

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут: Навчально – науковий інженерно – технічний інститут ім. акад. І.С. Гулого.

Кафедра: теплоенергетики то холодильної техніки.

«До захисту в ЕК допущено»»

Директор інституту:

_____ Сергій БЛАЖЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

«___» червня 2022 р.

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри:

_____ Валентин ПЕТРЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

«___» червня 2022 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА

зі спеціальності: _____ 144 «Теплоенергетика»
(код та назва спеціальності)

освітньо – професійної програми _____ «Теплоенергетика та енергоефективні технології»

на тему: _____ Проект системи теплопостачання житлово – промислового району № 1 в місті Бориспіль

Виконав: здобувач 4 курсу, групи ТЕ-4-13ск

_____ Брамірський Артем Олексійович
(прізвище, ім'я та по батькові) (підпис)

Керівник:

_____ Масліков Михайло Олександрович
(прізвище, ім'я та по батькові) (підпис)

Рецензент:

_____ (ім'я та прізвище) (підпис)

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

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2022 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)

Завідувач кафедри ТЕХТ

Валентин ПЕТРЕНКО
«31» березня 2022 року.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Брамірського Артема Олексійовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Проект системи теплопостачання житлово – промислового району № 1 в місті Бориспіль

керівник роботи: Масліков Михайло Олександрович, к.т.н. професор
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від: «31» березня 2022 року № 167-кс

2. Строк подання здобувачем роботи: 31.05.2022 року

3. Вихідні дані до роботи: технологічне навантаження = 12 МВт; температура теплоносія = 95 °С; розрахункова температура = -22 °С; температура зовнішнього повітря = -1,1 °С; температура для системи вентиляції = -10 °С; тривалість роботи промислового підприємства = 7000 год; тривалість опалювального періоду = 187 діб; температура мережної води: $\tau_{01}/\tau_{02} = 120/70$ °С.

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 «Система регулювання температури води системи опалення та гарячого водопостачання».

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 – Компоновка котельні.

6. Дата видачі завдання: 08.04 – 13.04.2022.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Визначення теплових навантажень в системі ТПЖР	14.04 – 21.04.2022	Виконано
2	Розрахунок витрати та температури мережної води	22.04 – 29.04.2022	Виконано
3	Визначення розрахункових витрат теплоносія	30.04 – 05.05.2022	Виконано
4	Формування вихідних даних до Частини 2 проекту	06.04 – 10.05.2022	Виконано
5	Розрахунок теплової схеми котельні	11.05 – 18.05.2022	Виконано
6	Вибір енергетичного обладнання котельні	19.05 – 23.05.2022	Виконано
7	Оформлення креслень та ПЗ	24.05 – 31.05.2022	Виконано

Здобувач:

(підпис)

Брамірський А.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи:

(підпис)

Масліков М.О.

(прізвище та ініціали)

Зміст

Анотація	6
Вступ	7
I. 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	16
1.3.1. Розрахунок витрат та температур мережної води на опалення	16
1.3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання	19
1.3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію	27
1.4. Визначення поквартальних розрахункових витрат теплоносія	30
1.5. Вихідні дані до розділу II	32
II. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ	
2.1. Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами	34
2.2. Формування принципової схеми водогрійної котельні	36
2.3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами	38
2.4. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні	52
2.5. Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами	57
III. ОХОРОНА ПРАЦІ	
3.1. Виробнича санітарія	62
3.2. Техніка безпеки	65
IV. ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ХАРЧОВІЙ ПРОМИСЛОВОСТІ	
4.1. Цукрова галузь	71
4.2. Олійно – жирова галузь	75
4.3. Пивобезалкогольна галузь	78
4.4. Інструментарій енергозбереження	85
4.5. Визначення витрат та втрат ПЕР	86
4.6. Показники ефективності енергозбереження	89
Список використаної літератури	91
<i>Додатки</i>	92

КР 000.144.004.002.2022. ПЗ

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
					Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №1 в місті Бориспіль	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розробив		Брамірський А.О.					4	92
Перевірів		Масліков М.О.				НУХТ		
Н.контр.						Каф. ТЕХТ гр. ТЕ-4-13ск		
Т.контр.								
Затвердив		Петренко В.П.						

Анотація

Даний проект містить розрахунок теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району на 20 кварталів, знайдені графіки залежності теплових навантажень опалення, вентиляції та гарячого водопостачання району від температури зовнішнього повітря, графік залежності температур і витрати мережної води від температури зовнішнього повітря, графік річної сумарної витрати теплоти.

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

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

Графічна частина виконана на 3 листах формату А1.

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

Annotation

This project contains the calculation of heat loads in the heat supply system of a residential area for 20 quarters, found graphs of heat loads of heating, ventilation and hot water supply of the area from outside air temperature, graph of temperature dependence and network water consumption from outdoor air temperature. -heat loss.

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

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

The graphic part is made on 3 sheets of A1 format.

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

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		5

Вступ

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

Актуальність роботи полягає в тому, що на сьогодні більша частина будинків житлових районів мають застаріле обладнання, яке не відповідає сучасним вимогам і потребам населення нашої держави. Через те виникає потреба у створенні сучасного обладнання, яке відповідає європейським стандартам і зможе повністю забезпечувати зростаючі потреби населення у тепло- та водопостачанні.

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

Для реалізації вирішенні такі задачі :

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

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

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ I. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЖИТЛОВО - ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА

1.1. Вихідні дані до проекту

- 1.1.1. Географічний пункт розміщення житлово-промислового району: м. Бориспіль.
- 1.1.2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти - варіант № 1 (32 житлових квартали).
- 1.1.3. Структура теплового навантаження:
- 1.1.3.1. Опалення житлових кварталів
 - 1.1.3.2. Гаряче водопостачання житлових кварталів
 - 1.1.3.3. Вентиляція громадських будівель
 - 1.1.3.4. Технологічне навантаження промислового підприємства:
- $Q_{\text{пп}} = 12 \text{ МВт}$
Теплоносій – гаряча вода з температурою 95 °С.
- 1.1.4. Розрахункова температура (максимально зимова) для проектування системи опалення:
 $t_{30} = -22 \text{ °С}$
- 1.1.5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період:
 $t_3^{\text{сер.оп}} = -1,1 \text{ °С}$
- 1.1.6. Розрахункова температура для проектування системи вентиляції:
 $t_{\text{вен}} = -10 \text{ °С}$
- 1.1.7. Температура початку опалювального періоду: $t_{\text{зпк}} = 8 \text{ °С}$
- 1.1.8. Температура точки "зламу", $t_{\text{зз}}$ (розраховується після побудови графіка зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря)
- 1.1.9. В дипломному проекті розрахунки всіх видів теплових навантажень здійснюються для трьох характерних режимів:
- максимально зимового;
 - точки «зламу» температурного графіка опалення;
 - літнього.
- 1.1.10. Тривалість роботи промислового підприємства: $\tau_{\text{пп}} = 7000 \text{ год}$
- 1.1.11. Тривалість опалювального періоду: $n_0 = 187 \text{ діб.}$
- 1.1.12. Тривалість періоду стояння температур зовнішнього періоду, діб:

КР 000.144.004.002.2022. ПЗ				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
Розробив		Брамірський А.О.		
Перевірив		Масліков М.О.		
Н.контр.				
Т.контр.				
Затвердив		Петренко В.П.		
Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №1 в місті Бориспіль			Літ.	Аркуш
			7	92
			НУХТ Каф. ТЕХТ гр. ТЕ-4-13ск	

Температура	°C							
	-30... ...-25	-25... ...-20	-20... ...-15	-15... ...-10	-10... ...-5	-5... ...0	0... ...+5	+5... ...+8
У вказаному інтервалі	0,1	0,9	4,9	13,4	27,9	52,3	60,4	27,1
Нижче даної	0,1	1	5,9	19,3	47,2	99,5	159,9	187

1.1.13. Розрахункові температури мережної води:

$$\tau'_{01} = 120 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\tau'_{02} = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

1.1.14. Система теплопостачання: закрита.

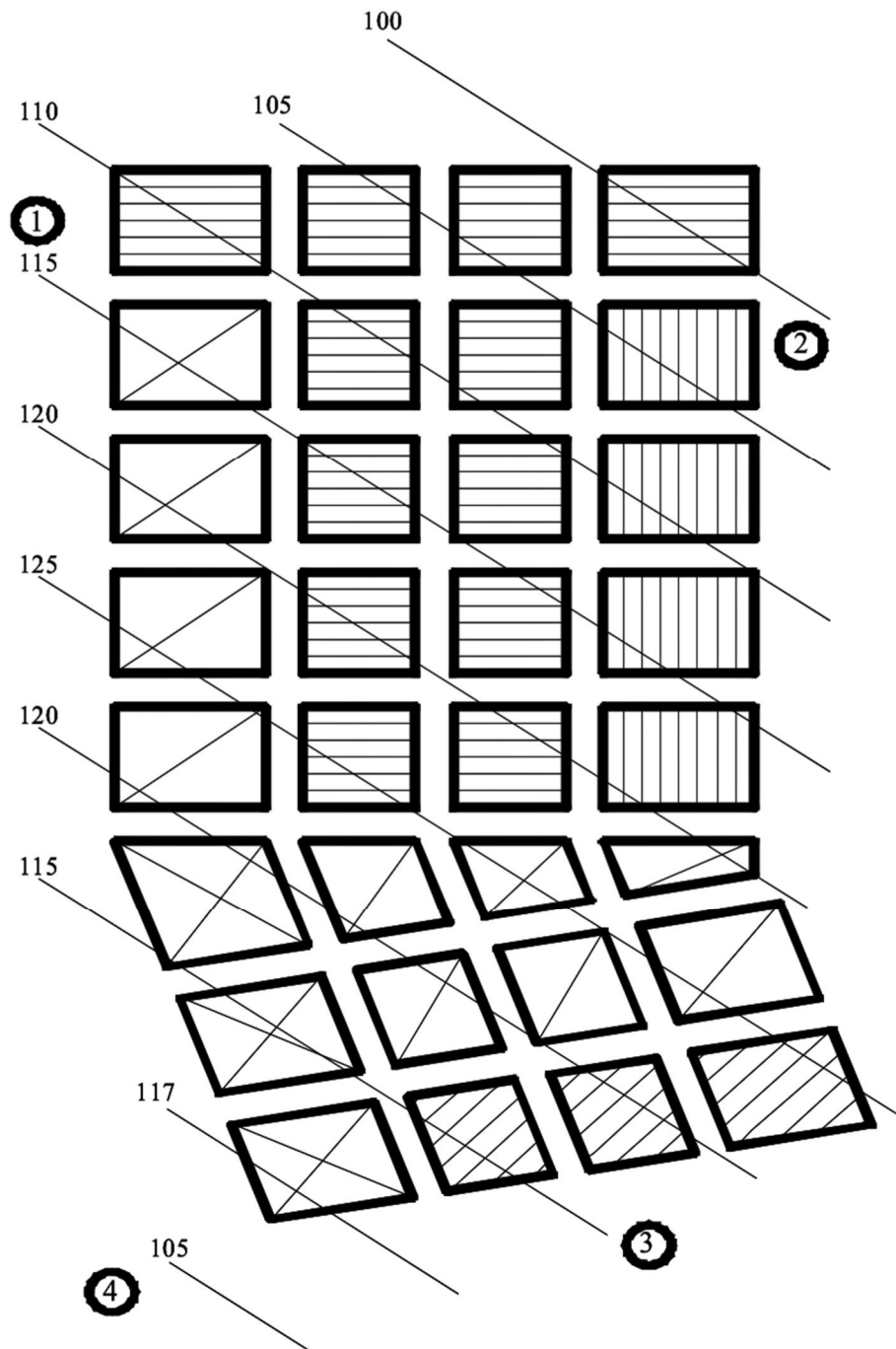
1.1.15. Метод регулювання теплового навантаження на опалення: центральне якісне регулювання спільно з місцевим кількісним регулюванням.

1.1.16. Схема підключення підігрівників гарячого водопостачання до системи опалення: двоступенева змішана.

1.2. Визначення теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району

1.2.1. Викреслюємо план району, у відповідності із завданням у масштабі 1:3000

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8



1.2.2. Нумеруємо на плані району теплопостачання

1.2.3. Визначаємо загальну площу житлових споруд району:

- площа 1 району:

$$F_i = 0,27 \text{ га}$$

- густина (щільність) житлового фонду (дод. 8):

$$f_i = 6000 \frac{\text{м}^2}{\text{га}}$$

$$F_{\text{ж}} = F_i \cdot f_i = 0,27 \cdot 6000 = 1,62 \cdot 10^3 \text{ м}^2.$$

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

- укрупнений показник максимального теплового потоку (дод. 9): $q_o = 79 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

КР 000.144.004.002.2022. ПЗ

Арк.

9

- коефіцієнт, що враховує тепловий потік на опалення громадських споруд:

$$K_{\text{Гр}} = 0,25$$

$$Q'_{\text{о.мах}} = q_{\text{о}} \cdot F_{\text{ж}} \cdot (1 + K_{\text{Гр}}) = 79 \cdot 1,62 \cdot 10^3 \cdot (1 + 0,25) \cdot 10^{-6} = 0,16 \text{ МВт}$$

1.2.2. Визначаємо максимальне теплове навантаження системи вентиляції громадських споруд:

- коефіцієнт, що враховує тепловий потік на вентиляцію громадських споруд:

$$K_{\text{В}} = 0,4$$

$$Q'_{\text{в.мах}} = K_{\text{Гр}} \cdot K_{\text{В}} \cdot q_{\text{о}} \cdot F_{\text{ж}} \cdot 10^{-6} = 0,25 \cdot 0,4 \cdot 79 \cdot (1,62 \cdot 10^3) \cdot 10^{-6} \\ = 0,01 \text{ МВт}$$

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

- норма загальної площі на одного мешканця приймається 18 ... 25 м²/люд.:

$$f_3 = 25 \frac{\text{м}^2}{\text{люд}}$$

$$m = \frac{F_{\text{ж}}}{f_3} = \frac{(1,62 \cdot 10^3)}{25} = 65 \text{ люд.}$$

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

- укрупнений показник середнього теплового потоку на гаряче водопостачання житлових і громадських споруд:

$$- q_{\text{Г}} = 376 \frac{\text{Вт}}{\text{люд}}$$

$$Q'_{\text{ГВП}} = q_{\text{Г}} \cdot m \cdot 10^{-6} = 376 \cdot 65 \cdot 10^{-6} = 0,02 \text{ МВт.}$$

1.2.5. Зводимо результати розрахунку по кожному кварталі в табл. 1. «Розрахункові теплового навантаження»

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.

Номер кварталу	Площа кварталу, га	Густина (щільність) житлового фонду, м ² /га	Житлова площа кварталу, м ²	Кількість мешканців в, люд.	Теплові потоки, МВт			
					Q'_{o.max} Опалення	Q'_{в.max} Вентиляція	Q'_{ГВП} ГВП	Всього: 6+7+8
1	0,27	6000	1620	65	0,16	0,01	0,02	0,20
2	0,20	6000	1215	49	0,12	0,01	0,02	0,15
3	0,20	6000	1215	49	0,12	0,01	0,02	0,15
4	0,27	6000	1620	65	0,16	0,01	0,02	0,20
5	0,27	7500	2025	81	0,20	0,02	0,03	0,25
6	0,20	6000	1215	49	0,12	0,01	0,02	0,15
7	0,20	6000	1215	49	0,12	0,01	0,02	0,15
8	0,27	6300	1701	68	0,17	0,01	0,03	0,21
9	0,27	7500	2025	81	0,20	0,02	0,03	0,25
10	0,20	6000	1215	49	0,12	0,01	0,02	0,15
11	0,20	6000	1215	49	0,12	0,01	0,02	0,15
12	0,27	6300	1701	68	0,17	0,01	0,03	0,21
13	0,27	7500	2025	81	0,20	0,02	0,03	0,25
14	0,20	6000	1215	49	0,12	0,01	0,02	0,15
15	0,20	6000	1215	49	0,12	0,01	0,02	0,15
16	0,27	6300	1701	68	0,17	0,01	0,03	0,21
17	0,27	7500	2025	81	0,20	0,02	0,03	0,25
18	0,20	6000	1215	49	0,12	0,01	0,02	0,15
19	0,20	6000	1215	49	0,12	0,01	0,02	0,15
20	0,27	6300	1701	68	0,17	0,01	0,03	0,21
21	0,32	7800	2534	101	0,25	0,02	0,04	0,31
22	0,18	7500	1323	53	0,13	0,01	0,02	0,16
23	0,13	7500	945	38	0,09	0,01	0,01	0,11
24	0,12	7500	898	36	0,09	0,01	0,01	0,11
25	0,27	7800	2106	84	0,21	0,02	0,03	0,26
26	0,20	7500	1519	61	0,15	0,01	0,02	0,18
27	0,20	7500	1519	61	0,15	0,01	0,02	0,18
28	0,27	7500	2025	81	0,20	0,02	0,03	0,25
29	0,27	7800	2106	84	0,21	0,02	0,03	0,26
30	0,20	4700	952	38	0,14	0,01	0,01	0,16
31	0,20	4700	952	38	0,14	0,01	0,01	0,16
32	0,27	4700	1269	51	0,19	0,01	0,02	0,22
Всього		209700	48441	1938	4,93	0,39	0,73	6,06

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

- сумарне навантаження на ГВП: $Q'_{ГВП} = 0,73$ МВт

$$Q'_{ГВП.max} = 2,4 \cdot Q'_{ГВП} = 2,4 \cdot 0,73 = 1,75 \text{ МВт.}$$

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

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

- температура холодної водопровідної води для літнього періоду:

$$t_{\text{хв.л}} = 15^{\circ}\text{C}$$

- температура холодної водопровідної води для зимового періоду:

$$t_{\text{хв.з}} = 5^{\circ}\text{C}$$

- коефіцієнт, що враховує зміну витрати мережної води на гаряче водопостачання в неопалювальний період по відношенню до опалювального для житлово-комунального сектора: $\beta = 0,8$

$$Q'_{\text{ГВП.сер.л}} = Q'_{\text{ГВП}} \cdot \frac{55 - t_{\text{хв.л}}}{55 - t_{\text{хв.з}}} \cdot \beta = 0,73 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 0,47 \text{ МВт.}$$

1.2.8. Визначаємо максимальне теплове навантаження на гаряче водопостачання для неопалювального (літнього) періоду:

$$Q'_{\text{ГВП.max.л}} = Q'_{\text{ГВП.max}} \cdot \frac{55 - t_{\text{хв.л}}}{55 - t_{\text{хв.з}}} \cdot \beta = 1,75 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 1,12 \text{ МВт.}$$

1.2.9. Визначаємо теплові навантаження на опалення Q_o та вентиляцію Q_v для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря: $t_{\text{зо}}, t_{\text{з}}, t_{\text{з.сер.оп}}, t_{\text{зз}}, t_{\text{зпк}}$

- температура повітря всередині приміщення: $t_{\text{вр}} = 18^{\circ}\text{C}$

- сумарне навантаження на опалення: $Q'_{o.max} = 4,93 \text{ МВт}$

$$Q_o = Q'_{o.max} \cdot \frac{t_{\text{вр}} - t_{\text{зо}}}{t_{\text{вр}} - t_{\text{зо}}} = 4,93 \cdot \frac{18 - (-22)}{18 - (-22)} = 4,93 \text{ МВт}$$

- сумарне навантаження на вентиляцію: $Q'_{v.max} = 4,93 \text{ МВт}$

$$Q_v = Q'_{v.max} \cdot \frac{t_{\text{вр}} - t_{\text{зо}}}{t_{\text{вр}} - t_{\text{зо}}} = 0,39 \cdot \frac{18 - (-22)}{18 - (-22)} = 0,39 \text{ МВт.}$$

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

1.2.11. Зводимо результати розрахунків теплових навантажень в табл 2. «Значення максимальних і середніх теплових навантажень в залежності від температури зовнішнього повітря».

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

Таблиця 2.

№ п/п	Позначення	Одиниця вимірювання	Тепловий потік при t_x					
			t_{30} -22 °С	t_3 -10 °С	$t_{3.сер.оп}$ -1,1 °С	t_{33} -0,4 °С	$t_{3пк}$ +8 °С	літо
1	\bar{Q}_o	МВт	1	0,70	0,48	0,46	0,25	
2	Q_o	МВт	4,93	3,45	2,35	2,27	1,23	
3	Q_v	МВт	0,39	0,27	0,19	0,18	0,10	
4	$Q'_{ГВП}$	МВт	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,47
5	$Q'_{ГВП,max}$	МВт	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,12
6	Всього: 2+3+4	МВт	6,05	4,45	3,27	3,18	2,06	0,47
7	Всього: 2+3+5	МВт	7,07	5,48	4,29	4,20	3,08	1,12

1.2.15. Визначаю річну витрату теплоти:

- на опалення:

$$Q_{o,річ} = Q'_{o,max} \cdot n_o \cdot 24 \cdot \frac{t_{вр} - t_{3.сер.оп}}{t_{вр} - t_{30}} \cdot 3,6 = 4,93 \cdot 187 \cdot 24 \cdot \frac{18 - (-1,1)}{18 - (-22)} \cdot 3,6$$

$$= 3,8 \cdot 10^4 \frac{\text{ГДж}}{\text{рік}}$$

- на вентиляцію:

$$Q_{v,річ} = Q'_{v,max} \cdot n_o \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{t_{вр} - t_{3.сер.оп}}{t_{вр} - t_{30}} \cdot 3,6 =$$

$$= 0,39 \cdot 187 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{18 - (-1,1)}{18 - (-22)} \cdot 3,6 = 2,01 \cdot 10^3 \frac{\text{ГДж}}{\text{рік}}$$

- на гаряче водопостачання:

тривалість роботи системи ГВП протягом року: $n = 8400$ год

$$Q_{ГВП,річ} = [Q'_{ГВП} \cdot n_o \cdot 24 + Q'_{ГВП,сер.л} \cdot (n - n_o \cdot 24)] \cdot 3,6 =$$

$$= [0,73 \cdot 187 \cdot 24 + 0,47 \cdot (8400 - 187 \cdot 24)] \cdot 3,6 = 1,84 \cdot 10^4 \frac{\text{ГДж}}{\text{рік}}$$

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

$$\sum Q_{річн} = Q_{o,річ} + Q_{v,річ} + Q_{ГВП,річ} = 3,8 \cdot 10^4 + 2,01 \cdot 10^3 +$$

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

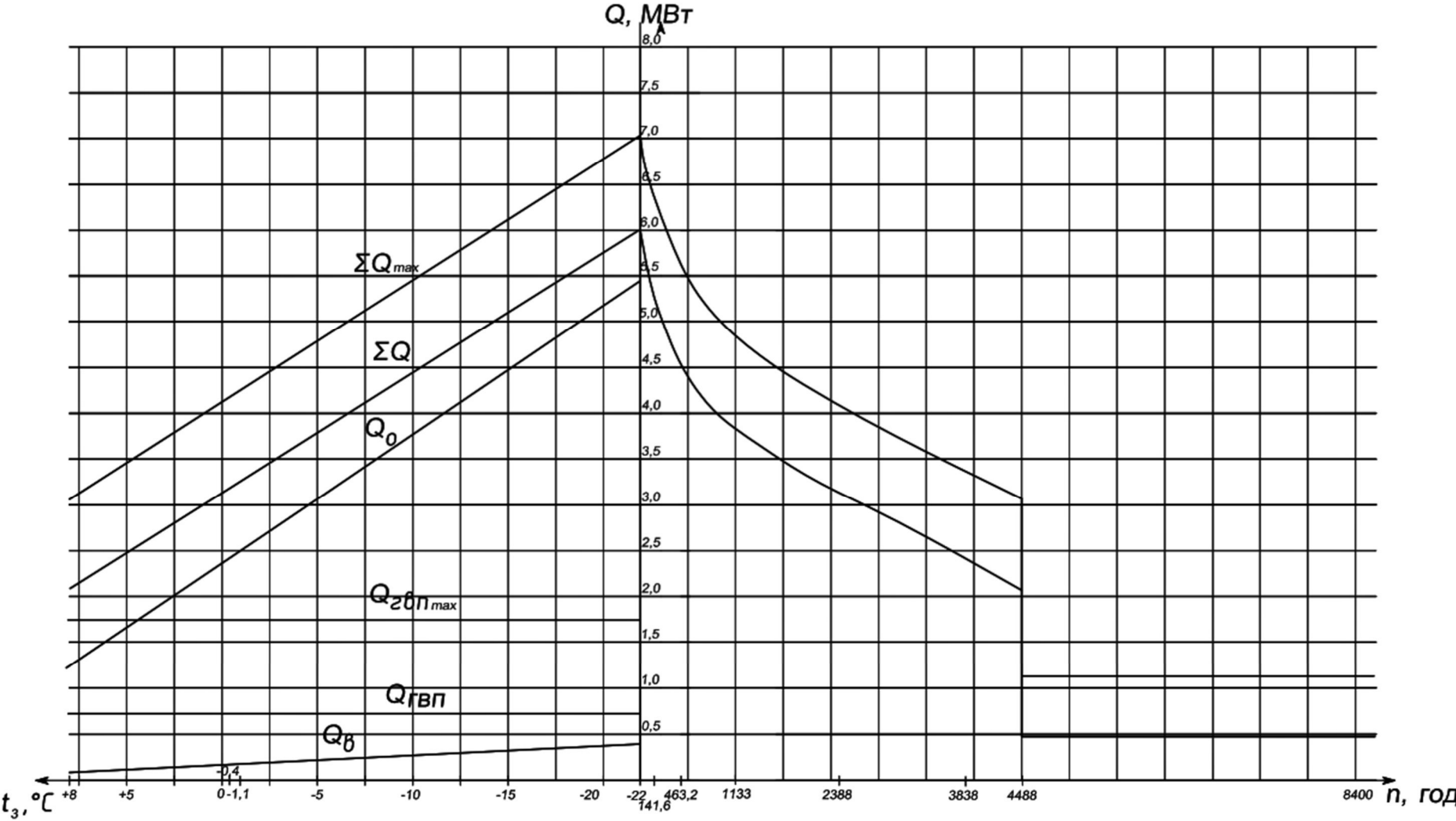
$$+1,84 \cdot 10^4 = 5,84 \cdot 10^4 \frac{\text{ГДж}}{\text{рік}}$$

$$\sum Q_{\text{річн}} = \frac{\sum Q_{\text{річн}}}{3,6} = \frac{5,84 \cdot 10^4}{3,6} = 1,62 \cdot 10^4 \text{ МВт.}$$

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

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

Графік зміни теплових навантажень опалення, вентиляції та ГВП на протязі опалювального періоду року



1.3. Розрахунок витрати та температури мережної оди в прямій та зворотній магістралі

1.3.1. Розрахунок втрат та температур мережевої води на опалення

1.3.1.1. Визначаємо температуру мережної води для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря: $t_{30}, t_3, t_{3.сер.оп}, t_{33}, t_{зпк}$:

- подавальному трубопроводі:

розрахункова температура мережної води перед системою опалення (на вході в опалювальні прилади), приймається в межах 95...105 °С: $\tau'_{03} = 95$ °С

$$\tau'_{пр} = \frac{\tau'_{03} + \tau'_{02}}{2} = \frac{95 + 70}{2} = 82,5$$
 °С

$$\Delta t'_o = \tau'_{пр} - t_{вр} = 82,5 - 18 = 64,5$$
 °С

$$\delta \tau'_o = \tau'_{01} - \tau'_{02} = 120 - 70 = 50$$
 °С

$$\theta' = \tau'_{03} - \tau'_{02} = 95 - 70 = 25$$
 °С

$$\begin{aligned} \tau_{o1} &= t_{вр} + \Delta t'_o \cdot \left(\frac{t_{вр} - t_{30}}{t_{вр} - t_{30}} \right)^{0,8} + \frac{t_{вр} - t_{30}}{t_{вр} - t_{30}} \cdot (\delta \tau'_o - 0,5 \cdot \theta') = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left(\frac{18 - (-22)}{18 - (-22)} \right)^{0,8} + \frac{18 - (-22)}{18 - (-22)} \cdot (50 - 0,5 \cdot 25) = 120$$
 °С

- після вузла змішування:

$$\begin{aligned} \tau_{o3} &= t_{вр} + \Delta t'_o \cdot \left(\frac{t_{вр} - t_{30}}{t_{вр} - t_{30}} \right)^{0,8} + 0,5 \cdot \theta' \cdot \frac{t_{вр} - t_{30}}{t_{вр} - t_{30}} = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left(\frac{18 - (-22)}{18 - (-22)} \right)^{0,8} + 0,5 \cdot 25 \cdot \frac{18 - (-22)}{18 - (-22)} = 95$$
 °С

- після системи опалення (опалювальних приладів):

$$\begin{aligned} \tau_{o2} &= t_{вр} + \Delta t'_o \cdot \left(\frac{t_{вр} - t_{30}}{t_{вр} - t_{30}} \right)^{0,8} - 0,5 \cdot \theta' \cdot \frac{t_{вр} - t_{30}}{t_{вр} - t_{30}} = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left(\frac{18 - (-22)}{18 - (-22)} \right)^{0,8} - 0,5 \cdot 25 \cdot \frac{18 - (-22)}{18 - (-22)} = 70$$
 °С.

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

1.3.1.2. Визначаємо витрату мережевої води на опалення у першому діапазоні
($t_{зпк} \dots t_{зз}$):

$$\tau_{01}''' = 70 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\tau_{02}''' = 47 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$c = 4,19$$

$$Q_o = 1,23 \text{ МВт}$$

$$G_o = \frac{Q_o \cdot 10^3}{c \cdot (\tau_{01}''' - \tau_{02}''')} = \frac{1,23 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 47)} = 12,76 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

1.3.1.3. Визначаємо витрату мережної води на опалення у другому діапазоні
($t_{зз} \dots t_{з0}$) витрата є постійною і дорівнює розрахунковій:

$$Q'_{o.max} = 4,93 \text{ МВт}$$

$$G'_{o.max} = \frac{Q'_{o.max} \cdot 10^3}{c \cdot (\tau'_1 - \tau'_2)} = \frac{4,93 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 70)} = 23,53 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

1.3.1.4. Зводимо результати визначення температур і витрат в таблицю 3.

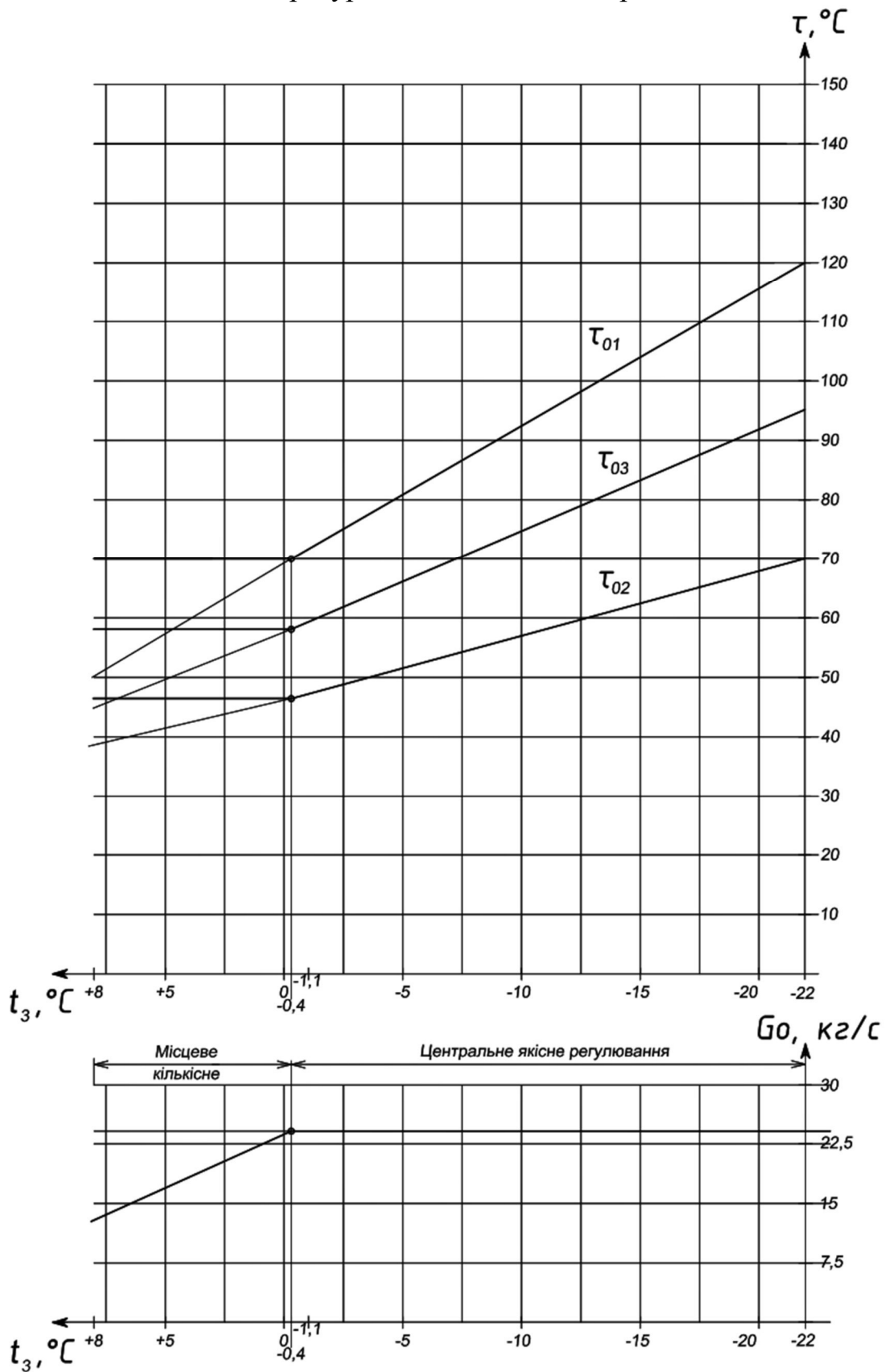
Результати розрахунку температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря

Таблиця 3.

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води				
		-22 °C	-10 °C	-1,1 °C	-0,4 °C	+8 °C
τ_{o1}	°C	120	92,7	71,6	70,0	70,0
τ_{o2}	°C	70	57,7	48,1	47,0	47,0
τ_{o3}	°C	95,0	75,2	60,3	58,5	58,5
G_o	кг/с	23,53	23,53	23,53	23,53	12,76

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

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



КР 000.144.004.002.2022. ПЗ

Арк.

18

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

1.3.2. Розрахунок витрат та температур мережевої води на гаряче водопостачання

1.3.2.1. Визначаємо витрату мережної води на гаряче водопостачання:

$$Q_{\text{ГВП.мах}} = 1,75 \text{ МВт}$$

$$t_{\text{Г}} = 60 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

- температура водопровідної води після підігрівника ГВП 1-го ступеню:

$$t_{\text{П}} = \tau_{02}''' - 5 = 47 - 5 = 42 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$G_{\text{ГВП.мах}} = \frac{Q_{\text{ГВП.мах}} \cdot 10^3}{c \cdot (\tau_{01}''' - \tau_{02}''')} \cdot \frac{t_{\text{Г}} - t_{\text{П}}}{t_{\text{Г}} - t_{\text{ХВ.3}}} = \frac{1,75 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 47)} \cdot \frac{60 - 42}{60 - 5} = 5,94 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

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

$$\tau_{02} = 47 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\begin{aligned} \tau_2 &= \tau_{02} - Q_{\text{ГВП.мах}} \cdot 10^3 \cdot \frac{t_{\text{П}} - t_{\text{ХВ.3}}}{t_{\text{Г}} - t_{\text{ХВ.3}}} \cdot \frac{1}{c \cdot (G'_{0.мах} + G_{\text{ГВП.мах}})} = \\ &= 47 - 1,75 \cdot 10^3 \cdot \frac{42 - 5}{60 - 5} \cdot \frac{1}{4,19 \cdot (23,53 + 5,94)} = 37,47 \text{ }^{\circ}\text{C}. \end{aligned}$$

1.3.2.3. Визначаю витрату теплоносія і температури мережної води при t_3 не дорівнює t_3''' . Розрахунок проводиться в два етапи: попередній і кінцевий. Попередній розрахунок ($t_3 = -1,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$):

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

$$\Delta t_{\text{Г}} = \tau_2 - t_{\text{ХВ.3}} = 37,47 - 5 = 32,47 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{\text{МІ}} = \tau_{02}''' - t_{\text{П}} = 47 - 42 = 5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{\text{І}} = \frac{\Delta t_{\text{ГІ}} - \Delta t_{\text{МІ}}}{\ln\left(\frac{\Delta t_{\text{ГІ}}}{\Delta t_{\text{МІ}}}\right)} = \frac{32,47 - 5}{\ln\left(\frac{32,47}{5}\right)} = 14,68 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{\text{ГІІ}} = \tau_{01}''' - t_{\text{Г}} = 70 - 60 = 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{\text{МІІ}} = \tau_{02}''' - t_{\text{П}} = 47 - 42 = 5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta t_{II} = \frac{\Delta t_{\delta II} - \Delta t_{mII}}{\ln\left(\frac{\Delta t_{\delta II}}{\Delta t_{mII}}\right)} = \frac{10 - 5}{\ln\left(\frac{10}{5}\right)} = 7,21 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

1.3.2.5. Визначаємо витрату водопровідної води на ГВП:

$$q_{г.м} = \frac{Q_{ГВП.маx} \cdot 10^3}{c \cdot (t_{г} - t_{хв.з})} = \frac{1,75 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60 - 5)} = 7,59 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

1.3.2.6. Визначаємо теплопродуктивність підігрівників 1-го і 2-го ступенів:

$$Q_I = c \cdot q_{г.м} \cdot (t_{II} - t_{хв.з}) \cdot 10^{-3} = 4,19 \cdot 7,59 \cdot (42 - 5) \cdot 10^{-3} = 1,18 \text{ МВт}$$

$$Q_{II} = c \cdot q_{г.м} \cdot (t_{г} - t_{II}) \cdot 10^{-3} = 4,19 \cdot 7,59 \cdot (60 - 42) \cdot 10^{-3} = 0,57 \text{ МВт}$$

Повинна виконуватися умова: $Q_I + Q_{II} = Q_{ГВП.маx}$, що і маємо:

$$1,18 + 0,57 = 1,75 \text{ МВт}$$

$$Q_{ГВП.маx} = 1,75 \text{ МВт.}$$

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

$$G_{II} = \frac{0,55 \cdot Q_{ГВП.маx} \cdot 10^3}{c \cdot (\tau'_{01} - \tau'_{02})} = \frac{0,55 \cdot 1,75 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 47)} = 9,99 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$G_I = G_{II} + G'_{o.маx} = 9,99 + 23,53 = 33,52 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

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

$$G_{mI} = q_{г.м} = 7,59 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$G_{\delta I} = G_I = 33,52 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$\Phi_I = \frac{Q_I \cdot 10^3}{\Delta t_I \cdot c \cdot \sqrt{G_{mI} \cdot G_{\delta I}}} = \frac{1,18 \cdot 10^3}{14,68 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{7,59 \cdot 33,52}} = 1,2$$

$$G_{mII} = q_{г.м} = 7,59 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$G_{\delta II} = G_{II} = 9,99 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$\Phi_{II} = \frac{Q_{II} \cdot 10^3}{\Delta t_{II} \cdot c \cdot \sqrt{G_{mII} \cdot G_{\delta II}}} = \frac{0,57 \cdot 10^3}{7,21 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{7,59 \cdot 9,99}} = 2,17.$$

1.3.2.9. Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню, нехтуючи витратою

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

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 $\tau_{cm} = \tau_{02}$:

$$\begin{aligned} \varepsilon_I &= \left(0,35 \cdot \frac{G_{MI}}{G_{6I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \cdot \sqrt{\frac{G_{MI}}{G_{6I}}} \right)^{-1} = \\ &= \left(0,35 \cdot \frac{7,59}{23,53} + 0,65 + \frac{1}{1,2} \cdot \sqrt{\frac{7,59}{23,53}} \right)^{-1} = 0,81 \end{aligned}$$

$$\tau_{cm} = 48,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\begin{aligned} Q_I &= c \cdot \varepsilon_I \cdot G_{MI} \cdot (\tau_{cm} - t_{xb.3}) \cdot 10^{-3} = 4,19 \cdot 0,81 \cdot 7,59 \cdot (48,1 - 5) \cdot 10^{-3} = \\ &= 1,11 \text{ МВт.} \end{aligned}$$

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

$$t_{II} = t_{xb.3} + \frac{Q_I \cdot 10^{-3}}{c \cdot q_{Г.м}} = 5 + \frac{1,11 \cdot 10^{-3}}{4,19 \cdot 7,59} = 39,9 \text{ } ^\circ\text{C.}$$

1.3.2.11. Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q'_{ГВП.max} - Q_I = 1,75 - 1,11 = 0,64 \text{ МВт.}$$

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

для попереднього розрахунку нехтуємо величиною недогріву підігрівнику 2-го ступеню:

$$\begin{aligned} \tau_{2Г} &= t_{II} \\ \tau_{01} &= 71,6 \text{ } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

$$G_{II} = \frac{Q_{II} \cdot 10^{-3}}{c \cdot (\tau_{01} - \tau_{2Г})} = \frac{0,64 \cdot 10^{-3}}{4,19 \cdot (71,6 - 39,9)} = 4,82 \frac{\text{КГ}}{\text{С.}}$$

1.3.2.13. Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 1-го ступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{o.max} = 4,82 + 23,53 = 28,35 \frac{\text{КГ}}{\text{С.}}$$

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.3.2.14. Визначаємо температуру мережної води на вході в підігрівник 1-го ступеню:
 $\tau_{02} = 48,1 \text{ } ^\circ\text{C}$

$$\tau_{\text{см}} = \frac{G'_{0,\text{max}}}{G_I} \cdot \tau_{02} + \frac{G_{II}}{G_I} \cdot \tau_{2Г} = \frac{23,35}{28,35} \cdot 48,1 + \frac{4,82}{28,35} \cdot 39,9 = 46,71 \text{ } ^\circ\text{C}$$

на цьому попередній розрахунок закінчено.

Кінцевий розрахунок.

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

$$G_{6I} = G_I$$

$$\begin{aligned} \varepsilon_I &= \left(0,35 \cdot \frac{G_{MI}}{G_{6I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \cdot \sqrt{\frac{G_{MI}}{G_{6I}}} \right)^{-1} = \\ &= \left(0,35 \cdot \frac{7,59}{28,35} + 0,65 + \frac{1}{1,2} \cdot \sqrt{\frac{7,59}{28,35}} \right)^{-1} = 0,85 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_I &= c \cdot \varepsilon_I \cdot G_{MI} \cdot (\tau_{\text{см}} - t_{\text{хв.з}}) \cdot 10^{-3} = 4,19 \cdot 0,85 \cdot 7,59 \cdot (46,71 - 5) \cdot 10^{-3} = \\ &= 1,13 \text{ МВт.} \end{aligned}$$

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

$$t_{II} = t_{\text{хв.з}} + \frac{Q_I \cdot 10^{-3}}{c \cdot q_{Г.М}} = 5 + \frac{1,13 \cdot 10^{-3}}{4,19 \cdot 7,59} = 40,53 \text{ } ^\circ\text{C.}$$

1.3.2.17. Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q'_{\text{ГВП,max}} - Q_I = 1,75 - 1,13 = 0,62 \text{ МВт.}$$

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.3.2.18. Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 2-го ступеню:
при $G_{II} < q_{Г.М}$:

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

$$= \frac{1,7 \cdot 3,17^2 \cdot 7,59}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 3,17^2 \cdot \left[\frac{(71,6 - 40,53) \cdot 4,19 \cdot 7,59}{0,62 \cdot 10^3} - 0,35 \right]} \right]^2} = 5,66 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

1.3.2.19. Визначаємо температуру мережної води на виході з підігрівника 2-го ступеню:

$$\tau_{2Г} = \tau_{01} - \frac{Q_{II} \cdot 10^3}{G_{II} \cdot c} = 71,6 - \frac{0,62 \cdot 10^3}{5,66 \cdot 4,19} = 45,46 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

1.3.2.20. Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 1-го ступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{o,max} = 5,66 + 23,53 = 29,19 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

1.3.2.21. Визначаємо температуру мережної води на вході в підігрівник 1-го ступеню:

$$\tau_{см} = \frac{G'_{o,max}}{G_I} \cdot \tau_{02} + \frac{G_{II}}{G_I} \cdot \tau_{2Г} = \frac{23,53}{29,19} \cdot 48,1 + \frac{5,66}{29,19} \cdot 45,46 = 47,59 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

1.3.2.22. Перевіряємо теплову продуктивність 1-го і 2-го ступенів підігрівників. Якщо знайдені величини близько співпадають з даними попереднього розрахунку, то розрахунок закінчено. В протилежному випадку знову проводимо уточнюючий розрахунок за вищенаведеною методикою:

- визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$\varepsilon_I = \left(0,35 \cdot \frac{G_{MI}}{G_{GI}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \cdot \sqrt{\frac{G_{MI}}{G_{GI}}} \right)^{-1} =$$

$$= \left(0,35 \cdot \frac{7,59}{28,35} + 0,65 + \frac{1}{1,2} \cdot \sqrt{\frac{7,59}{28,35}} \right)^{-1} = 0,85$$

$$Q_I = c \cdot \varepsilon_I \cdot G_{MI} \cdot (\tau_{см} - t_{хв.з}) \cdot 10^{-3} = 4,19 \cdot 0,85 \cdot 7,59 \cdot (47,59 - 5) \cdot 10^{-3} =$$

$$= 1,15 \text{ МВт.}$$

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк. 23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

$$t_{\text{п}} = t_{\text{хв.з}} + \frac{Q_{\text{I}} \cdot 10^{-3}}{c \cdot q_{\text{Г.М}}} = 5 + \frac{1,15 \cdot 10^{-3}}{4,19 \cdot 7,59} = 41,16 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

- визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{\text{II}} = Q'_{\text{ГВП.мах}} - Q_{\text{I}} = 1,75 - 1,15 = 0,6 \text{ МВт.}$$

знайдені величини близько співпадають з даними попереднього розрахунку (див. п. 1.3.2.15. і п. 1.3.2.17.), тому розрахунок закінчено.

1.3.2.23. Визначаємо температуру мережної води на виході з підігрівника 1-го ступеню:

$$t_2 = t_{\text{см}} - \frac{Q_{\text{I}} \cdot 10^3}{G_{\text{I}} \cdot c} = 47,59 - \frac{1,15 \cdot 10^3}{29,19 \cdot 4,19} = 38,19 \text{ }^{\circ}\text{C.}$$

1.3.2.24. Здійснюємо перевірку:

$$t_{\text{Г}} = \frac{Q_{\text{II}} \cdot 10^3}{c \cdot q_{\text{Г.М}}} + t_{\text{п}} = \frac{0,6 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 7,59} + 41,16 = 60,03 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

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. Визначаємо витрату мережної води в літньому режимі:

$$Q_{\text{ГВП}} = \frac{Q'_{\text{ГВП.сер.л}} \cdot 10^3}{(\tau_{01}''' - 30) \cdot c} = \frac{0,47 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 2,8 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

1.3.2.26. Зводимо результати розрахунків в таблицю 5.

Результати розрахунку витрат та температур мережевої води та ГВП

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

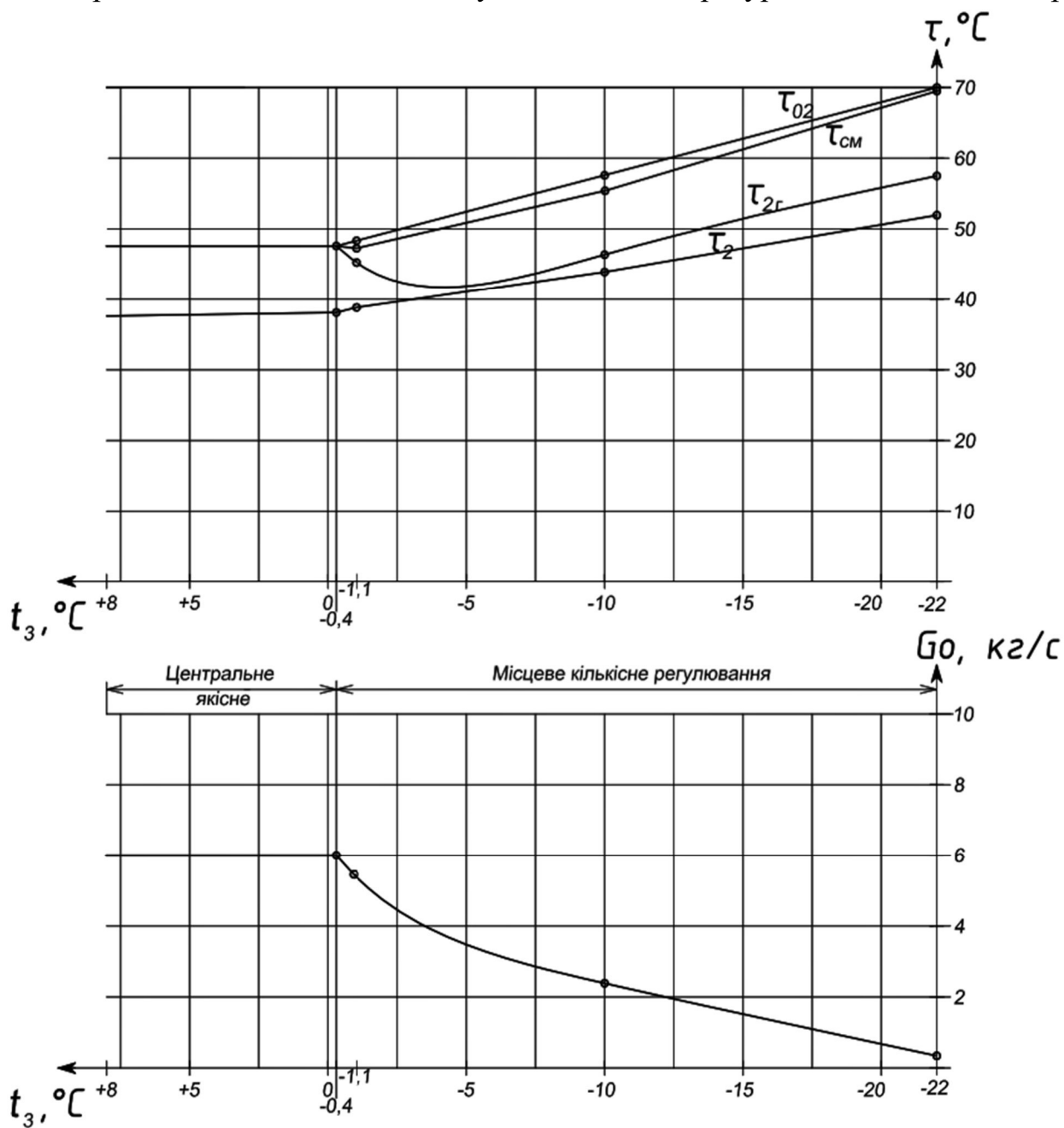
Таблиця 4.

Позна- чення	Одиниця виміру	Температура мережевої води					
		$t_{3.0}$ -22 °C	t_3 -10 °C	$t_3^{\text{сер.опал}}$ -1,1 °C	t_3''' -0,4 °C	$t_{\text{зпк}}$ +8 °C	літо
τ_{02}	°C	70	57,7	48,1	47,0	47,0	70
$\tau_{2Г}$	°C	56,87	47,12	45,46	47,0	47,0	30
t_{Π}	°C	58,87	48,29	41,16	42,0	42,0	60
τ_{cv}	°C	69,59	56,83	47,59	47,0	47,0	-
τ_2	°C	52,57	44,01	38,19	37,47	37,47	-
$G_{ГВП}$	кг/с	0,29	2,11	5,66	5,94	5,94	2,8

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

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

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



Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

КР 000.144.004.002.2022. ПЗ

Арк.

26

1.3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію

За наявності «зрізки» температурного графіка виділяємо три характерних діапазони.

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

1.3.3.1. Визначаємо температуру мережної води після калорифера:

- температура мережної води у подавальному трубопроводі при $t_{\text{зовн.вент}}$:

$$\tau_{01}'' = 92,7 \text{ }^\circ\text{C}$$

- температура води після калориферів, при $t_{\text{зовн.вент}}$:

$$\tau_{2B}'' = 57,7 \text{ }^\circ\text{C}$$

- методом підбору знаходимо:

$$\tau_{2B} = 38 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\frac{(\tau_{01} + \tau_{2B}) - (t_{\text{вр}} + t_{\text{зо}})}{(\tau_{01}'' + \tau_{2B}'') - (t_{\text{вр}} + t_{\text{вен}})} \cdot \left(\frac{\tau_{01}'' - \tau_{2B}''}{\tau_{01} - \tau_{2B}} \right)^{0,15} =$$
$$= \frac{(120 + 38) - (18 + (-22))}{(92,7 + 57,7) - (18 + (-10))} \cdot \left(\frac{92,7 - 57,7}{120 - 38} \right)^{0,15} = 1.$$

1.3.3.2. Визначаємо витрату мережної води на вентиляцію:

$$G_B = \frac{Q_B \cdot 10^3}{c \cdot (\tau_{01} - \tau_{2B})} = \frac{0,39 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 38)} = 1,14 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

II. Діапазон температур зовнішнього повітря ($t_{\text{зовн.вент}} < t_3 < t_{33}$).

1.3.3.3. Визначаємо температуру води після калориферів:

$$\tau_{01} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$t_{33} = -0,4 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\tau_{2B} = \tau_{01} - (\tau_{01}'' - \tau_{2B}'') \cdot \frac{t_{\text{вр}} - t_{33}}{t_{\text{вр}} - t_{\text{вен}}} = 70 - (92,7 - 57,7) \cdot \frac{18 - (-0,4)}{18 - (-10)} = 47 \text{ }^\circ\text{C}.$$

1.3.3.4. Визначаємо витрату мережної води на вентиляцію:

$$Q_B = 0,27 \text{ МВт}$$

$$G_B'' = \frac{Q_B \cdot 10^3}{c \cdot (\tau_{01}'' + \tau_{2B}'')} = \frac{0,27 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (92,7 - 47)} = 1,41 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

I. Діапазон температур зовнішнього повітря ($t_{зз} < t_3 < t_{зпк}$).

1.3.3.5. Визначаємо температуру води після калориферів:

- методом підбору знаходимо: $\tau_{2В} = 19 \text{ }^\circ\text{C}$

$$\tau_{01}''' = 70 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\frac{(\tau_{01}''' + \tau_{2В}) - (t_{Вр} + t_{зпк})}{(\tau_{01}'' + \tau_{2В}') - (t_{Вр} + t_{ВЕН})} \cdot \left(\frac{\tau_{01}'' - \tau_{2В}'}{\tau_{01}''' - \tau_{2В}}\right)^{0,15} = \frac{(t_{Вр} - t_{зпк})^{0,85}}{(t_{Вр} - t_{ВЕН})^{0,85}} =$$

$$= \frac{(70 + 19) - (18 + 8)}{(92,7 + 57,7) - (18 + (-10))} \cdot \left(\frac{92,7 - 57,7}{70 - 22,5}\right)^{0,15} = 1,01.$$

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

1.3.3.6. Визначаю витрату мережної води на вентиляцію:

$$\tau_{01} = 70$$

$$Q_{В} = 0,1 \text{ МВт}$$

$$G_{В}''' = \frac{Q_{В} \cdot 10^3}{c \cdot (\tau_{01} - \tau_{2В})} = \frac{0,1 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 19)} = 0,47 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

1.3.3.7. Вводимо результати розрахунків в таблицю 5.

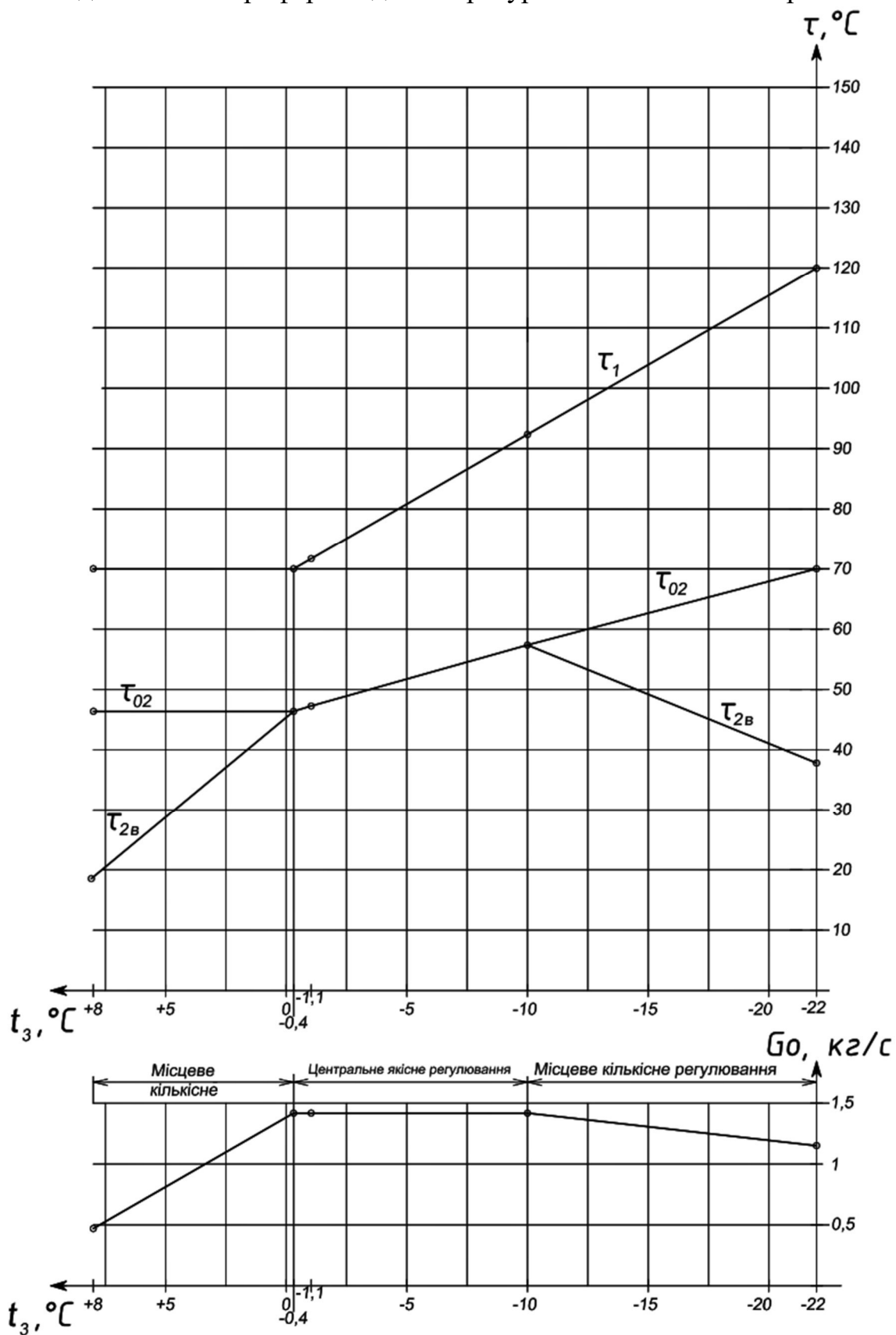
Результати розрахунку витрат та температур мережної води на вентиляцію.

Таблиця 5.

Позначення	Одиниця виміру	Температура і втрата мережної води				
		$t_{3,0}$ -22 °C	t_3 -10 °C	$t_3^{\text{сер.опал}}$ -1,1 °C	$t_{зз}$ -0,4 °C	$t_{зпк}$ +8 °C
τ_1	°C	120	92,7	71,6	70,0	70,0
τ_{02}	°C	70	57,7	48,1	47,0	47,0
$\tau_{2В}$	°C	38	57,7	48,1	47,0	19
$G_{В}$	кг/с	1,14	1,41	1,41	1,41	0,47

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

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



КР 000.144.004.002.2022. ПЗ

Арк.

29

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

1.4. Визначення поквартальних розрахункових витрат теплоносія

1.4.1. Визначаємо розрахункову витрату мережної води:

- на опалення:

$$G'_{o.max} = \frac{Q'_{o.max} \cdot 10^3}{c \cdot (\tau'_{01} - \tau'_{02})} = \frac{4,93 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 70)} = 23,53 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

- на вентиляцію:

$$G'_{в.max} = \frac{Q'_{в.max} \cdot 10^3}{c \cdot (\tau'_{01} - \tau'_{02})} = \frac{0,39 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 70)} = 1,86 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

- середня при двоступеневих схемах приєднання підігрівників води в системі: температура водопровідної води після підігрівника ГВП першого (нижнього) ступеня:

$$t' = \tau'''_{02} - 5 = 47 - 5 = 42 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$G_{\text{ГВП.сер}} = \frac{Q'_{\text{ГВП}} \cdot 10^3}{c \cdot (\tau'''_{01} - \tau'''_{02})} \cdot \left(\frac{55 - t'}{55 - t_{\text{хв.з}}} + 0,2 \right) =$$
$$= \frac{0,73 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 47)} \cdot \left(\frac{55 - 42}{55 - 5} + 0,2 \right) = 3,48 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

- максимальна при двоступеневих схемах приєднання підігрівників води в системі ГВП:

$$G_{\text{ГВП.max}} = \frac{0,55 \cdot Q'_{\text{ГВП.max}} \cdot 10^3}{c \cdot (\tau'''_{01} - \tau'''_{02})} = \frac{0,55 \cdot 1,75 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 47)} = 9,99 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

1.4.2. Визначаємо сумарні розрахункові витрати мережної води:

- коефіцієнт, що враховує частку середньої витрати води на ГВП при регулюванні по навантаженню опалення з додатку 13: $K_3 = 1,2$

$$G' = G'_{o.max} + G'_{в.max} + K_3 \cdot G_{\text{ГВП.сер}} = 23,53 + 1,86 + 1,2 \cdot 3,48 = 29,57 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

1.4.3. Визначаємо розрахункову витрату води в двотрубних водяних теплових мережах для неопалювального (літнього) періоду:

$$G'_л = \frac{Q'_{\text{ГВП.сер.л}} \cdot 10^3}{(\tau''_{01} - 30) \cdot c} = \frac{0,47 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 2,8 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

1.4.4. Заносимо результати розрахунків витрат теплоносія для кожного кварталу в таблицю 6.

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Значення розрахунків витрат теплоносія.

Таблиця 6.

Номер кварталу	Розрахункова витрата теплоносія, кг/с					
	$G'_{o.max}$	$G'_{в.max}$	$G_{ГВП.сер}$	$K_3 \cdot G_{ГВП.сер}$	G'	$G'_л$
1	2	3	4	5	6	7
1	0,76	0,06	0,12	0,14	0,96	0,09
2	0,57	0,05	0,09	0,10	0,72	0,07
3	0,57	0,05	0,09	0,10	0,72	0,07
4	0,76	0,06	0,12	0,14	0,96	0,09
5	0,95	0,08	0,15	0,17	1,21	0,12
6	0,57	0,05	0,09	0,10	0,72	0,07
7	0,57	0,05	0,09	0,10	0,72	0,07
8	0,80	0,06	0,12	0,15	1,01	0,10
9	0,95	0,08	0,15	0,17	1,12	0,12
10	0,57	0,05	0,09	0,10	0,72	0,07
11	0,57	0,05	0,09	0,10	0,72	0,07
12	0,80	0,06	0,12	0,15	1,01	0,10
13	0,95	0,08	0,15	0,17	1,21	0,12
14	0,57	0,05	0,09	0,10	0,72	0,07
15	0,57	0,05	0,09	0,10	0,72	0,07
16	0,80	0,06	0,12	0,15	1,01	0,10
17	0,95	0,08	0,15	0,17	1,21	0,12
18	0,57	0,05	0,09	0,10	0,72	0,07
19	0,57	0,05	0,09	0,10	0,72	0,07
20	0,80	0,06	0,12	0,15	1,01	0,10
21	1,19	0,10	0,18	0,22	1,51	0,15
22	0,62	0,05	0,09	0,11	0,79	0,08
23	0,45	0,04	0,07	0,08	0,56	0,05
24	0,42	0,03	0,06	0,08	0,53	0,05
25	0,99	0,08	0,15	0,18	1,25	0,12
26	0,72	0,06	0,11	0,13	0,90	0,09
27	0,72	0,06	0,11	0,13	0,90	0,09
28	0,95	0,08	0,15	0,17	1,21	0,12
29	0,99	0,08	0,15	0,18	1,25	0,12
30	0,66	0,05	0,07	0,08	0,80	0,05
31	0,66	0,05	0,07	0,08	0,80	0,05
32	0,89	0,07	0,09	0,11	1,07	0,07
Всього	23,55	1,88	3,48	4,17	29,61	2,78

1.3. Вихідні дані до Розділу 2 проекту

1.3.1. Визначаємо температуру суміші зворотної води після системи ГВП та вентиляції, для максимально зимового режиму: $G_{\text{ГВП}} = 0,29 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$

$$G_o = 23,53 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$G_B = 1,14 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$\tau_{02\text{ГВП}} = 52,57 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\tau_{02\text{В}} = 38 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\begin{aligned} \tau_2 &= \frac{G_o + G_{\text{ГВП}}}{G_o + G_{\text{ГВП}} + G_B} \cdot \tau_{02\text{ГВП}} + \frac{G_B}{G_o + G_{\text{ГВП}} + G_B} \cdot \tau_{02\text{В}} = \\ &= \frac{23,53 + 0,39}{23,53 + 0,39 + 1,14} \cdot 52,57 + \frac{1,14}{23,53 + 0,39 + 1,14} \cdot 38 = 51,91 \text{ }^\circ\text{C}. \end{aligned}$$

1.3.2. Визначаємо температуру суміші зворотної води після системи ГВП та вентиляції, для режиму точки зламу температурного графіка: $G_{\text{ГВП}} = 5,94 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$

$$G_o = 23,53 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$G_B = 1,41 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$\tau_{02\text{ГВП}} = 37,47 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\tau_{02\text{В}} = 47 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\begin{aligned} \tau_2 &= \frac{G_o + G_{\text{ГВП}}}{G_o + G_{\text{ГВП}} + G_B} \cdot \tau_{02\text{ГВП}} + \frac{G_B}{G_o + G_{\text{ГВП}} + G_B} \cdot \tau_{02\text{В}} = \\ &= \frac{23,53 + 5,96}{23,53 + 5,96 + 1,41} \cdot 52,57 + \frac{1,41}{23,53 + 5,96 + 1,41} \cdot 47 = 37,93 \text{ }^\circ\text{C}. \end{aligned}$$

1.3.3. Формуємо результати розрахунку теплової мережі, що необхідні для теплового розрахунку джерела тепlopостачання (парової котельні) у вигляді табл. 7. «Загальні вихідні дані для Р. 2 проекту»

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 7.

п.п.	Назва параметра	Ум. Позн.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально зимовий	Точки зламу температурного графіку	Літній
1	Місто розташування			Бориспіль		
2	Тип системи ТП			Закрита		
3	Температурна характеристика тепломережі району	τ_1/τ_2	°C/°C	120/70		
4	Температура зовнішнього повітря	$t_{зовн}$	°C	-22	-0,4	15...30
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{оп}$	МВт	4,93	2,35	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{ГВП}$	МВт	1,75	1,75	0,47
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{вент}$	МВт	0,39	0,19	-
8	Річне теплове навантаження житлового р-ну	$Q_{жр/рік}$	МВт/рік	16200		
9	Теплове навантаження пром. підприємства (Теплоносій – ГВ)	$Q_{пп}$	МВт	12	12	12
10	Температура технологічної води для пром. підприємства на виході з котельні	τ_2''	°C	95,0		
11	Річне теплове навантаження пром. підприємства	$Q_{пп/рік}$	МВт/рік	84000		
12	Температура “прямої” мережної води	τ_1	°C	120	70	70
13	Температура “зворотної” мережної води	τ_2	°C	51,9	37,9	30
14	Витрата “прямої” води в тепломережу	G_1	кг/с	24,96	30,88	2,80
			т/год	89,86	111,17	10,08
15	Убуток води в тепломережі	$G_{уб.тм}$	т/год	15	15	5
16	Витрата “зворотної” води в тепломережі	G_2	т/год	74,86	96,17	5,08
17	Втрати тиску в тепломережі	$\Delta p_{в.тр.тм}$	МПа	0,3	0,3	0,3
18	Статичний напір в тепломережі	$H_{стат.тм}$	м.вд.ст.	40	40	40

КР 000.144.004.002.2022. ПЗ

Арк.

33

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ

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

Перед початком формування вихідних даних для котельні здійснюють балансову перевірку взаємоузгодженості по тепловій енергії одержаних в Розділі 1 проекту, результатів для трьох режимів за наступним балансовим рівнянням:

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

$$\text{МЗ: } 4,93 + 1,75 + 0,47 = 7,15 = \frac{[89,86 \cdot 4,2 \cdot (120 - 51,9)]}{3600} = 7,14$$

$$\text{ТЗ: } 2,35 + 1,75 + 0,19 = 4,29 = \frac{[111,17 \cdot 4,2 \cdot (70 - 37,9)]}{3600} = 4,16$$

$$\text{Л: } 0,47 = \frac{[10,08 \cdot 4,2 \cdot (70 - 30)]}{3600} = 0,47$$

Висновок: результати для режиму МЗ, ТЗ, Л – взаємоузгоджені.

2.1.1. Вихідні дані для Розділу 2 проекту сформовані в рамках виконання Розділу 1 проекту.

Вихідні дані для Розділу 2 проекту сформовані в рамках виконання Розділу 1 проекту, представлено в таблиці 1. Інформація щодо проектно-експлуатаційних параметрів котельні визначено на базі експлуатаційних рекомендацій, регламентів (Е.Р.) та інших джерел інформації.

Вихідні дані для Розділу 2 проекту формують для МЗ, ТЗ і Л режиму роботи водогрійної котельні наведені в табл. 1.

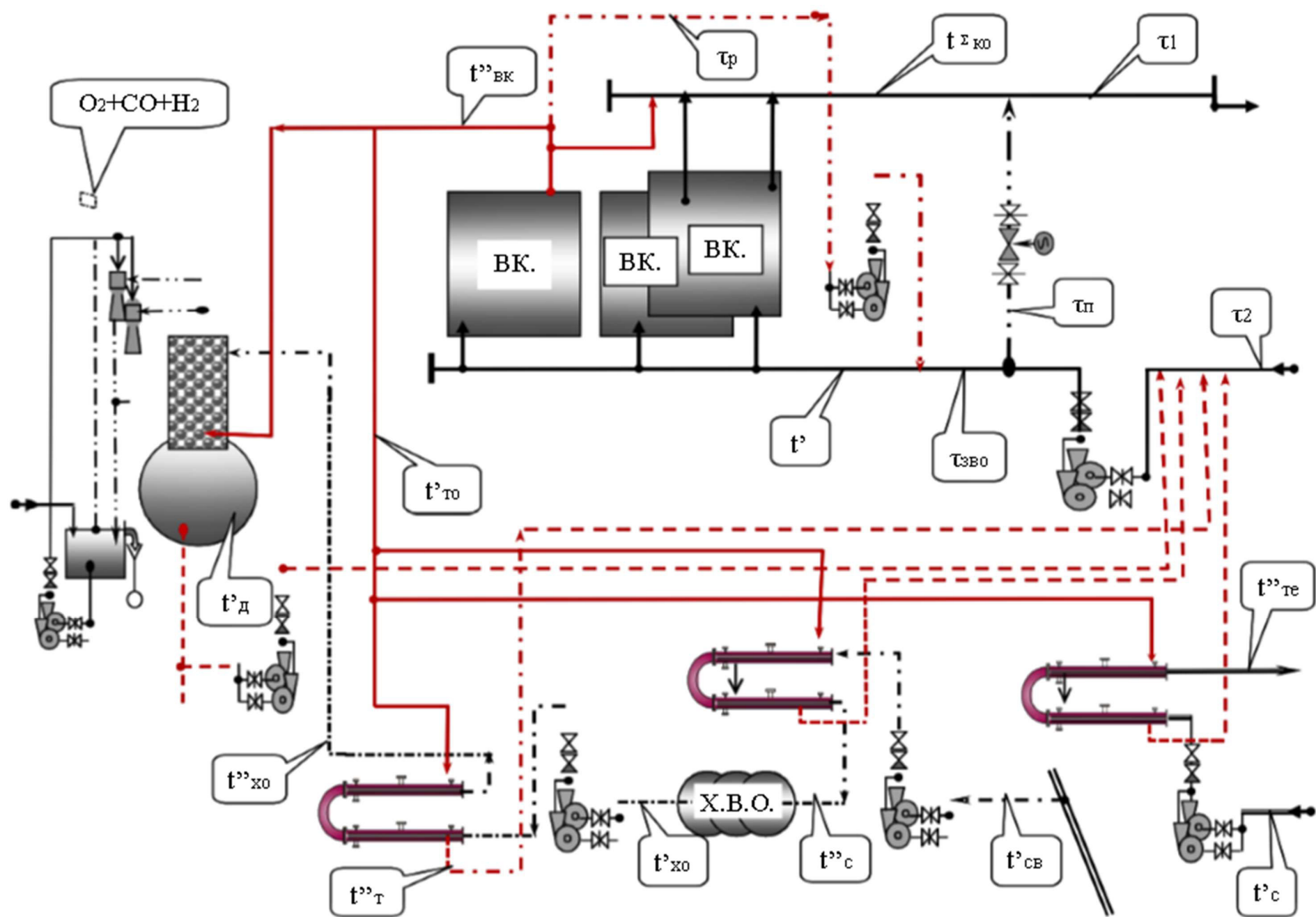
					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.

№ п.п.	Назва параметра	Ум. позн.	Од. вим.				Джерело інформації
				МЗ	ТЗ	Л	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Вид палива для котельні	В	-	Природний газ			Засади паливостачання району міста
2	Теплота згорання палива	$Q_{\text{нр}}$	кДж	33600			Сертифікат палива
3	Температура в деаераторі	$t_{\text{да}}$	°С	65	65	65	Е.Р: в межах 70 °С – 60 °С
4	Розрідження в деаераторі	$p_{\text{да}}$	°С	-0,75	-0,75	-0,75	Е.Р: в межах 0,7-0,8 бар
5	Номінальна тем-ра води на вході в котел	$t'_{\text{вк.ном}}$	°С	70	70	70	Е.Р: водогрійних котлів
6	Номінальна тем-ра води на виході з котла	$t''_{\text{вк.ном}}$	°С	150	150	150	Е.Р: водогрійних котлів
7	Температура сиріої води	$t'_{\text{с.в}}$	°С	5	5	15	Е.Р: 5 °С – в МЗ та ТЗ режимах, 15 °С – в Л
8	Температура сиріої води перед станцією ХВО	$t''_{\text{с.в}}$	°С	20	20	20	Е.Р: в межах 15 °С – 20 °С
9	Тем-ра хімоочищеної води на виході зі станції	$t'_{\text{хов}}$	°С	20	20	20	Е.Р: в межах 15 °С – 20 °С
10	Тем-ра хімоочищеної води перед ДА	$t''_{\text{хов}}$	°С	55	55	55	Е.Р: в межах 50 °С – 65 °С
11	Тем-ра тех. води на вході в котельню	$t'_{\text{техн.в}}$	°С	5	5	15	Е.Р: 5 °С – в МЗ та ТЗ режимах, 15 °С – в Л
12	Температура тех. води на виході з котельні	$t''_{\text{техн.в}}$	°С	95	95	95	Технологічний регламент пром. підприємства
13	Температура грійної води на вході у внутрішньо-котельні підігрівники і ДА	$t'_{\text{тоа}}$	°С	150	150	150	Е.Р: $t'_{\text{тоа}} = t''_{\text{вк.ном}}$
14	Температура грійної води на виході з внутрішньо-котельних підігрівників	$t''_{\text{тоа}}$	°С	65	65	65	Е.Р: $t''_{\text{тоа}} = 65$ °С
15	Коефіцієнт випару з деаератора	$a_{\text{вип}}$	од	0,01	0,01	0,01	Е.Р: 0,005 - 0,01
16	Коефіцієнт власних потреб станції ХВО	$K_{\text{хво}}$	од	1,1	1,1	1,1	Е.Р: 1,05 - 1,1

2.2. Формування принципової схеми водогрійної котельні
Викреслюємо на аркуші згідно Додатку 2 принципову тепло-технологічну
схему котельні з водогрійними котлами у відповідності до встановлених
технічних рішень, щодо направлення потоків енергоносіїв.

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



2.3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами

2.3.1. Визначаємо сумарне теплове навантаження житлового району для котельні з урахуванням втрат теплоти в тепломережі:

$$\sum Q_{\text{жр}} = 1,05 \cdot (Q_{\text{оп}} + Q_{\text{гвп}} + Q_{\text{вент}}) \quad (2,1)$$

МЗ: $\sum Q_{\text{жр}} = 1,05 \cdot (4,93 + 0,73 + 0,39) = 6,35 \text{ МВт}$

ТЗ: $\sum Q_{\text{жр}} = 1,05 \cdot (2,35 + 0,73 + 0,19) = 3,43 \text{ МВт}$

Л: $\sum Q_{\text{жр}} = 1,05 \cdot (0 + 0,47 + 0) = 0,49 \text{ МВт.}$

2.3.2. Визначаємо режим роботи котельні - з одним «базовим» котлом.

2.3.3. Визначаємо експлуатаційну температуру води на вході у встановлені котли:

МЗ: $t'_{\text{вк}} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$

ТЗ: $t'_{\text{вк}} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$

Л: $t'_{\text{вк}} = 70 \text{ }^\circ\text{C.}$

2.3.4. Визначаємо експлуатаційну температуру води на виході з базового котла:

МЗ: $t''_{\text{вк.б}} = 150 \text{ }^\circ\text{C}$

ТЗ: $t''_{\text{вк.б}} = 150 \text{ }^\circ\text{C}$

Л: $t''_{\text{вк.б}} = 150 \text{ }^\circ\text{C.}$

2.3.5. Визначаємо експлуатаційну температуру грійної води на вході в теплообмінники технологічної, сирової, хімоочищеної води та на вході в деаератор:

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\text{МЗ: } t'_{\text{тоа}} = 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\text{ТЗ: } t'_{\text{тоа}} = 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Л: } t'_{\text{тоа}} = 150 \text{ }^{\circ}\text{C.}$$

2.3.6. Визначаємо експлуатаційну температуру води на виході з теплообмінників технологічної, сирої, хімоочищеної води:

$$\text{МЗ: } t''_{\text{тоа}} = 65 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\text{ТЗ: } t''_{\text{тоа}} = 65 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Л: } t''_{\text{тоа}} = 65 \text{ }^{\circ}\text{C.}$$

2.3.7. Визначаємо витрату води з деаератора на компенсацію втрат в тепломережі:

$$G_{\text{да.підж}} = G_{\text{убут}} \quad (2.2)$$

$$\text{МЗ: } G_{\text{да.підж}} = 15 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

$$\text{ТЗ: } G_{\text{да.підж}} = 15 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

$$\text{Л: } G_{\text{да.підж}} = 15 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

2.3.8. Визначаємо витрату грійної води з базового водогрійного котла на деаератор та його теплове навантаження:

$$G_{\text{да.грв}} = (1 + \alpha_{\text{вип}}) \cdot G_{\text{да.підж}} \cdot \frac{(t_{\text{да}} - t''_{\text{тоа}})}{(t'_{\text{тоа}} - t_{\text{да}})} \quad (2.3)$$

$$Q_{\text{да}} = \frac{G_{\text{да.грв}}}{3,6} \cdot 4,2 \cdot (t'_{\text{тоа}} - t_{\text{да}}) \cdot 10^{-3} \quad (2.4)$$

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\text{МЗ: } G_{\text{да.грв}} = (1 + 0,01) \cdot 15 \cdot \frac{(65 - 55)}{(150 - 65)} = 1,78 \frac{\text{Т}}{\text{год}}$$

$$\text{ТЗ: } G_{\text{да.грв}} = (1 + 0,01) \cdot 15 \cdot \frac{(65 - 55)}{(150 - 65)} = 1,78 \frac{\text{Т}}{\text{год}}$$

$$\text{Л: } G_{\text{да.грв}} = (1 + 0,01) \cdot 5 \cdot \frac{(65 - 55)}{(150 - 65)} = 0,59 \frac{\text{Т}}{\text{год}}$$

$$\text{МЗ: } Q_{\text{да}} = \frac{1,78}{3,6} \cdot 4,2 \cdot (150 - 65) \cdot 10^{-3} = 0,18 \frac{\text{Т}}{\text{год}}$$

$$\text{ТЗ: } Q_{\text{да}} = \frac{1,78}{3,6} \cdot 4,2 \cdot (150 - 65) \cdot 10^{-3} = 0,18 \frac{\text{Т}}{\text{год}}$$

$$\text{Л: } Q_{\text{да}} = \frac{0,59}{3,6} \cdot 4,2 \cdot (150 - 65) \cdot 10^{-3} = 0,06 \frac{\text{Т}}{\text{год}}$$

2.3.9. Визначаємо витрату води з деаератора:

$$G''_{\text{да}} = (1 - \alpha_{\text{вип}}) \cdot G_{\text{да.підж}} + G_{\text{да.грв}} \quad (2.5)$$

$$\text{МЗ: } G''_{\text{да}} = (1 - 0,01) \cdot 15 + 1,78 = 16,63 \frac{\text{Т}}{\text{год}}$$

$$\text{ТЗ: } G''_{\text{да}} = (1 - 0,01) \cdot 15 + 1,78 = 16,63 \frac{\text{Т}}{\text{год}}$$

$$\text{Л: } G''_{\text{да}} = (1 - 0,01) \cdot 5 + 0,59 = 5,54 \frac{\text{Т}}{\text{год}}$$

2.3.10. Визначаємо витрату хімічищеної води, що надходить в деаератор:

$$G_{\text{да.хов}} = (1 + \alpha_{\text{вип}}) \cdot G_{\text{да.підж}} \quad (2.6)$$

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\text{МЗ: } G_{\text{да.хов}} = (1 + 0,01) \cdot 15 = 15,15 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

$$\text{ТЗ: } G_{\text{да.хов}} = (1 + 0,01) \cdot 15 = 15,15 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

$$\text{Л: } G_{\text{да.хов}} = (1 + 0,01) \cdot 5 = 5,05 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

2.3.11. Визначаємо витрату сирії води для підживлення:

$$G_{\text{СВ}} = K_{\text{ВИП}} \cdot G_{\text{ХОВ}} \quad (2.7)$$

$$\text{МЗ: } G_{\text{СВ}} = 1,1 \cdot 15,15 = 16,67 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

$$\text{ТЗ: } G_{\text{СВ}} = 1,1 \cdot 15,15 = 16,67 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

$$\text{Л: } G_{\text{СВ}} = 1,1 \cdot 5,05 = 5,56 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

2.3.12. Визначаємо теплову потужність підігрівника сирії води (ПСВ) та витрату грійної води на ПСВ:

$$Q_{\text{ПСВ}} = \frac{G_{\text{СВ}}}{3,6} \cdot 4,2 \cdot (t''_{\text{СВ}} - t'_{\text{СВ}}) \cdot 10^{-3} \quad (2.8)$$

$$G_{\text{ПСВ.грв}} = \frac{Q_{\text{ПСВ}} \cdot 3,6 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (t'_{\text{Т0а}} - t''_{\text{Т0а}})} \quad (2.9)$$

$$\text{МЗ: } Q_{\text{ПСВ}} = \frac{16,67}{3,6} \cdot 4,2 \cdot (20 - 5) \cdot 10^{-3} = 0,29 \text{ МВт}$$

$$\text{ТЗ: } Q_{\text{ПСВ}} = \frac{16,67}{3,6} \cdot 4,2 \cdot (20 - 5) \cdot 10^{-3} = 0,29 \text{ МВт}$$

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

$$\text{Л: } Q_{\text{псв}} = \frac{16,67}{3,6} \cdot 4,2 \cdot (20 - 15) \cdot 10^{-3} = 0,03 \text{ МВт}$$

$$\text{МЗ: } G_{\text{псв.грв}} = \frac{0,29 \cdot 3,6 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (150 - 65)} = 2,92 \frac{\text{т}}{\text{год}}$$

$$\text{ТЗ: } G_{\text{псв.грв}} = \frac{0,29 \cdot 3,6 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (150 - 65)} = 2,92 \frac{\text{т}}{\text{год}}$$

$$\text{Л: } G_{\text{псв.грв}} = \frac{0,03 \cdot 3,6 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (150 - 65)} = 0,3 \frac{\text{т}}{\text{год}}$$

2.3.13. Визначаємо теплову потужність підігрівника хімоочищеної води (ПХВ) та витрату грійної води на ПХВ:

$$Q_{\text{пхв}} = \frac{G_{\text{хов}}}{3,6} \cdot 4,2 \cdot (t''_{\text{хов}} - t'_{\text{хов}}) \cdot 10^{-3} \quad (2.10)$$

$$G_{\text{пхв.грв}} = \frac{Q_{\text{пхв}} \cdot 3,6 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (t'_{\text{тоа}} - t''_{\text{тоа}})} \quad (2.11)$$

$$\text{МЗ: } Q_{\text{пхв}} = \frac{15,15}{3,6} \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3} = 0,62 \text{ МВт}$$

$$\text{ТЗ: } Q_{\text{пхв}} = \frac{15,15}{3,6} \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3} = 0,62 \text{ МВт}$$

$$\text{Л: } Q_{\text{пхв}} = \frac{5,05}{3,6} \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3} = 0,21 \text{ МВт}$$

$$\text{МЗ: } G_{\text{пхв.грв}} = \frac{0,62 \cdot 3,6 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (150 - 65)} = 6,25 \frac{\text{т}}{\text{год}}$$

$$\text{ТЗ: } G_{\text{пхв.грв}} = \frac{0,62 \cdot 3,6 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (150 - 65)} = 6,25 \frac{\text{т}}{\text{год}}$$

$$\text{Л: } G_{\text{пхв.грв}} = \frac{0,21 \cdot 3,6 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (150 - 65)} = 2,12 \frac{\text{т}}{\text{год}}$$

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.3.14. Визначаємо витрату технологічної води на ПТВ, теплову потужність ПТВ та витрату грійної води на ПТ:

$$G_{\text{техн.в}} = \frac{Q_{\text{пхв}} \cdot 3,6 \cdot 10^3}{4,2 \cdot t''_{\text{техн.в}}} \quad (2.12)$$

$$Q_{\text{пив}} = \frac{G_{\text{техн.в}}}{3,6} \cdot 4,2 \cdot (t''_{\text{техн.в}} - t'_{\text{техн.в}}) \cdot 10^{-3} \quad (2.13)$$

$$G_{\text{пТВ.грв}} = \frac{Q_{\text{пТВ}} \cdot 3,6 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (t'_{\text{тоа}} - t''_{\text{тоа}})} \quad (2.14)$$

МЗ: $G_{\text{техн.в}} = \frac{12 \cdot 3,6 \cdot 10^3}{4,2 \cdot 95} = 108,27 \frac{\text{т}}{\text{год}}$

ТЗ: $G_{\text{техн.в}} = \frac{12 \cdot 3,6 \cdot 10^3}{4,2 \cdot 95} = 108,27 \frac{\text{т}}{\text{год}}$

Л: $G_{\text{техн.в}} = \frac{12 \cdot 3,6 \cdot 10^3}{4,2 \cdot 95} = 108,27 \frac{\text{т}}{\text{год}}$

МЗ: $Q_{\text{пТВ}} = \frac{108,27}{3,6} \cdot 4,2 \cdot (95 - 5) \cdot 10^{-3} = 11,37 \text{ МВт}$

ТЗ: $Q_{\text{пТВ}} = \frac{108,27}{3,6} \cdot 4,2 \cdot (95 - 5) \cdot 10^{-3} = 11,37 \text{ МВт}$

Л: $Q_{\text{пТВ}} = \frac{108,27}{3,6} \cdot 4,2 \cdot (95 - 15) \cdot 10^{-3} = 10,11 \text{ МВт}$

МЗ: $G_{\text{пТВ.грв}} = \frac{11,37 \cdot 3,6 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (150 - 65)} = 114,66 \frac{\text{т}}{\text{год}}$

ТЗ: $G_{\text{пТВ.грв}} = \frac{11,37 \cdot 3,6 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (150 - 65)} = 114,66 \frac{\text{т}}{\text{год}}$

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

$$Л: \quad G_{птв.грв} = \frac{10,11 \cdot 3,6 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (150 - 65)} = 101,95 \frac{Т}{ГОД}.$$

2.3.15. Визначаємо сумарну витрату грійної води з базового котла на внутрішнє споживання котельні:

$$\sum G_{вн.грв} = G_{птв.грв} + G_{пхв.грв} + G_{псв.грв} + G_{да.грв} \quad (2.15)$$

$$МЗ: \quad \sum G_{вн.грв} = 114,66 + 6,25 + 2,92 + 1,78 = 125,61 \frac{Т}{ГОД}$$

$$ТЗ: \quad \sum G_{вн.грв} = 114,66 + 6,25 + 2,92 + 1,78 = 125,61 \frac{Т}{ГОД}$$

$$Л: \quad \sum G_{вн.грв} = 101,95 + 2,12 + 0,3 + 0,59 = 104,96 \frac{Т}{ГОД}.$$

2.3.16. Визначаємо температуру зворотної води на вході мережних насосів (після змішування всіх потоків води):

$$t_{звор} = \frac{(G_2 \cdot \tau_2 + G_{птв.грв} \cdot t''_{тоа} + G_{пхв.грв} \cdot t''_{тоа} + G_{псв.грв} \cdot t''_{тоа} + G''_{да} \cdot t_{да})}{(G_2 + G_{птв.грв} + G_{пхв.грв} + G_{псв.грв} + G''_{да})} \quad (2.16)$$

МЗ:

$$t_{звор} = \frac{(74,86 \cdot 51,9 + 114,66 \cdot 65 + 6,25 \cdot 65 + 2,92 \cdot 65 + 16,63 \cdot 65)}{(74,86 + 114,66 + 6,25 + 2,92 + 16,63)} = 60,45 \text{ } ^\circ\text{C}$$

ТЗ:

$$t_{звор} = \frac{(96,17 \cdot 37,9 + 114,66 \cdot 65 + 6,25 \cdot 65 + 2,92 \cdot 65 + 16,63 \cdot 65)}{(96,17 + 114,66 + 6,25 + 2,92 + 16,63)} = 53,99 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Л:

$$t_{звор} = \frac{(5,08 \cdot 30 + 101,95 \cdot 65 + 2,12 \cdot 65 + 0,3 \cdot 65 + 5,54 \cdot 65)}{(5,08 + 101,95 + 2,12 + 0,3 + 5,54)} = 63,45 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

2.3.17. Визначаємо загальну теплову потужність котельні з виробленої теплоти з урахуванням теплоти, внесеної водою підживлення:

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\sum Q_{\text{кот}} = \sum Q_{\text{жр}} + Q_{\text{пТВ}} + Q_{\text{пХВ}} + Q_{\text{пСВ}} + Q_{\text{да}} - \left(\frac{G_{\text{да.підж}}}{3,6}\right) \cdot 4,2 \cdot t'_{\text{СВ}} \cdot 10^{-3} \quad (2.17)$$

МЗ:

$$\begin{aligned} \sum Q_{\text{кот}} &= 6,35 + 11,37 + 0,62 + 0,29 + 0,18 - \left(\frac{15}{3,6}\right) \cdot 4,2 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = \\ &= 18,72 \text{ МВт} \end{aligned}$$

ТЗ:

$$\begin{aligned} \sum Q_{\text{кот}} &= 3,43 + 11,37 + 0,62 + 0,29 + 0,18 - \left(\frac{15}{3,6}\right) \cdot 4,2 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = \\ &= 15,8 \text{ МВт} \end{aligned}$$

Л:

$$\begin{aligned} \sum Q_{\text{кот}} &= 0,49 + 10,11 + 0,21 + 0,03 + 0,06 - \left(\frac{5}{3,6}\right) \cdot 4,2 \cdot 15 \cdot 10^{-3} = \\ &= 10,81 \text{ МВт.} \end{aligned}$$

2.3.18. Встановлюємо типорозмір встановлюваних в котельні водогрійних котлів:

Тип:	КВ-ГМ-10
Номінальна теплова потужність:	$Q_{\text{вк.ном}} = 11,6 \text{ МВт}$
Номінальна витрата води:	$G_{\text{вк.ном}} = 123,5 \frac{\text{т}}{\text{год}}$
ККД котла:	$\eta_{\text{вк.ном}} = 92 \%$
Температура води на виході:	$t''_{\text{вк.ном}} = 150 \text{ }^\circ\text{C}$ $t'_{\text{вк.ном}} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$

2.3.19. Визначаємо число встановлених в котельні водогрійних котлів:

$$N_{\text{вк.вст}} = \frac{\sum Q_{\text{кот}}}{Q_{\text{вк.ном}}} \quad (2.18)$$

МЗ: $N_{\text{вк.вст}} = \frac{18,72}{11,6} = 1,61$ приймаємо 2 котли

ТЗ: $N_{\text{вк.вст}} = \frac{15,8}{11,6} = 1,36$ приймаємо 2 котли

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Л: $N_{\text{ВК.ВСТ}} = \frac{10,81}{11,6} = 0,93$ приймаємо 1 котел.

2.3.20. Визначаємо кількість котлів, що будуть в експлуатації протягом року в базовому режимі:

$$N_{\text{ВК.б}} = 1 \quad (2.19)$$

МЗ: $N_{\text{ВК.б}} = 1$

ТЗ: $N_{\text{ВК.б}} = 1$

Л: $N_{\text{ВК.б}} = 1.$

2.3.21. Визначаємо число котлів, що працюють в змінному режимі:

$$N_{\text{ВК.з}} = N_{\text{ВК.ВСТ}} - N_{\text{ВК.б}} \quad (2.20)$$

МЗ: $N_{\text{ВК.з}} = 2 - 1 = 1$

ТЗ: $N_{\text{ВК.з}} = 2 - 1 = 1$

Л: $N_{\text{ВК.з}} = 1 - 1 = 0.$

2.3.22. Визначаємо число котлів, що знаходяться в експлуатації в кожному з трьох розрахункових режимів:

$$N_{\text{ВК.р}} = N_{\text{ВК.б}} - N_{\text{ВК.з}} \quad (2.21)$$

МЗ: $N_{\text{ВК.р}} = 1 + 1 = 2$

ТЗ: $N_{\text{ВК.р}} = 1 + 1 = 2$

Л: $N_{\text{ВК.р}} = 1 + 0 = 1.$

2.3.23. Визначаємо експлуатаційні параметри роботи базового водогрійного котла для всіх режимів:

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- у разі експлуатації в котельні двох і більше котлоагрегатів:

$$Q_{\text{БК.б}} = Q_{\text{БК.НОМ}}$$

$$t''_{\text{БК.б}} = t''_{\text{БК.НОМ}}$$

$$t'_{\text{БК.б}} = t'_{\text{БК.НОМ}}$$

$$G_{\text{БК.б}} = G_{\text{БК.НОМ}}$$

- у разі експлуатації в котельні одного котлоагрегату:

$$Q_{\text{БК.б}} = \sum Q_{\text{КОТ}}$$

$$t''_{\text{БК.б}} = t''_{\text{БК.НОМ}}$$

$$t'_{\text{БК.б}} = t'_{\text{БК.НОМ}}$$

$$G_{\text{БК.б}} = \frac{\sum Q_{\text{КОТ}} \cdot 3,6 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (t''_{\text{БК.б}} - t'_{\text{БК.б}})}$$

МЗ: (2 котла):

$$Q_{\text{БК.б}} = 11,6 \text{ МВт}$$

$$t''_{\text{БК.б}} = 150 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$t'_{\text{БК.б}} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$G_{\text{БК.б}} = 123,5 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

ТЗ: (2 котла):

$$Q_{\text{БК.б}} = 11,6 \text{ МВт}$$

$$t''_{\text{БК.б}} = 150 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$t'_{\text{БК.б}} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$G_{\text{БК.б}} = 123,5 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Л: (1 котел):

$$Q_{\text{ВК.б}} = 10,81 \text{ МВт}$$

$$t''_{\text{ВК.б}} = 150 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$t'_{\text{ВК.б}} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$G_{\text{ВК.б}} = \frac{10,81 \cdot 3,6 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (150 - 70)} = 115,82 \frac{\text{т}}{\text{год}}$$

2.3.24. Визначаємо теплове навантаження водогрійних котлів, що несуть змінну складову теплового навантаження котельні:

$$\sum Q_{\text{ВК.з}} = \sum Q_{\text{КОТ}} - Q_{\text{ВК.б}} \quad (2.22)$$

МЗ: $\sum Q_{\text{ВК.з}} = 18,72 - 11,6 = 7,12 \text{ МВт}$

ТЗ: $\sum Q_{\text{ВК.з}} = 15,8 - 11,6 = 4,2 \text{ МВт}$

Л: $\sum Q_{\text{ВК.з}} = 10,81 - 10,81 = 0 \text{ МВт.}$

2.3.25. Визначаємо теплове навантаження кожного котла, що несе змінну складову теплового навантаження:

$$Q_{\text{ВК.з}} = \frac{\sum Q_{\text{ВК.з}}}{N_{\text{ВК.з}}} \quad (2.23)$$

МЗ: $Q_{\text{ВК.з}} = \frac{7,12}{1} = 7,12 \text{ МВт}$

ТЗ: $Q_{\text{ВК.з}} = \frac{4,2}{1} = 4,2 \text{ МВт}$

Л: $Q_{\text{ВК.з}} = 0 \text{ МВт (за відсутності такого котла).}$

2.3.26. Визначаємо витрату води через кожний котел, що працює зі змінним температурним режимом:

- для МЗ режиму (зменшений проти номінального, враховуючи експлуатацію всіх котлів в номінальному температурному режимі:

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$G_{\text{ВК.б}} = \frac{Q_{\text{ВК.з}} \cdot 10^3 \cdot 3,6}{4,2 \cdot (t''_{\text{ВК.НОМ}} - t'_{\text{ВК.НОМ}})} \quad (2.24)$$

- для ТЗ режиму (враховуючи доцільність номінального пропуску води через котли):

$$G_{\text{ВК.з}} = G_{\text{ВК.НОМ}} \quad (2.25)$$

але, згідно рекомендації 2.1.8. допускається зменшення пропуску води через котли у разі необхідності вироблення менше за номінальне теплове навантаження за умови роботи в номінальному температурному режимі для Л режиму (за відсутності такого котла):

$$G_{\text{ВК.з}} = 0$$

$$\text{МЗ: } G_{\text{ВК.з}} = \frac{7,12 \cdot 10^3 \cdot 3,6}{4,2 \cdot (150 - 70)} = 76,29 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

$$\text{ТЗ: } G_{\text{ВК.з}} = 100 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

$$\text{Л: } G_{\text{ВК.з}} = 0 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

2.3.27. Визначаємо сумарну подачу води на котли, що знаходяться в експлуатації:

$$\sum G_{\text{ВК}} = G_{\text{ВК.б}} + N_{\text{ВК.з}} \cdot G_{\text{ВК.з}} \quad (2.26)$$

$$\text{МЗ: } \sum G_{\text{ВК}} = 123,5 + 1 \cdot 76,29 = 199,79 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

$$\text{ТЗ: } \sum G_{\text{ВК}} = 123,5 + 1 \cdot 100 = 223,5 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

$$\text{Л: } \sum G_{\text{ВК}} = 115,82 + 0,0 = 115,82 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

3.2.28. Визначаємо температуру води на виході з котлів, що несуть змінну складову теплового навантаження котельні:

$$t''_{\text{ВК.з}} = t'_{\text{ВК}} + \frac{Q_{\text{ВК.з}} \cdot 10^3 \cdot 3,6}{4,2 \cdot G_{\text{ВК.з}}} \quad (2.27)$$

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

$$\text{МЗ: } t''_{\text{ВК.З}} = \frac{7,12 \cdot 10^3 \cdot 3,6}{4,2 \cdot 76,29} = 150 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\text{ТЗ: } t''_{\text{ВК.З}} = \frac{7,12 \cdot 10^3 \cdot 3,6}{4,2 \cdot 100} = 106 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\text{Л: } t''_{\text{ВК.З}} = 0 \text{ } ^\circ\text{C.}$$

2.3.29. Визначаємо витрату води в рециркуляційному трубопроводі:

$$G_{\text{рец}} = \sum G_{\text{ВК}} \cdot \frac{(t'_{\text{ВК}} - t_{\text{звор}})}{(t''_{\text{ВК.б}} - t_{\text{звор}})} \quad (2.28)$$

$$\text{МЗ: } G_{\text{рец}} = 199,79 \cdot \frac{(70 - 60,45)}{(150 - 60,45)} = 21,31 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

$$\text{ТЗ: } G_{\text{рец}} = 223,5 \cdot \frac{(70 - 53,99)}{(150 - 53,99)} = 37,27 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

$$\text{Л: } G_{\text{рец}} = 115,82 \cdot \frac{(70 - 63,45)}{(150 - 63,45)} = 8,77 \frac{\text{Т}}{\text{ГОД}}$$

2.3.30. Визначаємо середньо-вагову температуру води на виході з усіх водогрійних котлів, що знаходяться в експлуатації:

$$t_{\text{ВК}\Sigma} = \frac{(G_{\text{ВК.б}} - \Sigma G_{\text{ВН.ГРВ}} - G_{\text{рец}}) \cdot t'_{\text{ВК.б}} + N_{\text{ВК.З}} \cdot G_{\text{ВК.З}} \cdot t''_{\text{ВК.З}}}{(G_{\text{ВК.б}} - \Sigma G_{\text{ВН.ГРВ}} - G_{\text{рец}} + N_{\text{ВК.З}} \cdot G_{\text{ВК.З}})} \quad (2.29)$$

$$\text{МЗ: } t_{\text{ВК}\Sigma} = \frac{(123,5 - 125,61 - 21,31) \cdot 150 + 1 \cdot 76,29 \cdot 150}{(123,5 - 125,61 - 21,31 + 1 \cdot 76,29)} = 150 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\text{ТЗ: } t_{\text{ВК}\Sigma} = \frac{(123,5 - 125,61 - 37,27) \cdot 150 + 1 \cdot 100 \cdot 106}{(123,5 - 125,61 - 37,27 + 1 \cdot 100)} = 77,42 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\text{Л: } t_{\text{ВК}\Sigma} = 150 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ (за регламентом).}$$

2.3.31. Визначаємо витрату зворотної води через регулюючий клапан в трубопроводі перепуску зворотної води в пряму магістраль (так званий перепуск):

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

$$G_{\text{пер}} = G_1 \cdot \frac{(t_{\text{вк}\Sigma} - \tau_1)}{(t_{\text{вк}\Sigma} - t_{\text{звор}})} \quad (2.30)$$

$$\text{МЗ: } G_{\text{пер}} = 89,86 \cdot \frac{(150 - 120)}{(150 - 60,45)} = 30,1 \frac{\text{Т}}{\text{год}}$$

$$\text{ТЗ: } G_{\text{пер}} = 111,17 \cdot \frac{(77,42 - 70)}{(77,42 - 53,99)} = 35,21 \frac{\text{Т}}{\text{год}}$$

$$\text{Л: } G_{\text{пер}} = 10,08 \cdot \frac{(150 - 70)}{(150 - 63,45)} = 9,32 \frac{\text{Т}}{\text{год}}$$

2.3.32. Визначаємо похибку балансових розрахунків водогрійної котельні:

$$\Delta G = \frac{(\Sigma G_{\text{вк}} - G_2 - \Sigma G_{\text{вн.грв}} + G_{\text{пер}} - G_{\text{рец}}) \cdot 100}{\Sigma G_{\text{вк}}} \quad (2.31)$$

$$\text{МЗ: } \Delta G = \frac{(199,79 - 74,86 - 125,61 + 30,1 - 21,31) \cdot 100}{199,79} = 4,06 \%$$

$$\text{ТЗ: } \Delta G = \frac{(223,5 - 96,17 - 125,61 + 35,21 - 37,27) \cdot 100}{223,5} = -0,15 \%$$

$$\text{Л: } \Delta G = \frac{(115,82 - 5,08 - 104,96 + 9,32 - 8,77) \cdot 100}{115,82} = 5,47 \%$$

Висновок: Результати розрахунку теплової схеми котельні з водогрійними котлами виконані з прийнятою точністю (похибка не повинна перебільшувати 8 % по кожному режиму).

2.4. Визначення енергетичних показників роботи котельні з водогрійними котлами

2.4.1. Визначаємо годинну витрату природного газу в котельні:

- нижча теплота згоряння палива: $Q_{\text{н.роб}} = 3,36 \cdot 10^4 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^2}$

- експлуатаційний ККД котельні: $\eta_{\text{кот}} = 0,91$

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

$$V_{\text{кот}} = \frac{1,01 \cdot \Sigma Q_{\text{кот}} \cdot 10^3 \cdot 3,6}{\eta_{\text{кот}} \cdot Q_{\text{н.роб}}} \quad (2.32)$$

$$\text{МЗ: } V_{\text{кот}} = \frac{1,01 \cdot 18,72 \cdot 10^3 \cdot 3,6}{0,91 \cdot 33600} = 2,23 \text{ тис } \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

$$\text{ТЗ: } V_{\text{кот}} = \frac{1,01 \cdot 15,8 \cdot 10^3 \cdot 3,6}{0,91 \cdot 33600} = 1,88 \text{ тис } \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

$$\text{Л: } V_{\text{кот}} = \frac{1,01 \cdot 10,81 \cdot 10^3 \cdot 3,6}{0,91 \cdot 33600} = 1,29 \text{ тис } \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

2.4.2. Визначаємо сумарну паспортну електричну потужність, що споживає електричне обладнання власних потреб котельні:

встановлена потужність робочих насосів рециркуляції	$W_{\text{н.реци}} = 8$	кВт
встановлена потужність робочих мережних насосів	$W_{\text{н.тм}} = 30$	кВт
встановлена потужність робочих насосів підживлення тепломережі	$W_{\text{н.підж}} = 4$	кВт
встановлена потужність робочих насосів сирій води	$W_{\text{н.св}} = 4$	кВт
встановлена потужність робочих насосів хімічищеної води	$W_{\text{н.хв}} = 4$	кВт
встановлена потужність робочих вакуумних насосів	$W_{\text{н.вак}} = 2,2$	кВт
встановлена потужність робочих насосів технологічної води	$W_{\text{н.тв}} = 30$	кВт
встановлена потужність робочих дутьових вентиляторів	$\Sigma W_{\text{вд}} = 28$	кВт
встановлена потужність робочих димососів	$\Sigma W_{\text{д}} = 36$	кВт
встановлена електрична потужність приладів освітлення	$W_{\text{осв}} = 5,8$	кВт

(2.33)

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

$$\Sigma W_{\text{кот.влп}} = 8 + 30 + 4 + 4 + 4 + 2,2 + 30 + 28 + 36 + 5,8 = 152 \text{ кВт.}$$

2.4.3. Визначаємо годинну, добову та річну потребу електричної енергії для власних потреб котельні:

- середньо-годинний експлуатаційний коефіцієнт завантаження споживачів електроенергії котельні (0,8-0,9): $K_{\text{т.год}} = 0,9$

$$W_{\text{влп.год}} = \Sigma W_{\text{кот.влп}} \cdot 1 \cdot K_{\text{т.год}} = 152 \cdot 1 \cdot 0,9 = 136,8 \frac{\text{кВт. год}}{\text{год}} \quad (2.34)$$

- середньодобовий експлуатаційний коефіцієнт завантаження споживачів електроенергії котельні (0,7-0,8): $K_{\text{т.доб}} = 0,7$

$$W_{\text{влп.доб}} = \Sigma W_{\text{кот.влп}} \cdot 24 \cdot K_{\text{т.доб}} = 152 \cdot 24 \cdot 0,7 = 2,55 \cdot 10^3 \frac{\text{кВт. год}}{\text{год}} \quad (2.35)$$

- середньорічний експлуатаційний коефіцієнт завантаження споживачів електроенергії котельні (0,6-0,7): $K_{\text{т.рік}} = 0,7$

$$W_{\text{влп.рік}} = \Sigma W_{\text{кот.влп}} \cdot 8760 \cdot K_{\text{т.доб}} = 152 \cdot 8760 \cdot 0,7 = 9,32 \cdot 10^5 \frac{\text{кВт. год}}{\text{рік}} \quad (2.36).$$

2.4.4. Визначаємо для МЗ режиму середньо-годинні питомі витрати природного газу та умовного палива в котельній з відпущеної теплової енергії:

$$b_{\text{т.відп.газ}} = \frac{B_{\text{кот}} \cdot 10^3}{\Sigma Q_{\text{жр}} + Q_{\text{пп}}} = \frac{2,23 \cdot 10^3}{6,35 + 12} = 121,53 \frac{\text{м}^3}{\text{МВт}} \quad (2.37)$$

$$b_{\text{т.відп.уп}} = \frac{1,15 \cdot B_{\text{кот}} \cdot 10^3}{\Sigma Q_{\text{жр}} + Q_{\text{пп}}} = \frac{1,15 \cdot 2,23 \cdot 10^3}{6,35 + 12} = 139,75 \frac{\text{кг. уп}}{\text{МВт}} \quad (\text{формула 2.38})$$

2.4.5. Визначаємо для МЗ режиму проектну середньодобову витрату електричної енергії на відпущеної від котельні теплової енергії:

$$e_{\text{е.доб}} = \frac{W_{\text{влп.доб}}}{\Sigma Q_{\text{жр}} \cdot 24} = \frac{2550}{18,35 \cdot 24} = 5,79 \frac{\text{кВт}}{\text{МВт}} \quad (2.39)$$

2.4.6. Визначаємо середньодобову собівартість теплової енергії, відпущеної від котельні:

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

- закупівельна ціна природного газу з урахуванням ПДВ та витрат на транспортування:

$$C_{\text{палив}} = 47000 \frac{\text{грн}}{\text{тис. м}^3}$$

- закупівельна ціна електричної енергії з урахуванням ПДВ та витрат на транспортування:

$$C_{\text{ее}} = 3,94 \frac{\text{грн}}{\text{кВт. год}}$$

- експлуатаційна складова собівартості теплоти, що відпускається (20...50):

$$C_{q.\text{експл}} = 30 \frac{\text{грн}}{\text{МВт}}$$

$$C_{q.\text{доб}} = \frac{b_{\text{т.відп.уп}}}{1,15} \cdot C_{\text{палив}} \cdot 10^{-3} + e_{\text{ее.доб}} \cdot C_{\text{ее}} + C_{q.\text{експл}} =$$

$$= \frac{139,75}{1,15} \cdot 47000 \cdot 10^{-3} + 5,8 \cdot 3,94 + 30 = 5,76 \cdot 10^3 \frac{\text{грн}}{\text{МВт}}$$

(2.40)

2.4.7. Формуємо висновок щодо енергоефективності проектної котельні:

Проект водогрійної котельні за своїми показниками енергетичної та економічної ефективності, відповідає середньогалузевому рівню українських котельнь комунальної енергетики і може бути прийнятим до реалізації.

2.4.8. Основні результати розрахунків наводимо в таблиці 2.

Результати розрахунку теплової схеми котельні з водогрійними котлами.

Таблиця 2.

№ п.п	Назва параметра	Ум. позн.	Од. вим.	Характерні режими експлуатації		
				МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7
1	Температура зовнішнього повітря	$t_{\text{зовн}}$	°C	-22	-0,4	15...30
2	Сумарне теплове навантаження житлового району	$\sum Q_{\text{жр}}$	МВт	6,35	3,43	0,49
3	Теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{\text{пп}}$	МВт	12	12	12

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

4	Сумарне теплове навантаження житлово промислового району	$\sum Q_{\text{жпр}}$	МВт	18,35	15,43	12,49
5	Сумарне теплове навантаження	$\sum Q_{\text{кот}}$	МВт	18,72	15,8	10,81
6	Температура води в прямій магістралі на виході з котельні	t_1	°С	120	70	70
7	Температура води в зворотній магістралі на вході в котельні	t_2	°С	51,9	37,9	30
8	Температура води в зворотній магістралі на вході в мережні насоси	$t_{\text{звор}}$	°С	60,45	53,99	63,45
9	Витрата води в прямій магістралі на виході з котельні	G_1	т/год	89,86	111,17	10,08
10	Убуток води в тепломережі	$G_{\text{убут}}$	т/год	15	15	5
11	Витрата води в зворотній магістралі на вході в котельню	G_2	т/год	74,86	96,17	5,08
12	Витрата води в напірному трубопроводі мережних насосів	$\Sigma G_{\text{вк}}$	т/год	199,79	223,5	115,82
13	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	$G_{\text{рец}}$	т/год	21,31	37,27	8,77
14	Витрата води в трубопроводі	$G_{\text{пер}}$	т/год	30,1	35,21	9,32
15	Число встановлених водогрійних	$N_{\text{вк.вст}}$	од	2	2	2
16	Число котлів, що знаходяться в	$N_{\text{вк.р}}$	од	2	2	1
17	Число котлів, що експлуатуються в базовому номінальному режимі	$N_{\text{вк.б}}$	од	1	1	1
18	Число котлів, що експлуатуються в режимі змінного навантаження	$N_{\text{вк.з}}$	од	1	1	0
19	Годинна витрата природного газу в котельні	$V_{\text{кот}}$	тис $\frac{\text{м}^3}{\text{ГОД}}$	2,23	1,88	1,29

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

20	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні тепл. енергію	$b_{т.відп.газ}$	$\frac{м^3}{МВт}$	121,53		
21	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні тепл. енергію	$b_{т.відп.уп}$	$\frac{кг. уп}{МВт}$	139,75		
22	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	$\Sigma W_{кот.влп}$	кВт	152		
23	Добова питома витрата електроенергії на з відпущеної	$e_{ее.доб}$	$\frac{кВт}{МВт}$	5,79		
24	Вартість природного газу	$Ц_{палив}$	$\frac{грн}{тис. м^3}$	47000	47000	47000
25	Вартість електроенергії	$Ц_{ее}$	$\frac{грн}{кВт. год}$	3,94		
26	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	$C_{q.доб}$	$\frac{грн}{МВт}$	5750		

2.5. Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами

2.5.1. Вибір водогрійних котлів:

Розрахована загальна теплова максимальна потужність котельнь в МЗ режимі:
 $\Sigma Q_{кот} = 18,72 \text{ МВт}$.

В зв'язку з розрахунком вибираємо наступний типорозмір водогрійних котлів згідно їх номінальної теплової потужності і їх кількість.

Тип:	КВ-ГМ-10 (2 шт.)
Номінальна теплова потужність:	$Q_{вк.ном} = 11,6 \text{ МВт}$
Номінальна витрата води:	$G_{вк.ном} = 123,5 \frac{т}{год}$
ККД котла:	$\eta_{вк.ном} = 92 \%$
Температура води на виході:	$t''_{вк.ном} = 150 \text{ }^\circ\text{C}$
Температура води на вході:	$t'_{вк.ном} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$
Гідравлічний опір котла:	$\Delta P_{вк.ном} = 0,15 \text{ МПа}$

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

Номинальна витрата палива:

$$B_{\text{вк.ном}} = 1,26 \frac{\text{тис.м}^3}{\text{год}}$$

2.5.2. Вибір рециркуляційних насосів:

Максимальне значення пропуску води через трубопровід рециркуляції в ТЗ режимі:

$$G_{\text{рец}} = 37,27 \frac{\text{Т}}{\text{год}}$$

В зв'язку з розрахунком вибираємо наступний типорозмір насосів рециркуляції згідно його номінальної подачі та напору і їх кількість.

Тип: НКУ-45 (2 шт.-1 робочий і 1 резервний)

Номинальна подача насоса: $Q = 45 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$

Номинальний напір насоса: $H = 38 \text{ м. вд. ст}$

Номинальна потужність насоса: $P = 8 \text{ кВт}$

2.5.3. Вибір мережних насосів:

Максимальне значення пропуску води через мережний трубопровід в ТЗ режимі:

$$G_1 = 111,17 \frac{\text{Т}}{\text{год}}$$

В зв'язку з розрахунком вибираємо наступний типорозмір мережних насосів згідно його номінальної подачі та напору і їх кількість.

Тип: СЕ-160-50 (2 шт.-1 робочий і 1 резервний)

Номинальна подача насоса: $Q = 160 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$

Номинальний напір насоса: $H = 50 \text{ м. вд. ст}$

Номинальна потужність насоса: $P = 30 \text{ кВт}$

2.5.4. Вибір насосів підживлення тепломережі:

Максимальне значення пропуску води через трубопровід підживлення в МЗ режимі:

$$G_{\text{убут}} = 15 \frac{\text{Т}}{\text{год}}$$

В зв'язку з розрахунком вибираємо наступний типорозмір насосів підживлення тепломережі згідно його номінальної подачі та напору і їх кількість.

Тип: К-20-30 (2 шт.-1 робочий і 1 резервний)

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Номинальна подача насоса:

$$Q = 20 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

Номинальний напір насоса:

$$H = 30 \text{ м. вд. ст}$$

Номинальна потужність насоса:

$$P = 4 \text{ кВт}$$

2.5.5. Вибір насосів сирі води:

Максимальне значення пропуску води через трубопровід подачі сирі води в МЗ режимі:

$$G_{\text{с.в.}} = 15 \frac{\text{Т}}{\text{год}}$$

В зв'язку з розрахунком вибираємо наступний типорозмір насосів сирі води згідно його номінальної подачі та напору і їх кількість.

Тип: К-20-30 (2 шт.-1 робочий і 1 резервний)

Номинальна подача насоса:

$$Q = 20 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

Номинальний напір насоса:

$$H = 30 \text{ м. вд. ст}$$

Номинальна потужність насоса:

$$P = 4 \text{ кВт}$$

2.5.6. Вибір насосів хімоочищеної води:

Максимальне значення пропуску води через трубопровід хімоочищеної води в МЗ режимі:

$$G_{\text{х.в.}} = 15 \frac{\text{Т}}{\text{год}}$$

В зв'язку з розрахунком вибираємо наступний типорозмір насосів хімоочищеної води згідно його номінальної подачі та напору і їх кількість.

Тип: К-20-30 (2 шт.-1 робочий і 1 резервний)

Номинальна подача насоса:

$$Q = 20 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

Номинальний напір насоса:

$$H = 30 \text{ м. вд. ст}$$

Номинальна потужність насоса:

$$P = 4 \text{ кВт}$$

2.5.7. Вибір вакуумних насосів:

Розрідження в вакуумному деаераторі:

$$p_{\text{да}} = -0,75 \text{ бар}$$

Для створення вакууму в деаераторі вибираємо наступний типорозмір вакуумних насосів згідно його номінальної витрати води та граничного залишкового тиску і їх кількість.

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тип: ВВН-1-0,75 (2 шт.-1 робочий і 1 резервний)
 Номінальна витрата води: $Q = 0,18 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$
 Граничний залишковий тиск: $H = 20 \text{ кПа}$
 Номінальна потужність насоса: $P = 2,2 \text{ кВт}$

2.5.8. Вибір насосів технологічної води:

Максимальне значення пропуску води через трубопровід технологічної води:

$$G_{\text{техн.в}} = 108,27 \frac{\text{т}}{\text{год}}$$

В зв'язку з розрахунком вибираємо наступний типорозмір насосів технологічної води згідно його номінальної подачі та напору і їх кількість.

Тип: К-160-30 (2 шт.-1 робочий і 1 резервний)
 Номінальна подача насоса: $Q = 160 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$
 Номінальний напір насоса: $H = 30 \text{ м. вд. ст}$
 Номінальна потужність насоса: $P = 30 \text{ кВт}$

2.5.9. Вибір вентиляторів та димососів для водогрійних котлів:

Вентилятор: ВДН-9 – 2 шт., $P = 14 \text{ кВт}$
 Димосос: Д-11,2 – 2 шт., $P = 18 \text{ кВт}$

2.5.10. Вибір деаераторів водогрійної котельні:

Тип: деаератор вакуумний ДВ-25 – 2 шт.(1 робочий і 1 резервний)

2.5.11. Вибір підігрівників:

Підігрівник ПСВ: ВВП 07-114x2000 (1 шт.)	
довжина секції	I=2000 мм
діаметр корпусу	D=114 мм
число трубок	n=19 шт
поверхня нагріву	F=1,79 м ²
витрата води	G=21,05 т/год

Підігрівник ПСВ: ВВП 07-114x2000 (1 шт.)	
довжина секції	I=2000 мм
діаметр корпусу	D=114 мм
число трубок	n=19 шт
поверхня нагріву	F=1,79 м ²
витрата води	G=21,05 т/год

Підігрівник ПСВ: ВВП 13-273x2000 (1 шт.)	
довжина секції	I=2000 мм
діаметр корпусу	D=273 мм
число трубок	n=109 шт
поверхня нагріву	F=10,28 м ²
витрата води	G=120,9 т/год

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

КР 000.144.004.002.2022. ПЗ

Арк.

61

РОЗДІЛ 3. ОХОРОНА ПРАЦІ

В даному дипломному проєкті розглядається розрахунок та проектування обладнання водогрійної котельні.

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 вимогою 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.

Протяжність санітарно-гігієнічної зони даного підприємства (IV класу) складає – 50 м.

Для зручності обслуговування котлових апаратів змонтовані багатоярусні технологічні площадки, які починаються з висоти 2,5м.

3.1.1. 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 (. Наприклад, у теплий період року (середньодобова температура зовнішнього середовища становить >10 °С), холодний (середньодобова температура зовнішнього середовища становить <10 °С) 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 визначається гранично допустимими концентраціями(ГДК).

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Брамірський А.О.			Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №1 в місті Бориспіль	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перевірів		Масліков М.О.					62	92
Н.контр.						НУХТ		
Т.контр.						Каф. ТЕХТ гр. ТЕ-4-13ск		
Затвердив		Петренко В.П.						

CH₄ (300 мг/м³, клас небезпечності IV), CO (20 мг/м³, клас небезпечності IV), CO₂ (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.

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

3.1.2. Виробниче випромінювання

Джерелами теплового випромінювання є водогрійний котел, трубопроводи з гарячою водою. Ознаками перегрівання організму є підвищення температури, спрага, збільшення частоти дихання 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/м² при опромінюванні більше 50 % тіла.

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

3.1.3. Шум на виробництві

Робота котлових установок супроводжується шумом.

Класифікація шумів за походженням:

- механічні;
- аерогідродинамічні (вентилятори, насоси, компресори, системи транспортування);

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

- електричні (трансформатори тощо).

Класифікація шумів за частотою:

- низькочастотний (до 300 Гц);
- середньо частотний (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).

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, шумопоглинання, та шумоізоляцією.

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.

3.1.4. 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.

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

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

3.1.5. Освітлення виробничих приміщень

Основними вимогами охорони праці до освітленості виробничих приміщень є:

- 1) освітлення на робочому місці має відповідати санітарно-гігієнічним нормам і бути рівномірним;
- 2) між об'єктом, що розглядається, і навколишнім фоном повинен бути певний контраст;
- 3) на робочій поверхні не повинно бути різких тіней;
- 4) 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 газо-зарядні 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 люксометрами Ю-16, Ю-17, Ю-116, Ю-117.

3.2. Техніка безпеки

3.2.1. Безпечна експлуатація технологічного устаткування

Для безпечної експлуатації технологічного устаткування та запобігання виникненню небезпечних або аварійних ситуацій застосовуються в першу чергу засоби колективного захисту. За принципом дії та залежно від впливу небезпечного фактору засоби колективного захисту поділяються на огорожувальні, запобіжні пристрої, блокування, сигналізаційне обладнання, профілактичні випробування.

Роботи всередині котлів проводяться тільки після повної зупинки роботи, продувки і охолодження, якщо таке необхідно.

Огороджувальні пристрої (кожухи, щити, екрани, бар'єри) застосовуються для ізоляції зон з безпекою механічних дій, для огорожі зон випромінення і зон з хімічними речовинами, а також робочих майданчиків, розташованих на висоті. Вони поділяються на стаціонарні, які демонтуються для виконання допоміжних операцій (заміна інструмента, змазка обладнання тощо), та переносні, що використовуються для огорожі нестационарних робочих місць (зварювальні пости), а також при виконанні ремонтних чи налагоджувальних робіт.

Запобіжні пристрої застосовуються для автоматичного виключення обладнання

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

при виникненні аварійних ситуацій (наприклад, при виході одного з параметрів — температури, електричної напруги тощо за межі допустимих значень).

Блокування дозволяє виключити можливість проникнення людини в небезпечну зону чи ліквідувати небезпечний фактор при проникненні людини в небезпечну зону. Блокувальні пристрої поділяються на механічні, електричні, фото-елементні, радіаційні, пневматичні, гідравлічні та комбіновані.

Сигналізаційне обладнання призначено для повідомлення персоналу про режим роботи устаткування і можливості аварійних ситуацій. За засобами інформації сигналізація поділяється на кольорову, звукову, кольорово-звукову, одоризаційну (за запахом).

На виробництві використовується світлова та звукова аварійна сигналізація, яка відключається за допомогою комп'ютерного інтерфейсу, світлова і звукова передпускова сигналізація (відключення за допомогою кнопки квітування).

Нормативно-технічна документація з безпечної експлуатації основного технологічного обладнання, що працюють під тиском (водогрійні котли): «Правила будови і безпечної експлуатації парових та водогрійних котлів», трубопроводів пари та гарячої води «Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води».

3.2.2. 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.

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

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

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3) особливо небезпечні

Котельня відноситься до приміщень з підвищеною небезпекою (наявність струму 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 $R_{i3} \geq 0,5$ МОм, заземлення опором $R_3 \leq 4$ Ом, швидкодіюче автоматичне захисне відключення; застосування низьких напруг ($U < 42$ 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 блискавковідводів.

3.2.3. 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 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 контактів, відсутність захисту від статичної та атмосферної електрики).

За спалімістю речовини і матеріали поділяються на три групи:

Спалімі, важко спалімі, неспалімі.

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:

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Будівля відділення 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:

- 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; ВВ-2шт);
- ящики з піском.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

РОЗДІЛ 4. ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ У ХАРЧОВІЙ ПРОМИСЛОВОСТІ

Енергетична ефективність промислових підприємств України залишається низькою. Такий стан є наслідком тривалого спаду виробництва, а після відновлення — дешевизни паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР). Однак ситуація з вартістю енергоресурсів різко змінилася. За останні роки вартість ПЕР для підприємств України зросла у рази, тому підприємства у різний спосіб намагаються їх зекономити. При цьому брак досвіду при впровадженні того чи іншого заходу, або хибне уявлення про рівень економії, яку можна досягнути призводить до перевитрат фінансових ресурсів, що і так вкрай обмежені. Це є наслідком відсутності систем енергетичного менеджменту.

Харчові виробництва характеризуються значним енерговикористанням. Це обумовлено необхідністю термічної обробки продукції та дотримання санітарних норм, що призводить до використання великих обсягів теплової енергії та природного газу, а також необхідністю вироблення штучного холоду для зберігання продукції, що потребує великих обсягів електричної енергії.

При цьому, генеруючі потужності підприємств в основному є застарілими. Так, поширене виробництво пари за допомогою котлів віком понад 25 років з ККД менше 80%. При виробленні штучного холоду системи охолодження компресорів часто не відповідають за характеристиками компресорам, бо температури повітря влітку зросли а системи охолодження зносились. Це призводить до перевитрат електричної енергії, бо компресори працюють у неефективному режимі.

Зростання конкуренції на внутрішньому та зовнішньому ринках примушує вітчизняні підприємства шукати нові засоби і методи підвищення ефективності управління, забезпечення стабільного рівня конкурентоспроможності, які б ґрунтувалися на виявленні та впровадженні інновацій. Постійне зростання вартості ПЕР є однією з найбільших загроз навіть не для рівня конкурентоспроможності підприємств, а взагалі для їх існування. Малоєфективні, високо-затратні підприємства не витримують конкуренції і закриваються. Одним з шляхів до скорочення собівартості продукції, а отже до зростання конкурентоспроможності є енергозбереження.

Енергозбереження в практичному (технічному) сенсі — є реалізацією певних технічних рішень, що забезпечують для держави і конкретного підприємства ефект зменшення споживання ПЕР, тобто досягнення певних обсягів економії палива, теплової енергії, електричної енергії та штучного холоду. В умовах сучасного ведення економічної діяльності пріоритетним для промислових підприємств є економічний аспект енергозбереження. Енергозбереження має гарантувати економію коштів на енергозабезпечення підприємства.

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Брамірський А.О.			Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №1 в місті Бориспіль	Літ.	Аркуш	Акрушів
Перевірив		Масліков М.О.					69	92
Н.контр.						НУХТ		
Т.контр.						Каф. ТЕХТ гр. ТЕ-4-13ск		
Затвердив		Петренко В.П.						

У іншому разі 9 енергоощадні технічні рішення (навіть за умови вигоди для держави в цілому) не будуть реалізовані. Прикладами є ситуація з вітровою електроенергетикою, використанням біопалива, когенерацією. У таких випадках фінансову підтримку може забезпечувати держава (законодавство, бюджетні субвенції, регулювання тарифів) чи фінансові організації (фонди тощо).

Впровадження енергозбереження в Україні має багато перешкод:

- **виробничі:** незадовільні темпи оновлення обладнання, низькі ККД енергогенеруючого та енергоспоживаючого обладнання, значні втрати енергії під час її вироблення та транспортування, зростання енергоспоживання;

- **соціальні:** низька поінформованість про енергоефективне обладнання та енергозберігаючі рішення, недостатній рівень освіти в сфері енергозбереження та енергоменеджменту, використання нераціональних соціальних пілг на споживання енергії;

- **фінансово-економічні:** потреба у значних капіталовкладеннях через високу вартість енергоефективного обладнання (зазвичай імпортного), недостатність капіталу та оборотних коштів підприємств, високі ставки за кредитами, неплатежі за угодами та кредитами, не обґрунтовані преференції певним виробникам та споживачам енергії, незбалансовані попит та пропозиція на енергію, лобіювання інтересів окремих фірм-виробників та постачальників енергії та обладнання, недостатня мотивація до енергозбереження (втрати та надмірне споживання ПЕР покриваються суспільством через імпорт ПЕР), наявність у підприємств інших (насамперед, маркетингових) заходів зниження собівартості продукції, непрозора приватизація об'єктів енергетики, тіньова економіка;

- **адміністративні:** ціни на енергоресурси визначаються адміністративними рішеннями з політичних міркувань, документи, що визначають порядок генерації і споживання енергії не містять механізму захисту прав споживача енергії, недостатність державних заходів заохочення (в т.ч. примусового) суб'єктів підприємницької діяльності до енергозбереження;

- **юридичні:** відсутність логічної системи законодавчих актів стосовно енергозбереження та антимонопольного законодавства в сфері енергетики.

Рішення з енергозбереження є складними за своєю технічною сутністю і потребують для реалізації неабиякого рівня знань енергоефективного обладнання та ефективних енерготехнологічних схем енергоспоживання. Крім того, слід обов'язково враховувати економічні наслідки впровадження цих рішень: вміти розраховувати вартість їх впровадження та окупність, шукати джерела фінансування. Цей посібник допоможе фахівцям підвищити рівень компетентності у питаннях енергозбереження і завдяки цьому підняти конкуренто-здатність на ринку свого підприємства і харчової галузі України в цілому.

4.1. Цукрова галузь

Цукрова галузь є однією з найбільших у харчовій промисловості України — і з огляду на історію (понад 160 років), і з огляду на обсяги виробництва та енергоспоживання.

У сезоні 2015/16 років в Україні працювало 36 цукрозаводів, 18 з яких виробили 75% усього цукру. Перероблено 9,723 млн. т буряків вироблено 1,43 млн. т. цукру (0,84 % від світового виробництва за сезон 2015/16 років). Середній вихід цукру становив 14,68 %. 25 заводів працювали на природному газі (середня питома витрата природного газу на перероблення буряків становила 34 м³ /т, що менше порівняно з 2014 роком). Метою є зменшення споживання природного газу до 30 м³ /т.

Тривають роботи із заміни природного газу іншими видами палива. Зараз 15 заводів можуть використовувати альтернативні види палива. Використовують біогаз на Глобинському цукрозаводі агро-холдингу «Астарта» (Полтавська область). Заводи холдингу «Агропродінвест» можуть працювати на кам'яному вугіллі. Узинський цукровий завод (Київська область) може повністю працювати на пелетах, а також виробляє біоетанол і успішно його реалізує. Впроваджуються схеми споживання скрапленого газу (заводи агрохолдинга »Панда », зокрема Селищанський). За сезон 2015/16 років за рахунок заміни іншими видами палива зекономлено понад 1 млн м³ природного газу.

Впродовж останніх років через економічну кризу спостерігається скорочення кількості працюючих цукрозаводів в Україні.

Показники ефективності роботи цукрової галузі України

Сезон	Кількість працюючих заводів	Переробка буряків, тис. т/добу	Вироблено цукру, тис. т	Вихід цукру, % 2005/06
2005/06	116	2547	1895	13,10
2009/10	64	3344	1267	13,70
2014/15	48	3728	2081	14,10
2015/16	36	3828	1430	14,68

Здебільшого це відбувається за рахунок застарілих малопотужних заводів, що підвищує середній рівень ефективності виробництва, хоча вона і . лишається низькою порівняно з європейською цукровою промисловістю. Так у 2010/2011 маркетинговому році Франція, де працювали 25 заводів виробила 4,257 млн т бурякового цукру, а Німеччина (20 заводів) — 3,442 млн. т.

Сировиною для вироблення цукру в Україні є цукровий буряк, коренеплоди якого містять близько 75% води та 25% сухих речовин, зокрема 17,5% сахарози. Вміст сахарози у буряках коливається залежно від якості насіння та умов

виращування (температура, кількість опадів тощо). Збирати цукрові буряки починають наприкінці серпня, закінчують у вересні-жовтні (залежно від регіону та погоди). Їх звозять на цукрові заводи і зберігають у кагатах. Завод запускається після накопичення у кагатах певної кількості буряків, переробляє всі зібрані буряки і зупиняється. Решту року займає ремонтний період (деякі заводи у цей час переробляють тростинний цукор-сирець, що імпортується в Україну).

Після очищення від каміння, піску та домішок органічного походження коренеплоди миють та нарізають на стружку для покращення екстракції сахарози. Сахарозу зі стружки екстрагують на дифузійних апаратах різних типів (колонні, ротаційні, похилі), у яких вода, нагріта до 75-85°C, або конденсат рухається у протитечії до стружки, екстрагуючи з неї розчинні сахарозу і не цукри. Відносна витрата розчину (дифузійного соку), що відбирають з апарата (відкачка) залежно від типу апарата та якості стружки становить 105...140% до маси стружки. Її підвищення зменшує втрати цукру у знецукреній стружці (жомі), але призводить до значного підвищення потрібної витрати теплової та електричної енергії на вироблення цукру.

При температурі вище 75°C відбувається швидке набухання пектинових речовин і зменшується пружність стружки, а при температурі нижче 70°C інтенсивно розвиваються мікроорганізми, наслідком чого є псування стружки. Тому в активній частині дифузійних апаратів підтримують температуру 70...75°C за допомогою парових обігрівних камер, підігрівання живильної води чи циркуляції через активну частину апарата нагрітого до 90-100°C соку.

На цій стадії споживачами теплової енергії є підігрівники живильної води, 13 соку та обігрівні парові камери (для похилих дифузійних апаратів).

Жом, що виходить з дифузійного апарата, містить 90...93% води, у якій розчинена і сахароза. Для зменшення втрат сахарози з жомом його пресують на жомових пресах до вмісту сухих речовин 20% і отриману жомупресову воду повертають на живлення дифузійної установки. Жом використовують, як корм для худоби, для підвищення терміну зберігання його висушують у жомусушарці гарячою сумішшю повітря та димових газів і гранулюють.

Дифузійний сік, що має температуру 35-45°C проходить багатостадійне очищення, до якого входять попередня та основна дефекації (оброблення розчином вапна), перша та друга сатурації (оброблення вуглекислим газом) та сульфитація (оброблення діоксидом сірки). Вапно та вуглекислий газ отримують на підприємстві шляхом випалювання вапняку у шахтних печах (використовується вугілля), Діоксид сірки також отримують на підприємстві, спалюючи сірку у печах. У процесі очищення сік багаторазово підігрівається паром (як з ТЕЦ, так і вторинною, з корпусів випарної установки) чи конденсатом пари. Останнє підігрівання очищеного соку проводять у групі підігрівників до температури кипіння у 1-му корпусі випарної установки. Підігрівники соку є основними споживачами теплової енергії на стадії очищення.

Очищений сік випарюється на багатокорпусних випарних установках, які

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

складаються з 4-6 корпусів (випарних апаратів), у яких по черзі випаровується сік. Корпуси сполучені таким чином, що випарена у першому корпусі пара подається до нагрівної камери другого корпусу, випарена у другому корпусі — до нагрівної камери третього і так далі. Пара, випарена на останньому корпусі відводиться на барометричний конденсатор, що забезпечує вакуум у останньому корпусі та поступове зниження тиску і температури кипіння від першого до останнього корпусу. Така конструкція дає змогу багаторазово використовувати теплоту конденсації пари. В Україні найчастіше використовують чотирьох- та п'ятикорпусні випарні установки різних модифікацій. Вміст сухих речовин за 14 рахунків випарювання води зростає від приблизно 14% у соці перед випарною установкою до 65...72% у сиропі після неї.

Випарна установка не лише є основним споживачем пари з парогенераторів на цукровому заводі, але й відіграє важливу роль у теплопостачанні підприємства, бо отримана під час випарювання у корпусах пара різних тисків (вторинна пара) використовується для підігрівання соку, води, уварювання сиропу та інших споживачів. Це дає змогу значно зменшити споживання пари з парогенераторів. Підігрівання більшості продуктів організовано у кілька груп. Наприклад, сік можуть підігрівати за схемою »конденсат — вторинна пара 5 корпусу — вторинна пара 4 корпусу ». Така схема, незважаючи на складність, дає змогу у повній мірі використати низькотемпературні вторинні енергоресурси. Для зменшення витрати нагрівної пари на випарну установку використовують різні технічні рішення: збільшують кількість корпусів, підвищують температури кипіння, переносячи відбори на останні корпуси, стискають вторинну пару у механічному чи пароструминному компресорі та ін.

Конденсати нагрівної пари з випарної установки та більшості інших споживачів збирають у збірники конденсату. Конденсат нагрівної пари першого корпусу та частково другого корпусу повертають на живлення парогенераторів у ТЕЦ цукрозаводу. Інші конденсати можуть бути забруднені цукром і не підходять для живлення парогенераторів, їх використовують для нагрівання соку у теплообмінниках, після чого — для живлення дифузійного апарата (необхідна деамонізація) та інших потреб.

Сироп з випарної установки надходить на уварювання до вакуум-апаратів, де залишки води випарюють під вакуумом при температурі близько 67°C. Під час уварювання до сиропу додають цукрову пудру, на дрібних кристалах якої кристалізується сахароза з сиропу — кристали наростають. Після досягнення кристалами потрібного розміру суміш кристалів та між кристальної патоки (ульфель) розділяють на центрифугах. Отриманий вологий цукор висушують 15 нагрітим повітрям, розфасовують, та подають на зберігання. Патоку, що містить певну кількість сахарози та інших розчинених речовин, повертають на повторне уварювання для повнішого вилучення з неї сахарози. Уварювання проводять у два або три ступені. Цукор з другого та третього ступенів уварювання розчиняють (клерують) очищеним соком та подають до вакуум-апаратів попереднього ступеня. Залишки знецукреної патоки (мелясу) використовують як кормову добавку або для

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

виготовлення спирту, дріжджів, молочної кислоти та інших продуктів.

Вакуум-апарати є основними споживачами теплової енергії на цьому етапі. Також тепла енергія використовується для висушування цукру, клерування, обігрівання збірників сиропу та патоки.

Енергопостачання цукрозаводів здійснюють за когенераційною схемою — з паралельним виробленням теплової та електричної енергії на власній ТЕЦ. На цих ТЕЦ зазвичай встановлені протитискові турбіни, що виключають втрати теплової енергії на конденсатор і мають найвищий ККД.

Надлишок конденсату, що утворюється під час випарювання соку і повертається на ТЕЦ, дає змогу експлуатувати парогенератори ТЕЦ у конденсаційному режимі, що значно зменшує потрібну продуктивність установки хімічного знесолення води. Також конденсат, на відміну від води з джерела технічного водопостачання, має температуру 90...120°C, що підвищує коефіцієнт корисної дії ТЕЦ, зменшуючи споживання палива.

Особливостями цукрової галузі з точки зору енергоспоживання є:

1) сезонність роботи — сезон цукроваріння в умовах України триває 30...100 діб;
2) цілодобова робота (впродовж сезону можливі зупинки через перебої у постачанні сировини чи технічними несправності, тоді потрібен повторний пуск, отже непродуктивні витрати сировини та енергії);

3) висока потреба у тепловій та електричній енергії, що порівняно мало коливається впродовж доби та сезону цукроваріння;

4) різноманітність теплоносіїв та їх параметрів у схемі теплопостачання заводу: 16 водяна пара різних тисків, конденсати, гаряча вода, гаряче повітря, димові гази та ін.;

5) велика кількість вторинних енергоресурсів (випарена пара, конденсати, гаряча вода, димові гази тощо), які можуть бути використані і значною мірою використовуються.

6) розвинена та ефективна тепло-технологічна схема (порівняно з іншими галузями), що пояснюється великим теплоспоживанням, довгою історією галузі та сезонністю роботи, що залишає час для щорічних модернізацій під час ремонту;

7) наявність власних ТЕЦ, що одночасно генерують пару та електроенергію для виробничих потреб, а також для опалення, вентиляції та гарячого водопостачання. У зв'язку з цим ефективність споживання енергоресурсів визначають питомою витратою умовного палива на перероблення цукрових буряків (соку-добування) у кг на тону перероблених буряків або у відсотках до маси перероблених буряків. Розрахунки ведуть до маси буряків, а не до виробленого цукру, бо вихід цукру з буряків різної якості (насамперед різної цукристості) може істотно коливатися, тоді як витрата палива змінюється значно менше.

8) наявність великої кількості органічних відходів (бурякового жому).

Бенчмаркінгове дослідження, проведене для галузі у 2012 році, показало, що

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

питоме споживання ПЕР підприємствами цукрової галузі коливається в межах від 34,3 кг ум. пал./т буряків до 68,9 кг ум. пал./т буряків. Середній показник питомого споживання ПЕР по галузі згідно статистичних даних становить для цукру бурякового 48,1 кг ум. пал./т буряків.

Така розбіжність обумовлена:

- різноманітністю схем теплопостачання підприємств;
- різним за віком та ефективністю технологічним та енергогенеруючим обладнанням;
- різною мірою використання вторинних теплових ресурсів;
- різною тривалістю виробничого сезону, що залежить від кількості закупленої сировини;
- різною якістю сировини (цукрових буряків);
- різною кваліфікованістю виробничого персоналу підприємств;
- різною мірою уваги власників заводів до питань енергозбереження.

Таким чином, цукрова галузь має значні ресурси збереження енергії. Найдоцільнішими енергозбережними заходами є: скорочення тепловтрат, раціоналізація схем тепловикористання з поширенням використання теплоти вторинних енергоресурсів, використання сучасного обладнання з вищим ККД. Через скорочення попиту на жом з боку тваринницької галузі доцільно розвивати вироблення з жому біогазу та енергії на базі когенераційних установок.

4.2. ОЛІЙНО-ЖИРОВА ГАЛУЗЬ

Олійно-жирова галузь в Україні є однією з найважливіших у харчовій промисловості України з огляду на її потужний експортний потенціал, а також на обсяги виробництва та енергоспоживання. На неї припадає до 10% всієї виробленої харчової продукції. До продукції галузі належать сирі і рафіновані олії різних видів, гідрогенізований жир (саломас), маргарин, майонез, мило, гліцерин. Останнім часом на підприємствах галузі поширюється вироблення біопалива.

Серед багатьох олійних культур домінуючим в Україні є соняшник (понад 90%), у значно менших обсягах виробляють ріпакову, кукурудзяну та інші олії. Україна є одним з лідерів як із виробництва насіння соняшнику (11,0 млн. т в заліковій вазі), так і з виробництва соняшникової олії (3,71 млн. т). Україна також незмінно залишається лідером з експорту соняшникової олії — 2,7-2,8 млн. т, або 54% від обсягів її світового експорту.

За даними асоціації «Укроліяпром» виробництво олії в Україні зростає, його основу становить олія соняшникова нерафінована (табл. 2), причому понад 90% від усього обсягу сконцентровано на 25 найбільших олійно-жирових підприємствах.

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

Вироблення олії в Україні,

Продукт	2011 р.	2015 р.
Олії рослинні	3244,0	4561,2
у т.ч. соняшникова нерафінована	3174,0	3714,9
соняшникова рафінована	593,0	528,1

Насіння зберігають у силосах елеваторів — циліндричних місткостях діаметром 5-10 м і заввишки 10—40 м. Під час зберігання насіння насипом внаслідок біологічних процесів виділяється теплота (самозігрівання). Для запобігання псуванню насіння теплоту самозігрівання відводять, вентилюючи силоси охолодженим до 1...2°C повітрям.

Насіння охолоджують до 5°C, що подовжує можливий термін його зберігання. Насіння соняшника після надходження у виробництво очищують від домішок у бураті — барабані з двох сіток з вічками різного розміру. Це дає змогу відділити і крупні (залишки листя), і дрібні (пісок) домішки. Для видалення зайвої вологи і полегшення очищення насіння підсушують у шахтних чи барабанних сушарках.

Шеретування насіння на шеретувально-віяльних агрегатах дає змогу очистити ядро насіння, що містить основну частину олії, від лушпиння, у якому вміст олії незначний. Лушпиння розбивають та відвіюють від ядра.

На більшості заводів лушпиння (його маса становить 20-25% від маси насіння) спалюють у твердопаливних котлах, котлах з передтопками або після термохімічного перероблення на газ, виробляючи теплову енергію. З лушпиння також формують пелети (гранули) для використання у якості біопалива. Проблемою при спалюванні лушпиння є велика кількість липкої та абразивної золи та значний вміст шкідливих речовин у димових газах.

Ядро насіння подрібнюють на валкових дробарках для полегшення подальшого оброблення та виходу олії. Отриманий матеріал (м'ятка) проходить двостадійне тепловологічне оброблення: інактивація ферментної системи у шнеку-транспортері гарячою водою при 60°C і смаження у чанних жаровнях при 105°C для руйнування клітин і полегшення виходу олії.

Чанні жаровні складаються з 6-8 чанів з паровими оболонками, та мішалками. М'ятка в них подається до верхнього чану і поступово смажиться, пересипаючись до нижчих чанів. Чанні жаровні є основними споживачами теплової енергії у пресовому виробленні олії.

Після смаження маса, що утворилася (мезга) одразу надходить на пресування. Перше пресування (форпресування) здійснюють на шнекових пресах. Отримана олія подається на рафінування. Форпресова макуха містить близько 20% олії. Її подають до пресів другого ступеня — експелерів. Олія другого пресування йде на рафінування, а макуха, що містить 5...9% олії — на вироблення комбікорму.

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

Частіше замість пресування на експелерах використовують екстрагування. Форпресову макуху формують у вигляді гранул і подають до екстрактора колонного чи стрічкового типу, куди надходить підігрітий до 30—40°C розчинник (бензин, гексан, нефрас тощо), який підігрівають парою у кожухотрубному чи пластинчастому підігрівнику. Олія розчиняється у розчиннику, тому її залишки екстрагуються з макухи. Внаслідок екстрагування отримують розчин олії у розчиннику (місцелу) та знежирений білковий залишок (шрот).

Розчинник з місцели випарюють на 3-корпусній дистиляційній установці під вакуумом. Кожен дистилятор обігрівається насиченою водяною парою, а пара розчинника відводиться на вакуум-конденсатор. Для абсорбції залишків розчинника до кінцевого дистилятора подають перегріту водяну пару. Олію, з якої випарений розчинник (екстракційна олія), використовують для вироблення фарб, оліфи тощо.

Шрот також містить значну кількість розчинника. Для вилучення розчинника проводять теплове оброблення шроту у чанному випарнику (тостері), що за конструкцією нагадує жаровню, але має 10 чанів, до яких подається насичена пара (до оболонок) та перегріта пара (безпосередньо до чанів) для абсорбування випареного розчинника. Очищений від розчинника шрот використовують, як кормову добавку для худоби.

Розчинник використовують повторно. Для цього суміш парів розчинника та води з дистиляторів і тостера конденсують у вакуум-конденсаторах (частина з них охолоджується водою, а частина — холодоносієм з холодильних машин) та розділяють у відстійниках.

Основними споживачами теплової енергії у екстракційному виробництві олії є дистилятори та тостер.

Крім нерафінованої олії олійно-жирові підприємства виготовляють олію рафіновану (фасовану та нефасовану). Але загальна витрата теплової та електричної енергії на ці продукти значно менша — як через меншу питому витрату, так і через менші обсяги виробництва. Таким чином, основну кількість енергії можна зберегти на виробництві нерафінованої олії, отже саме це виробництво має бути першочерговим об'єктом енергозбереження.

Особливостями виробництва нерафінованої олії з точки зору енергоспоживання є:

- 1) сезонність роботи — впродовж року завод працює 270-330 діб залежно від кількості закупленого насіння, решту часу займає ремонтний період;
- 2) висока потреба у тепловій та електричній енергії, що порівняно незначно коливається впродовж доби та сезону оліє-добування;
- 3) різноманітність теплоносіїв у схемі теплопостачання заводу;
- 4) наявність вибухонебезпечних летких речовин (розчинник та його пара)
- 5) велика кількість вторинних енергоресурсів (випарена пара, конденсати, гарячі гази), що можуть бути використані;
- 6) можливість використовувати лушпиння, як паливо.

									Арк.
									77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	КР 000.144.004.002.2022. ПЗ				

Бенчмаркінгове дослідження, проведене для галузі у 2012 році, показало, що питоме споживання ПЕР підприємствами олійно-жирової промисловості коливається в межах:

- за тепловою енергією: від 300,5 Мкал/т до 1020,0 Мкал/т;
- за електричною енергією від 96,6 кВт·год/т до 198 кВт·год/т.

Середній показник питомого теплоспоживання по галузі згідно статистичних даних для олії нерафінованої становить 685 Мкал/т, питомого електроспоживання — 130 кВт·год/т, сумарного питомого енергоспоживання 839 кВт·год/т. Значна розбіжність обумовлена:

- впровадженням на окремих підприємствах енергоефективних технологій та обладнання, тоді як інші працюють на застарілому обладнанні;
- значною часткою тепловтрат у докільця на підприємствах малої потужності.
- значним недовантаженням ряду підприємств — малим надходженням сировини (та відповідно виробленням продукції) та роботою встановленого обладнання у неоптимальних режимах.

Олійно-жирова галузь має значні ресурси збереження енергії. Найдоцільнішими енергозбережними заходами є: скорочення тепловтрат, раціоналізація схем тепловикористання з поширенням використання теплоти вторинних енергоресурсів (конденсати, гаряче повітря, пари води та розчинника, макуха та ін.), використання сучасного обладнання з вищим ККД. Доцільне використання лушпиння як палива у твердопаливних котлах або перероблення його на газ. На крупних підприємствах доцільно використовувати когенераційні схеми.

4.3. ПИВОБЕЗАЛКОГОЛЬНА ГАЛУЗЬ

Пиво — один з найпопулярніших слабоалкогольних напоїв у світі. Найважливішою складовою у його виробництві є вода, бажано м'яка (з малим вмістом солей кальцію та магнію). Якісною для пивоварного виробництва вважається вода в Україні, Прибалтиці, Вірменії, Чехії, на півдні Німеччини. За кордоном певні марки пива виробляють тільки на воді зі спеціальним складом, за потреби використовують хімічне очищення води.

Солод — це зерна злаків, пророщені у штучних умовах за певної вологості й температури. Кожен сорт пива варять із різних сортів солоду, взятих у певній пропорції. Для приготування світлого пива використовують світлий солод, приготований з ячменю, інколи з пшениці, а для приготування темних сортів пива — темний, карамельний або палений солод. Колір солоду надають карамелізовані сахариди. Темний і карамельний солод надають найінтенсивніший аромат пиву. До солоду можуть додавати несолоджену сировину: рис (січку), кукурудзу (борошно або січку), пшеницю, ячмінне борошно з метою економії дорогого солоду чи надання пиву певного смаку.

Хміль — витка багаторічна рослина. У пивоварінні використовують тільки його шишки — жіночі незапліднені суцвіття. Цінними є ароматичні речовини, що

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

входять до складу хмелевої ефірної олії. Після збирання врожаю хміль висушують і використовують у вигляді шишок, меленого брикетованого хмелю чи екстракту хмелю.

Дріжджі або дріжджові клітини використовують у процесі бродіння. Нині у пивоварінні використовують винятково культурні дріжджі, що поділяють на раси. Дріжджі для низового бродіння використовують переважно в Україні, Чехії, Словаччині, Німеччині та у більшості інших країн. Для верхового бродіння — у Великобританії (зокрема для вироблення елю), іноді у Франції, Бельгії. В Україні їх використовують лише для оксамитового пива чи портеру.

Приготування солоду відбувається у солодових відділеннях пивоварних заводів або на окремих солодових заводах. Протягом двох місяців після збирання врожаю ячмінь відлежується й дозріває. Далі його очищають від домішок, сортують і замочують у воді з температурою 10...16°C для проходження ферментативних змін. Способи замочування різні: повітряно-водяне (почергове перебування зерна у воді та на повітрі), у потоці (через шар зерна, залитий водою барботують повітря), зрошувальне (воду безперервно розбризкують над шаром зерна).

Солодородження має на меті утворення ферментів, що будуть необхідні для розщеплення білку та крохмалю. Його проводять у солодовнях різного типу при температурі 13...16°C. Якщо метою є приготування світлого пива, то цей процес триває протягом 7...8 діб, якщо темного — 9. Протягом цього часу накопичуються ферменти-каталізатори і складні речовини зерна перетворюються на більш прості: крохмаль — на цукри, білки — на амінокислоти тощо. Після цього солод розпушується і стає солодким.

Після пророщення солод підсушують гарячим повітрям до вологовмісту 3...4%. Температура сушіння на солодосушарках протягом доби піднімається до 80...85°C (для світлого солоду) або протягом двох діб до 105°C (для темного). Паростки підсихають, одразу після сушіння їх видаляють на паростковідбивних машинах. Висушений солод набуває приємного хлібного смаку й аромату. Свіжовисушений солод витримують у солодосховищі не менш як 30 діб, за цей час він втрачає крихкість. Солод зберігають насипом у шарі заввишки 3...4 м або в силосах при температурі не вище як 20°C. Солод може постачатися на пивоварні, що не мають власної солодовні.

Солод та несолоджену сировину зважують очищують від домішок (пил, залишки паростків, волокна тощо) і подрібнюють на валкових дробарках. Метою подрібнення є найповніше екстрагування із солоду та зерна екстрактивних речовин (розчинних вуглеводів і біологічно активних речовин). Оптимальне подрібнення має забезпечити максимально можливий вихід екстракту і досить високу швидкість фільтрування сусла. Подрібнений солод із зерном зветься дробина.

Затирання — екстрагування водою розчинних речовин із дробини. Її змішують із водою у заторних чанах (цю суміш називають затором). Далі затор нагрівають і витримують при певній температурі для оцукрювання затору — крохмаль і високомолекулярні декстрини перетворюються на низькомолекулярні декстрини і

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

цукри (мальтозу, глюкозу). Далі цукри зброджуються, а низькомолекулярні декстрини надають пиву повноти смаку і забезпечують кращу стійкість піни.

Залежно від способу затирання і температур процесу можна одержати 31 сусло різного складу для різних сортів пива. За настоювального способу затор нагрівають у заторному чані до 75°C, роблячи паузи при 45...55°C (активуються ферменти, що розщепляють білки солоду з утворенням амінокислот), 62...64°C (активується бета-амілаза, крохмаль розщеплюється до мальтози), 70...75°C (активується альфа-амілаза і відбувається повне оцукрення крохмалю). Цей спосіб застосовують з метою одержання суслу для верхового бродіння.

Відварювальний спосіб складніший: частину затору з одного заторного апарата перекачують в іншій. Там його кип'ятять, потім повертають назад. Цю частину затору називають відваром. Залежно від кількості відварів бувають одно-, дво- і тривідварювальний способи. За такого способу температуру маси основного затору підвищують з тими самими температурними паузами, що і за настоювального способу. Відварювальний спосіб дає сусло для низового бродіння, за цим способом працює більшість українських заводів. Найпоширенішим є двовідварювальний спосіб, бо він дає можливість переробляти солод будь-якої якості за прийнятних витрат енергії. Одновідварювальний спосіб застосовують тільки для перероблення солоду високої якості, тривідварювальний — для перероблення солоду низької якості чи для приготування темних сортів пива. Головний недолік відварювального способу — високі витрати енергії.

Фільтрування оцукреного затору має на меті розділити його на дві фази: пивне сусло (це водний розчин екстрактивних речовин) та пивну дробину (нерозчинена у процесі затирання частина зернопродуктів). Затор фільтрують на фільтрпресах або (частіше на українських заводах) у фільтрчанах. Першим етапом є проціджування суслу крізь шар дробини, що лежить на ситах фільтрчана, — одержують перше сусло. Коли рівень суслу опуститься до рівня дробини, її промивають водою з температурою 78°C. Вода вимиває з дробини залишки екстрактивних речовин, внаслідок чого утворюється друге сусло (промивні води). І перше, і друге сусло подають у сусловарильний котел.

Дробину, що залишається після фільтрування затору, використовують як корм для худоби або висушують і використовують як живильне середовище для культивування мікроорганізмів. Розроблені технології видобування з дробини натуральної целюлози, яку використовують для виготовлення соусів та кондитерських виробів.

Варіння суслу — основний тепловий процес у виробництві пива. Сусло з хмелем кип'ятять у сусло-варильному апараті з паровою оболонкою та мішалкою. Внаслідок цього відбувається охмелення суслу — екстрагування і перетворення гірких і ароматичних речовин хмелю. Цей процес також веде до коагуляції високомолекулярних білків, деактивації ферментів, стерилізації суслу, видалення непотрібних ароматичних речовин. Варіння триває 1,5...2,5 год, при цьому хміль вносять у 2...4 прийоми. Деякі з білків, розчинених у суслі, 32 реагують з

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

дубильною кислотою хмелю, утворені сполуки випадають в осад, що називають трубом. Гарячий труб випадає під час кип'ятіння, а холодний — під час подальшого охолодження сусла.

У більшості сушловарильних апаратів вторинна пара не використовується і відводиться через витяжну трубу. Для утилізації теплоти вторинної пари на деяких заводах всередині витяжної труби встановлюють змішувальний конденсатор. Холодна вода, що подається на нього, розпилюється форсункою у потоці вторинної пари, нагрівається та збирається у кільцеподібному збірнику. Підігріту воду використовують для побутових та технологічних потреб.

Охмелене сусло надходить у хмелевідбірний чан для фільтрування (при використанні хмельових шишок) або у гідроциклонний апарат на освітлення (у разі використання гранульованого хмелю, екстракту чи їх суміші). Мета освітлення — осадження завислих часток хмелевої дробини, трубу та інших грубих суспензій. Для цього використовують гідроциклонний апарат із круговою циркуляцією сусла — вірпул. Тривалість операції 20...60 хв, температура гарячого охмеленого сусла на виході з апарата близько 90°C. На більшості пивзаводів освітлення здійснюють у відстійних чанах. Тривалість процесу в цьому разі — 2 год, температура на виході з апарата 60°C.

Щоб довести сусло до початкової температури бродіння, його охолоджують. Для активної життєдіяльності дріжджових клітин потрібна температура не вище за 20°C. За класичною схемою охолодження триває для низового бродіння до 5...7°C, для верхового — до 14...16°C, для прискореного — до 9°C. Точне значення температури залежить від сорту пива та використовуваного штаму дріжджів. Сусло охолоджують у двосекційному кожухотрубному чи пластинчастому теплообміннику: спочатку питною водою, що потім використовується у виробництві, а потім — льодяною водою чи іншим холодоносієм. Охолоджене (початкове) сусло, надходить на бродіння. Це сусло аерують (вводять кисень, необхідний для життєдіяльності дріжджів) та вносять дріжджі.

Бродіння поділяють на головне і доброжування. Головне бродіння триває (залежно від сорту) від 7 до 10 діб при температурі 5...10°C. Більша частина вуглеводів сусла зброджується. Утворюються етиловий спирт, діоксид вуглецю і у малих кількостях гліцерин, оцтовий альдегід, органічні кислоти та інші сполуки. Для забезпечення температурного режиму бродіння у бродильному відділенні підтримують температуру близько 8°C, відводячи зовнішні теплонадходження за допомогою повітроохолодників.

Наприкінці головного бродіння більшість дріжджів осідає (низові) або спливають на поверхню сусла, накопичуються у вигляді шару піни до кінця бродіння, а потім осідають, утворюючи пухкий шар (верхові). В останню добу бродіння температуру у бродильних танках поступово знижують до 0°C, подаючи у охолодні змішувальні танки льодяну воду. Після цього пиво подається на доброжування у лагерні 33 танки, де доброжує при температурі 0...2°C від 21 до 90 діб (залежно від сорту). Відбувається насичення вуглекислим газом, освітлення

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

внаслідок осідання дріжджів і дрібних суспензій, а також дозрівання пива, формування його смаку і аромату. Лагерні танки не мають змішувачів, тому температуру у лагерному відділенні підтримують на рівні 0°C за допомогою повітроохолодників.

На сучасних заводах з метою збільшення продуктивності використовують циліндроконічні танки (ЦКТ), що мають декілька окремих охолодних оболонок, одна з яких розміщена на конічній частині, а решта — на циліндричній. Оболонки охолоджують холодоносієм (водою, розчином NaCl, CaCl₂ чи пропіленгліколю) з температурою —5...1°C. У одному ЦКТ проходять процеси бродіння, дображування та інтенсивного охолодження. Порівняно з класичним способом цей спосіб має ряд переваг: тривалість циклу скорочується вдвічі (12...13 діб), кращі умови праці та обслуговування апаратів, усуваються неминучі втрати під час перекачування молодого пива з цеху бродіння до цеху дображування.

Для очищення від часток пиво освітлюють на відцентрових тарільчастих сепараторах-освітлювачах та за потреби фільтрують на кізельгурових чи діатомітових фільтрах.

Готове відфільтроване пиво зберігають у збірниках (форфасах) при температурі близько 0°C до подавання на розлив. Форфаси розміщують у окремому приміщенні — форфасному відділенні — у якому підтримується температура близько 0°C за допомогою повітроохолодників.

Для непастеризованого пива термін зберігання становить 7...10 діб, залежно від сорту. Для збільшення терміну зберігання до 30...90 діб пиво пастеризують: нагрівають у пластинчастому теплообміннику до 90°C, а потім охолоджують (на останній стадії — льодяною водою). Внаслідок цього у пиві гинуть бактерії, що спричиняють його псування, але відбуваються мікробіологічні та біохімічні зміни, що дещо погіршує смак пива.

Готове пиво розливають у різні види тари (скляні або пластикові пляшки різної 34 місткості, металеві кеги) при температурі не вище як 3°C в ізобаричних умовах, тобто коли воно перебуває під постійним надлишковим тиском (для уникнення спінування). Пляшки закупорюють, етикетують, укладають у ящики і подають на зберігання до холодильника.

Безалкогольні напої у великому асортименті виробляють на спеціалізованих підприємствах, а також у окремих цехах безалкогольних напоїв пивоварних заводів та інших харчових підприємств.

В Україні до безалкогольних відносять напої зі вмістом алкоголю не більше 0,5%:

- мінеральні води (природні або штучні), солодкі або ароматизовані;
- освіжаючі безалкогольні напої (лимонад, кола тощо) виготовлені на питній воді з додаванням соку чи есенції, з барвниками;
- безалкогольні напої спеціального призначення (дієтичні, діабетичні, тонік, для спортсменів тощо);
- квас;

- напої, вироблені з молоком і какао, чай та інші готові напої.

Сучасне виробництво напоїв використовує напівфабрикати з високим ступенем готовності. Інновації у виробництві безалкогольних напоїв в Україні зосереджені в декількох сферах: розвиток напоїв і концентратів для їх виробництва на основі натуральних матеріалів з використанням соків, рослинних екстрактів, меду, сироватки, концентрату квасного сусла, концентрованих і функціональних напоїв.

Газовані безалкогольні напої (насичені вуглекислим газом) мають своєрідний приємний смак, добрі освіжаючі властивості. Вуглекислий газ діє як консервант, завдяки чому зростає стійкість напоїв під час зберігання та подовжується його термін. Газування здійснюється механічним введенням і розчиненням у рідині вуглекислого газу (фруктові і мінеральні води, газована вода) або природним насиченням напою вуглекислим газом, що виділяється під час бродіння (хлібний квас). Напої насичують вуглекислим газом до концентрації 4...10 г/л.

Для їх приготування використовують хімічно очищену та деаеровану питну воду, цукровий сироп, органічні кислоти (лимонну, виннокам'яну, молочну, ортофосфорну, аскорбінову та ін.), концентрати соків, ароматизатори, екстракти та есенції з рослинної сировини. З підібраних за рецептурою компонентів готують купаажний сироп зі вмістом сухих речовин 33...46 %. Його фільтрують, додатково деаерують і розбавляють охолодженою до 10°C деаерованою водою. Отриману суміш охолоджують розсолем у теплообмінниках до температури 2...5°C та подають на газування.

Напої газують харчовим вуглекислим газом у сатураторах чи металевих танках під тиском 0,4...0,7 МПа. За такого тиску при низькій температурі розчинність вуглекислого газу у воді значно зростає. Після сатурації напоїв з температурою не вище як 10°C на потокових автоматизованих лініях розливають у пляшки, закупорюють і наклеюють етикетки. Пляшки з напоями складають у ящики і 35 подають на склад.

Основною сировиною для вироблення хлібного квасу є концентрат квасного сусла (ККС) зі вмістом сухих речовин близько 70%, який виготовляють на спеціальних заводах з житнього чи ячмінного солоду та борошна. ККС розбавляють питною водою до вмісту сухих речовин близько 35%, пастеризують при температурі 75...80°C, охолоджують проточною водою до 30...35°C. Потім додають питну воду до вмісту сухих речовин 2,8...3,0%, готуючи таким чином основне сусло.

Основне сусло зброджують у бродильно-купаажних апаратах або у циліндроконічних апаратах з використанням дріжджів і молочнокислих бактерій. Теплоту, що виділяється під час бродіння, відводять за допомогою льодяної води, що подається до охолоджувальних оболонок апаратів. Зброжене сусло (молодий квас) охолоджують до 2...7°C у циліндроконічних чи окремих апаратах з використанням холодоносія (розсіл, розчин пропіленгліколю тощо). Після охолодження та видалення щільного осаду дріжджів і молочнокислих бактерій зброжене сусло подають на купаажування, під час якого до зброженого сусла

додають пастеризований цукровий сироп з концентрацією близько 65% (готують окремо), контролюючи органолептичні властивості продукту. Купажований квас при температурі не вище як 12°C подається на розлив (найчастіше до автоцистерн).

До споживачів теплової енергії відносяться технологічні процеси (пастеризація напоїв, миття та дезінфекція обладнання, трубопроводів, склотари), системи опалення, вентиляції гарячого водопостачання.

Електропостачання забезпечується від енергосистеми через понижуючі трансформаторні підстанції 35(10)/0,4 кВ. Рівень розвитку обліку електроенергії різниться залежно від підприємства, починаючи від простої наявності приладів комерційного обліку споживання електроенергії, аж до наявності сучасних високотехнологічних підприємств, на яких майже всі споживачі електроенергії мають окремий облік.

Основні споживачі електроенергії:

- повітряні компресори і холодильні установки;
- припливна і витяжна вентиляція, кондиціонери;
- установки для приготування, стерилізації та упаковки продуктів;
- вантажні ліфти;
- електродвигуни насосів;
- обладнання для ремонту і технічного обслуговування (зварювальні апарати, токарні та свердлильні верстати, електроінструменти);
- котельні установки (вентилятори, димососи, насоси);
- освітлення виробничих приміщень та територій;
- лабораторне обладнання;
- комп'ютерне обладнання.

Бенчмаркінгове дослідження, проведене для галузі у 2012 році, показало, що 36 споживання енергії підприємствами безалкогольних напоїв, газованої питної води і соку коливається в наступних межах:

- для безалкогольних напоїв:

теплової енергії — 135,4 ... 782,3 Мкал / тис дал;

- електричної енергії — 379,5 ... 697.7 кВт·год / тис дал;

- для газованої питної води:

теплової енергії — 34,5 ... 480,3 Мкал / тис дал;

- електричної енергії — 360,0 ... 753.0 кВт·год / тис дал;

- для соку:

теплової енергії — 66,7 ... 873,0 Мкал / т;

- електричної енергії — 47,9 ... 303,0 кВт·год / т.

Такі відмінності є тому, що понад 35% споживчих енергоресурсів витрачається на допоміжні цехи і загальнопромислові потреби підприємства, що майже не залежать від обсягів виробництва, а також на опалення, вентиляцію та

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

кондиціонування (значно залежать від кліматичних умов району, де знаходиться підприємство). У більшості випадків підприємства виробляють декілька видів продукції одночасно і розподіляють ПЕР на допоміжні потреби підприємства між видами продукції пропорційно до кількості енергоресурсів, спожитих на технологічні потреби для вироблення певного виду продукції (тобто, чим енергоємніша технологія виробництва певного виду продукції, тим більша частка споживання енергоресурсів для допоміжних потреб підприємства будуть віднесені на його виробництво).

На підставі статистичних даних середні по галузі витрати:

теплової енергії:

- для безалкогольних напоїв — 586,0 Мкал / тис дал;
- для газованої питної води — 343,4 Мкал / тис дал;
- для соку — 143,1 Мкал / т.

електричної енергії:

- для безалкогольних напоїв — 541,3 кВт·год / тис дал;
- для газованої питної води — 657,8 кВт·год / тис дал;
- для соку — 173,6 кВт·год / т.

Пиво-безалкогольна галузь має ресурси збереження енергії. Найдоцільнішими енергозбережними заходами є: скорочення тепловтрат, раціоналізація схем тепловикористання з використанням регенерації теплової енергії, використання теплоти вторинних енергоресурсів (конденсати, вторинна пара сушарних апаратів, мийні води та ін.) з можливим використанням теплонасосних установок, використання сучасного обладнання з вищим ККД. Доцільне вироблення біогазу з органічних відходів з можливим подальшим виробленням енергії на базі когенераційних установок.

4.4. Інструментарій енергозбереження

Виконання робіт з енергозбереження передбачає наявність у їх виконавців певного інструментарію:

- вимірювальні прилади — інструментальні засоби визначення експлуатаційних параметрів енергоносіїв, агрегатів та установок. У Додатку 1 наведено основні характеристики вимірювальних приладів, що використовуються під час енергетичних обстежень.

- бази даних апробованих промисловістю технічних рішень, що удосконалюють процеси, агрегати, установки та виробництва: матеріали технічних звітів та досліджень, рекламні проспекти, наукова література;

- формули та методики — засоби математичного та графічного розрахунку параметрів енергоносіїв, агрегатів та установок, показників ефективності процесів, агрегатів, установок та виробництв та складені на їх базі інструкції з нормування ПЕР, інструкції з ведення технологічного процесу, стандарти.

Параметри енергоносіїв — це їх властивості, що застосовують у енергетичних або технологічних розрахунках. У практиці енергозбереження застосовують:

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

об'ємну (м³/год) та масову (т/год) витрати; температуру (°С); питому ентальпію (кДж/кг); ентропію, (кДж/(кг·К)); питому теплоємність, (кДж/(кг·К)); густину, (кг/м³); питомий об'єм, (м³/кг), кінематичну (м²/с) та динамічну (Па·с) в'язкість. Ці параметри визначають різними способами, у тому числі за таблицями, діаграмами та формулами.

Також у практиці енергозбереження використовують інші формули, наприклад співвідношення спожитої за визначений термін енергії $W\tau$ (кВт·год) та потужності W (кВт), для визначення обсягів споживання електричної енергії агрегатами, установками, системами промислового виробництва за величиною їх потужності і навпаки:

$$W\tau = W \cdot \tau_{\text{розр}} \quad (1)$$

де $\tau_{\text{розр}}$ – розрахунковий термін визначення терміну вироблення чи споживання енергії, год, доба, міс, рік.

4.5. Визначення витрат та втрат пер

Визначення обсягів витрат та втрат ПЕР та їх аналіз є неодмінною частиною робіт з енергозбереження.

Витрати ПЕР — витрати палива, теплової енергії, електричної енергії та штучного холоду у кількостях, необхідних для реалізації енерготехнологічних процесів в агрегатах, установках та виробництвах. Витрати ПЕР можуть ілюструвати наслідки виконаної роботи з енергозбереження.

Проектно необхідні або фактичні обсяги ПЕР — Ψ , для промислових виробництв визначаються рівнем питомого енергоспоживання певного виробництва — ψ , та його виробничою потужністю — A , за універсальною формулою:

$$\Psi = \psi \cdot A \quad (2)$$

де Ψ – обсяг витрати ПЕР; ψ – питома витрат ПЕР на одержання одиниці продукції; A – виробнича потужність підприємства.

У разі визначення витрат ПЕР для окремих агрегатів, та установок використовують формули, що враховують специфічні ознаки машин, процесів та виробництв. Наприклад, добову витрату електричної енергії на привод компресора — $W\tau^{\text{компр}}$, кВт·год/доб, розраховують за формулою:

$$W\tau^{\text{компр}} = Q_{\text{всм}} \cdot \rho_{\text{всм}} \cdot L_{\text{ад}} \cdot \tau_{\text{розр}} / (\eta_{\text{ад}} \cdot 3600 \cdot 24) \quad (3)$$

де $Q_{\text{всм}}$ – експлуатаційна подача компресора, м³/год; $\rho_{\text{всм}}$ — густина газового потоку у всмоктувальному патрубку компресора, кг/м³; $L_{\text{ад}}$ — питома робота

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

адіабатичного (ізоентропного) стискання, кДж/кг; $\tau_{\text{розр}}$ — розрахунковий час споживання електричної енергії, год/доб; $\eta_{\text{ад}}$ — експлуатаційний (адіабатний) ККД компресора, од; **3600** — кореляційний коефіцієнт, с/год; **24** — кореляційний коефіцієнт, год/доб.

Хоча різні галузі харчової промисловості значно відрізняються за технологіями, обладнанням, а отже і переліком споживачів ПЕР, типовими для них є певні 76 процеси, що потребують використання певних видів ПЕР (теплової енергії, електроенергії, палива та ін.):

- нагрівання/охолодження рідин чи газів в теплообмінниках;
- стиснення газів в компресорах та нагнітачах;
- змішування потоків рідини у змішувачах;
- кипіння рідин (зокрема розчинів у випарних апаратах та установках);
- самоскипання рідин;
- конденсація пари (води, холодоагентів);
- сушіння;
- трансформація теплоти у холодильних машинах і теплових насосах;
- кондиціонування повітря в установках кондиціонування тощо.

Обсяг (кількість за одиницю часу) ПЕР для кожного процесу визначається індивідуальною математичною формулою, при цьому слід уважно дотримуватися єдиної системи вимірювання параметрів, що входять до їх складу, або використовувати кореляційні коефіцієнти у разі одночасного застосування системних і позасистемних одиниць вимірювання.

Наприклад, розрахункова формула для визначення витрати теплової енергії на нагрівання потоку рідини у разі застосування єдиної системи одиниць вимірювання для параметрів (кг/с, кДж, с) і вимоги отримати витрату теплової енергії у кДж за секунду (кДж/с, кВт), має вигляд:

$$Q_{\text{нагр}} = G_{\text{прод}} \cdot c_{\text{прод}} (t_2^{\text{прод}} - t_1^{\text{прод}}) + Q_{\text{втр}} \quad (4)$$

де $G_{\text{прод}}$ – витрата продукту, що нагрівається, кг/с; $c_{\text{прод}}$ — теплоємність продукту, що нагрівається, кДж/кг·К; $t_2^{\text{прод}} - t_1^{\text{прод}}$ — температури продукту на початку та після нагрівання, К; $Q_{\text{втр}}$ — втрати теплоти у довкілля, кВт.

Витрати ПЕР бувають:

- **абсолютні** (годинні, добові, місячні та річні обсяги споживання ПЕР), що формують систему макропоказників енергоспоживання технологічним процесом, установкою або виробництвом.

- **питомі** (віднесені до обсягу виробленої продукції за визначений термін споживання ПЕР), що формують систему показників ефективності енергоспоживання і визначають енергетичну ефективність процесу, агрегату або виробництва.

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Система питомих витрат ПЕР на вироблення продукції містить:

- технологічно обґрунтовані питомі витрати ПЕР на одержання одиниці продукції;
- фактичні експлуатаційні питомі витрати ПЕР на одержання одиниці продукції;
- гранично досяжні витрати ПЕР на одержання одиниці продукції;
- ідеалізовані (теоретичні) витрати ПЕР на одержання одиниці продукції;
- експлуатаційні витрати ПЕР на одержання одиниці продукції на кращих вітчизняних підприємствах галузі;
- експлуатаційні витрати ПЕР на одержання одиниці продукції на кращих світових підприємствах галузі;
- планово-нормативні (директивні) витрати ПЕР енергії на одержання одиниці продукції. У відповідній нормативно-методичній літературі наведені методики визначення питомих витрат енергії для різних галузей.

У відповідній нормативно-методичній літературі наведені методики визначення питомих витрат енергії для різних галузей.

Якщо проаналізувати формулу (4), то можна зробити висновок, що ефект енергозбереження у процесі нагрівання потоку рідини (зменшення $Q_{\text{нагр}}$) гарантуватимуть технічні рішення, що:

- зменшать витрату потоку, що нагрівається, $G_{\text{прод}}$;
- зменшать кінцеву температуру нагрівання потоку, t_2 ;
- збільшать початкову температуру потоку, t_1 ;
- зменшать втрати теплоти у довкілля, $Q_{\text{втр}}$.

Зазвичай енергозбережні рішення стосуються зміни параметрів продуктів у технологічній схемі (тому мають узгоджуватися з технологіями підприємства), хоча вони можуть і не стосуватися технологічної схеми: заміна застарілої теплоізоляції тощо.

Визначення обсягів економії ПЕР внаслідок реалізації технічних рішень з енергозбереження

зводиться до визначення різниці між рівнями енергоспоживання до та після реалізації робіт з енергозбереження. Для визначення обсягів економії ПЕР у агрегатах, установках, на підприємствах, що одночасно споживають декілька видів ПЕР (наприклад теплову та електричну енергію), слід розрахувати зміну споживання для кожного зі споживаних видів ПЕР.

Втрати ПЕР — відведення у довкілля потоку енергії (зазвичай у вигляді теплової енергії), що утворився внаслідок виконання установкою своїх технологічних функцій (нагрівання, випаровування, кристалізації, сушіння, транспортування та ін.). Наприклад, теплота згоряння палива, спожита енергетичними установками частково трансформується в електричну або теплову енергію, а решта (від 10% до 65%) енергії палива втрачається в навколишнє середовище. Для спрощених розрахунків втрати теплової енергії встановлюють, як нормовану частку (наприклад, для втрат з поверхні теплоізоляції — 5...10%) від

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		88

загальної витрати теплової енергії.

Втрати ПЕР поділяють на три групи:

1. Функціональні втрати обумовлені технологічно необхідним відведенням теплоти і є невід'ємною складовою в реалізації даного процесу або установки. Наприклад, конденсація відпрацьованої в проточних частинах турбін пари в конденсаторах і відповідна втрата теплоти конденсації цієї пари в атмосферу в градирні, або в охолоджувальному басейні — є 78 невід'ємною частиною паросилового циклу для одержання електричної енергії.

2. Марнотратні втрати обумовлені недостатньою досконалістю організації теплоенергетичних або тепло-технологічних процесів. (тепловтрати через відсутність теплоізоляції гарячих трубопроводів).

3. Енергетичні втрати — збільшення витрат чи втрат ПЕР внаслідок зменшення показників ефективності виробничих процесів через недодержання необхідних умов взаємодії одного або кількох технічних рішень з існуючою енерготехнологічною схемою установки або виробництва. Наприклад, впровадження в теплову схему цукрового заводу теплообмінника, що використовує теплоту конденсатів, без одночасної компенсації недовипаровування в випарній установці, призведе до збільшення витрати пари і палива на виробництво цукру.

Зменшення втрат ПЕР в процесах і установках гарантує зменшення витрат ПЕР на ці процеси і установки, отже є одним з шляхів енергозбереження. Для зменшення втрат ПЕР слід:

1. Визначити шляхи виведення втрат теплоти з енерготехнологічної установки (наприклад, у вигляді теплих потоків продуктів, конденсату, дренажів, втрат з поверхні теплоізоляції, випарів, охолодної води тощо).

2. За допомогою приладів вимірювання, діаграм, розрахункових формул визначити витрати енергоносіїв, з якими втрачається теплота, їх теплові та термодинамічні параметри (температуру, тиск, ентальпію тощо).

3. Визначити обсяги втрат теплоти за кожним напрямом і з кожним потоком енергоносія чи продукту за відповідними формулами.

4. Застосувати технічні рішення, що зменшують втрати ПЕР, грамотно вписавши їх в існуючі теплотехнологічні схеми. Одним з таких рішень є теплоізолювання: поверхня трубопроводу або технологічного обладнання (70...450 °С), у разі покриття її шаром теплоізоляційного матеріалу, втрачає у довкілля на 70...90% менше теплоти ніж до теплоізолювання.

4.6. Показники ефективності енергозбереження

Енергетичним ефектом енергозбереження є зменшення витрат ПЕР, а економічним ефектом — зменшення витрат коштів, що витрачаються на закупівлю ПЕР. Але визначення ефективності енергозбереження не таке просте, як може здаватися. Можна одержати зменшення споживання ПЕР, а економії коштів не відбудеться. До експлуатаційних параметрів об'єктів (процесів, агрегатів, установок, виробництв), що можуть розглядатися як критерії ефективності робіт з

енергозбереження відносять:

показники енергетичної ефективності об'єктів:

- ККД реалізованих термодинамічних циклів;
- питомі витрати ПЕР на вироблення продукції;
- показники повної енергоємності продукції.

показники економічної ефективності об'єктів є:

- собівартість продукції;
- паливно-енергетична складова собівартості продукції;
- строк окупності капіталовкладень (спрощений та реальний);

ККД (η) — найвідоміший показник ефективності процесів, агрегатів, установок, виробництв.

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. [Прядко М.О., Павелко В.І., Рябчук О.М. Мет. вказ. до виконання кваліфікаційного проекту “Система теплопостачання житлово-промислового району міста” рівня підготовки бакалавра, напряму 6.050601 “Теплоенергетика” для студентів денної та заочної форм навчання. Частина 1. – К.: НУХТ, 2011. – 57 с.]
2. [Прядко М.О., Філоненко В.М. Метод. вказівки до викон. кваліфікаційного проекту “Система теплопостачання житлово-промислового району міста” рівня підготовки бакалавра для студентів напряму 6.050601 “Теплоенергетика” ден. та заоч. форм навч. Частина 2. – К.: НУХТ, 2011. – 110 с.]
3. Бузников Е.Ф. и др.. Производственные и отопительные котельные.– М.:– Энергоатомиздат.– 1984.– 248 с.
4. Філоненко В.Н. Нагнітачі та теплові двигуни. – Мет. Вказ. до вивчення дисципліни для студентів спеціальності “Теплоенергетика” ден. та заочн. форм навчання.– К.: НУХТ. – 2004.– 50с.
5. Філоненко В.Н., Масліков М.М. Джерела енергопостачання промислових підприємств. – Мет. Вказ. до вивчення дисципліни для студентів спеціальності “Промислова теплоенергетики” ден. та заочн. форм навчання.– К.: НУХТ. – 2002.– 34с.
6. Тобилевич и др. Методические указания по проектированию ТЭЦ промышленных предприятий. Часть 1.– К.: КТИПП. – 1983.– 91с.
7. Кострюков В.А. Основы гидравлики и аэродинамики.– М.:– Высшая школа.– 1975. – 220 с.
8. Торчинский Я.М. Нормирование расхода газа для отопительных котельных. – Л.: Недра. – 1991. – 163 с.
9. Ковалько М.П., Денисюк С.П. Енергозбереження. Пріоритетний напрямок державної політики України. – Київ: УЕЗ. – 1998. – 306 с.
10. ДСТУ 2339 «Енергозбереження. Основні положення».
11. Масліков М.М. Путівник. Енергоефективність та використання відновлюваних джерел енергії в агро-харчовій промисловості. [Електронний ресурс] – Код доступу: [ENERGY SAVING.pdf](#)

					КР 000.144.004.002.2022. ПЗ	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Додатки.
Специфікація

Додаток 1.

Позиція	Найменування та технічні характеристики	Тип, марка, позначення документа, опитувального листа	Одиниця виміру	Кількість
1	2	3	6	7
Обладнання котельні				
1	Котел	КВ-ГМ-10	шт.	2
2	Димохід		шт.	2
3	Димосос	Д-11,2	шт.	2
4	Вентилятор	ВДН-9/1500	шт.	2
5	Підігрівник сирі води	ВВП 07-114x2000	шт.	1
6	Підігрівник хімоочищеної води	ВВП 07-114x2000	шт.	1
7	Підігрівник технологічної води	ВВП 13-273x2000	шт.	1
8	Даераційна колона	ДВ-25	шт.	2
9	Бак даераційний		шт.	2
10	Бак газовідділювач		шт.	1
11	Ежекторна установка		шт.	1
12	Насос рециркуляційний	НКУ-45	шт.	2
13	Насос мережний	СЕ-160-50	шт.	2
14	Насос підживлення тепломережі	К-20/30	шт.	2
15	Насос сирі води	К-20/30	шт.	2
16	Насос хімоочищеної води	К-20/30	шт.	2
17	Насос вакуумний	ВВН-1-0,75	шт.	2
18	Насос технологічної води	К-160/30	шт.	2
19	Насос промивка натрійкатіонових фільтрів	К 8/18	шт.	2
20	Фільтр натрій-катіоновий 1 ст.	ФИПа 1-1,0-0,6-НА	шт.	1
21	Фільтр натрій-катіоновий 1+2 ст.	ФИПа 1-1,0-0,6-НА	шт.	1
22	Фільтр натрій-катіоновий 2 ст.	ФИПа 1-1,0-0,6-НА	шт.	1
23	Мішалка гідравлічна	МГК-2	шт.	1
24	Солерозчинник	С-0,4-0,7	шт.	1
25	Витратний бак концентрованого розчину солі		шт.	1

КР 000.144.004.002.2022. ПЗ

Арк.

92

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------