4$ МВт ТЗ: $Q_{\text{ПТВ}} = (108,2/3,6) \cdot 4,2 \cdot (95^\circ - 5^\circ) \cdot 10^{-3} = 11,4$ МВт Л: $Q_{\text{ПТВ}} = (108,2/3,6) \cdot 4,2 \cdot (95^\circ - 15^\circ) \cdot 10^{-3} = 10,1$ МВт	11,4	11,4	10,1
МЗ: $G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в.}} = 11,4 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150^\circ - 65^\circ)] = 115,0$ т/год ТЗ: $G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в.}} = 11,4 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150^\circ - 65^\circ)] = 115,0$ т/год Л: $G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в.}} = 10,1 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150^\circ - 65^\circ)] = 102,0$ т/год	115,0	115,0	102,0

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:

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

Результати визначення навожу в таблиці 2.16.

Таблиця 2.16

Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.}} = 115,0 + 7,0 + 3,3 + 1,8 = 127,1$ т/год ТЗ: $\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.}} = 115,0 + 7,0 + 3,3 + 1,8 = 127,1$ т/год Л: $\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.}} = 102,0 + 2,1 + 1,0 + 0,6 = 105,7$ т/год	127,1	127,1	105,7

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.17.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
						37
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.17

Визначення результата	Значення для режимів, °С		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\tau_{звор} = 219 \cdot 48,9 + 115,0 \cdot 65^{\circ} + 7,0 \cdot 65^{\circ} + 3,3 \cdot 65^{\circ} + 15,0 \cdot 65^{\circ} / (219 + 115,0 + 7,0 + 3,3 + 15,0) = 55,2^{\circ}$	55,2°	44,9°	58,3°
ТЗ: $\tau_{звор} = 298,56 \cdot 35,4^{\circ} + 115,0 \cdot 65^{\circ} + 7,0 \cdot 65^{\circ} + 3,3 \cdot 65^{\circ} + 15,0 \cdot 65^{\circ} / (298,56 + 115,0 + 7,0 + 3,3 + 15,0) = 44,9^{\circ}$			
Л: $\tau_{звор} = 26,14 \cdot 30^{\circ} + 102,0 \cdot 65^{\circ} + 2,1 \cdot 65^{\circ} + 1,0 \cdot 65^{\circ} + 5,0 \cdot 65^{\circ} / (26,14 + 102,0 + 2,1 + 1,0 + 5,0) = 58,3^{\circ}$			

2.3.17. Визначаю загальну теплову потужність котельні (т. зв. потужність з “виробленої” теплоти) – $\sum Q_{кот}$, т/ГОД, з урахуванням теплоти, що внесена водою підживлення:

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.18.

Таблиця 2.18

Визначення результата	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\sum Q_{кот} = 26 \cdot 11,4 + 0,18 + 0,33 + 0,69 - (15,0/3,6) \cdot 4,2 \cdot 5^{\circ} \cdot 10^{-3} = 38,5$ МВт	38,5	25,9	11,9
ТЗ: $\sum Q_{кот} = 13,4 + 11,4 + 0,18 + 0,33 + 0,69 - (15,0/3,6) \cdot 4,2 \cdot 5^{\circ} \cdot 10^{-3} = 25,9$ МВт			
Л: $\sum Q_{кот} = 1,5 + 10,1 + 0,06 + 0,10 + 0,21 - (5,0/3,6) \cdot 4,2 \cdot 15^{\circ} \cdot 10^{-3} = 11,9$ МВт			

2.3.18. Встановлюю типорозмір встановлюваних в котельні водогрійних котлів, їх номінальну теплову потужність – $Q_{вк.ном}$, МВт, номінальний пропуск води через котли – $G_{вк.ном}$, т/ГОД, ККД котлів – $\eta_{вк.ном}$, од, температурні параметри – $t'_{вк.ном}$, °С, та $t''_{вк.ном}$, °С.

Приймаю до встановлення п'ять котлів **КСВ–8** (8 МВт) – варіант, що задовольняє умовам експлуатації котлів в усіх режимах експлуатації в т.ч. в режимі Л на мінімально допустимому тепловому навантаженні.

Результати визначення навожу у таблиці 2.19.

Таблиця 2.19

Позн.	Одиниця виміру	Визначення результата
ТИП		КСВ–8
$Q_{вк.ном}$	МВт	8
$G_{вк.ном}$	т/ГОД	86,0
$\eta_{вк.ном}$	%	92,0
$t'_{вк.ном}$	°С	150°
$t''_{вк.ном}$	°С	70°

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

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

*) Примітка

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.20.

Таблиця 2.20

Визначення результата	Значення для режимів, шт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $N_{\text{ВК.ВСТ}} = 38,5 / 8 = 4,8$ ТЗ: $N_{\text{ВК.ВСТ}} = 25,9 / 8 = 3,2$ Л: $N_{\text{ВК.ВСТ}} = 11,9 / 8 = 1,5$	5	4	2

2.3.20. Визначаю кількість котлів, що будуть в експлуатації протягом року в базовому режимі за рекомендацією п. 2.1.4.

$$N_{\text{ВК.Б}} = 1$$

Результати визначення навожу у таблиці 2.21.

Таблиця 2.21

Визначення результата	Значення для режимів, шт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $N_{\text{ВК.Б}} = 4$ ТЗ: $N_{\text{ВК.Б}} = 3$ Л: $N_{\text{ВК.Б}} = 1$	4	3	1

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.22.

Таблиця 2.22

Визначення результата	Значення для режимів, шт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $N_{\text{ВК.З}} = 5 - 4 = 1$ ТЗ: $N_{\text{ВК.З}} = 4 - 3 = 1$ Л: $N_{\text{ВК.З}} = 2 - 1 = 1$	1	1	1

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.23.

Таблиця 2.23

Визначення результата	Значення для режимів, шт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $N_{ВК.Р} = 4 + 1 = 5$ ТЗ: $N_{ВК.Р} = 3 + 1 = 4$ Л: $N_{ВК.Р} = 1 + 1 = 2$	5	4	2

2.3.23. Визначаю експлуатаційні параметри роботи “базового” водогрійного котла для всіх режимів, враховуючи рекомендації п.п. 2.1.6 - 2.1.7:

- 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 2.24

Таблиця 2.24

Визначення результата	Значення для режимів		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: (5 котлів) $Q_{ВК.Б} = 8 \text{ МВт}$ $t'_{ВК.Б} = 70 \text{ °C}$ $t''_{ВК.Б} = 150 \text{ °C}$ $G_{ВК.Б} = 86,0 \text{ т/год}$	8 70° 150° 86,0		
ТЗ: (4 котла) $Q_{ВК.Б} = 8 \text{ МВт}$ $t'_{ВК.Б} = 70 \text{ °C}$ $t''_{ВК.Б} = 150 \text{ °C}$ $G_{ВК.Б} = 86,0 \text{ т/год}$		8 70° 150° 86,0	
Л: (2 котла) $Q_{ВК.Б} = 8 \text{ МВт}$ $t'_{ВК.Б} = 70 \text{ °C}$ $t''_{ВК.Б} = 150 \text{ °C}$ $G_{ВК.Б} = 86,0 \text{ т/год}$			8 70° 150° 86,0

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

$$\sum Q_{ВК.З} = \sum Q_{КОТ} - Q_{ВК.Б} \cdot N_{ВК.Б}$$

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		39

Результати визначення навожу у таблиці 2.25

Таблиця 2.25

Визначення результата	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\sum Q_{ВК.З} = 38,5 - 8 \cdot 4 = 6,5$ МВт ТЗ: $\sum Q_{ВК.З} = 25,9 - 8 \cdot 3 = 1,9$ МВт Л: $\sum Q_{ВК.З} = 11,9 - 8 \cdot 1 = 3,9$ МВт	6,5	1,9	3,9

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.26

Таблиця 2.26

Визначення результата	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $Q_{ВК.З} = 6,5 / 1 = 6,5$ МВт ТЗ: $Q_{ВК.З} = 1,9 / 1 = 1,9$ МВт Л: $Q_{ВК.З} = 3,9 / 1 = 3,9$ МВт	6,5	1,9	3,9

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

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

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

- для **ТЗ** режима (враховуючи доцільність номінального пропуску води через котли) за рекомендацією п. 2.1.8.

$$G_{ВК.З} = G_{ВК.НОМ}$$

- для **Л** режима (враховуючи доцільність номінального пропуску води через котли) за рекомендацією п. 2.1.8.
- $G_{ВК.З} = G_{ВК.НОМ}$
- Результати визначення навести у таблиці 2.27.

Таблиця 2.27

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{ВК.З} = 6,5 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / [4,2 \cdot (150^\circ - 70^\circ)] = 69,6$ т/год ТЗ: $G_{ВК.З} = 86$ т/год Л: $G_{ВК.З} = 86$ т/год	69,6	86	86

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		40

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.28.

Таблиця 2.28

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\sum G_{ВК} = 4 \cdot 86,0 + 1 \cdot 69,6 = 413,6$ т/год ТЗ: $\sum G_{ВК} = 3 \cdot 86,0 + 1 \cdot 86 = 344$ т/год Л: $\sum G_{ВК} = 1 \cdot 86,0 + 1 \cdot 86 = 172$ т/год	413,6	344	172

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.29.

Таблиця 2.29

Визначення результата	Значення для режимів, °С		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $t''_{ВК.З} = 70 + 6,5 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (4,2 \cdot 69,6) = 150$ °С ТЗ: $t''_{ВК.З} = 70 + 1,9 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (4,2 \cdot 86) = 89$ °С Л: $t''_{ВК.З} = 70 + 3,9 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (4,2 \cdot 86) = 109$ °С	150°	89°	109°

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

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

Результати визначення навожу в таблиці 2.30.

Таблиця 2.30

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{рец} = 413,6 \cdot (70^\circ - 55,2^\circ) / (150^\circ - 55,2^\circ) = 64,6$ т/год ТЗ: $G_{рец} = 344 \cdot (70^\circ - 44,9^\circ) / (150^\circ - 44,9^\circ) = 82,2$ т/год МЗ: $G_{рец} = 172 \cdot (70^\circ - 58,3^\circ) / (150^\circ - 58,3^\circ) = 21,9$ т/год	64,6	82,2	21,9

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:

									00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
										41
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата						

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

Результати визначення навожу в таблиці 2.31.

Таблиця 2.31

Визначення результата	Значення для режимів, °С		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $t_{BK}^{\Sigma} = ((344 - 127,1 - 64,6) \cdot 150^{\circ} + 1 \cdot 69,6 \cdot 150^{\circ}) / (344 - 127,1 - 64,6 + 1 \cdot 69,6) = 150^{\circ}C$	150°	111°	150°
ТЗ: $t_{BK}^{\Sigma} = ((258 - 127,1 - 82,2) \cdot 150^{\circ} + 1 \cdot 86 \cdot 89^{\circ}) / (258 - 127,1 - 82,2 + 1 \cdot 86) = 111^{\circ}C$			
Л: $t_{BK}^{\Sigma} = 150^{\circ}$ (за регламентом)			

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:

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

Результати визначення навожу в таблиці 2.32.

Таблиця 2.32

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{пер} = 234 \cdot (150 - 140) / (150 - 55,2) = 24,7$	24,7	194,5	27,2
ТЗ: $G_{пер} = 313,56 \cdot (111 - 70) / (111 - 44,9) = 194,5$ т/год			
Л: $G_{пер} = 31,14 \cdot (150 - 70) / (150 - 58,3) = 27,2$ т/год			

2.2.32. Визначаю похибку балансових розрахунків водогрійної котельні:

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

Результати визначення навожу в таблиці 2.33.

Таблиця 2.33

Визначення результата	Значення для режимів, %		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\Delta G^{\%} = (413,6 - 219 - 127,1 + 24,7 - 64,6) \cdot 100 / 413,6 = 6,7$ %	6,7	9	2,6
ТЗ: $\Delta G^{\%} = (344 - 298,56 - 127,1 + 194,5 - 82,2) \cdot 100 / 344 = 9$ %			
Л: $\Delta G^{\%} = (172 - 26,14 - 105,7 + 27,2 - 21,9) \cdot 100 / 172 = 2,6$ %			

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

2.4. Вибір обладнання котельні

2.4.1. Вибір водогрійних котлів

Приймаю до встановлення п'ять котлів КСВ-8 (48 МВт) – варіант, що задовольняє умовам експлуатації котлів в усіх режимах експлуатації в т.ч. в режимі Л на мінімально допустимому тепловому навантаженні.

2.4.2. Вибір метода очищення води в котельні

Приймаю II-х ступеневе Na-катіонування чотири фільтри (2 робочих, 2 резервних).

2.4.3. Вибір деаератора

Продуктивність деаератора рівна витраті сирової води, що йде на підживлення $G_{с.в.} = 18,6$ т/год.

Приймаю до встановлення вакуумний деаератор типу ДВ-25 з номінальною продуктивністю 25 т/год.

2.4.4. Вибір рециркуляційних насосів

Подача рециркуляційних насосів визначена при розрахунку теплової схеми $G_{рец} = 82,2$ т/год.

Вибираю два насоса Wilo-Vn-50/224-11/2 $Q_{н. рец}^{ном} = 50$ т/год, $H_{н. рец}^{ном} = 40$ м.вод.ст., $N_{н. рец}^{ном} = 27,5$ кВт, $\eta_{н. рец}^{ном} = 0,7$.

2.4.5. Вибір мережних насосів

Мережеві насоси мають задовольнити подачу в режимі МЗ $\sum G_{БК} = 413,6$ т/год. Приймаю два насоса Wilo-Norm-NP 100/250V $Q_{н.}^{ном} = 300$ т/год, $H_{н.}^{ном} = 90$ м.вод.ст., $N_{н.}^{ном} = 90$ кВт, $\eta_{н.}^{ном} = 0,81$.

Для літнього режиму мережеві насоси мають задовольнити подачу $\sum G_{БК} = 172$ т/год. Приймаю два насоса Wilo-Norm-NP 65/250V $Q_{н.}^{ном} = 100$ т/год, $H_{н.}^{ном} = 95$ м.вод.ст., $N_{н.}^{ном} = 37$ кВт.

2.4.6. Вибір насосів сирової води

Подача насосів визначається максимальною необхідністю в хімічно очищеній воді $G_{с.в.} = 18,6$ т/год. До встановлення приймаю два насоса Wilo-Vn-50/160-3/2 (1 робочий, 1 резервний) $Q_{нас.св}^{ном} = 20$ т/год, $H_{нас.св}^{ном} = 30$ м.вод.ст., $N_{нас.св}^{ном} = 3$ кВт, $\eta_{нас.св}^{ном} = 0,77$.

2.4.7. Вибір насосів хімічищеної води

Подача насосів визначається витратою води з ХВО $G_{хов} = 16,9$ т/год. До встановлення приймаю два насоса Wilo-Vn-50/160-3/2 (1 робочий, 1 резервний) $Q_{нас.св}^{ном} = 20$ т/год, $H_{нас.св}^{ном} = 30$ м.вод.ст., $N_{нас.св}^{ном} = 3$ кВт, $\eta_{нас.св}^{ном} = 0,75$.

2.4.8. Вибір насосів технологічної води

Подача насосів визначається необхідністю в технологічній воді $G_{техн.в} = 108,2$ т/год.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		44

До встановлення приймаю два насоса Wilo-Norm-NP 65/250V (1 робочий, 1 резервний) $Q_{\text{нас. техн.в}}^{\text{ном}} = 125$ т/год, $H_{\text{нас. техн.в}}^{\text{ном}} = 70$ м.вод.ст., $N_{\text{нас. техн.в}}^{\text{ном}} = 33$ кВт, $\eta_{\text{нас. св}}^{\text{ном}} = 0,77$.

2.4.9. Вибір насосів підживлення теплової мережі

Для компенсації втрат води в тепловій мережі встановлюємо підживлювальні насоси. $G_{\text{убут}} = 15$ т/год. До встановлення приймаю два насоса Wilo-Vn-50/160-3/2 (1 робочий, 1 резервний) $Q_{\text{нас.св}}^{\text{ном}} = 20$ т/год, $H_{\text{нас. св}}^{\text{ном}} = 30$ м.вод.ст., $N_{\text{нас. св}}^{\text{ном}} = 3$ кВт, $\eta_{\text{нас. св}}^{\text{ном}} = 0,7$.

2.4.10. Вибір ежекційних насосів

До встановлення приймаю два одноступеневих насоса Wilo-BAC-40/136-1,1/2 (1 робочий, 1 резервний) $Q_{\text{нас.св}}^{\text{ном}} = 1$ т/год, $H_{\text{нас. св}}^{\text{ном}} = 20$ м.вод.ст., $N_{\text{нас. св}}^{\text{ном}} = 1,1$ кВт, $\eta_{\text{нас. св}}^{\text{ном}} = 0,75$.

2.4.11. Вибір вентиляторів та димососів для водогрійних котлів

У відповідності до технічних умов заводу-виробника жаротрубних водогрійних котлів, з котлом в комплекті поставляється палинковий пристрій, в склад якого входить вентилятор.

2.4.12. Вибір підігрівника сирої води

Необхідна теплова потужність $Q_{\text{ПСВ}} = 0,33$ МВт. Приймаю до встановлення водоводяний теплообмінник, продуктивністю 20...40 т/год, поверхня нагріву 5 м².

2.4.13. Вибір підігрівника хімочощеної води

Необхідна теплова потужність $Q_{\text{ПХВ}} = 0,69$ МВт
Приймаю до встановлення водоводяний теплообмінник, продуктивністю 20...40 т/год, поверхня нагріву 5 м².

2.4.14. Вибір підігрівника технологічної води

Необхідна теплова потужність $Q_{\text{ПТВ}} = 11,4$ МВт
Приймаю до встановлення водоводяний теплообмінник, поверхня нагріву 200 м².

2.5. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні

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

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

Результати визначення навожу у табл. 2.34.

						00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата			43

Таблиця 2.34

Визначення результата	Значення для режимів, тис м3/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $V_{КОТ} = 1,01 \cdot 38,5 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,9 \cdot 33730)$	4,6	3,1	1,4
ТЗ: $V_{КОТ} = 1,01 \cdot 25,9 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,9 \cdot 33730)$			
Л: $V_{КОТ} = 1,01 \cdot 11,9 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,9 \cdot 33730)$			

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

$$\Sigma W_{КОТ}^{вл.п} = W_{нас.реци} + W_{нас.тм} + W_{нас.підж} + W_{нас.св} + W_{нас.хв} + W_{нас.е} + \Sigma W_{ПП} + W_{освітл}$$

$$= 55 + 180 + 3 + 3 + 3 + 1,1 + 200 + 10 = 455,1 \text{ кВт}$$

де:

$W_{нас.реци} = 55$ кВт – встановлена потужність робочих насосів рециркуляції.

$W_{нас.тм} = 180$ кВт – встановлена потужність робочих мережних насосів.

$W_{нас.підж} = 3$ кВт - встановлена потужність робочих насосів підживлення тепломережі.

$W_{нас.св} = 3$ кВт – встановлена потужність робочих насосів сирі води.

$W_{нас.хв} = 3$ кВт – встановлена потужність робочих насосів хімочищеної води.

$W_{нас.е} = 1,1$ кВт – встановлена потужність робочих насосів технічної води (ежекційних).

$\Sigma W_{ПП} = 200$ кВт – встановлена потужність вентиляторів пального пристроїв.

$W_{освітл} = 10$ кВт – встановлена електрична потужність приладів освітлення.

2.5.3. Визначити годинну, добову та річну потребу електричної енергії для власних потреб котельні, відповідно, $W_{вл.п}^{год}$, кВт·год/год,

$W_{вл.п}^{доб}$, кВт·год/добу, $W_{вл.п}^{рік}$, кВт·год/рік:

$$W_{вл.п}^{год} = \Sigma W_{КОТ}^{вл.п} \cdot 1 \cdot K_t^{год} = 455,1 \cdot 1 \cdot 0,9 = 409 \text{ кВт·год/год}$$

$$W_{вл.п}^{доб} = \Sigma W_{КОТ}^{вл.п} \cdot 24 \cdot K_t^{доб} = 455,1 \cdot 24 \cdot 0,8 = 8738 \text{ кВт·год/добу}$$

$$W_{вл.п}^{рік} = \Sigma W_{КОТ}^{вл.п} \cdot 8760 \cdot K_t^{рік} = 455,1 \cdot 8760 \cdot 0,7 = 2790673 \text{ кВт·год/рік}$$

де:

$K_t^{год}$ – 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;

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		46

2.5.4. Визначаю для МЗ режиму 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:

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.35.

Таблиця 2.35

Визначення результату	Значення для режимів кг у.п./МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
$b_T^{відп})_{газ} = 4,6 \cdot 10^3 / (26+12,0) = 121,1$ м ³ /МВт	121,1		
$(b_T^{відп})_{у.п} = 4,6 \cdot 1,15 \cdot 10^3 / (26+12,0) = 139,2$ кг у п/МВт	139,2		

2.5.6. Визначити проектну середньогодинну питому витрату електричної енергії в котельній на відпущену теплову енергію – $e_{e/e}^{відп}$, кВт:

$$e_{e/e}^{відп} = \Sigma W_{річне} / (\Sigma Q_{Т/Ф})^{річн} = 2790673/98565 = 28,3 \text{ кВт/МВт}$$

2.5.7. Визначити собівартість теплоти, відпущеної від котельні – C_Q , грн/МВт:

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

$$C_Q = (139,2 / 1,15) \cdot 7500 \cdot 10^{-3} + 28,3 \cdot 4,32 + 30,0 = 942 \text{ грн/МВт}$$

2.5.8. 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 навожу в табл. 2.36.

Таблиця 2.36

Результати розрахунку теплової схеми котельні з водогрійними котлами.

№ п. п	Умовне позначення	Назва параметра	Один. виміру	Джерело інформації	Числове значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	$t_{зовн}$	Температура зовнішнього повітря	°С	табл. 2.1	- 20	+ 3,7	
2	$\Sigma Q_{Ж.Р}$	Сумарне теплове навантаження житлового району	МВт	табл. 2.1	26	13,4	1,5
3	$Q_{П.П}$	Теплове навантаження промислового підприємства	МВт	табл. 2.1	12,0	12,0	12,0
4	$\Sigma Q_{ЖПР}$	Сумарне теплове навантаження житлово-промислового району	МВт		38	25,4	13,5

00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ

Арку

47

Зм. Арку № докум. Підпис Дата

5	$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	Сумарне теплове навантаження котельні	МВт	ф-ла 2.16	38,5	25,9	11,9
6	τ_1	Температура мережної води в “прямій” магістралі на виході з котельні	°С	табл. 2.1	140°	70°	70°
7	τ_2	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в котельню	°С	табл. 2.1	48,9°	35,4°	30°
8	$\tau_{\text{звор}}$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в мережні насоси	°С	табл. 2.17	55,2°	44,9°	58,3°
9	G_1	Витрата води в “прямій” магістралі на виході з котельні	т/год	табл. 2.1	234	313,56	31,14
10	$G_{\text{убут}}$	Убуток води в тепломережі	т/год	табл. 2.1	15,0	15,0	5,0
11	G_2	Витрата води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	т/год	табл. 2.1	219	298,56	26,14
12	$\Sigma G_{\text{БК}}$	Витрата води в напірному трубопроводі мережних насосів	т/год	табл. 2.28	413,6	344	172
13	$G_{\text{рец}}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	табл. 2.30	64,6	82,2	21,9
14	$G_{\text{пер}}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	табл. 1.32	24,7	194,5	27,2
15	$N_{\text{БК.ВСТ}}$	Число встановлених водогрійних котлів	од	ф-ла	5	4	2
16	$N_{\text{БК.Р}}$	Число котлів, що знаходяться в експлуатації	од	ф-ла	5	4	2
17	$N_{\text{БК.Б}}$	Число котлів, що експлуатуються в базовому (номінальному) режимі	од	ф-ла	4	3	1
18	$N_{\text{БР.З}}$	Число котлів, що експлуатуються в режимі змінного навантаження	од	ф-ла	1	1	1
19	$V_{\text{КОТ}}$	Годинна витрата природного газу в котельні	тис.м ³ / год	ф-ла	4,6	3,1	1,4
20	$(b_{\text{т}}^{\text{відп}})_{\text{газ}}$	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію	м ³ / МВт	ф-ла	121,1		
21	$(b_{\text{т}}^{\text{відп}})_{\text{л}}$	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію	кг у.п./МВт	ф-ла	139,2		

22	ΣW_{BK}	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	кВт	ф-ла	455,1		
23	$e_{e/e}^{год}$	Середньогодинна питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/МВт	ф-ла	28,3		
24	$\Pi_{Палив}$	Вартість природного газу	грн/ тис. м ³	ф-ла	7500		
25	$\Pi_{E/E}$	Вартість електроенергії	грн./ кВт·год	ф-ла	4,32		
26	C_Q	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	грн/МВт	ф-ла	942		

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		48

Розділ 3. ОХОРОНА ПРАЦІ

Дипломним проектом передбачений проект водогрійної котельні для забезпечення потреб опалення, вентиляції та гарячого водопостачання житлового району міста та технологічного навантаження промислового підприємства.

Впровадження нового більш вдосконаленого обладнання, з сучасною системою автоматизації та управління дозволить знизити рівень впливу шкідливих та небезпечних факторів на людину, підвищить ступінь безпеки експлуатація і обслуговування, що значно покращить умови праці в котельному залі.

При здійсненні проектування враховані вимоги охорони праці до організації та забезпечення здорових і безпечних умов праці на робочому місці оператора котельні.

3.1. Виробнича санітарія

При плануванні приміщення враховуються:

- санітарна характеристика обладнання та технологічних процесів;
- норма корисного простору на одного працівника (15м³);
- нормативи площі розміщення обладнання (4,5м²);
- висота виробничого приміщення не менше (4,8) м.

У котельні основним обладнанням є водогрійні котли КСВ-8 5 шт.

3.2. Мікроклімат та чистота повітря виробничого середовища

Показниками мікроклімату є температура повітря, відносна вологість, швидкість руху повітря та атмосферний тиск.

Нормативний документ передбачає оптимальні і допустимі значення параметрів мікроклімату в залежності від періоду року.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ			
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив	Камінський				Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №4 в місті Чернівці	Літера	Аркуш	Аркушіє
Перевірів	Самійленко						49	
Н. Контр.						НУХТ. Каф. ТЕХТ, гр. ТЕ-4-5		
Затвердив	Петренко В.П							

Наприклад, у теплий період року (середньодобова температура зовнішнього середовища становить $>10\text{ }^{\circ}\text{C}$), холодний (середньодобова температура зовнішнього середовища становить $<10\text{ }^{\circ}\text{C}$) та категорії важкості виконуваних робіт.

Контроль та вимірювання параметрів мікроклімату виконується спеціальними приладами – термометрами (температура), психрометрами (вологість повітря). Швидкість руху повітря вимірюється анемометром (крильчатий), межі вимірювання від 0,3 – 5 м/с, чашковий (індукційний) анемометр – межі вимірювання 1 – 20 м/с та кататермометрами – межі вимірювання 0 – 0,5 м/с.

Вміст шкідливих речовин в повітрі обмішується гранично допустимими концентраціями(ГДК).

CH_4 (300 мг/м³, клас небезпечності IV), CO (20 мг/м³, клас небезпечності IV), CO_2 (ГДК 9000 мг/м³, клас небезпечності IV), сполуки азота (ГДК 5 мг/м³, клас небезпечності II).

Концентрація шкідливих речовин у повітрі, газів і парів повинна визначатися для 1-го класу безпеки безперервно, для 2-го, 3-го, 4-го класу – періодично.

Періодичність контролю вмісту шкідливих речовин складає:

- для 1-го класу безпеки – 1 раз/10 днів;
- для 2-го класу безпеки – 1 раз/місяць;
- для 3-го та 4-го класу безпеки – 1 раз/квартал.

Методи визначення шкідливих речовин у повітрі:

- 1.Лабораторний (колориметричні, спектрофотометричні, хроматографічні).
- 2 .Експрес (хімічні індикатори, універсальний газоаналізатор, УГ-1, УГ-2).
- 3.Автоматичні (стаціонарний газоаналізатор, газосигналізатор).

Для видалення надлишків теплоти та шкідливих газів в котельні застосовується загально-обмінна змішана припливно-витяжна вентиляція. Забирання забрудненого повітря здійснюється за допомогою аераційного ліхтаря, а подача свіжого – механічним вентилятором.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
						50
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Оператор котлоагрегату, у разі необхідності, повинен бути забезпечений засобами індивідуального захисту (костюм бавовняний, рукавиці комбіновані, навушники протишумові, окуляри захисні із світлофільтрами, та протигазами.

3.3. Виробниче випромінювання

Джерелами теплового випромінювання є водогрійні котли, трубопроводи з гарячою водою. Ознаками перегрівання організму є підвищення температури, спрага, збільшення частоти дихань та пульсу, задишка, головний біль, запаморочення, сильне потовиділення.

Зниження інтенсивності теплового випромінювання досягається застосуванням екранів, теплоізоляції устаткування та гарячих поверхонь, а також індивідуальними засобами; збільшенням відстані між джерелом випромінювання та робочим місцем.

Нормальними умовами, що відповідають санітарно-гігієнічним нормам, вважають такі, за яких інтенсивність опромінення працівників інфрачервоними променями не перевищує: 35 Вт/м^2 при опромінюванні більше 50 % тіла.

Інтенсивність інфрачервоного випромінювання вимірюється актинометрами, а спектральна інтенсивність випромінювання – інфрачервоними спектрографами типу ИКС-10, ИКС-12, ИКС-14.

3.4. Шум на виробництві

Робота котлових установок супроводжується шумом.

Класифікація шумів за походженням:

- механічні;
- аерогідродинамічні (вентилятори, насоси, компресори, системи транспортування);
- електричні (трансформатори тощо).

Класифікація шумів за частотою:

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

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		51

Порогові значення шуму при $f = 1000$ Гц складають: нижній поріг чутності ($I_0 = 10^{-12}$ Вт/м²; $P_0 = 2 \cdot 10^{-5}$ Па), больовий поріг ($I_6 = 10^2$ Вт/м²; $P_6 = 60$ Па).

Рівень шуму у виробничому цеху не повинен перевищувати 80 дБ.

Технічні засоби захисту від шкідливої дії шуму чутного діапазону передбачають використання трьох головних напрямків: боротьба з шумом в джерелі його утворення, шумо-поглинання, та шумо ізоляцією.

До заходів боротьби з аеродинамічним шумом відносяться зменшення швидкостей транспортування середовища, використання плавних заокруглень, глушників шуму в місцях забору і вихлопу повітря.

Для вимірювання рівня шуму використовують шумоміри Ш-71, ПИ-14 в комплекті з активними фільтрами. Рівень вимірювання шуму даними приладами становить 10-130 дБ в діапазоні 20 Гц – 16 кГц.

3.5. Виробнича вібрація

Під впливом інтенсивної вібрації в організмі людини відбуваються функціональні зміни у серцево-судинній системі та регуляторної функції центральної нервової системи. Вібрація викликає появу вібраційної хвороби, що може призвести до втрати працездатності.

Вібрацію поділяють на загальну (передається через опорні поверхні тіла людини) та локальну (передається через руки).

Основними характеристиками (параметрами) вібрації є частота гармонічного коливального руху (Гц), віброшвидкість (м/с) та віброприскорення (м/с²), рівень вібрації (дБ).

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

Загальна та локальна вібрації обмежуються допустимими значеннями віброшвидкості або логарифмічними рівнів віброшвидкості в октавних смугах із частотою 2-1000 Гц.

Для захисту від впливу виробничої вібрації застосовують наступні колективні методи: послаблення вібрації у джерелі утворення, вібропоглинання та віброізоляція.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		52

Вібрація вимірюється віброметрами ВІП-4 та ВІП-2М та вібрографами ВР-1, ВР-2, в діапазоні 10 Гц – 1кГц, шкала приладів проградуйована в дБ.

3.6. Освітлення виробничих приміщень

Основними вимогами охорони праці до освітленості виробничих приміщень є:

- освітлення на робочому місці має відповідати санітарно-гігієнічним нормам і бути рівномірним;
- між об'єктом, що розглядається, і навколишнім фоном повинен бути певний контраст;
- на робочій поверхні не повинно бути різких тіней;
- не допускається освітлення (пряме чи відбите) у полі зору.

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

В темні години 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 – призначене для рівномірного освітлення приміщення або його частин;
- місцеве – для освітлення тільки робочих поверхонь;
- комбіноване (поєднання загального та місцевого освітлення).

Джерелами штучного світла є лампи розжарювання та газозарядні лампи.

Виробниче приміщення обладнане світильниками прямого світла з лампами розжарювання у герметичному виконанні із захисним кутом 20-25°(типу ВЗГ200, потужністю 200 Вт), які розташовуються у шаховому порядку.

Контроль освітленості здійснюється люксметрами Ю-16, Ю-17, Ю-116, Ю-117.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		53

3.7. Техніка безпеки

3.7.1. Безпечна експлуатація технологічного устаткування

Керівництво підприємства (організації) повинно забезпечити утримання котлів у справному стані і безпечні умови їх експлуатації шляхом організації належного обслуговування.

З цією метою власник котла зобов'язаний:

призначити відповідальну особу за справний стан і безпечну експлуатацію котлів із числа інженерно-технічних працівників (ІТП), які пройшли перевірку знань в установленому порядку; забезпечити інженерно-технічних працівників правилами і керівними вказівками з безпечної експлуатації котлів (циркулярами, інформаційними листами, інструкціями та ін.); призначити в необхідній кількості осіб обслуговуючого персоналу, які пройшли навчання і мають посвідчення на право обслуговування котлів, приладів безпеки, контрольно-вимірювальних приладів, хімводоочистки, живильних пристроїв та іншого допоміжного устаткування; розробити і затвердити виробничу інструкцію для персоналу, який обслуговує котли, на підставі «Типової інструкції для персоналу котельні» та Інструкції з монтажу і експлуатації заводу – виготовлювача котла з урахуванням компоновки устаткування. Виробнича інструкція повинна знаходитись на робочих місцях і видаватись під розписку обслуговуючому персоналу; встановити такий порядок, щоб персонал, на який покладено обов'язки з обслуговування котлів, вів ретельне спостереження за дорученим йому устаткуванням шляхом його огляду, перевірки справності арматури, КВП, запобіжних клапанів, засобів сигналізації і захисту, живильних пристроїв. Для запису результатів огляду і перевірки повинен вестись змінний журнал; встановити порядок і забезпечити періодичність перевірки знань керівними та інженерно-технічними працівниками Правил, норм та інструкцій з охорони праці згідно з «Типовим положенням про навчання, інструктаж та перевірку знань працівників з охорони праці»; організувати періодичну перевірку знань персоналом виробничих інструкцій; організувати контроль за станом металу елементів котла відповідно до Інструкції з монтажу і експлуатації підприємства-виготовлювача. На теплових електростанціях при контролі за станом металу котлів слід також керуватись НД, погодженою з Держнаглядом охорони праці України; забезпечити виконання інженерно-технічними працівниками Правил, а обслуговуючим персоналом – інструкцій; забезпечити проведення технічних опосвідчень і діагностування котлів в установлені терміни; проводити періодично, не рідше одного разу на рік, обстеження котлів з наступним

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		54

повідомленням інспектора Держнаглядохоронпраці України про результати цього обстеження.

В котельні повинен бути годинник і телефон для зв'язку з місцями споживання теплоенергії, а також з технічними службами і власником.

При експлуатації котлів-утилізаторів, крім того, повинен бути встановлений зв'язок між пультами котлів-утилізаторів і джерелами тепла.

В котельню не повинні допускатись особи, які не мають відношення до експлуатації котлів і устаткування котельні. У разі потреби сторонні особи можуть допускатись в котельню тільки з дозволу власника й у супроводі його представника.

Відповідальність за справний стан і безпечну експлуатацію котлів повинна бути покладена наказом по підприємству на начальника котельні, а при відсутності в штаті котельні начальника – на інженерно-технічного працівника, який виконує функції начальника котельні. Номер і дата наказу про призначення відповідальної особи повинні бути записані в паспорті котла.

Особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію котлів, повинна мати спеціальну теплотехнічну освіту.

В окремих випадках відповідальність за справний стан і безпечну експлуатацію котлів може бути покладена на інженерно-технічного працівника, який не має теплотехнічної освіти, але пройшов спеціальну підготовку згідно з погодженою з Держнаглядохоронпраці України програмою і атестацію в комісії за участю інспектора Держнаглядохоронпраці України.

На час відсутності відповідальної особи (відпустка, відрядження, хвороба) виконання її обов'язків повинно бути покладено наказом на іншого інженерно-технічного працівника, який пройшов перевірку знань Правил.

Особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію, повинна забезпечити: утримання котлів у справному стані; проведення своєчасного планово-попереджувального ремонту котлів і підготовку їх до технічного опосвідчення; своєчасне усунення виявлених несправностей; обслуговування котлів навченим і атестованим персоналом; обслуговуючий персонал – інструкціями, а також періодичну перевірку знань цих інструкцій; виконання обслуговуючим персоналом виробничих інструкцій.

Особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію котлів, зобов'язана: регулярно оглядати котли в робочому стані; щоденно в робочі дні перевіряти записи в змінному журналі і розписуватись в ньому; проводити

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		55

роботу з персоналом по підвищенню його кваліфікації; проводити технічне опосвідчення котлів; зберігати паспорти котлів і Інструкції з монтажу і експлуатації заводів-виготовлювачів; проводити протиаварійні тренування з персоналом котельні; брати участь в обстеженнях і технічних опосвідченнях; перевіряти правильність ведення технічної документації при експлуатації та ремонті котлів і забезпечити її зберігання; брати участь в комісії по атестації і періодичній перевірці знань у ІТП і обслуговуючого персоналу; своєчасно виконувати приписи, видані органами Держнаглядохоронпраці України.

Особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію котлів, має право: усувати від обслуговування котлів персонал, який допустив порушення інструкцій або виявив незадовільні знання; подавати керівництву підприємства пропозиції щодо притягнення до відповідальності інженерно-технічних працівників і обслуговуючого персоналу, які порушили правила та інструкції; подавати керівництву підприємства пропозиції щодо усунення причин, які породжують порушення вимог Правил та інструкцій.

3.7.2. Безпечна експлуатація електроустаткування

Види електричних травм на виробництві:

- 1) механічне (при проходженні через тіло людини струму великої сили; падіння людини з висоти);
- 2) місцеві зовнішні електротравми:
 - електричні опіки;
 - електричні знаки (плями сірого чи блідо-жовтого кольору на поверхні шкіри);
 - захворювання зовнішніх оболонок очей під дією ультрафіолетових променів електричної дуги;
- 3) електричний удар (призводить до паралічу серця, легень, до фібриляції серця).

Факторами, що зумовлюють небезпечне ураження електричним струмом, є:

- фактори електричного характеру (напруга, сила, рід і частота струму). Сюди ж відноситься і електричний опір людини;
- фактори неелектричного характеру (індивідуальні властивості людини, тривалість дії струму, шлях проходження струму через тіло людини);
- стан навколишнього середовища.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		56

Згідно «ПУЕ. Правила улаштування електроустановок» за ступенем небезпеки ураження існує три класи приміщень:

- 1) приміщення без підвищеної небезпеки;
- 2) приміщення з підвищеною небезпекою
- 3) особливо небезпечні

Котельня відноситься до приміщень з підвищеною небезпекою (наявність струмо провідних підлог).

Для забезпечення електробезпеки на виробництві передбачено спеціальні заходи і засоби захисту. До них належать, наприклад, недоступність струмопровідних частин обладнання; ізоляція струмоведучих частин з опором силового устаткування та освітлюючої апаратури $R_{\text{із}} \geq 0,5 \text{ МОм}$, заземлення опором $R_{\text{з}} \leq 4 \text{ Ом}$, швидкодіюче автоматичне захисне відключення; застосування низьких напруг ($U < 42 \text{ В}$), використання засобів індивідуального захисту, проведення планово-попереджувальних ремонтів та профілактичних робіт устаткування, а також виробничих інструктажів з техніки безпеки.

Небезпечними є також розряди атмосферної електрики (блискавки), що утворюється і концентрується в хмарах. Сила струму блискавки досягає до 200 кА, а напруга до 150 МВ. Котельня відповідає вимогам нормативних документів по захисту від атмосферної електрики будівель і споруд II-категорії із застосуванням стержньових бсикавковідводів.

3.8. Пожежна та вибухобезпека на виробництві

Основними причинами пожежі та вибуху в котельні є:

1. Організаційні (порушення вимог проектування промислових та допоміжних будівель та споруд, вибору будівельних матеріалів та конструкцій, планування приміщень, розміщення технологічного обладнання та комунікацій; відхилення від правил експлуатації та ремонту обладнання, споживачів електроенергії та електромереж, порушення посадових інструкцій щодо пожежної безпеки; необережне поводження з вогнем та матеріалами, що легко запалюються).

2. Технологічні (відносять роботу за несправним технологічним обладнанням чи при порушенні режимів технологічних процесів; використання

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		57

горючих речовин, що не відповідають технологічним характеристикам обладнання, що використовується, та порушення режиму його експлуатації та зупинки, використання невідповідних ГОСТу змащувальних матеріалів).

3. Причини пов'язані із застосуванням електрики (відносять використання електричного обладнання, що не відповідає категорії вибухо- та пожежобезпеки, перевантаження мереж та електроустаткування, пошкодження ізоляції, поганий електричний контакт в місцях з'єднання крнтактів, відсутність захисту від статичної та атмосферної електрики).

За спалимістю речовини і матеріали поділяються на три групи:

Спалимі, важко спалимі, неспалимі.

Пожежна безпека виробництва забезпечується системою запобігання пожеж та системою пожежного захисту.

Усі 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 огорожувальних конструкцій будівель, обмеження поширення пожежі);
3. організаційні та агітаційні заходи (навчання обслуговуючого персоналу заходам поширення пожеж та поводження із пожежним інвентарем);
4. заходи із забезпеченням швидкого гасіння пожеж (вибір найбільш ефективних способів та засобів гасіння, налагодження протипожежного водопостачання та сигналізації).

Категорія котельні з вибухопожежної та пожежної безпеки – «Г» .

Будівля котельні– відноситься до III класу пожежонебезпечної зони.

Система пожежного захисту виробничого приміщення включає також наявність системи оповіщення (ручні кнопочні пости), сигналізацію та схеми евакуації працюючих, які розташовані на видних місцях.

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

До первинних засобів гасіння пожежі відносять:

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		58

- внутрішнє пожежне водопостачання (подача води до робочих місць здійснюється пожежними кранами з рукавами, що закінчується металевим соплом обладнаним розбризкувачем);

-пожежний інвентар:

- відра, кошма, лопати;
- вогнегасники (ОВП-10-2 шт; ОУ-2шт);
- ящики з піском.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		59

Розділ 4 Екологічні аспекти функціонування водогрійної котельні

Головною стратегією розвитку народного господарства передових країн світу стає забезпечення сталого та ефективного економічного зростання за рахунок зменшення енергоспоживання на одиницю продукції, що виробляється. Це досягається, в основному, за рахунок застосування новітніх енергозберігаючих технологій та раціонального управління енергогенеруючими об'єктами.

У комунальній енергетиці України знаходиться близько 35 тис. котелень, що укомплектовані 114 тис. котлами. В минулому енергетика України була орієнтована на використання первинних енергоносіїв (природного газу, нафти, вугілля), запаси яких обмежені і ціни на які стрімко ростуть. За таких умов особливої актуальності набуло винайдення шляхів вироблення енергії з поновлюваних джерел. Кожна тисяча кіловат-годин електроенергії, яка вироблена з відновлювальних джерел, в середньому запобігає викидам в атмосферу 4,2 кг твердих частинок, 5,65 кг оксидів сірки, 1,76 кг оксидів азоту, а кожна вироблена гікалорія теплоти - 0,2 кг твердих частинок, більше 3 кг оксидів сірки і близько 1 кг оксидів азоту.

Державна політика України по енергоспоживанню передбачає суттєве розширення об'ємів використання нетрадиційних і поновлювальних джерел енергій. В Україні забезпечена економія традиційних паливно-енергетичних ресурсів на рівні 8...10 % від їх загального споживання. Технологічні процеси енергетичного використання деревини, поряд із економічними та екологічними аспектами, позитивно впливають на соціальну сферу шляхом створення нових робочих місць, надходження коштів у місцевий бюджет, а також зниження витрат на імпорт енергоносіїв[1].

Проблема енергоефективності залишається для України однією із найбільш актуальних. Вона вимагає негайних і системних рішень. Але останнім часом необхідність забезпечення ефективного використання енергоносіїв чомусь підмінили неповноцінним терміном «заміщення газу». І вся Україна почала рапортувати про переведення котелень з газу на дрова, забувши при цьому, що яку б назву не мало паливо, його необхідно використовувати ефективно.

Показником ефективності використання палива (показником енергоефективності) прийнято вважати витрати умовного палива на \$1 тис.

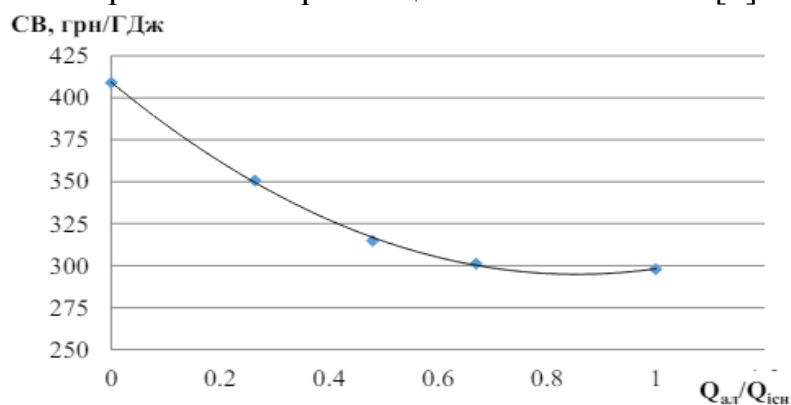
Споживання енергії в першу чергу пов'язане з такими поняттями як енергоефективність, енерго- та ресурсозбереження. Однією із найбільших актуальних проблем сучасності є економія енергетичних ресурсів та зменшення шкідливих викидів при спалюванні різних видів палива. В роботі було обрано для аналізу теплову схему водогрійної котельні яка працює на природному газі, потужністю 1,25 МВт. На даній котельні встановлено

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		60

водогрійний газовий котел, проведено було аналіз модернізації котельні шляхом встановлення твердопаливного котла ТИРАС-600, який працює шляхом спалювання пеллети.

Якщо прийняти енергоефективність України за одиницю, то для деяких інших країн вона становитиме: Росія – 0,8; Чехія – 0,4; Польща – 0,35; Германія – 0,27; Японія – 0,2. Чим вища енергоємність, тим більша кількість палива спалюється без практичної користі. Більше того, даремно спалене паливо – це джерело надмірного забруднення довкілля.

Аналізуючи отримані результати екологічних показників видно, що при спалюванні твердого палива здійснюється великий шкідливий вплив на навколишнє середовище, адже при спалюванні твердого палива утворюється велика кількість оксиду азоту та оксиду вуглецю. Пеллети є відновлюваним джерелом паливних ресурсів, що не призводи до вичерпання природних ресурсів, як використання природного газу. Екологічні показники показують суперечливі результати тому було проведено дослідження економічних показників роботи котельні, зокрема собівартість відпущеної теплоти. Собівартість виробництва теплоти [4] показано на рис. 1.



Газоподібне паливо є найбільш «чистим» органічним паливом. При його повному згоранні серед токсичних речовин утворюються лише оксиди азоту (NOx). При неповному згоранні у викидах присутні оксиди вуглецю (CO). В разі спалювання твердого палива перелік шкідливих речовин та їх питома кількість значно більші.

Таким чином, заклик до «заміщення газу», який безумовно є актуальним та доцільним, повинен передбачати впровадження цілої системи заходів, серед яких головними мають бути: підвищення ефективності використання будь-яких палив та зменшення негативного впливу на оточуюче середовище.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		61

Темою цієї розмови ми обрали тему викидів забруднюючих речовин при використанні палив, нормування викидів від паливовикористовуючого обладнання та контроль за забрудненням атмосфери.

Органічне паливо: газ, продукти переробки нафти, вугілля, біопаливо та інше – використовується в промисловості (металургія, хімічна промисловість), для теплових електростанцій (КЕС), та теплоелектроцентралей (ТЕЦ).

Збільшення об'ємів енерговиробництва є стійкою тенденцією діяльності людства. Рішення проблеми енергозбереження і підвищення екологічної безпеки може забезпечуватися лише системним підходом, який повинен базуватися на аналізі ефективності й екологічності енерговиробництва. Забезпечення функціонування даного підходу щодо підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів та рентабельного виробництва вимагають оперативного реагування на будь-які зміни у реальному стані обладнання, підвищення надійності та подовження робочого ресурсу його експлуатації.

Проблеми енергозбереження та покращення умов довкілля стали пріоритетними в світовій енергетичній практиці. Основними напрямками вирішення цих нагальних проблем, зокрема в малій енергетиці, є покращення екологічності котельних установок та підвищення ефективності використання в них палива. Проблеми ефективності використання традиційних джерел енергії в Україні стоять ще гостріше, ніж у світі чи країнах ЄС.

Причинами цього є застарілі технології, вичерпання ресурсів використання основних фондів генерації електроенергії і тепла, що разом з низькою ефективністю використання палива призводить до значних обсягів викидів шкідливих речовин. Значні втрати при транспортуванні, розподілі та використанні електроенергії і тепла, а також монопольна залежність від імпорту енергоносіїв ще більш ускладнюють ситуацію на енергетичних ринках країни.

Під час роботи джерел енергії, зокрема котелень, присутні такі фактори шкідливого впливу на навколишнє середовище: – використання атмосферного кисню та викидання продуктів повного згорання CO₂, H₂O; – теплові викиди; – шум; – шкідливі викиди в атмосферу. Проте, найбільшого негативного впливу атмосферне повітря зазнає від роботи котелень, що працюють на твердому та рідкому паливі. Всі котли та інші установки, що сертифікуються в Україні, проходять перевірку щодо відповідності екологічних показників, в тому числі з концентрації викидів NO_x та CO. Ефективними способами зменшення шкідливих викидів на повітряне середовище є: – очищення палива та окиснювача від складових, що можуть утворювати шкідливі речовини; – стримування утворення шкідливих речовин; – випалювання шкідливих речовин; – очищення димових газів від шкідливих речовин, що утворилися під час спалювання палива.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		62

Отже при використанні твердого палива для отримання теплової енергії в системах опалення виникає низка проблем екологічного характеру, які потребують нагального вирішення.

Паливо повинно відповідати таким основним вимогам: порівняно легко займатися; при згорянні виділяти якомога більше теплоти; бути поширеним у природі, доступним при видобуванні та дешевим при виробництві; не змінювати свої властивості при транспортуванні та зберіганні; бути нетоксичним і при згорянні не виділяти шкідливих та отруйних речовин. Цим вимогам найбільш повно відповідають речовини органічного походження: нафта, природний газ, тверді горючі копалини тощо.

Водогрійні котли, що експлуатуються в малопотужних комунальних котельнях та в котельнях об'єктів бюджетної сфери та громадських будівель тепловою потужністю від 100 квт до 10 Мвт.

У котельнях цієї групи продовжується експлуатація значної кількості застарілих котлів типів: НІСТУ-5, Факел, ВК-22, ДКВР, ДЕ, КВГ, ТВГ, Елга та інші.

В той же час певна частина цих котельних вже оснащені сучасними котлами від відомих компаній VISSMANN, BUDERUS, PROTHERM, BOSCH та інших, а також вітчизняними котлами, що виготовляються за європейськими технологіями та комплектуються імпортованими газовими пальниками. Останнім часом в цих котельнях починають з'являтися котли, що працюють на біопаливі.

У великих містах для потреб комунального теплопостачання експлуатуються **потужні котельні** з водогрійними котлами потужністю до 50-100 Гкал/год (наприклад, котли ПТВМ). **4.** Для великих міст та промислових центрів характерним є використання для потреб населення теплової енергії, що виробляється на **потужних ТЕЦ.**

Розглянемо проблему нормування викидів забруднюючих речовин для паливовикористовуючого обладнання. В Україні нормування викидів забруднюючих речовин здійснюється на 3-х рівнях:

- на виході з теплогенеруючого обладнання при виробництві теплової енергії,
- у місцях здійснення викидів забруднюючих речовин в атмосферу – на виході з димових труб,
- в приземному шарі атмосфери в зоні перебування людей.

Нормування викидів забруднюючих речовин на стадії виробництва теплової енергії здійснюється шляхом встановлення технологічних нормативів допустимих викидів (ТНДВ) забруднюючих речовин на виході із теплогенеруючих установок.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		63

На виході із джерел забруднення атмосфери – димових труб – нормування викидів здійснюється шляхом встановлення нормативів гранично-допустимих викидів забруднюючих речовин із стаціонарних джерел.

Нормативи допустимих викидів на виході із димових труб встановлюються в залежності від величини масових викидів (грам/год) та класу небезпеки забруднюючих речовин. Так, для діоксиду сірки (SO₂), оксидів азоту (NO_x) та діоксиду вуглецю (CO), в разі якщо масові викиди становлять більше 5000 грам/год, встановлюються такі значення допустимих викидів: діоксин сірки та оксиди азоту – 500 мг/м³, оксид вуглецю – 250 мг/м³.

Гранично-допустима концентрація (ГДК) – це максимальна кількість шкідливих речовин в одиниці об'єму або маси атмосферного повітря, яка практично не впливає на стан здоров'я людини. При розрахунках В разі, якщо масові викиди вказаних вище речовин менше 5000 грам/год, допустимі викиди вказаних вище речовин на виході із димових труб не нормуються.

Концентрація забруднюючих речовин в приземному шарі атмосфери в зоні перебування людей не повинна перевищувати допустимі ГДК враховується ефект розсіювання викидів шкідливих речовин в атмосферу. Розсіювання викидів в атмосфері залежить від:

- висоти труби, через яку здійснюються викиди;
- секундного об'єму забруднень, що викидаються;
- різниці температур газової суміші та атмосферного повітря;
- умов розсіювання;

фонові концентрації забруднюючих речовин.

Зараз в Україні не лише не в повному об'ємі встановлені технологічні нормативи, а і не діють будь-які нормативні документи, що встановлюють порядок проведення еколого-теплотехнічних режимно-налагоджувальних випробувань котлів.

З одного боку, органи охорони природного середовища вимагають в обов'язковому порядку використовувати режимні карти котлів при розробці документів, що обґрунтовують обсяги викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря. А з іншого – в державі не діють нормативи по проведенню режимно-налагоджувальних випробувань. Це окрема тема, яка потребує детального розгляду.

Технологічні нормативи допустимих викидів забруднюючих речовин на виході із парових та водогрійних котлів все ж встановлені деякими стандартами: ГОСТ 10617-83, ГОСТ 30735-2001, ДСТУ 2326-93.

Згадані нормативи не відповідають сучасним вимогам, до того ж відсутні чіткі рекомендації по застосуванню цих стандартів.

Офіційно вони не визнані технологічними нормативами. Така неузгодженість, начебто, зобов'язує виробників теплогенеруючого обладнання виконувати вимоги ГОСТ та ДСТУ, але не дає можливості обмежувати експлуатацію обладнання, яке не відповідає їх вимогам при видачі підприємствам дозволів на викиди забруднюючих речовин.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		64

Вплив на ґрунт, флору, фауну

Планована діяльність не передбачає негативного впливу на ґрунт, флору і фауну. Рослинний шар ґрунту на території будівництва практично відсутній. Територія вкрита залізобетоном.

Негативний вплив на водне середовище від реалізації проекту не передбачається.

При експлуатації котельні скид забруднених вод на землю не передбачений.

Функціонування котельні відноситься щодо рівня забруднення – до допустимого, щодо ступеня небезпечності – до безпечного.

Планована діяльність:

не створює шкідливих змін на геологічне середовище;

не має негативного впливу на ґрунт, рослинний і тваринний світ;

не погіршує стан поверхневих і підземних вод;

не створює бактеріологічного забруднення навколишнього середовища;

покрощує соціальні умови для населення.

Аналізуючи отримані результати можна зробити висновок, що виробнича діяльність об'єкту господарювання не створить екологічної загрози навколишньому середовищу.

Реалізація робочого проекту – можлива.

Плюси водогрійних примірників:

Нескладний підлоговий або настінний монтаж.

Розташування трубок по колу для поліпшення аеродинаміки внутрішнього обігріву.

Оптимальна швидкість нагріву.

Відсутність накопичення конденсату.

Вироблення насиченої пари.

Використання дешевого теплоносія – воду.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		65

Недоліки моделей:

Корозія металу.

Потрібна додаткова фільтрація води, якщо вона неякісна, щоб уникнути засмічень в трубах.

Висока вартість.

Оцінка екологічного ризику викидів забруднюючих речовин в атмосферу

Індекс небезпеки при розрахунку неканцерогенного ризику на межі житлової забудови, становить 0,58, що за критеріальною шкалою показників оцінюється як ризик вкрай малий. Канцерогенний ризик комбінованої дії на межі житлової забудови становить величину $1E-06$, що класифікується як прийнятний рівень канцерогенного ризику.

Соціальний ризик для населення становить $2E-06$ та оцінюється як прийнятний ризик.

На підставі отриманих значень ризиків впливу проведених робіт робиться висновок про прийнятність планованої діяльності.

Система моніторингу довкілля в цілому включає періодичний контроль викидів шкідливих речовин в атмосферу. Для контролю за ефективністю очищення димових газів після рукавного фільтру на газоході монтується газоаналізатор.

Спеціальних відновлювальних заходів для нормалізації стану компонентів навколишнього природного середовища та проведення компенсаційних заходів для рівноцінного поліпшення стану природного та соціального середовищ в робочому проекті не передбачається

Основні види впливу на стан навколишнього середовища

Вплив на повітряне середовище

Під час експлуатації експериментальної котельні очікується незначне забруднення повітряного середовища викидами шкідливих речовин в атмосферу.

Параметри основних джерел викидів забруднюючих речовин в атмосферу наведені в таблиці.

										00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата							66

№№джерел а викиду	Найменування джерела викиду	Кількість годин роботи обладнанн я	Параметр джерела викиду		Характерис тика пилогазопо вітряної суміші на виході
			висот а, м	діамет р, мм	обсяг, м ³ /с
Дт	Димова труба	8160	45	1500	17

Перелік та кількість забруднюючих речовин, що надходять в атмосферне повітря при роботі котельні наведені в таблиці.

№№ п/п	Обладнання	Найменування	ГДК	Клас небезпеки	Викид	
					г/с	т/рік
	КВГМ-7.6-150	діоксид азоту	0,2	3	1,037	30,47
		окис вуглецю	5	4	1,20	35,18
		тверді частки	0,5	3	0,035	1,04
		діоксид сірки	0,5	3	0,75	22,3
		парникові гази				18925

Аналіз результатів розрахунків приземних концентрацій шкідливих хімічних речовин при роботі котла, на якому проведено реконструкцію та інших 4 котлів, тобто при викидах з димової труби, показав, що максимальні приземні концентрації в зоні можливого розташування житлової забудови (550 м) з урахуванням фону складають: суспендовані тверді частинки недиференційованого складу (летюча зола) – 0,24 мг/м³ (0,48 ГДК), діоксид азоту – 0,104 мг/м³ (0,52ГДК), окис вуглецю – 3,61 мг/м³ (0,72 ГДК), сірки діоксину -0,2 мг/м³(0,4 ГДК).

Максимальний внесок проєктованих робіт у забруднення атмосфери на відстані 550м становить до 0,13 ГДКм.р. без урахування фону і до 0,7 ГДКм.р. – з урахуванням фону, що не перевищує нормативних показників і відповідає санітарним вимогам ДСП-201-97.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		67

Виконані акустичні розрахунки показують, що прийняті в робочому проекті заходи щодо захисту від шуму і виробнича діяльність забезпечують дотримання нормативних вимог по шумовому чиннику на прилеглий території. Розрахункове значення додаткового акустичного впливу в період проведення робіт на межі житлової території складе 47 дБА.

Оцінка ризику планованої діяльності на здоров'я населення

Оцінка ризику впливу планованої діяльності на здоров'я населення від забруднення атмосферного повітря проводиться за розрахунками ризику неканцерогенних і канцерогенних ефектів. Розрахунки величини ризику були виконані за допомогою утиліти «Показник ризику» на базі уніфікованої програми автоматизованого розрахунку забруднення атмосфери «ЕОЛ-2000h», розробленою ТОВ «Софт фонд» (м. Київ), рекомендованою до використання Мінекоресурсів України.

Відповідно до проведених розрахунків: - сумарні неканцерогенні ризики запланованої діяльності становлять 0,01674409 (ризик шкідливих ефектів вкрай малий).

Оцінка розрахункового рівня забруднення атмосферного повітря, проведена згідно з Державними санітарними правилами охорони атмосферного повітря населених міст показує, що рівень забруднення **допустимий**, а рівень його небезпечності **безпечний**. За сукупністю всіх розглянутих чинників, пов'язаних з реалізацією проекту, можна стверджувати, що в режимі технологічної експлуатації вплив на навколишнє природне середовище не перевищує гранично допустимі концентрації і негативних соціально-екологічних наслідків не прогнозується, а ризик аварійних ситуацій при правильній експлуатації та дотриманні заходів з техніки безпеки, протипожежних заходів відсутній.

Оцінка впливів на навколишнє середовище під період переоснащення. Джерелами впливу на навколишнє середовище на період будівельно-монтажних робіт є викиди періодичні та тимчасові в атмосферне повітря протягом незначного часу роботи (машин та механізмів ДВЗ, зварювальних приладів, фарбування конструктивних матеріалів).

За період переоснащення та експлуатації вплив на геологічне, техногенне, соціальне та повітряне середовище, ґрунт, рослинний і тваринний світ, об'єкт має допустимий вплив.

Таким чином екологічний ризик діяльності, що проектується, відсутній.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		68

Проектна діяльність відповідає всім нормам і вимогам законів України «Про охорону атмосферного повітря» та «Оцінки впливу на довкілля» і не завдасть значного негативного впливу на навколишнє природне середовище.

Повний перелік засобів і заходів, що гарантують безпеку будівництва та експлуатації об'єкта й відповідності до вимог природоохоронних норм і правил, які враховані в розділах проекту та ОВНС.

Проблема відходів в Україні вирізняється особливою масштабністю і значимістю як внаслідок домінування в промисловості ресурсоемних багатовідхідних технологій, так і через відсутність протягом тривалого часу адекватного реагування на її виклики.

Значні масштаби використання природних ресурсів та енергетично-сировинна спеціалізація економіки України разом із застарілою технологічною базою визначали й продовжують визначати високі показники щорічного утворення й нагромадження відходів. Проблема поводження з відходами є однією з ключових екологічних проблем, і усе більш вагомою в ресурсному аспекті. За останні десять років загальні обсяги утворення промислових відходів коливалися в межах 450 - 640 млн. т. на рік.

Основними джерелами утворення відходів залишаються підприємства гірничопромислового, хімікометалургійного, машинобудівного, паливно-енергетичного, будівельного та агропромислового комплексів, загальна кількість яких (до яких ведеться статистичне спостереження) складає близько 10 тисяч. Переважна частина утворених відходів (417,5 млн. т, або 99,6%) – це відходи IV класу небезпеки, 1,1 млн. т, або 0,3% – відходи III класу небезпеки. Відходи I та II класів небезпеки склали відповідно 5,0 тис. т та 506,5 тис. т.

Особливу групу високотоксичних відходів складають непридатні пестициди та заборонені до використання хімічні засоби захисту рослин. Залишок непридатних пестицидів на початок 2010 року становив 20,528 тис. т, які зберігаються майже у 4075 складах різних форм власності, а умови зберігання не відповідали вимогам екологічної безпеки (склади зруйновано, тара пошкоджена).

Одне з найважливіших проблем сучасного світу теплові викиди, та глобальне потепління, таке стрімке зростання вмісту CO₂ в атмосфері сталося на планеті вперше за сотні тисяч років, науковці протягом останніх десятиліть, – хвилі тепла, стають більш розповсюдженими у світі, тривають довше і стають більш екстремальними.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		69

Такою, наприклад, стала хвиля тепла влітку 2019 року у Європі. 25 липня 2019 року зафіксовані теплові рекорди за всю історію спостережень у Німеччині – 41.7°C, у Франції – 42.6°C, у Бельгії – 41.8°C та інших країнах Центральної та Північної Європи. Згідно з висновками вчених, вірогідність її виникнення була у два рази вищою саме через антропогенні зміни клімату. Спостереженнями науковців, середня глобальна температура на Землі вже зросла на 0,95°C з 1880 року.

Глобальна середня температура – це середнє значення всіх річних температур на Землі. У 1990 році Україна займала п'яте місце серед країн за кількістю викидів парникових газів. У 1998 році завдяки скороченню викидів внаслідок зниження виробництва, Україна перемістилась на 10 місце, їй передували Сполучені Штати Америки, Росія, Японія, Німеччина, Канада, Великобританія, Франція, Італія та Австралія. Так що ж таке теплові викиди, парникові гази, та які опоряджувальні, попереджувальні заходи ми робимо. Основним забруднювачем атмосферного повітря, одна з найбільших проблем сучасності бурхливий ріст промисловості, стрибкоподібний вибух автомобільного транспорту, авіації, промислового виробництва нафтохімічних продуктів, побутових хімічних засобів, обробка сільськогосподарських угідь з літаків, сміттєзвалища, привели до прогресуючого збільшення забруднення атмосферного повітря, і ця тенденція стрімко продовжується і в 21 сторіччі. Виникло протиріччя між комфортом, умовами життя людства, і яким чином і головне за рахунок чого цей комфорт і умови досягаються.

Як бачимо, основне джерело викидів ПГ - це енергетика (82%), внесок сільського господарства - 8%, а промисловості та утилізації відходів - по 5%, Як бачимо, основна кількість викидів вуглекислого газу - 95% утворюється при видобутку, транспортуванні та спалюванні органічного палива - вугілля, нафти та природного газу.

Основна кількість викидів метану та закису азоту теж утворюється в енергетиці. Внесок вуглекислого газу в загальні викиди ПГ найбільш значний і складає 75% від загального викиду парникових газів. Частка метану в загальних викидах ПГ на Україні досягла 24%.

Найбільші викиди метану утворюються при видобутку, транспортуванні та споживанні палива. Крім енергетичної галузі багато метану виділяється в результаті сільськогосподарської діяльності та при утилізації відходів. Викиди закису азоту - менш значні, вони склали 1% від загальних викидів парникових газів.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		70

Реальність невблаганна: тепло і вода в оселях, електричний струм в мережах, рух транспортних засобів усіх видів і типів (авто, літаки, теплоходи, сільгосптехніка), промислове виробництво майже усіх товарів і продуктів, приготування їжі, в кінцевому результаті досягається за рахунок спалювання енергетичних ресурсів : дров, вугілля, газу, нафтопродуктів.

З того моменту коли первісна людина у печері на багатті приготувала м'ясний біфштекс почалось забруднення атмосферного повітря. (Історія людства це по суті історія добування, вирощування, приготування , зберігання і споживання м'яса і інших продуктів харчування) . І це протиріччя між благами цивілізації, і яким чином ці блага отримані привело до поняття – «золотого мільярду», коли приблизно один мільярд населення світу, користується усіма благами цивілізації безконтрольно і безмежно, а інші виживають як можуть.

Енергооснащеність «золотого мільярду» досягає 25-30 електричних пристроїв на людину в квартирі, тобто на людину приходиться в квартирі до 30 пристроїв (холодильник, пральна машина, телевізор, плита, кавомолка, кавоварка, обігрів полу, електробритва, електрочайник, електром'ясорубка, кухонний комбайн, праска, принтер, комп'ютер, звукові колонки, електрообігрівач, кондиціонер, морозильник, пилосос, вентилятор, міксер, фен, електро інструмент, різноманітні зарядні пристрої і т.д) і які потрібно постійно чи періодично вмикати в електричну розетку, а це в кінцевому результаті приводить до забруднення атмосфери, бо електроенергія виробляється в процесі спалювання енергоресурсів.

Основні забруднювачі атмосфери є продукти згоряння в тепло — енергетичних установок: котельні, теплові електростанції, теплові електроцентралі, різноманітні печі: в металургії, нафтопереробці, виробництві будівельних матеріалів , хімічних сполук і т.д.В промисловості викиди парникових газів пов'язані з наступними промисловими процесами: виробництвом азотної кислоти, виробництвом адіпінової кислоти, виробництвом та споживанням CO₂ (головне джерело - виробництво аміаку, головний споживач - виробництво карбаміду), виробництвом цементу, виробництвом та споживанням вапна (головні споживачі - цукрова промисловість та будівництво), споживанням вапняку (головні споживачі - виробництво чавуну та сталі та виробництво скла), виробництвом та споживанням соди та інші.

Найбільші викиди ПГ в промисловості пов'язані з викидами вуглекислого газу. Кількість викидів CO₂ та N₂O від промислових процесів в Україні в 1990 році. Розглянувши таблиці ми маємо розуміти великі викиди метану спостерігаються

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		71

при переробці твердих міських відходів. Одна з найбільш важливих екологічних проблем України - це переробка твердих міських відходів. За даними національної статистики в 1990 році обсяг твердих міських відходів оцінювався в 11 млн. тонн, з яких близько 8% було перероблено на сміттєвоспалюючих заводах Києва, Харкова та Севастополя.

Основні заходи що пропонувалися в 1990 році щодо пом'якшення антропогенного впливу на зміну клімату в Україні:

1. Заходи по енергозбереженню (юридичні та нормативні закони, які сприяють енергозбереженню в країні; вдосконалення структури паливноенергетичного комплексу, розвиток енергозберігаючих технологій (наприклад, сонячні батареї) та впровадження прогресивних технологій в паливноенергетичному комплексі
2. Вдосконалення землекористування, промислових процесів та впровадження прогресивних технологій в цих галузях
3. Введення нових та вдосконалення існуючих сміттєвопереробних потужностей.
4. Насадження нових лісів на значних територіях (Як ми знаємо, ліси є одними з найкращих поглиначів вуглекислого газу. За рахунок лісів в Україні що річно поглинається біля 50 млн. т CO₂. Зрозуміло, нові насадження лісів покращать екологічну обстановку в країні та пом'якшать вплив антропогенного фактору на зміну клімату).
5. Впровадження альтернативних та відновлюваних джерел енергії.

Було затверджено постановою Кабінету Міністрів України від 25 червня 2020 року № 614 «положення про Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України».

Отже, заявляють експерти, тимчасове зниження нових викидів через запроваджені в країнах локдауну протягом минулого року внаслідок пандемії COVID-19 не мало жодного значущого ефекту на рівень концентрації парникових газів в атмосфері або темпи їх зростання, тобто Концентрація в атмосфері парникових газів, що утримують тепло, у 2020 році досягла нового рекорду, незважаючи на тимчасове зниження викидів під час пандемії коронавірусу COVID-19, йдеться в бюлетені, поширеному Всесвітньою метеорологічною організацією (ВМО; спеціалізована установа ООН). У порівнянні із 1990 роком сумарні викиди CO₂ у 2018 скоротилися на 62%, однак з 2015 року викиди збільшилися на 8% або на 27,9 млн т CO₂-

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		72

еквіваленту. Згідно із даними Міністерства захисту довкілля та природних ресурсів, протягом періоду з 1990 до 2018 року тренд загальних викидів парникових газів (тут і далі - ПГ) характеризується кількома ключовими етапами:

1. У 1990 році економіка України відповідала населенню у 52 млн. осіб із більшими обсягами виробництва основних видів промислової продукції, зокрема машинобудівної та харчової промисловості, адже планова економіка УРСР забезпечувала виробництво фіксованими ринками збуту у інших республіках Союзу.
2. Різке скорочення викидів ПГ із 1990 року до кінця 1990-х – початку 2000-х спричинене скороченням виробництва внаслідок розриву виробничих ланцюгів, падінням рівня доходів населення, відсутністю стабільного інвестиційного клімату, нестабільністю державної політики та втратою ринків збуту.
3. Стабілізація та ріст викидів на початку 2000-х і до 2008 року, характеризується ростом виробництва мінеральної та металургійної продукції, а також загальним ростом економіки у цей період. Крім цього, у цей період починає рости частка твердого викопного палива, що використовується в енергетиці спричинене економічною та безпековою доцільністю використання вугілля замість газу .
4. Падіння викидів на 15% у 2009 році у порівнянні із 2008 роком, пов'язане із негативними для економіки та торгівлі процесами, які трапилися

Дивлючись на аналітику 1990-2020 років були вжиті міра на скорочення парникових газів, але нічого не зроблено для модернізації та ведення новітніх технологій, поки що не скористалися можливістю “зеленого” відновлення для подолання наслідків. Сотні компаній та десятки країн по всьому світу оголосили про плани досягти кліматичної нейтральності з орієнтиром у середньому на 2050 рік.

Україна також не залишилася осторонь: відповідно до Оновленого національно визначеного внеску до Паризької кліматичної угоди (НВВ2), прийнятому в липні 2021 році, ми зобов'язалися скоротити викиди парникових газів на 65% до 2030 року (від рівня 1990 року) і досягти кліматичної нейтральності не пізніше 2060 року. НВВ2 став першим комплексним кліматичним документом у нашій країні – він являє собою не лише мету, а й, по суті, стратегію декарбонізації України до 2030 року.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		75

Мінекології за допомогою міжнародних партнерів підготувало аналітичний звіт про те, як Україні необхідно скорочувати викиди по секторах, які заходи потрібно впроваджувати та скільки це вартуватиме. Таким чином, зважаючи на те, що останні 30 років викиди в Україні лише скорочувалися внаслідок зниження економічної активності, то навіть з урахуванням зростання ВВП протягом поточного десятиліття важко передбачити, що НВВ2 нездійснений і що саме EUR102 млрд необхідно для його реалізації.

З іншого боку, можна впевнено сказати, що успіх НВВ2 буде залежати від динаміки трансформацій в енергетичному секторі. Саме в енергетиці поставлені найбільш амбітні цілі, і саме цей сектор найбільш нестійкий на тлі внутрішніх та зовнішніх ризиків. В міру того як це все більше усвідомлюють на найвищому рівні, є ймовірність, що тут Україна активно розвиватиме свій «зелений» потенціал.

Однією з найбільш гострих господарських і природоохоронних проблем залишається проблема побутових відходів.

В Україні зберігається тенденція до прогресуючого збільшення обсягу утворення та вивезення на полігони твердих побутових відходів. На даний час в Україні утворилось близько 53 млн.м³ твердих побутових відходів (ТПВ), що становить близько 11 млн. тонн (послугами охоплено лише 74% населення). Основна маса ТПВ розміщується на полігонах та звалищах, кількість яких складає біля 4,5 тис., загальною площею майже 7,8 тис. га. Окрему проблему становить відпрацьована електрична та електронна техніка, що складає близько 5% від усіх ТПВ, цей вид відходів є дуже небезпечним, оскільки багато з них містять токсичні метали - свинець, ртуть, кадмій, хром та берилій, а також бромовані антипірени, флуорохлоровуглеводні, поліхлоровані біфеніли, полівінілхлорид. Підраховано, що до 70% небезпечних для довкілля та здоров'я людини речовин, що знаходяться в ТПВ, міститься саме в електронних відходах. Важлива роль в забезпеченні конкурентоспроможності національної економіки належить використанню відходів виробництва і споживання як вторинних ресурсів, як одному із зростаючих за значимістю факторів інноваційних трансформацій. Значні резерви ресурсозбереження зосередженні саме у відходах. Як сировинний потенціал відходи можуть замінювати первинні ресурсні джерела і відігравати важливу роль в інтеграційному потенціалі сталого розвитку, зменшуючи ресурсоспоживання і сприяючи забезпеченню сировинної незалежності територій, створюючи додатковий експортний потенціал та ін. НЕ зважаючи на все викладене основним джерелом викидів у секторі є сміттєзвалища, а парниковий газ, що виділяється, – метан – здатний нагрівати Землю в 80 разів швидше, ніж CO₂.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		76

Примітно, що незважаючи на всі наші зусилля стосовно розвитку сфери переробки відходів до 2030 року рівень викидів буде ідентичним показникам 1990 року. Тут ми виходимо в нуль.

ВИСНОВКИ:

1. Відсутність технологічних нормативів допустимих викидів для котлів тепловою потужністю від 10 кВт до 50 Мвт не сприяє покращенню екологічних показників атмосферного повітря та не дає змоги припинити впровадження котлів з високими показниками концентрацій забруднюючих речовин.

2. Настав час розробки та впровадження заходів щодо виведення із експлуатації теплогенеруючого обладнання, що має не виправдано високі концентрації забруднюючих речовин у викидах продуктів згорання.

3. Актуальність порушених вище питань зростає у зв'язку із необхідністю реалізації програм по заміщенню газу місцевими паливами.

4. Потребують відновлення дії нормативні документи щодо порядку проведення еколого-теплотехнічних режимноналагоджувальних випробувань паливовикористовуючого обладнання та пусконалагоджувальних робіт для обладнання, що здається в експлуатацію.

5. Зростання викидів ПГ у 2009-2014 роках характеризується загальним відновленням економіки від наслідків світової кризи у 2008 році, зокрема із розвитком агропромислового комплексу, зростанням сфери посол та окремих секторів промисловості.

6. Скорочення викидів у 2014-2015 роках, спричинене анексією АР Крим та міста Севастополь, а також початком військових дій в Донецькій та Луганській областях, де була зосереджена значна частина промисловості та об'єктів видобування корисних копалин.

7. Зростання викидів ПГ у 2018 році на 8% у порівнянні із 2015 роком спричинене зростанням виробництва в Україні, яке супроводжується недостатнім рівнем управління природними лісними ресурсами та низьким рівнем попередження пожеж.

За останні 30 років (1990-2020 рр.) вдвічі впало виробництво електричної енергії з 298 ТВт. Год. У 1990 році до 154 ТВт год. У 2019 році, також спадна тенденція зберігає свої позиції на сьогоднішній день. Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України повідомляє, що станом на 2020 рік 67% викидів парникових газів спричинює енергетика і спалювання викопних видів палива, також за період 1990-2019 років було здійснено скорочення викидів CO₂ з 272,68 млн. т CO₂ екв. у 1990 році до 92,22 млн. т. CO₂ екв. у 2019 році, що становить 33%.

						00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата			77

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. Енергоефективність в муніципальному секторі. Навчальний посібник для посадових осіб місцевого самоврядування / А. Максимов, І. Вахович, Т. Гутніченко, П. Бабічева, Н. Вакуленко, Н. Ігольнікова, Т. Цифра, О. Молодід, О. Молодід, О. Беленкова, Ю. Ячменьова, Ю. Дорошук, А. Скрипник, А. Ваколюк, В. Бойко, М. Сегедій, Д. Вахович / Асоціація міст України – К., ТОВ «ПІДПРИЄМСТВО «ВІ ЕН ЕЙ», 2015. – 184 с.
8. Ковалько М.П., Денисюк С.П. Енергозбереження. Пріоритетний напрямок державної політики України. – Київ: УЕЗ. – 1998. – 306 с.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		79

9. 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. / Ук-лад.: М.О. Прядко, В.М. Філоненко. –К.: НУХТ, 2011. – 110 с.

10. 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 “Тепло-енергетика” для студентів денної та заочної форм навчання. Частина 1. . – К.: НУХТ, 2011. – 57 с.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200331.2024.ПЗ	Арку
						80
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		