

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

**Навчально-науковий інженерно-технічний інститут
ім. акад. І.С.Гулого**

Кафедра теплоенергетики та холодильної техніки

«До захисту в ЕК»
Директор ННІТІ ім. І.С. Гулого

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри ТЕХТ

_____ Блаженко С.І.
(підпис)

_____ Василенко С.М.
(підпис)

« ____ » _____ 2020 р.

« ____ » _____ 2020р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА**

зі спеціальності 144 «Теплоенергетика»
освітньо-професійної програми «Теплоенергетика»

на тему: **«Проект системи тепlopостачання
житлово-промислового району №2 в місті Хорол»**

Виконав: здобувач 4 курсу, групи ТЕ-4-6

Лобойко Всеволод Сергійович

_____ (підпис)

Керівник: Бойко Володимир Олександрович

_____ (підпис)

Рецензент

_____ (прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Засвідчую, що в цій кваліфікаційній
роботі немає запозичень із праць
інших авторів без відповідних
посилань.

Здобувач _____

(підпис)

Київ - 2020р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут 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

(назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ТЕХТ

проф. Василенко С.М.

“08” квітня 2020 року

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Лобойка Всеволода Сергійовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект системи теплопостачання житлово-промислового району № 2 в місті Хорол

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

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “16”03.2020 року № 260-кв

2. Строк подання здобувачем роботи 05.06.2020 року

3. Вихідні дані до роботи технологічне навантаження 12,0 МВт; температура теплоносія 95 С; розрахункова температура -23 С; температура зовнішнього повітря -1,9 С; температура для системи вентиляції -10 °С; тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год; тривалість опалювального періоду – 187 діб; температури мережної води $t'_{01}/t'_{02}: 150^{\circ}\text{C}/70^{\circ}\text{C}$.

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

1. Розрахунок теплових навантажень житлово-промислового району міста 2.

Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами 3.

Охорона праці

4. Творче завдання

5. Перелік графічного матеріалу

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

2. Теплова схема котельні.

3.Компановка обладнання.

6. Консультанти розділів роботи

Зміст

Анотація.....	5
Вступ.....	
Розділ I. Розрахунок теплових навантажень житлово - промислового району міста.....	7
1. Вихідні дані до проекту.....	7
2. Визначення теплових навантажень в системі тепlopостачання житлового району.....	9
3. Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях.....	14
3.1. Розрахунок витрат та температур мережної води на опалення...	14
3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водopостачання.....	16
3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію.....	22
4. Визначення розрахункових витрат теплоносія.....	
5. Вихідні дані до розділу II.....	
Розділ II. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами	28
1. Вихідні дані для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами	28
2. Формування принципової схеми водогрійної котельні.....	30
3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами	31
4. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні	41
5. Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами	44
Розділ III. Охорона праці.....	53
РОЗДІЛ IV. Проблематика створення сучасних систем теплозабезпечення міст України.....	59
Список використаної літератури.....	69

					00БП.144.ОПТЕ.008.005.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району №2 в м. Хорол ЗМІСТ</i>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Лобойко В. С.					4	
Перевірив		Бойко В. О.						
Рецензув.								
Затвердив		Василенко С.М.						
						ТЕ-4-6 кафедра ТЕХТ НУХТ		

Анотація

Лобойко В.С. Проект системи теплопостачання житлово-промислового району № в місті Хорол - кваліфікаційна робота на правах рукопису.

Даний проект містить розрахунок теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району на 27 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.

Четвертий розділ присвячений проблематиці створення сучасних систем теплозабезпечення міст України.

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.

					00БП.144.ОПТЕ.008.005.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата				
Розробив		Лобойко В. С.			Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №2 в м. Хорол АНОТАЦІЯ	Літера	Аркушів	Аркуш
Перевірив		Бойко В. О.					5	
Рецензув.						ТЕ-4-6 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Затвердив		Василенко С.М.						

ABSTRACT

Loboyko V.S. Project of heat supply system of residential-industrial district № 2 in the city of Horol - qualification work on the rights of the manuscript.

This project contains the calculation of heat loads in the heating system of a residential area for 27 quarters, found graphs of dependence of heat loads of heating, ventilation and hot water supply of the area on the outside air temperature, graph of temperature and network water consumption from outside air temperature, schedule of annual total heat consumption.

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

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

The fourth section is devoted to the creation of modern heating systems in Ukrainian cities.

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.

					00БП.144.ОПТЕ.008.005.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		6

РОЗДІЛ І. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА

1. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУ

1. Географічний пункт розміщення житлово-промислового району – **м. Хорол**.
2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант **№2** (27 житлових кварталів).
3. Структура теплового навантаження:
 - 3.1. Опалення житлових кварталів;
 - 3.2. Гаряче водопостачання житлових кварталів;
 - 3.3. Вентиляція громадських будівель;
 - 3.4. Технологічне навантаження промислового підприємства
12 МВт
 (Теплоносій – гаряча вода $t_2'' = 95$ °С, степінь повернення води 1,0)
4. Розрахункова температура (максимально зимова) для проектування системи опалення **$t_{3,0} = (-23)$ °С**.
5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період – **$t_3^{ср.оп} = -1,9$ °С**.
6. Розрахункова температура для проектування системи вентиляції – **-10 °С**.
7. Температура початку опалювального періоду, **$t_{зпк} = +8$ °С**
8. Температура точки “зламу”, $t_{3,3}$ (розраховуються після побудови графіка зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря)
9. В дипломному проекті розрахунки всіх видів теплових навантажень здійснюються для трьох характерних режимів:
 - максимально зимового;
 - точки “зламу” температурного графіка опалення;
 - літнього.
10. Тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год.
11. Тривалість опалювального періоду – **$n_o = 187$ діб**.

					00БП.144.ОПТЕ.008.005.ПЗ							
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №2 в м. Хорол РОЗДІЛ І			Літера	Аркушів	Аркуш		
Розробив		Лобойко В. С.								7		
Перевірив		Бойко В. О.						ТЕ-4-6 кафедра ТЕХТ НУХТ				
Рецензув.												
Затвердив		Василенко С.М.										

12. Тривалість періоду стояння температур зовнішнього повітря, діб

Температура	Інтервали середньодобових температур зовнішнього повітря, °C							
	-30... ...-25	-25... ...-20	-20... ...-15	-15... ...-10	-10... ...-5	-5... ...0	0... ...+5	+5... ...+8
У вказаному інтервалі	0	1,0	4,4	12,5	25,9	48,0	60,4	34,8
Нижче даної	0	1,0	5,4	17,9	43,8	91,8	152,2	187,0

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

14. Система теплопостачання – закрита

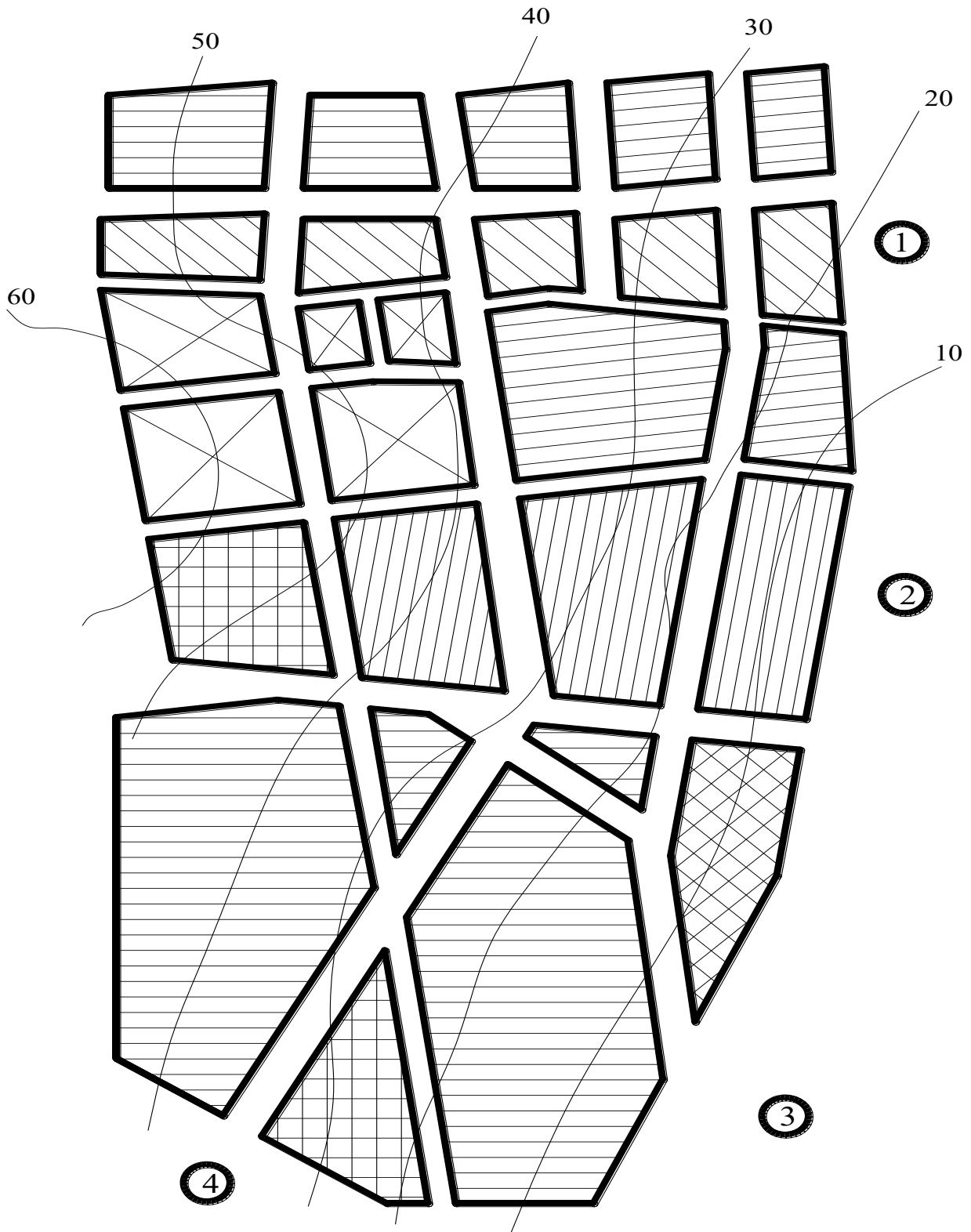
15. Метод регулювання теплового навантаження на опалення - центральне якісне регулювання спільно з місцевим кількісним регулюванням.

16. Схема підключення підігрівників гарячого водопостачання до системи опалення - двоступенева змішана.

					00БП.144.ОПТЕ.008.005.ПЗ	Арк.
						8
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

2. ВИЗНАЧЕННЯ ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ В СИСТЕМІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВОГО РАЙОНУ

2.1. Викреслюємо план району, у відповідності із завданням у масштабі 1:5500 .



Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

00БП.144.ОПТЕ.008.005.ПЗ

Арк.

9

2.2. Нумеруємо на плані району квартали району тепlopостачання.

2.3. Визначаємо загальну площу житлових споруд району:

$$F_{жс} = F_i f_i = 0,97 \cdot 6500 = 6305 \text{ м}^2$$

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

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

$$Q'_{o \max} = q_o F_{жс} (1 + K_{зр}) 10^{-6} = 77,80 \cdot 6305 \cdot (1 + 0,25) \cdot 10^{-6} = 0,613 \text{ МВт}$$

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

2.5. Визначаємо максимальне теплове навантаження системи вентиляції громадських споруд:

$$Q'_{в \max} = K_{зв} K_{г} q_o F_{жс} 10^{-6} = 0,25 \cdot 0,6 \cdot 77,8 \cdot 6305 \cdot 10^{-6} = 0,073 \text{ МВт}$$

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

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

$$m = \frac{F_{жс}}{f_3} = \frac{6305}{20} = 315,25$$

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

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

$$Q'_{ГВП} = q_2 m 10^{-6} = 376 \cdot 315,25 \cdot 10^{-6} = 0,118 \text{ МВт}$$

де q_2 - укрупнений показник середнього теплового потоку на гаряче водопостачання на одну людину, Вт/люд., (Додаток 10[1]); m - кількість людей.

2.8. Зводимо результати розрахунку по кожному кварталу в таблицю 1.

					00БП.144.ОПТЕ.008.005.ПЗ	Арк.
						10
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 1

Розрахунок теплових навантажень

Номер кварталу	Площа кварталу, га	Густина (щільність) житлового фонду м ² /Га	Житлова площа кварталу, м ²	Кількість мешканців, чол.	Теплові потоки			
					Опалення Q _{омах} МВт	Вентиляція Q _{вмах} МВт	ГВП Q _{ГВП} МВт	Всього: 6+7+8, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,97	6500	6305	315,2	0,613	0,073	0,118	0,805
2	0,69	6500	4485	224,2	0,436	0,052	0,084	0,572
3	0,65	6500	4225	211,2	0,410	0,049	0,079	0,539
4	0,65	6500	4225	211,2	0,410	0,049	0,079	0,539
5	0,5	6500	3250	162,5	0,316	0,037	0,061	0,415
6	0,61	5900	3599	179,9	0,425	0,051	0,067	0,544
7	0,57	5900	3363	168,1	0,397	0,047	0,063	0,508
8	0,45	5900	2655	132,7	0,313	0,037	0,049	0,401
9	0,55	5900	3245	162,2	0,383	0,046	0,061	0,490
10	0,54	5000	2700	135	0,319	0,038	0,050	0,408
11	0,87	7500	6525	326,2	0,634	0,076	0,122	0,833
12	0,23	7500	1725	86,2	0,167	0,020	0,032	0,220
13	0,28	7500	2100	105	0,204	0,024	0,039	0,268
14	1,09	7500	8175	408,7	0,795	0,095	0,153	1,044
15	0,99	7500	7425	371,2	0,722	0,086	0,139	0,948
16	2,11	5800	12238	611,9	1,190	0,142	0,230	1,563
17	0,76	5800	4408	220,4	0,428	0,051	0,082	0,562
18	1,33	6400	8512	425,6	0,827	0,099	0,160	1,087
19	1,52	6100	9272	463,6	0,901	0,108	0,174	1,184
20	1,88	6100	11468	573,4	1,115	0,133	0,215	1,464
21	1,58	6100	9638	481,9	0,937	0,112	0,181	1,230
22	5,05	6000	30300	1515	2,946	0,353	0,569	3,869
23	0,47	6000	2820	141	0,274	0,032	0,053	0,360
24	0,34	6000	2040	102	0,198	0,023	0,038	0,260
25	1,35	7100	9585	479,2	0,932	0,111	0,180	1,224
26	1,29	6800	8772	438,6	0,853	0,102	0,164	1,120
27	1,05	6000	30300	1515	2,946	0,353	0,569	3,869
Всього	32,37		203355	10167,75	20,103	2,4123	3,823	26,3385

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

$$Q'_{ГВП\max} = 2,4 \cdot Q'_{ГВП} = 2,4 \cdot 3,823 = 9,175 \text{ МВт}$$

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

					00БП.144.ОПТЕ.008.005.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		11

$$Q_{ГВП\text{Л}}^{сеп} = Q'_{ГВП} \cdot \frac{55 - t_{x.в.л}}{55 - t_{x.в.з}} \cdot \beta = 3,823 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 2,446 \text{ МВт}$$

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

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

$$Q_{ГВП\text{max}\text{Л}}^{сеп} = Q'_{ГВП\text{max}} \cdot \frac{55 - t_{x.в.л}}{55 - t_{x.в.з}} \cdot \beta = 9,1753 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 5,872 \text{ МВт}$$

2.12. Визначаємо теплові навантаження на опалення Q_0 та вентиляцію $Q_в$ для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря $t_{3.0}$, t_3 , $t_3^{сеп.опал}$, $t_{3.3}$, $t_{3пк}$:

$$Q_0 = Q'_{0\text{max}} \cdot \bar{Q}_0 = Q'_{0\text{max}} \cdot \frac{t_{в.р} - t_3}{t_{в.р} - t_{3.0}} = 20,103 \cdot \frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} = 20,103 \text{ МВт}$$

$$Q_в = Q'_{в\text{max}} \cdot \bar{Q}_0 = Q'_{в\text{max}} \cdot \frac{t_{в.р} - t_3}{t_{в.р} - t_{3.0}} = 2,4123 \cdot \frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} = 2,412 \text{ МВт}$$

де $t_{в.р}$ - температура повітря всередині приміщення, +18 °С; $t_{3.0}$ - розрахункова температура зовнішнього повітря на опалення, °С.

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

2.14. Зводимо результати розрахунків теплових навантажень в таблицю 2.

Таблиця 2

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

№ п/п	Позначення	Одиниця виміру	Тепловий потік при t_3					літо
			$t_{3.0}$ -23 °С	t_3 -10 °С	$t_3^{сеп.опал}$ -1,9 °С	$t_{3.3}$ +3,4 °С	$t_{3пк}$ +8 °С	
1	\bar{Q}_0		1,00	0,682	0,485	0,356	0,243	
2	Q_0	МВт	20,103	13,728	9,757	7,156	4,903	
3	$Q_в$	МВт	2,412	1,647	1,17	0,858	0,588	
4	$Q'_{ГВП}$	МВт	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	2,446
5	$Q'_{ГВП\text{max}}$	МВт	9,175	9,175	9,175	9,175	9,175	5,872

6	Всього: 2+3+4	МВт	26,338	19,198	14,751	11,838	9,314	2,446
7	Всього: 2+3+5	МВт	31,69	24,551	20,103	17,19	14,666	5,872

2.15. Визначаємо річну витрату теплоти :

- на опалення:

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

$$= 20,103 \cdot 187 \cdot 24 \cdot \frac{+18 - (-1,9)}{+18 - (-23)} \cdot 3,6 = 157647,496 \text{ ГДж/рік}$$

- на вентиляцію:

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

$$= 2,412 \cdot 187 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{+18 - (-1,9)}{+18 - (-23)} \cdot 3,6 = 12611,799 \text{ ГДж/рік}$$

- на гаряче водопостачання:

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

$$= (3,823 \cdot 187 \cdot 24 + 2,446 \cdot (8400 - 187 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 96226,956 \text{ ГДж/рік}$$

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

2.16. Визначаємо сумарну річну витрату теплоти на опалення, на вентиляцію та на ГВП(1 квартал):

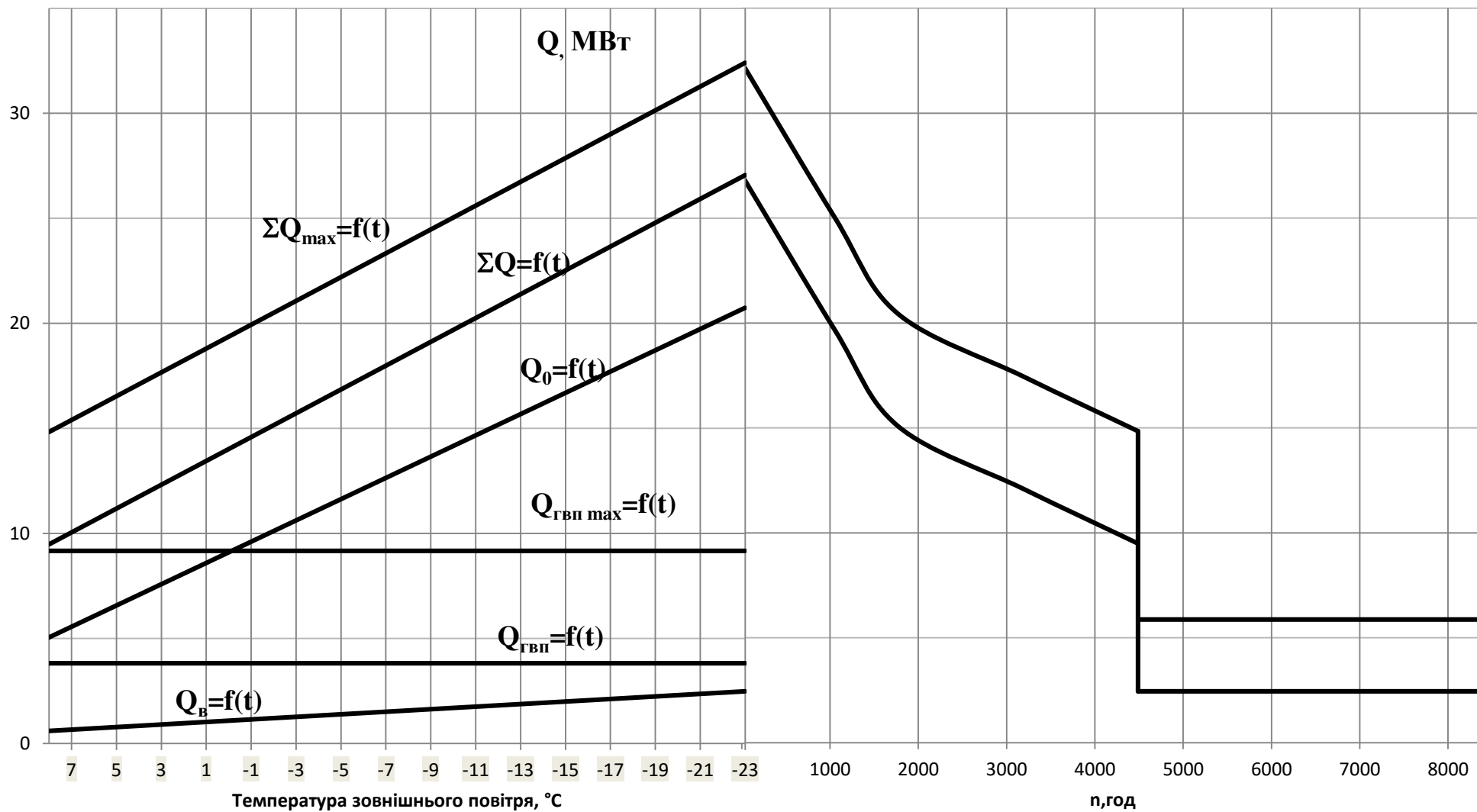
$$\sum Q^{річн} = Q_o^{річн} + Q_в^{річн} + Q_{ГВП}^{річн} = 157647,4962 + 12611,7997 + 96226,956 = 266486,252 \text{ ГДж/рік}$$

$$\sum Q^{річн} = 74023,958 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}$$

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

					00БП.144.ОПТЕ.008.005.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		12

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



00БП.144.009.005.ПЗ

Зм.

Доклш

№ док.м.

Підлш

Лаша

13

Доклш

3.1.4 Зводимо результати визначення температур і витрат в таблицю 4.

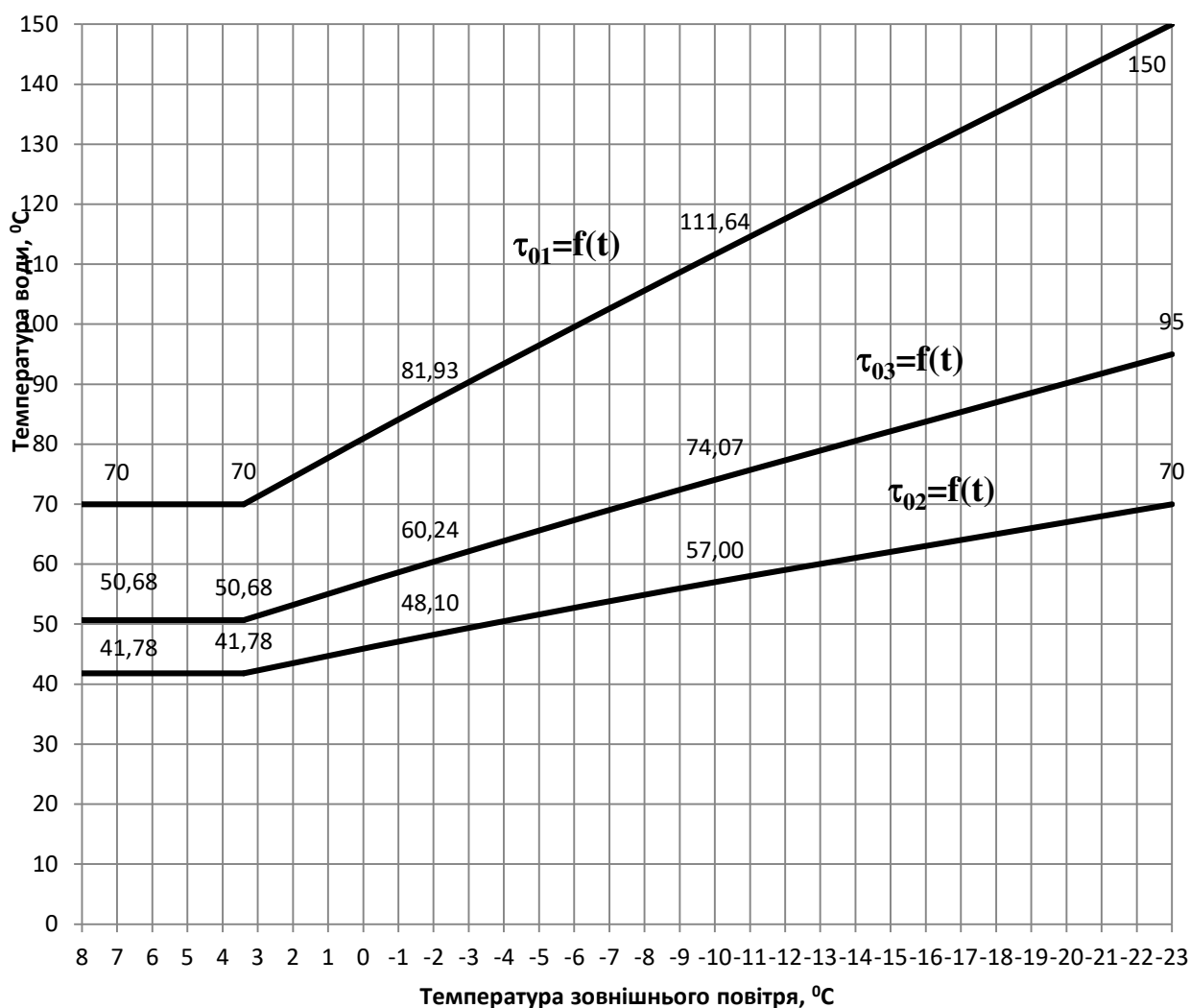
Таблиця 4

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

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{z.o}$ -23 °C	t_z -10 °C	$t_z^{сер.опал}$ -1,9 °C	$t_{z.з}$ +3,4°C	$t_{зпк}$ +8 °C
τ_{o1}	°C	150	111,64	81,93	70,26	70,26
τ_{o2}	°C	70	57,00	48,10	41,78	41,78
τ_{o3}	°C	95	74,07	60,24	50,68	50,68
G_o	кг/с	59,97	59,97	59,97	59,97	41,08

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

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



$$Q_I = cq_{z_m}(t_n - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 39,815 \cdot (36,81 - 5) = 5,307 \text{ МВт}$$

$$Q_{II} = cq_{z_m}(t_2 - t_n) = 4,19 \cdot 39,815 \cdot (60 - 36,81) = 3,868 \text{ МВт}$$

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

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

$$G_I = G_{II} + G'_{o\max} = 42,289 + 59,973 = 102,262 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} = \frac{0,55Q_{ГВП\max}10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0,55 \cdot 9,175 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70,26 - 41,78)} = 42,289 \text{ кг/с}$$

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

$$\Phi_I = \frac{Q_I 10^3}{\Delta t_I c \sqrt{G_{M_I} G_{\delta_I}}} = \frac{5,307 \cdot 10^3}{11,789 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{39,8 \cdot 102,26}} = 1,683$$

$$\Phi_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{\Delta t_{II} c \sqrt{G_{M_{II}} G_{\delta_{II}}}} = \frac{3,868 \cdot 10^3}{7,297 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{39,8 \cdot 42,28}} = 3,083$$

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

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,864 \cdot 39,815 \cdot (48,108 - 5) = 6,215 \text{ МВт}$$

17

де ε_I визначаю за формулою:

$$\varepsilon_I = \left(0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}}} \right)^{-1} = \left(0,35 \cdot \frac{39,815}{102,262} + 0,65 + \frac{1}{1,683} \cdot \sqrt{\frac{39,815}{102,262}} \right)^{-1} = 0,864$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{cq_{z_m}} = 5 + \frac{6,21565 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 39,815} = 42,258 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

$$Q_{II} = Q_{ГВП\max} - Q_I = 9,175 - 6,215 = 2,959 \text{ МВт}$$

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

$$G_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2e})} = \frac{2,9597 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (86,937 - 42,258)} = 15,81 \text{ кг/с}$$

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

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

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

					00БП144.005.002.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$t_n = t_{x,3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{5,494 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 39,815} = 37,93 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 9,175 - 5,494 = 3,68 \text{ МВт}$$

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

$$\tau_2 = \tau_{cm} - \frac{Q_I 10^3}{G_I c} = 46,17 - \frac{5,494 \cdot 10^3}{78,62 \cdot 4,19} = 29,492 \text{ } ^\circ\text{C}$$

3.2.24. Здійснюємо перевірку, за формулою (4.30) [1] °C

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

3.2.25. Визначаємо витрату мережної води в літньому режимі:

$$G_{ГВП} = \frac{Q_{ГВП \text{ Л}}^{сер} 10^3}{(\tau_{01}^m - 30)c} = \frac{2,446 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 14,598 \text{ кг/с.}$$

20

3.2.26. Зводимо результати розрахунків у таблицю 5.

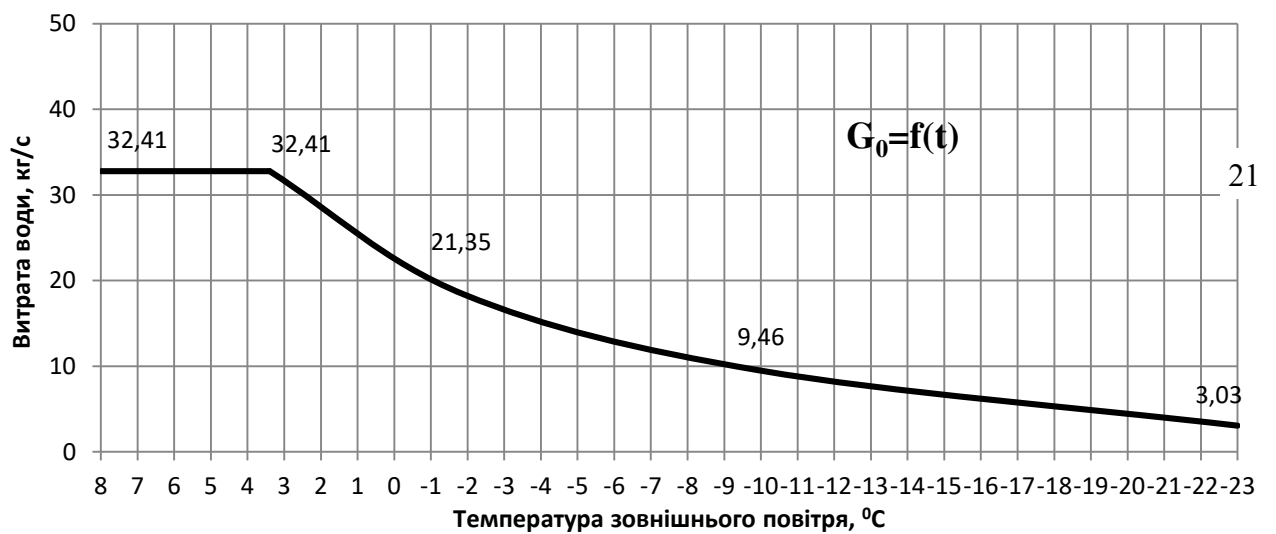
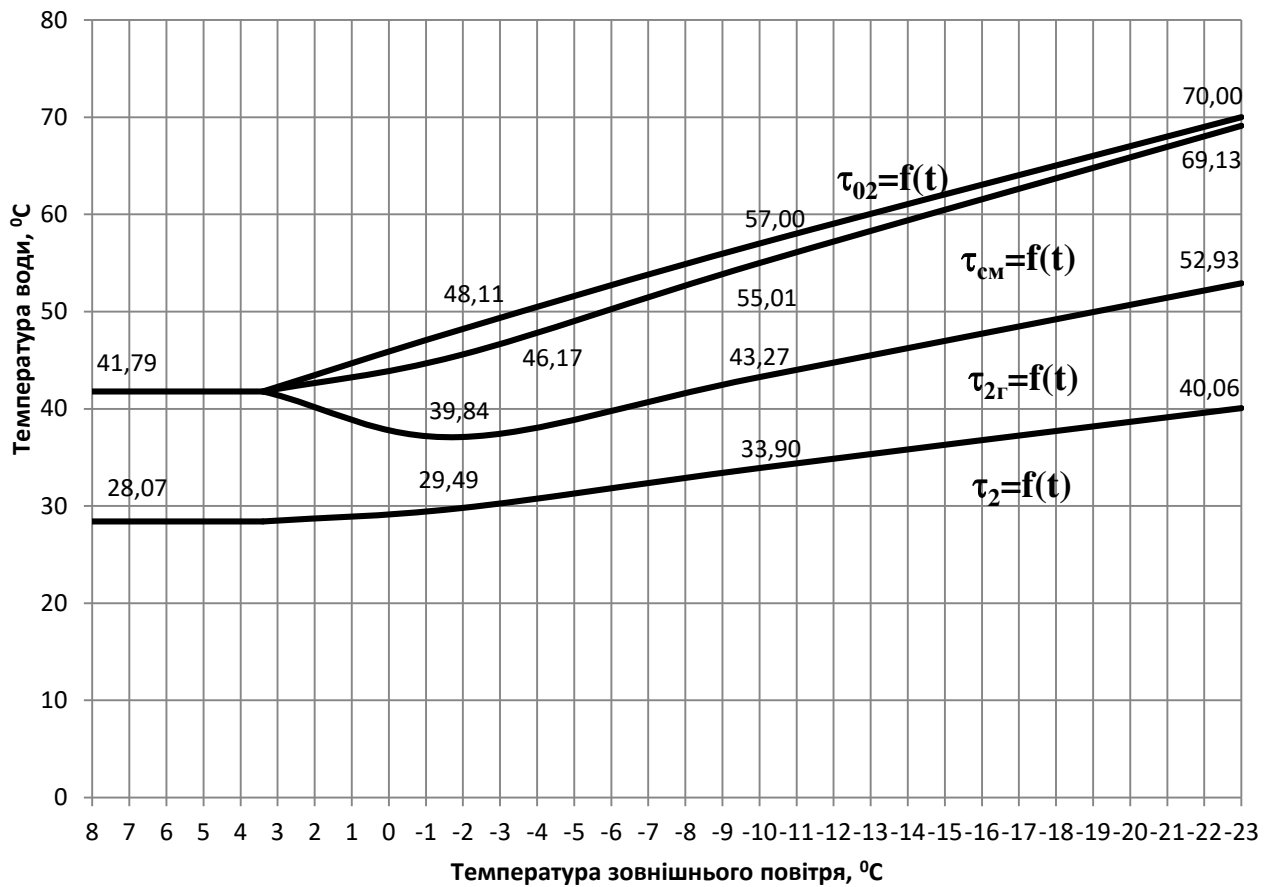
Таблиця 5

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при					літо
		$t_{3,0}$ -23 °C	t_3 -10 °C	$t_3^{сер.опал}$ -1,9 °C	$t_{3,3}$ +3,4°C	$t_{зпк}$ +8 °C	
τ_{02}	°C	70	57	48,10	41,78	41,78	70
τ_{2e}	°C	52,93	43,27	39,84	41,78	41,78	30
t_n	°C	52,60	43,14	37,93	36,81	36,81	60
τ_{cm}	°C	69,13	55,01	46,17	41,78	41,78	-
τ_2	°C	40,06	33,90	29,49	28,07	28,07	-
$G_{ГВП}$	кг/с	3,03	9,46	21,35	32,41	32,41	14,59

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

					00БП144.005.002.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		



3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію

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

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

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

$$\frac{(\tau_{01} + \tau_{2e}) - (t_{e,p} + t_3)}{(\tau_{01} + \tau_{2e}) - (t_{e,p} + t_{3,e})} \left(\frac{\tau_{01} - \tau_{2e}}{\tau_{01} - \tau_{2e}} \right)^{0,15} = \frac{(150 + \tau_{2e}) - (18 + (-23))}{(111,64 + 69) - (18 + (-10))} \left(\frac{111,64 - 69}{150 - \tau_{2e}} \right)^{0,15} = 1$$

					00БП144.005.002.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

де τ_{o1}'' - температура мережної води у подавальному трубопроводі при $t_{зовн.вент.}$;
 $\tau_{2\epsilon}''$ - температура води після калориферів при $t_{3.6.}$, °С.

Методом підбору знаходимо $\tau_{2\epsilon} = 26,8$ °С.

3.3.2. Витрату мережної води на вентиляцію, за формулою (4.39):

$$G_{\epsilon} = \frac{Q_{\epsilon} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2\epsilon})} = \frac{2,412 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 26,8)} = 4,673 \text{ кг/с}$$

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

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

$$\tau_{2\epsilon} = \tau_{o1} - (\tau_{o1}'' - \tau_{2\epsilon}'') \frac{t_{\epsilon.p} - t_3}{t_{\epsilon.p} - t_{3.6}} = 70 - (111,64 - 69) \cdot \frac{18 - (3,4)}{18 - (-10)} = 47,77 \text{ °С}$$

3.3.4. Витрату мережної води на вентиляцію, за формулою (4.39):

$$G_{\epsilon}'' = \frac{Q_{\epsilon} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2\epsilon})} = \frac{1,647 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (111,64 - 47,77)} = 6,155 \text{ кг/с}$$

I. Діапазон температур зовнішнього повітря ($t_{3.3} < t_3 \leq t_{3ПК}$).

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

$$\frac{(\tau_{o1}'' + \tau_{2\epsilon}'') - (t_{\epsilon.p} - t_{3ПК})}{(\tau_{o1}'' + \tau_{2\epsilon}'') - (t_{\epsilon.p} - t_{3.6})} \left(\frac{\tau_{o1}'' - \tau_{2\epsilon}''}{\tau_{o1}'' - \tau_{2\epsilon}''} \right)^{0,15} = \frac{(70 + \tau_{2\epsilon}) - (18 - 8)}{(111,67 + 69) - (18 - (-23))} \left(\frac{111,67 - 69}{70 - \tau_{2\epsilon}} \right)^{0,15} = 1$$

$$\left(\frac{t_{\epsilon.p} - t_{3ПК}}{t_{\epsilon.p} - t_{3.6}} \right)^{0,85} = \left(\frac{18 - 8}{18 - (-23)} \right)^{0,85}$$

Методом підбору знаходимо $\tau_{2\epsilon} = 21,8$ °С.

3.3.6. Визначаю витрату мережної води на вентиляцію, за формулою (4.39): 22

$$G_{\epsilon} = \frac{Q_{\epsilon} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2\epsilon})} = \frac{0,588 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 21,8)} = 2,913 \text{ кг/с}$$

3.3.7. Зводимо результати розрахунків у таблицю 6.

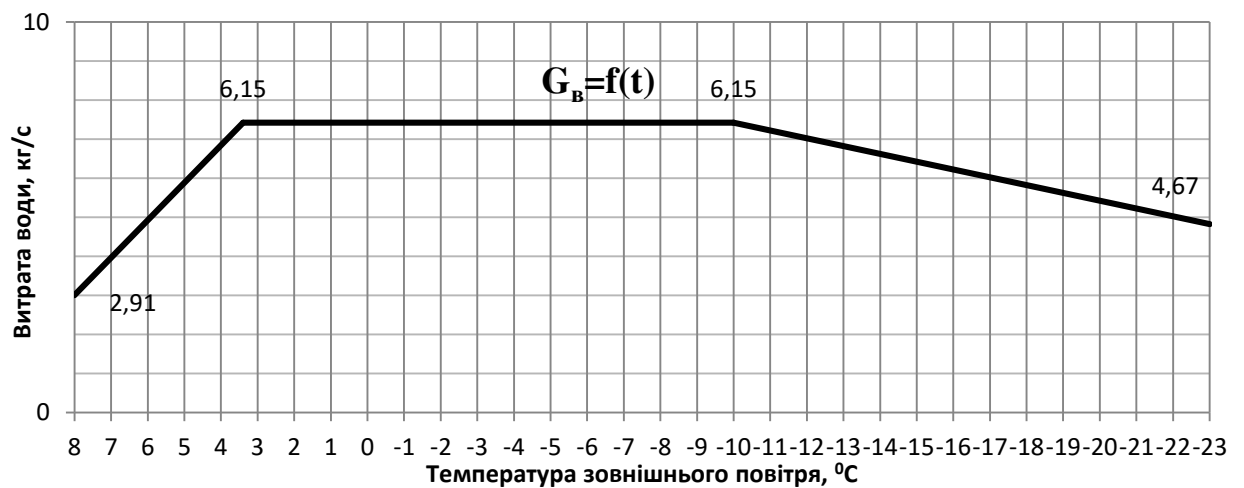
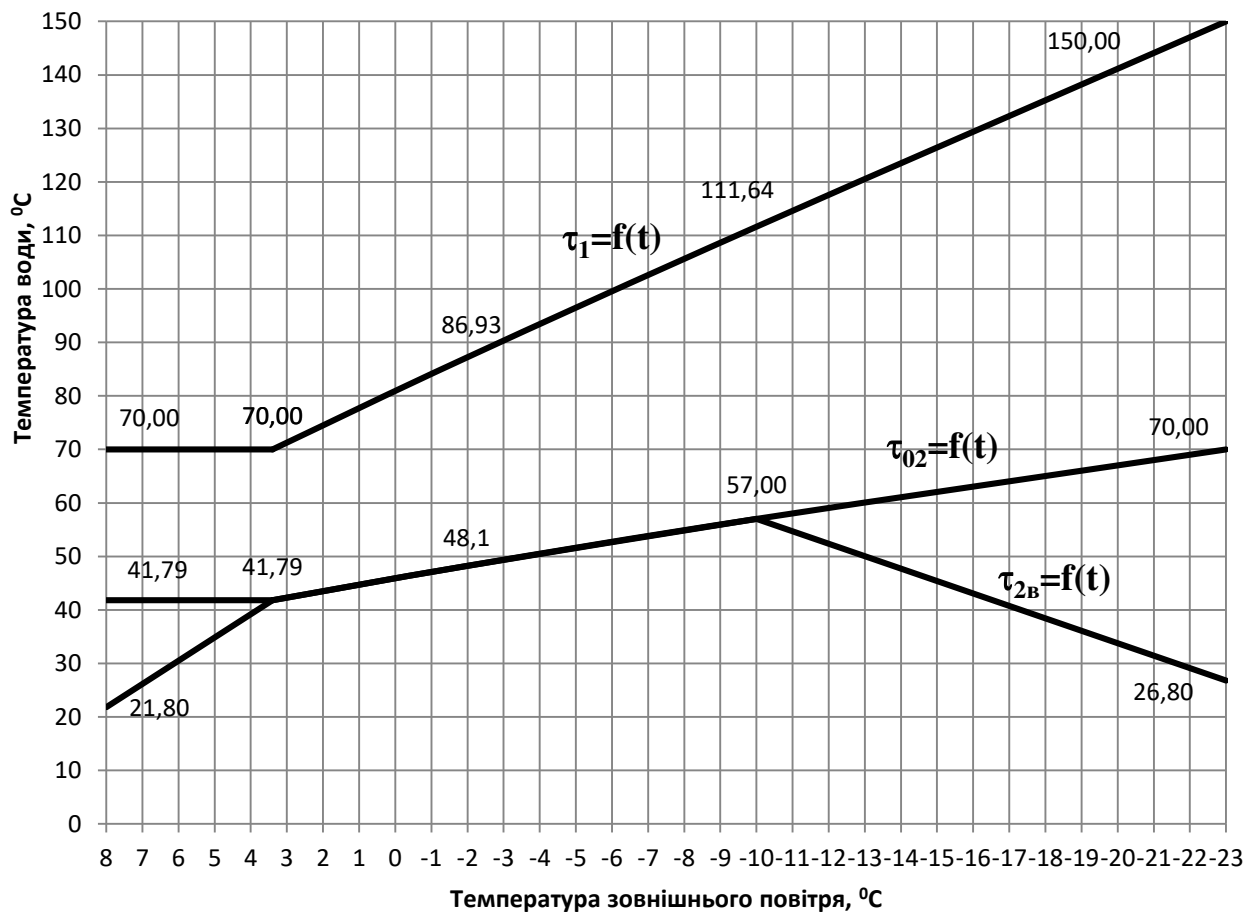
Таблиця 6

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на вентиляцію

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{3.0}$ -23 °С	t_3 -10 °С	$t_3^{сер.опал}$ -1,9 °С	$t_{3.3}$ 3,4 °С	$t_{3ПК}$ +8 °С
τ_1	°С	150	111,64	86,93	70	70
τ_{o2}	°С	70	57	48,1	41,79	41,79
$\tau_{2\epsilon}$	°С	26,8	57	48,1	41,79	21,8
G_{ϵ}	кг/с	4,67	6,155	6,155	6,155	2,91

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

						00БП144.005.002.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			



4. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВИТРАТ ТЕПЛОНОСІЯ

4.1. Визначаю розрахункову витрату мережної води:

- на опалення, за формулою (6.1)

$$G'_{o\max} = \frac{Q'_{o\max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{20,103 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 61,88 \text{ кг/с}$$

- на вентиляцію, для максимально зимового режиму:

$$G'_{в\max} = \frac{Q'_{в\max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{2в})} = \frac{2,412 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 26,8)} = 4,82 \text{ кг/с}$$

					00БП144.005.002.ПЗ	Арк.
						24
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$G_{ГВП}^{сеп} = \frac{Q'_{ГВП} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \left(\frac{55 - t'}{55 - t_x} + 0,2 \right) = \frac{3,823 \cdot 10^3}{4,19(70 - 41,79)} \cdot \frac{55 - (41,79 - 5)}{55 - 5} = 11,78 \text{ кг/с}$$

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

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

$$G_{ГВП}^{\max} = \frac{0,55 Q'_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0,55 \cdot 9,175 \cdot 10^3}{4,19(70 - 41,79)} = 42,69 \text{ кг/с}$$

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

$$G' = G'_{o \max} + G'_{в \max} + K_3 G_{ГВП}^{сеп} = 61,88 + 4,82 + 1,3 \cdot 11,78 = 80,83 \text{ кг/с}$$

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

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

$$G'_л = \frac{Q_{ГВП \ л}^{сеп} 10^3}{(\tau_{o1}''' - 30)c} = \frac{2,44 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 14,6 \text{ кг/с}$$

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

Таблиця 7

Значення розрахункових витрат теплоносія

Номер кварталу	Розрахункова витрата теплоносія для максимально зимового режиму, кг/с					
	$G'_{o \max}$	$G'_{в \max}$	$G_{ГВП}^{сеп}$	$K_3 \cdot G_{ГВП}^{сеп}$	G'	$G'_л$
1	1,83	0,14	0,37	0,44	2,41	0,45
2	1,30	0,10	0,26	0,31	1,71	0,32
3	1,23	0,10	0,24	0,29	1,62	0,30
4	1,23	0,10	0,24	0,29	1,62	0,30
5	0,94	0,07	0,19	0,23	1,24	0,23
6	1,27	0,10	0,21	0,25	1,62	0,26
7	1,19	0,09	0,19	0,23	1,51	0,24
8	0,94	0,07	0,15	0,18	1,19	0,19
9	1,14	0,09	0,19	0,23	1,46	0,23
10	0,95	0,07	0,16	0,19	1,21	0,19
11	1,89	0,15	0,38	0,45	2,49	0,47
12	0,50	0,04	0,10	0,12	0,66	0,12
13	0,61	0,05	0,12	0,15	0,80	0,15
14	2,37	0,18	0,47	0,57	3,12	0,59

15	2,15	0,17	0,43	0,52	2,84	0,53
16	3,55	0,28	0,71	0,85	4,68	0,88
17	1,28	0,10	0,26	0,31	1,68	0,32
18	2,47	0,19	0,49	0,59	3,25	0,61
19	3,27	0,25	0,54	0,64	4,17	0,67
20	4,05	0,32	0,66	0,80	5,16	0,82
21	3,40	0,26	0,56	0,67	4,33	0,69
22	8,79	0,68	1,76	2,11	11,58	2,18
23	0,82	0,06	0,16	0,20	1,08	0,20
24	0,59	0,05	0,12	0,14	0,78	0,15
25	2,78	0,22	0,56	0,67	3,66	0,69
26	2,54	0,20	0,51	0,61	3,35	0,63
27	8,79	0,68	1,76	2,11	11,58	2,18
Всього	61,88	4,82	11,78	14,14	80,83	14,60

5. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ЧАСТИНИ 2 ПРОЕКТА

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

$$\tau_2 = \frac{(G_o + G_{ГВП})}{(G_o + G_{ГВП}) + G_6} \tau_{o2ГВП} + \frac{G_6}{(G_o + G_{ГВП}) + G_6} \tau_{o26} =$$

$$= \frac{61,88 + 3,03}{61,88 + 3,03 + 4,67} \cdot 40,06 + \frac{4,67}{61,88 + 3,03 + 4,67} \cdot 26,8 = 37,39 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$\tau_2 = \frac{(G_o + G_{ГВП})}{(G_o + G_{ГВП}) + G_6} \tau_{o2ГВП} + \frac{G_6}{(G_o + G_{ГВП}) + G_6} \tau_{o26} =$$

$$= \frac{61,88 + 32,41}{61,88 + 32,41 + 6,15} \cdot 28,07 + \frac{6,15}{61,88 + 32,41 + 6,15} \cdot 26,8 = 27,99 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

Таблиця 8

Загальні вихідні дані для 2 частини проекту

№ п.п.	Назва параметра	Ум. Позн.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літній
1	Місто розташування котельні			Хорол		
2	Тип системи теплопостачання			Закрита		

									Арк.
									26
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	00БП144.005.002.ПЗ				

3	Температурна характеристика тепломережі району	τ_1/τ_2	°C/°C	150/70		
4	Температура зовнішнього повітря	$t_{\text{зовн}}$	°C	-23,00	3,4	15
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{\text{оп}}$	МВт	20,1	7,15	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{\text{ГВП}}$	МВт	9,17	9,17	2,44
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{\text{вент}}$	МВт	2,41	0,68	
8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{\text{ЖР}}^{\text{рік}}$	ГДж/рік	266486,25		
9	Теплове навантаження промислового підприємства (Теплоносій – гаряча вода)	$Q_{\text{п.п}}$	МВт	12	12	12
10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	t_2''	°C	95		
11	Річне теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{\text{п.п}}^{\text{рік}}$	МВт год/рік	84000		
12	Температура “прямої” мережної води	τ_1	°C	150	70	70
13	Температура “зворотної” мережної води	τ_2	°C	37,39	27,99	30,00
14	Витрата “прямої” води в тепломережу	G_1	т/ год	251,04	367,42	52,56
15	Убуток води в тепломережі	$G_{\text{уб.тм}}$	т/ год	15	15	5
16	Витрата “зворотної” води в тепломережі	G_2	т/ год	236,04	352,42	47,56
17	Втрати тиску в тепломережі	$\Delta p_{\text{втр.тм}}$	МПа	0,3	0,3	0,3
18	Статичний напір в тепломережі	$H_{\text{стат. тм}}$	м.вд.ст.	40,0	40,0	40,0

					00БП144.005.002.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		27

РОЗДІЛ II. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

1. Вихідні дані для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами

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

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

Примітка:

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

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

МЗ	31,69	=	32,97
ТЗ	17,19	=	18
Л	2,44	=	2,45

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

1.1 Вихідні дані для теплового розрахунку котельні представляю в таблиці 9:

Таблиця 9

Вихідні дані для теплового розрахунку котельні

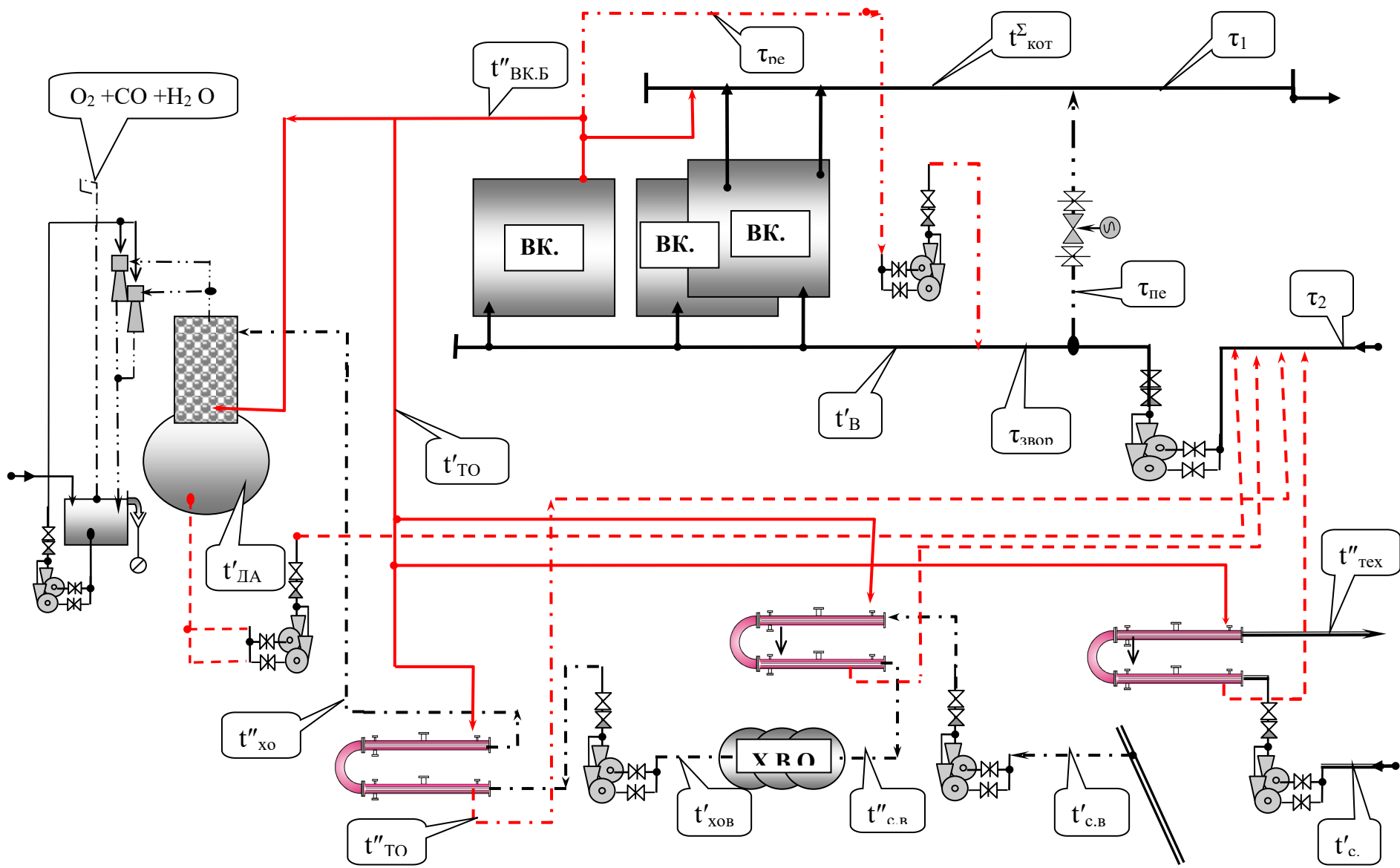
№ п.п	Назва параметра	Ум. позн.	Од. вим.	Характерні режими експлуатації			Джерело інформації
				МЗ	ТЗ	Л	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Вид палива для котельні		—	Природний газ			Засади паливостачання міста
2	Теплота згорання палива	$Q_{н}^p$	кДж / м ³	33730			Сертифікат палива
3	Температура в деаераторі	$t_{ДА}$	°С	65	65	65	Е.Р: 70 °С – 60 °С
4	Розрідження в деаераторі	$p_{ДА}$	бар	0,75	0,75	0,75	Е.Р:
							0,70 – 0,80 бар
5	Номінальна температура води на вході в котел	$t'_{ВК.НОМ}$	°С	70	70	70	Е.Р. для водогрійних котлів

6	Номинальна температура води на виході з котла	$t''_{\text{ВК.НОМ}}$	°C	150	150	150	“—“
7	Температура сирієї води	$t'_{\text{с.в}}$	°C	5	5	5	Е.Р: – 5 °C для МЗ та ТЗ режимів, 15 °C – для режиму Л
8	Температура сирієї води перед станцією хімічного очищення	$t''_{\text{с.в}}$	°C	15	15	15	Е.Р: 15 °C – 20 °C
9	Температура хімічної води на виході зі станції ХВО	$t'_{\text{ХВО}}$	°C	20	20	20	Е.Р: 15 °C – 20 °C
10	Температура хімічної води перед деаератором	$t''_{\text{ХВО}}$	°C	55	55	55	Е.Р: 50 °C – 65 °C
11	Температура технологічної води на вході в котельню	$t'_{\text{техн.в}}$	°C	5	5	15	Е.Р: 8 °C для МЗ та ТЗ режимів, 15 °C для режиму Л
12	Температура технологічної води на виході з котельні	$t''_{\text{техн.в}}$	°C	95	95	95	Технологічний регламент промислового підприємства
13	Температура грійної води на вході у внутрішньокотельні підігрівники та на вході в деаератор	$t'_{\text{ТОА}}$	°C	150	150	150	Е.Р: $t'_{\text{ТОА}} = t''_{\text{ВК.НОМ}}$
14	Температура грійної води на виході з внутрішньокотельних підігрівників	$t''_{\text{ТОА}}$	°C	65	65	65	Е.Р: $t''_{\text{ТОА}} = 65 \text{ °C}$
15	Коефіцієнт випару з деаератора	$\alpha_{\text{вип.}}$	од	0,01	0,01	0,01	Е.Р: 0,005 – 0,01
16	Коефіцієнт власних потреб станції хімічного очищення	$K_{\text{ХВО}}$	од.	1,1	1,1	1,1	Е.Р: 1,05 – 1,10

					00БП144.005.002.ПЗ			Арк.
								29
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата				

2. ФОРМУВАННЯ ПРИНЦИПОВОЇ СХЕМИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНОЇ

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



3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 10.

Таблиця 10

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{\text{жр}}$	=	33,27	33,27		
$\sum Q_{\text{жр}}$	=	18,05		18,05	
$\sum Q_{\text{жр}}$	=	2,57			2,57

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 11.

Таблиця 11

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 12.

Таблиця 12

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 13.

Таблиця 13

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

3.6. Визначаю експлуатаційну температуру води на виході з теплообмінників технологічної, сирі та хімоочищеної води – $t''_{\text{ТОА}}$, °С, згідно з рекомендацією.

Результати визначення наводжу у таблиці 14.

					00БП.144.009.005.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		31

3.13. Визначаю теплову потужність підігрівника хімоочищеної води (ПХВ) – $Q_{\text{ПХВ}}$, МВт, та витрату грійної води на ПХВ – $D^{\text{гр.в.}}_{\text{ПХВ}}$, т/год, відповідно,
- за формулою:

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

- за формулою:

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

Результати визначення навожу у таблиці 21.

Таблиця 21

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$Q_{\text{ПХВ}}$	=	0,62	0,62		
$Q_{\text{ПХВ}}$	=	0,62		0,62	
$Q_{\text{ПХВ}}$	=	0,08			0,08
$G_{\text{ПХВ}} \text{ гр.в.}$	=	6,24	6,24		
$G_{\text{ПХВ}} \text{ гр.в.}$	=	6,24		6,24	
$G_{\text{ПХВ}} \text{ гр.в.}$	=	0,83			0,83

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

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

- за формулою:

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

- за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 22.

Таблиця 22

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{техн.в.}}$	=	114,29	114,29		
$G_{\text{техн.в.}}$	=	114,29		114,29	
$G_{\text{техн.в.}}$	=	128,57			128,57
Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$Q_{\text{ПТВ}}$	=	12,00	12,00		
$Q_{\text{ПТВ}}$	=	12,00		12,00	
$Q_{\text{ПТВ}}$	=	12,00			12,00
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{ПТВ}} \text{ гр.в.}$	=	121,01	121,01		
$G_{\text{ПТВ}} \text{ гр.в.}$	=	121,01		121,01	
$G_{\text{ПТВ}} \text{ гр.в.}$	=	121,01			121,01

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 23.

Таблиця 23

Визначення результату		Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	132,75		
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=		132,75	
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=			122,57

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 24.

Таблиця 24

Визначення результату		Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
Тзвор	=	48,57		
Тзвор	=		40,18	
Тзвор	=			55,25

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 25.

Таблиця 25

Визначення результату		Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	=	46,157		
$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	=		30,932	
$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	=			14,665

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

Приймаю до встановлення 2 котла **КВ-ГМ-20** (23,26 МВт) – варіант, що задовольняє умовам експлуатації котлів в усіх режимах експлуатації в т.ч. в режимі Л на мінімально допустимому тепловому навантаженні.

Результати визначення наводжу у таблиці 26

Таблиця 26

Позн.	Одиниця виміру	Визначення результату
ТИП		КВ-ГМ-20
Q вк. ном.	МВт	23,26
G вк. Ном	т/год	247
η вк. Ном	%	92,3
t' вк. Ном	°С	150
t'' вк. Ном	°С	70

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

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 27.

Таблиця 27

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=	1,98	2,00		
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=	1,33		2,00	
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=	0,63			1,00

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

$$N_{\text{ВК.Б}} = 1$$

Результати визначення наводжу у таблиці 28.

Таблиця 28

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

Визначення результату				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q _{ВК.б}	=	23,26	2 котла		23,26	
t' _{ВК.б}	=	70,00			70,00	
t'' _{ВК.б}	=	150,00			150,00	
G _{ВК.б}	=	247,00			247,00	
Визначення результату				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q _{ВК.б}	=	13,47	1 котла			14,665
t' _{ВК.б}	=	70,00				70,00
t'' _{ВК.б}	=	150,00				150,00
G _{ВК.б}	=	144,33				157,12

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

$$\sum Q_{ВК.з} = \sum Q_{КОТ} - Q_{ВК.}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 32.

Таблиця 32

Визначення результату				Значення для режимів, МВт		
				МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{ВК.з}$	=	22,897			22,897	
$\sum Q_{ВК.з}$	=	7,672			7,672	
$\sum Q_{ВК.з}$	=	0,00				0,00

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 33.

Таблиця 33

Визначення результату				Значення для режимів, МВт		
				МЗ	ТЗ	Л
Q _{ВК.з}	=	22,897			22,897	
Q _{ВК.з}	=	7,672			7,672	
Q _{ВК.з}	=	0,00				0,00

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

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

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

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

$$G_{ВК.з} = G_{ВК.НОМ}$$

									Арк.
									38
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	00БП.144.009.005.ПЗ				

- для Л режиму (за відсутності такого котла):

$$G_{BK.3} = 0,0$$

Результати визначення навести у таблиці 34.

Таблиця 34

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{BK.3}$	=	245,33	245,33		
$G_{BK.3}$	=	247,00		247,00	
$G_{BK.3}$	=	0,00			0,00

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

$$\sum G_{BK} = G_{BK.B} + N_{BK.3} \cdot G_{BK.3}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 35.

Таблиця 35

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum G_{BK}$	=	492,33	492,33		
$\sum G_{BK}$	=	494,00		494,00	
$\sum G_{BK}$	=	157,12			157,12

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

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

Результати визначення навести у таблиці 36.

Таблиця 36

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$t''_{BK.3}$	=	150,00	150,00		
$t''_{BK.3}$	=	96,625		96,625	
$t''_{BK.3}$	=	0			0

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

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

Результати визначення навожу в таблиці 37

Таблиця 37

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{PEЦ}$	=	104,02	104,02		
$G_{PEЦ}$	=	134,14		134,14	
$G_{PEЦ}$	=	24,46			24,46

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

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

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

Результати визначення навести у таблиці 42.

Таблиця 42

Визначення результату			Значення для режимів, кг у.п./МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$(b_T^{відп})_{газ}$	=	120,75 м ³ /ГДж	120,75	121,93	119,21
$(b_T^{відп})_{у.п.}$	=	137,65 кг у.п./ГДж	137,65	139	135,9

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

$$e_{e/e}^{відп} = \Sigma W^{доб} / (\Sigma Q_{Т/Ф} \cdot 24) = 5400 / (33,27 + 12) \cdot 24 = 4,9$$

4.6 Визначити собівартість теплоти, відпущеної від котельні – C_Q , грн/МВт за формулою:

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

$$C_Q = (137,65/1,15) \cdot 5000 \cdot 10^{-3} + 4,96 \cdot 1,65 + 30,0 = 636,677 \text{ грн/МВт}$$

4.7 Формую висновок щодо енергоефективності проектної котельні.

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

Основні результати розрахунку зводжу в таблицю 43.

Таблиця 43

Результати розрахунку теплової схеми котельні з водогрійними котлами

№ п.п	Умовне позначення	Назва параметра	Один. виміру	Числове значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7
1	$t_{зовн}$	Температура зовнішнього повітря	°С	-23	+3,4	+15
2	$\Sigma Q_{ЖР}$	Сумарне теплове навантаження житлового району	МВт	33,27	18,05	2,57
3	$Q_{П.П}$	Тепловантаження промислового підприємства	МВт	12	12	12
4	$\Sigma Q_{КОТ}$	Сумарне теплове навантаження котельні	МВт	46,15	30,93	14,66
5	τ_1	Температура мережної води в “прямій” магістралі на виході з котельні	°С	150°	70°	70°

					00БП.144.009.005.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		42

6	t_2	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в котельню	°С	35,37	37,48	30,00
7	$t_{звор}$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в мережні насоси	°С	48,57	40,18	55,25
8	G_1	Витрата води в “прямій” магістралі на виході з котельні	т/год	198,73	303,5	50,1
9	$G_{убут}$	Убуток води в тепломережі	т/год	15	15	2
10	G_2	Витрата води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	т/год	183,73	288,50	48,1
11	$G_{рец}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	104,02	134,14	24,46
12	$G_{пер}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	0	130,02	31,92
13	$N_{ВК.ВСТ}$	Число встановлених водогрійних котлів	Од	2	2	1
14	$N_{ВК.Р}$	Число котлів, що знаходяться в експлуатації	Од	2	2	1
15	$N_{ВК.Б}$	Число котлів, що експлуатуються в базовому (номінальному) режимі	Од	1	1	1
16	$N_{ВК.З}$	Число котлів, що експлуатуються в режимі змінного навантаження	Од	1	1	0
17	$V_{КОТ}$	Годинна витрата природного газу в котельні	тис.м ³ /год	5,467	3,664	1,737
18	$(b_T^{відп})_{газ}$	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію	м ³ /ГДж	120,75	121,93	119,21
19	$(b_T^{відп})_{у.п}$	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію	кг у.п/ГДж	137,65	139	135,9
20	$\Sigma W_{ВК}$	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	кВт	300	300	135
21	$e_{e/e}^{доб}$	Середньодобова питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/МВт	4,9	4,9	2,3
22	$\Pi_{Палив}$	Вартість природного газу	грн./тис. м ³	5000	5000	5000
23	$\Pi_{Е/Е}$	Вартість електроенергії	грн./кВт.год	1,65	1,65	1,65
24	C_Q	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	Грн./МВт	636,67	642,54	629,06

					00БП.144.009.005.ПЗ	Арк.
						43
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

5. Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами

5.1. Вибір водогрійних котлів

У відповідності до рекомендацій та розрахунків до встановлення приймаємо 3 котли. Визначену інформацію по водогрійним котлам наводжу в таблиці 44.

Таблиця 44

№ п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення
1	Тип ВК	Типорозмір водогрійного котла		За інформаційними листами заводів виробників	КВ-ГМ-20
2	$Q_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальна теплова потужність котла	МВт(т)	З паспорта котла	23,26
3	$G_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальна витрата води на котел	т/год	«--»	247
4	$V_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальна витрата природного газу на котел	тис. м ³ /год	«--»	2,53
5	$\Delta p'_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальний гідравлічний опір котла	атм	«--»	2,5
6	$\Delta p''_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальний аеродинамічний опір котла	мм.вд.ст	«--»	57
7	$t'_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальна температура води на вході в котел	°С	«--»	70
8	$t''_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальна температура води на виході з котла	°С	«--»	150
9	$\eta_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальний ККД котла	од.	«--»	0,925

5.2. Вибір рециркуляційних насосів

5.2.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів рециркуляції, його номінальної подачі – $Q_{\text{нас.реци}}^{\text{НОМ}}$, м³/год, та напору – $N_{\text{нас.реци}}^{\text{НОМ}}$, м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) пропуску води через трубопровід рециркуляції – $G_{\text{РЕЦ}}=134,14$ т/год, та опору трубопровідної системи рециркуляції – $\Delta N_{\text{РЕЦ}}$.

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

$$N_{\text{нас.реци}}^{\text{РОБ}} = G_{\text{РЕЦ}}^{\text{ТЗ}} / Q_{\text{нас.реци}}^{\text{НОМ}} = 134,15/135 = 0,99$$

*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення.

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

$$N_{\text{нас.реци}}^{\text{ВСТ}} = N_{\text{нас.реци}}^{\text{РОБ}} + 1 = 1 + 1 = 2$$

									Арк.
									44
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	00БП.144.009.005.ПЗ				

5.2.4. Блок параметрів по насосам рециркуляцій наводжу в табл. 45.

Таблиця 45

Характеристика насосів рециркуляції

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса рециркуляції	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NBE 65-125/141 A-F-A-BAQE		NKG 50-32-125.1/140 A1-F-A-E-NAQK
2	$Q_{н. рец}^{ном}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	135	25	
3	$H_{н. рец}^{ном}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	20	20	
4	$N_{н. рец}^{ном}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	11	2,2	
5	$\eta_{н. рец}^{ном}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,82	0,68	

5.3. Вибір циркуляційних насосів теплової мережі (мережних насосів)

Передбачаємо до встановлення як мережних насосів відцентрові насоси типу Д.

5.3.1. Здійснюю вибір типорозміру мережних насосів, його номінальної подачі – $Q_{нас.мер}^{ном}$, м³/год, та напору – $H_{нас.мер}^{ном}$, м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) витрати води через трубопровідну систему “Котельна – Тепломережа” – $G_1=303,5$ т/год, та опору трубопровідної системи – $\Delta H_{мер}$ та статичного напору тепломережі.

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

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

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

5.3.3. Блок параметрів по мережним насосам наводжу в табл. 46.

					00БП.144.009.005.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		45

Характеристика мережних насосів.

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір мережного насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NB 150-400/438 A-F-A-BAQE		NKGE 65-40-250/255 A2-F-A-E-NAQK
2	$Q_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	310		51
3	$H_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	50		55
4	$N_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	90		18,5
5	$\eta_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,86		85,6

5.4. Вибір внутрішньо-котельних насосів**5.4.1. Вибір насосів сирі води**

5.4.1.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів сирі води, його номінальної подачі – $Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$, м³/год, та напору – $H_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$, м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для підживлення – $G_{\text{с.в}}=16,7$ т/год, та опору трубопровідної системи – ΔH .

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

$$N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}} = G_{\text{с.в.}} / Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}} = 16,7/18=0,9$$

*) *Примітка.*

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

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

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

5.4.1.4. Блок параметрів по насосам сирі води наводжу в табл. 47.

									Арк.
									46
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	00БП.144.009.005.ПЗ				

Характеристика насосів сирій води

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NKGE 50-32-160.1/172 A1-F-A-E-BAQE		
2	$Q_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	18		
3	$H_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	35		
4	$N_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	2,2		
5	$\eta_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,54		

5.4.2. Вибір підживлювальних насосів

5.4.2.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі – $Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$, м³/год, та напору – $H_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$, м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для підживлення – $G_{\text{під}}=15$ т/год, опору трубопровідної системи – ΔH (не вище 40 м.вд.ст.) та статичного напору.

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

$$N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}} = G_{\text{під}} / Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}} = 15/16=0,9$$

*) Примітка.

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

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

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

									Арк.
									47
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	00БП.144.009.005.ПЗ				

Характеристика підживлювальних насосів

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NKGE 50-32-160.1/172 A1-F-A-E-BAQE		
2	$Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	16		
3	$H_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	30		
4	$N_{\text{нас. під}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	2,2		
5	$\eta_{\text{нас. під}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,67		

5.4.3. Вибір насосів технологічної води

5.4.3.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі – $Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$, м³/год, та напору – $H_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$, м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для потреб промислового підприємства – $G_{\text{тех}}=128,5$ т/год та опору трубопровідної системи – ΔH .

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

$$N_{\text{нас.тех}}^{\text{роб}} = G_{\text{тех}} / Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}} = 128,5/129 = 0,97 \quad *)$$

*) Примітка.

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

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

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

5.4.3.4. Блок параметрів по насосам технологічної води наводжу в табл. 49.

Таблиця 49

Характеристика насосів технологічної води

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод ви- значення	Значення для режи- мів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НА- СОСА	Типорозмір на- соса	---	З інформа- ційного ли- ста завода- виробника	NB 50-160/165 D-F- A-BAQE		
2	$Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	129		
3	$H_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ _ “	45		
4	$N_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальна поту- жність насоса	кВт(є)	“ _ “	22		
5	$\eta_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ _ “	0,8		

5.4.4. Вибір насосів хімоочищеної води

5.4.4.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі – $Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$, м³/год, та напору – $H_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$, м вд.ст, на базі визначених значень витрати хімоочищеної води для підживлення – $G_{\text{хов}}=15,15$ т/год, та опору трубопроводної системи – ΔH .

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

$$N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}} = G_{\text{хов}} / Q_{\text{нас.рец}}^{\text{ном}} = 15,15/16=0,98$$

*) Примітка.

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

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

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

					00БП.144.009.005.ПЗ	Арк.
						49
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

5.4.4.4. Блок параметрів по насосам сирій води наводжу в табл. 50.

Таблиця 50

Характеристика насосів хімоочищеної води

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NKGE 50-32-160.1/172 A1-F-A-E-BAQE		
2	$Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	16		
3	$H_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	25		
4	$N_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	2,2		
5	$\eta_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,67		

5.5. Вибір деаераторів водогрійної котельні

Загальноприйнятими рішеннями для водогрійних котельних є встановлення для деаерації води не менше двох деаераторів вакуумного типу з охолодником випару для кожного. До встановлення обираємо 2 деаератори ДВ-15. Блок параметрів наводжу в таблиці 51.

Таблиця 51

Характеристика деаераторів водогрійної котельні

№ п.п	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення
1	3	4	5	6
1	Типорозмір деаератора		За інформаційними листами заводів виробників	ДВ-15
2	Номінальна продуктивність	т/год	«--»	5
3	Діапазон продуктивності	т/год	«--»	7,5...30
4	Температура деаерованої води	°С	«--»	40...80
5	Температура теплоносія	°С	«--»	70...180
6	Тип охолодника випару		«--»	ОВВ-2
7	Тиск робочий абсолютний	МПа	«--»	0,0075...0,05
8	Тип ежектора		«--»	ЕВ-30

					00БП.144.009.005.ПЗ	Арк.
						50
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

5.6. Вибір підігрівників

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

5.6.1. Підігрівник сирової води

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

5.6.1.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

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

5.6.1.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

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

K — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник FUNKE FP 04. Максимально можлива площа поверхні нагріву — $F = 0,72 \text{ м}^2$, площа поверхні нагріву однієї пластини — $0,04 \text{ м}^2$, кількість пластин — 18 шт.

5.6.2. Підігрівник хімоочищеної води

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

5.6.2.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

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

5.6.2.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

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

K — коефіцієнт теплопередачі.

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

5.6.3. Підігрівник технологічної води

5.6.3.1. Теплове навантаження підігрівника технологічної води $Q_{\text{тех}} = 12$ МВт;

5.6.3.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

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

5.6.3.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{тех}} / \Delta t \cdot K = 120000 / 57,46 \cdot 2500 = 8,56 \text{ м}^2$$

K — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник FUNKE FP 08. Максимально можлива площа поверхні нагріву — $F = 8,56 \text{ м}^2$, площа поверхні нагріву однієї пластини — $0,08 \text{ м}^2$, кількість пластин — 107 шт.

					00БП.144.009.005.ПЗ	Арк.
						51
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

5.7. Вибір вентиляторів (В) та димососів (Д) для водогрійних котлів

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

Таблиця 52

Рекомендоване тягодуттєве обладнання

№ п/п	Найменування	Димосос	Вентилятор
1	Тип обладнання	ДН-17І	ВДН-12,5у
2	Потужність, кВт	55	30
3	Частота обертання, об/хв	750	1000

					00БП.144.009.005.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		52

РОЗДІЛ III. Охорона праці

В даному дипломному проекті 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 вимоги охорони праці до організації та забезпечення здорових і безпечних умов праці на робочому місці оператора котельні.

3.1. Виробнича санітарія

При плануванні приміщення враховуються:

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

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 обміщується гранично допустимими концентраціями (ГДК).

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

					00БП.144.ОПТЕ.008.005.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №2 в м. Хорол Охорона праці</i>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Лобойко В.С.						53	
Перевірив	Бойко В.О.							
Рецензув.								
Затвердив	Василенко С.М.							ТЕ-4-6 кафедра ТЕХТ НУХТ

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

3.1.2. Виробниче випромінювання

У виробничих умовах випромінювання можуть бути небезпечним чи шкідливим виробничим чинником. Небезпечний виробничий чинник - такий чинник виробничого процесу, вплив якого призводить до травми чи різкого погіршення здоров'я.

До іонізуючих відносяться корпускулярні випромінювання, що складаються з частинок з масою спокою, котра відрізняється від нуля (альфа-, бета-частинки, нейтрони) та електромагнітні випромінювання (рентгенівське та гамма- випромінювання). Під впливом іонізуючого випромінювання в організмі порушуються функції кровотворних органів, зростає крихкість та проникність судин, тощо.

Усі електромагнітні поля та випромінювання діляться на природні та антропогенні. Антропогенні випромінювання. Під впливом ЕМП та випромінювань спостерігаються загальна слабкість, підвищена втома, пітливість, сонливість, а також розлад сну, головний біль, біль в ділянці серця. Виникає ряд симптомів, які є свідченням порушення роботи окремих органів -шлунку, печінки, селезінки, підшлункової та інших залоз.

Мікроклімат у робочій зоні визначає з одного боку характер виробничих процесів, з іншого - природні джерела теплоти і вологості, що дають ефект нагрівання або охолодження організму. Залежно від того, який компонент мікроклімату переважає, виробничі умови переважно бувають:

1. з конвекційним мікрокліматом
2. з радіаційним мікрокліматом
3. такі, які поєднують високу або низьку температуру з високою або низькою вологістю.

Здатність організму зберігати рівновагу при перепадах температур навколишнього середовища має відповідну межу, яка визначає стан теплового балансу. Залежно від умов виробничого і навколишнього середовища тепловий баланс організму може бути: позитивним (перегрівання організму), від'ємний (переохолодження організму), нульовий, якщо надходження і втрата тепла збалансовані і воно не накопичується.

					00БП.144.ОПТЕ.008.005.ПЗ	Арк.
						54
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

3.1.3. Шум на виробництві

Робота котлових установок супроводжується шумом.

Класифікація шумів за походженням:

- механічні;
- аерогідродинамічні (вентилятори, насоси, компресори тощо);
- електричні (трансформатори та ін.).

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.

					00БП.144.ОПТЕ.008.005.ПЗ	Арк.
						55
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

Джерелами штучного світла є лампи розжарювання та газозарядні лампи. Виробничі приміщення обладнані 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 фактора 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 випромінювань 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 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, фотоелементні, радіаційні, пневматичні, гідравлічні та комбіновані.

					00БП.144.ОПТЕ.008.005.ПЗ	Арк.
						56
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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: «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 Безпечність технологічного обладнання

З точки зору охорони праці основними вимогами до устаткування є безпечність для здоров'я і життя людей, надійність і зручність під час експлуатації.

Безпека виробничого обладнання забезпечується:

- вибором безпечних принципів дій, конструктивних схем, елементів конструкції;
- використанням засобів механізації, автоматизації та дистанційного керування;
- застосуванням в конструкції засобів захисту;
- дотриманням ергономічних вимог;
- включенням вимог безпеки в технічну документацію з монтажу, експлуатації, ремонту та транспортування і зберігання обладнання;
- застосуванням в конструкції відповідних безпечних матеріалів.

При проектуванні машин і механізмів обов'язково повинні враховуватися ергономічні вимоги: розміщення механізмів керування на робочому місці, зусилля для приведення в дію механізмів керування тощо.

При конструюванні устаткування частини, що обертаються, рухаються, комунікації (трубопроводи, кабелі тощо) необхідно розміщувати у корпусі машини, щоб вилучити можливість доступу до них працюючих. Устаткування має відповідати вимогам електробезпеки і гарантувати захист працюючих від ураження електричним струмом.

У конструкції устаткування повинні передбачатися вбудовані (місцеві) відсмоктувачі, необхідні для видалення пожежо- і вибухонебезпечних сумішей, небезпечних і шкідливих хімічних речовин, пилу тощо безпосередньо з місця їх виникнення.

Щоб уникнути шуму та вібрації або знизити їх до регламентованих рівнів, необхідно застосовувати звукопоглинаючі матеріали, кожухи тощо.

Механізми керування технологічним обладнанням повинні мати безпечні та зручні форми і поверхню, встановлюватися у безпечному для працюючих місці, приводитись у дію зусиллями, що встановлені відповідними нормами, мати напис про призначення, інструкцію з експлуатації тощо.

При монтажі всі стаціонарні машини, апарати тощо мають бути встановлені й закріплені таким чином, щоб вилучити можливість їхнього зсуву під час роботи.

Під час експлуатації все технологічне устаткування має утримуватись у справному стані й використовуватись лише за призначенням. Крім того, необхідно усунути можливість випадкового дотику працюючих до устаткування, що має температуру понад 45°C. Якщо цього зробити неможливо, поверхня устаткування повинна мати теплоізоляцію або огороження.

					00БП.144.ОПТЕ.008.005.ПЗ	Арк.
						57
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Технологічне устаткування, обслуговування якого пов'язане з переміщеннями працюючого на висоті, повинне мати безпечні й зручні за конструкцією і розмірами робочі майданчики, переходи та драбини. Майданчики та драбини заввишки понад 1,3 м від підлоги обладнуються поручнями.

Устаткування має підлягати періодичному профілактичному оглядові, ремонтам за графіками.

Щойно встановлене устаткування приймається комісією за участю представників органів державного нагляду за охороною праці.

Дотримання цих вимог в повному обсязі можливе лише на стадії проектування. Тому в усіх випадках проектної документації передбачаються вимоги безпеки. Вони містяться в спеціальному розділі технічного завдання, технічних умов та стандартів на обладнання, що випускається.

3.3. 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 спалюваністю речовини і матеріали поділяються на три групи: спалювальні, важко-спалювальні, неспалювальні.

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

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

1. заходи у виробничих процесах; будівельно-технічні заходи (підвищення стійкості огорожувальних конструкцій будівель, обмеження поширення пожежі);
2. організаційні та агітаційні заходи (навчання обслуговуючого персоналу заходам поширення пожеж та поводження із пожежним інвентарем);
3. заходи із забезпеченням швидкого гасіння пожеж (вибір найбільш ефективних способів та засобів гасіння, налагодження протипожежного водопостачання та сигналізації).

					00БП.144.ОПТЕ.008.005.ПЗ	Арк.
						58
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ IV. Проблематика створення сучасних систем теплозабезпечення міст України

4.1 Проблеми сучасних систем теплопостачання

У системах теплозабезпечення міст України протягом багатьох років накопичувались системні проблеми. Це призвело до ситуації, коли реальний стан тепломереж знаходиться є критичним, а це в свою чергу погіршує якість надання послуг з опалення та гарячого водопостачання, а іноді робить практично неможливим надання послуг. Про це свідчать як численні аварії систем одразу після початку опалювального сезону, так і випадки, коли опалення взагалі не підключалося з причини наявності боргів за природний газ з боку підприємств теплової комунальної енергетики (ТКЕ).

У радянські часи централізовані системи були практично єдиним і безальтернативним рішенням для опалення багатоквартирних житлових будинків у великих, середніх і малих містах, часом навіть у невеликих селищах і окремих селах. Стрімке зростання міського населення, низька вартість енергоресурсів і відносно прості технічні рішення подібних систем робили їх пріоритетнішими в порівнянні з індивідуальними системами опалення. Останні застосовувалися лише у виняткових випадках, зазвичай, при повній відсутності централізованих джерел теплової енергії, або значній відстані від них. Використовувалися в основному вбудовано-прибудовані котельні для опалення багатоквартирних будинків, або автономні котли для індивідуального житла. У сільській місцевості майже в усіх індивідуальних будинках використовувалося пічне опалення. В цілому по Україні близько 80% житла опалювалося за рахунок централізованих систем, а в найбільших і великих містах цей показник наближався до 100%.

Ситуація почала змінюватися після здобуття незалежності Україною. Виникла гостра нестача власних енергоресурсів, а їх вартість стрімко зростала. Застарілі системи централізованого опалення, що дісталися нам у спадок, з кожним роком все гірше реагували на нові реалії без тотальної модернізації, впровадження нових енергоефективних технологій та величезних фінансових ресурсів. Це зумовило пошук альтернативних рішень і як наслідок – розвиток індивідуальних систем опалення. Широке застосування в новому будівництві багатоквартирних будинків отримують так звані дахові котельні. Для опалення індивідуального житла і квартир в багатоповерхових будинках ринок пропонує величезний вибір автономних багатопаливних котлів з високим ККД, і населення починає їх активно застосовувати. Багато міст, особливо малі й навіть середні, відмовляються від централізованого опалення та переходять на індивідуальне.

Застаріле теплогенеруюче обладнання, зношені тепломагістралі, низькі тепло-технічні характеристики внутрішньобудинкових систем опалення та зовнішніх огорожувальних конструкцій існуючих житлових будинків призводять до величезних тепловтрат, які в 2-3 рази перевищують необхідну кількість теплової енергії на опалення житла.

					00БП.144.009.005.ПЗ			
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата				
Розробив		Лобойко В.С.			<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №2 в м. Хорол</i> Проблематика створення сучасних систем теплопостачання міст	Літера	Аркушів	Аркуш
Перевірив		Бойко В.О.					59	
Рецензував						ТЕ-4-6 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Затвердив		Василенко С.М.						

Та попри це в останні роки намітилася тенденція до зростання кількості житлових будинків, що підключені до систем централізованого опалення. Після різкого падіння (у 1995 році до близько 50%) в минулому році вже майже 70% житла опалювалося за рахунок централізованих систем. Це пояснюється скороченням тепловтрат в житлових будинках за рахунок впровадження енергоефективних технологій (утеплення будинків, індивідуальні тепlopункти з погодним регулюванням) згідно нових будівельних норм, які наблизились до європейських.

Реформи у сфері теплопостачання, започатковані відповідними законодавчими і нормативним актами, передбачали розробку та затвердження місцевими органами влади схем теплопостачання міст, а також програм модернізації об'єктів систем теплопостачання, було розроблено відповідні методичні рекомендації. Але на сьогодні схеми теплопостачання для значної кількості міст досі відсутні, а для багатьох регіонів такі схеми розроблялися без урахування або за відсутності схем територіального розвитку та генеральних планів міст.

Створенню оптимальної для кожного міста економічно ефективної, екологічно безпечної та надійної системи теплозабезпечення заважає також наявність низки серйозних проблем, головними з яких є:

- невідповідність рівня тарифів реальним витратам на виробництво і постачання теплової енергії та непрозорість процесу визначення складових цих витрат для громадськості;
- відсутність повного обліку характеристик теплових потоків, починаючи від генерації теплової енергії та закінчуючи її споживанням;
- потреба масштабної модернізації всіх основних об'єктів систем теплопостачання міст, враховуючи їх зношеність і технологічну відсталість;
- несприятливі умови для залучення інвестицій з метою модернізації об'єктів систем теплопостачання, у тому числі приватних інвестицій;
- низький рівень енергоефективності при виробництві, транспортуванні та споживанні теплової енергії та відсутність дієвих стимулів для енергозбереження.

Вирішення цих проблем потребує систематичного всеохоплюючого підходу та значних фінансових ресурсів. Разом з тим воно є реальним завданням, про що свідчить досвід проведених реформ у найближчих країнах Європейського Союзу.

Невідповідність тарифів реальним витратам на виробництво і постачання теплової енергії є однією з причин неефективної роботи підприємств комунальної сфери, зношеності й технологічної відсталості їх об'єктів. Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг (далі – Комісія), проводяться детальні розрахунки, на основі яких встановлюється економічно обґрунтований рівень тарифів, який міг би забезпечити задовільну роботу підприємств комунальної сфери кожного міста. Рівень же реальних тарифів, за якими населення сплачує за послуги з теплопостачання, регулюється Урядом (тарифи для населення встановлені на рівні, який не перевищує 10 % від середньостатистичних загальних витрат домогосподарств)^[1].

					00БП.144.009.005.ПЗ	Арк.
						60
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

При цьому порушується принцип соціальної справедливості, коли дотуються не тільки бідні, але й заможні споживачі, причому останні навіть у більшій мірі. Згідно з розрахунками Комісії, існуючий на сьогодні тариф покриває лише 70 % собівартості послуг, різниця відшкодовується з держбюджету.

Головною складовою витрат підприємств ТКЕ є витрати на купівлю природного газу. У середньому по Україні в структурі витрат підприємств ТКЕ природний газ складає 65 %, електроенергія – близько 10 %, заробітна плата – до 25 % та інші витрати – близько 10 %^[2]. Для потреб централізованого опалення підприємства ТКЕ закупають газ по середньому тарифу 1309 грн/тис. куб. м), який є нижчим, ніж ціна імпортованого російського газу (близько 3400 грн/тис. куб. м), але навіть цей тариф не дозволяє підприємствам працювати рентабельно. Найнижчий рівень тарифу встановлено для побутових потреб населення і для потреб індивідуального опалення, до того ж останній є диференційованим залежно від обсягів споживання та інших умов (складає від 725 грн/тис. куб. м). І, нарешті, найвищий ціновий коридор існує для комерційних споживачів (якщо ті не мають пільг), ціна газу для яких досягає 4700 грн/тис. куб. м і вище.

Крім того, виплати держбюджету на покриття різниці в тарифах досить часто затримуються, що призводить до боргів підприємств комунальної сфери перед постачальниками природного газу та створює передумови до відключення цих підприємств від постачання газу.

Погіршує ситуацію також низький рівень оплати за спожиту теплову енергію з боку населення, бюджетних організацій, комерційних компаній та інших споживачів. Найбільші борги мають побутові споживачі (80 млрд грн на кінець 2018 року)^[3]. Однією з причин небажання населення сплачувати за спожите тепло є низька якість його постачання. Комісія розраховує і встановлює тарифи на теплову енергію як товар на рівні будинку, тарифи ж на послугу з централізованого опалення населенню затверджуються органом місцевого самоврядування, виходячи з опалювальної площі кожної квартири. І тут є свої проблеми – тарифи на обслуговування внутрішніх будинкових мереж зростають, не супроводжуючись підвищенням якості обслуговування, оскільки монополія ЖЕКів у більшості випадків не контролюється місцевою владою, а самі ЖЕКи не мають необхідних ресурсів для проведення серйозних модернізацій.

Серед інших проблем є встановлення квот на відпуск природного газу для кожного підприємства. Ці квоти розподіляє НАК «Нафтогаз України» в «ручному режимі», виходячи з наявного загального ресурсу природного газу на опалення, і досить часто вони не покривають реальні потреби підприємств, у тому числі й технологічні. При перевищенні квоти підприємство змушене купувати газ за комерційною (у декілька разів вищою) ціною. Разом із тим у промислових цілях, досить часто незаконно використовується газ, який оплачується за тарифами для населення. Потреба у збільшенні річних лімітів газу теплопостачальним підприємствам для виробництва теплової енергії населенню складає 3,3 млрд куб. м^[4].

					00БП.144.009.005.ПЗ	Арк.
						61
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таким чином, існуюча система забезпечення споживачів тепловою енергією є досить заплутаною, що створює сприятливе середовище для корупції. Окрім того, така система є несправедливою й неефективною з точки зору стимулювання енергозаощадження як з боку виробників, так і з боку споживачів теплової енергії й природного газу.

Виходом із існуючої ситуації, як показує досвід європейських країн, є встановлення економічно обґрунтованих тарифів з урахуванням рентабельності виробництва, інвестиційної та інших складових, що визначаються згідно із розробленими Комісією методиками. До підвищення тарифів закликає Україну МВФ, за підрахунками якого, згідно зі звітом «Газова цінова політика України», підвищення тарифів на газ і тепло на 20 % вивільнить 0,2 % ВВП для адресної допомоги бідним громадянам за рахунок скасування необґрунтованого субсидування багатих. Тарифи розраховуються на існуючий рівень витрат й у перспективі можуть бути зменшені, для чого необхідно стимулювати підприємства до раціонального використання всіх видів ресурсів і до зменшення витрат. Першими кроками на цьому шляху стали останні зміни до Закону України «Про природні монополії»[\[5\]](#).

Таким чином шлях до економічно обґрунтованого рівня тарифів – це не тільки їх підвищення відносно сьогоденного рівня, але й реалізація заходів енергоефективності, що приведе до зменшення втрат при виробництві й транспортуванні теплової енергії, а також до зменшення потреб мешканців у обсягах спожитого тепла і рівня оплати за нього.

Приведення тарифів до економічно обґрунтованого рівня дозволить забезпечити більше прозорості у процесі регулювання природної монополії системи тепlopостачання, знизити кількість тіньових схем при розподілі ресурсів та знизити рівень корупції у сфері постачання природного газу та теплової енергії.

За пропозицією Комісії доведення тарифів до економічно обґрунтованого рівня потрібно провести поетапно. Для цього розроблено проекти «Порядку встановлення тарифів у сфері тепlopостачання, централізованого водопостачання та водовідведення з відхиленнями від економічно обґрунтованого рівня» та «Порядку компенсації різниці між економічно обґрунтованими та встановленими тимчасовими тарифами для населення для суб'єктів природних монополій і суб'єктів господарювання на суміжних ринках у сфері тепlopостачання, централізованого водопостачання та водовідведення»[\[6\]](#).

Нагальним завданням реформ у даній сфері є забезпечення повного обліку теплової енергії. За даними Мінрегіонбуду, станом на кінець 2012 р. лічильниками тепла було забезпечено близько 40 % будинків. Заплановані терміни обов'язкового оснащення будинків лічильниками тепла не сприяють прискоренню реформ у галузі, а самі підприємства-виробники і постачальники комунальних послуг оснащені лічильниками всього на 82 %[\[7\]](#).

					00БП.144.009.005.ПЗ	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Така ситуація не дозволяє оцінити реальний стан потреб, обсягів генерації та втрат теплової енергії, спланувати заходи щодо модернізації, а також зробити відповідні прогнози попиту та інших параметрів для побудови оптимальної системи теплозабезпечення й суміжних систем енергозабезпечення (забезпечення електроенергією, природним газом та вугіллям).

Технічні можливості щодо оснащення лічильниками теплової енергії існують. До Державного реєстру внесено понад 40 типів (у тому числі вітчизняного виробництва), на ринку робіт з установки приладів обліку працює кілька сотень організацій. Проблема – у фінансуванні установки лічильників. У рамках бюджетної «Програми оснащення багатоквартирних будинків сучасними засобами обліку та регулювання теплової енергії» у 2012 р. було виділено лише 160 млн грн [8] (загальна вартість програми – 4,5 млрд грн). Фінансування подальшої експлуатації лічильників та зняття з них показників повинні взяти на себе підприємства ТКЕ, які мають відповідних фахівців і досвід. Витрати необхідно віднести до тарифу.

Встановлення лічильників дозволить, зокрема, збільшити рівень довіри до підприємств ТКЕ щодо рахунків за теплопостачання і рівень оплати споживачів за поставлену теплову енергію; сприятиме стабілізації роботи централізованих систем теплопостачання, оскільки зменшиться кількість бажаючих відключитися від цієї системи. Лічильники бажано встановлювати разом з пристроями регулювання теплового навантаження відповідно до погодних умов та інших чинників.

Існують проблеми також з обліком природного газу для опалення індивідуальних будівель. Згідно з вимогами Закону України «Про забезпечення комерційного обліку природного газу» [9], ще до 1 січня 2012 р. лічильниками необхідно було обладнати всі приватні будинки, чого досі не зроблено. Оплата по нормативах залежно від площі будинку не стимулює споживачів до енергозаощадження.

Модернізація об'єктів системи теплопостачання повинна проводитися відповідно до схем, програм та планів заходів, які розробляються в кожному місті на основі комплексного підходу до вирішення проблеми, включаючи аналіз перспектив розвитку промислового та житлового секторів, визначення теплових балансів, видів палива, типів обладнання, екологічних показників, можливих джерел і умов залучення інвестицій тощо. Заходи з модернізації повинні узгоджуватися з графіками постачання теплової енергії, щоб не створювати соціального напруження в регіонах.

Головною проблемою є те, що модернізації потребує більшість устаткування й обладнання об'єктів системи теплопостачання. За даними Мінрегіонбуду, основне та допоміжне обладнання котелень практично вичерпало всі допустимі терміни експлуатації (у 57 % котелень термін експлуатації перевищує понад 20 років), діючі котли мають низький ККД (60 ÷ 80 %), застарілу автоматику, що призводить до підвищених втрат палива (на 20 % вищих ніж середньосвітовий рівень).

					00БП.144.009.005.ПЗ	Арк.
						63
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Масштабні обсяги модернізації потребують значних фінансових ресурсів, часу й організаційних зусиль з боку державної та, особливо, місцевої влади. У майбутньому основним джерелом фінансування роботи теплоенергетичних підприємств та їх модернізації повинні стати кошти, які сплачують споживачі теплової енергії. У перехідний період, коли тарифи ще не забезпечують економічно ефективну роботу цих підприємств, вирішення проблеми потребує залучення як бюджетних фінансових ресурсів (державних та місцевих бюджетів), так і приватних інвестицій, кредитних ресурсів, коштів міжнародної допомоги, а також коштів індивідуальних власників житла. Оптимальне поєднання різних джерел фінансування, залежно від умов кожного конкретного міста, є завданням місцевих органів влади. Завданням органів державної влади є, насамперед, створення сприятливого середовища для інвестицій для більш ефективної роботи приватних підприємств теплоенергетичної сфери, залучення кредитів і грантів міжнародних організацій.

Іншим завданням держави є надання цільових субсидій тільки неплатоспроможним, а не всім громадянам, на опалення їх домівок, поступово приводячи тарифи на опалення до економічно обґрунтованого рівня. Підтримка держави повинна надаватися також на впровадження заходів енергоефективності у вигляді пільгових кредитів на утеплення індивідуального житла, встановлення індивідуальних лічильників, фінансування пілотних проектів з термомодернізації житлового фонду та ін.

Іншим джерелом фінансування може стати допомога міжнародних фінансових організацій. Досвід їх роботи у країнах Східної Європи, де були здійснені успішні реформи теплоенергетичного сектору, показує, що ці організації здатні надати допомогу шляхом кредитування капітального ремонту і модернізації підприємств теплоенергетики, допомогу у фінансуванні встановлення лічильників теплової енергії та реалізації пілотних проектів з енергозбереження в будівлях, створення програми енергопаспортизації будівель, проведення досліджень щодо вивчення можливостей споживчого ринку тощо[10].

Одним із можливих шляхів фінансування заходів модернізації є залучення приватного капіталу, а для цього, окрім приведення тарифів до економічно обґрунтованого рівня, необхідно створити привабливі умови для інвесторів. Це, у першу чергу, стабільність, прозорість і зрозумілість «правил гри» на ринку послуг тепlopостачання, можливість одержання прибутку й повернення вкладених коштів. Зрозуміло, що без визначення чіткої структури власності та засобів керування неможливо створити належні умови для інвесторів.

У світовій практиці існують різні моделі участі приватного сектора в управлінні об'єктами комунальної інфраструктури. Серед них можна виділити: створення акціонерних підприємств з продажем акцій (усього, контрольного або меншого ніж контрольний пакет) приватному інвестору або передачу в управління чи користування об'єктів на основі договорів про спільну діяльність, концесії та оренди[11].

					00БП.144.009.005.ПЗ	Арк.
						64
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Можливість та умови укладення таких договорів передбачено прийнятими у 2010 році Законами України «Про державно-приватне партнерство»[\[12\]](#) та «Про особливості передачі в оренду чи концесію об'єктів централізованого водо-теплопостачання та водовідведення»[\[13\]](#). За оцінкою експертів, якість законодавства, при створенні якого був врахований європейський досвід, є достатньою. Але активності щодо створення спільних проектів ні у вітчизняних, ні у іноземних інвесторів досі не спостерігається. За даними Мінрегіонбуду, на основі договорів про спільну діяльність, оренди чи концесії в країні працює всього 14 підприємств теплоенергетичної сфери.

Серед причин такого становища можна назвати як пасивну позицію муніципальної влади, яка одержує свої преференції від дисбалансів та непрозорості функціонування системи теплозабезпечення, так і небажання приватних інвесторів брати на себе частину відповідальності й ризику в несприятливих умовах роботи бізнесу, особливо в енергетичній сфері.

Приватний інвестор завжди змушений враховувати соціальний характер надання послуги. Він, з одного боку, не зможе нехтувати інтересами споживачів, а з іншого – повинен забезпечувати прибутковість свого бізнесу. Без чіткої взаємодії з владою та її підтримки одночасно забезпечити ці вимоги досить складно. Про це говорить і досвід державно-приватного партнерства в зарубіжних країнах, де успіх забезпечувався, окрім створення сприятливих умов для бізнесу, взаємним бажанням і відповідальністю партнерів щодо захисту інтересів та задоволення потреб громади, контролю за якістю надання послуг, можливістю обговорення та моніторингу проектів за участю громадських організацій[\[14\]](#).

Існуючі проблеми управління спільною власністю мешканців будинків не дозволяють чітко визначитися з відповідальністю за обслуговування внутрішньобудинкових теплових мереж, встановлення засобів обліку та регулювання теплової енергії, визначення розмірів оплати за послуги, налагодження взаємодії з підприємствами теплопостачання. На сьогодні ЖЕКи не зацікавлені захищати інтереси мешканців, контролювати якість послуг і реальність виставлених монопольними постачальниками рахунків за теплову енергію. Органи місцевої влади також досить мляво реагують на факти порушення прав споживачів, і досить часто змовляються з постачальниками[\[15\]](#). Тільки організація об'єднань співвласників багатоквартирних будинків (ОСББ) та їх активна позиція щодо захисту своїх прав може змінити ситуацію.

Разом з тим темпи створення ОСББ в Україні є низькими: за даними Мінрегіонбуду, лише на 24 % загальної площі житлових будинків створено ОСББ[\[16\]](#). З одного боку, причиною цього є брак навичок місцевих громад до самоорганізації для вирішення спільних завдань щодо управління спільною власністю, а з іншого – небажання місцевої влади налагодити прозору схему функціонування у цій сфері.

					00БП.144.009.005.ПЗ	Арк.
						65
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Натомість, замість створення ОСББ досить часто нав'язується створення управляючої компанії, яка призначається загальними зборами мешканців або місцевою адміністрацією й замінити яку буде досить складно. Відсторонення мешканців від самоуправління веде до відсутності дієвого контролю за роботою приватної управляючої компанії, за яку ніхто не відповідає, а звідси – необґрунтоване підвищення тарифів, низька якість послуг тощо.

Багато в чому створення ОСББ сповільнюється незадовільним станом житлових будинків. Мешканці старого житла побоюються, що після створення ОСББ будуть покинуті напризволяще і фінансово не спроможні самостійно довести житло до нормального стану. Органам державної влади необхідно направити фінансові ресурси на відновлення та ремонт, а також відкоригувати регуляторну базу з метою спрощення процедур і забезпечення прозорості створення ОСББ та подальшої його взаємодії з органами місцевої влади і теплопостачальними підприємствами.

У значному ступені фінансовому оздоровленню підприємств теплоенергетичної сфери могло б сприяти комплексне впровадження заходів енергоефективності.

Енергоощадне споживання теплової енергії дозволить компенсувати підвищення тарифу. Підвищення якості послуг та надання цільових субсидій найбільш вразливим верствам населення дасть можливість вийти на економічно обґрунтований рівень тарифів, який буде прийнятним для більшості населення. Для цього місцеві органи влади повинні забезпечити енергоефективну направленість процесів модернізації, оптимізацію схем теплопостачання з метою зменшення втрат палива і теплової енергії, а також стимулювати економне споживання теплової енергії.

Значний потенціал скорочення споживання теплової енергії (до 40 %) може бути реалізовано при термомодернізації будівель. Для реалізації необхідно ввести нові норми і стандарти, налагодити контроль за їх виконанням, надати стимули для власників будівель, запровадити енергоаудит і енергопаспортизацію будівель, залучити кошти власників житла та квартиронаймачів для фінансування заходів з підвищення рівня ефективності разом із включенням механізмів державної підтримки і державного страхування залучених коштів від дії економічних та фінансових ризиків.

Одним із елементів процесу оптимізації системи теплопостачання міста є визначення співвідношення централізованого (на сьогодні забезпечено близько 55 %) та автономного (близько 25 %) теплопостачання[17]. Централізованим гарячим водопостачанням забезпечено 19 міст, в яких проживає близько 15 % населення[18]. У сільських населених пунктах ще залишається значна частка негазифікованих будівель, які опалюються вугіллям, дровами, торфом та іншим паливом.

					00БП.144.009.005.ПЗ	Арк.
						66
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Виходячи з досвіду північноєвропейських країн, які мають близькі до України погодні умови, у районах густої забудови міст найбільш ефективним є централізоване опалення. Наприклад, у Данії частка централізованого опалення становить 60 %, у великих містах – 90 %[\[19\]](#). Централізовані системи характеризуються високою економічністю виробництва теплової енергії, мають можливості щодо зменшення рівня забруднення довкілля, збільшення рівня енергоефективності, використовуючи місцеві види палива та альтернативні енерготехнології.

Автономні й індивідуальні засоби опалення мають переваги для невеликих населених пунктів із низькою концентрацією населення, пунктів, які віддалені від потужних генераторів теплової енергії, а також для нового будівництва.

На жаль, в Україні централізовані системи опалення на сьогодні не можуть повною мірою використати свої переваги, бо вони мають технологічно відстале і технічно зношене обладнання, високий рівень втрат теплової енергії при її виробництві, транспортуванні й споживанні. Такий стан стимулює споживачів до переходу на індивідуальне опалення, що ще більше ускладнює роботу централізованої системи, навіть до повної її ліквідації, як, наприклад, сталося у місті Ужгороді. Разом із тим витрати домогосподарств на перехід до індивідуального опалення окупляться тільки за умови збереження існуючої диспропорції у цінах на природний газ між підприємствами ТКЕ та індивідуальними споживачами, які використовують більш дешевий газ вітчизняного видобутку. Не пристосовані до індивідуального опалення системи вентиляції старих будинків можуть стати причиною нещасних випадків і аварій, а значна кількість автономних джерел ускладнює екологічну ситуацію в місті.

4.2 Висновки і рекомендації

Без вирішення розглянутих вище проблем неможливо побудувати оптимальну, ефективно функціонуючу систему теплозабезпечення кожного міста. На сьогодні місцеві органи влади при розробці схем теплопостачання, програм і заходів з модернізації стикаються з низькою невизначеностями, які існують у сфері теплозабезпечення і пов'язаних з нею сферах. У першу чергу це стосується розподілу природного газу, який не залежить ні від місцевої влади, ні від конкретного виробника теплової енергії. Природний газ надходить у країну з різних джерел (газ власного видобутку, імпортований з різних країн) і має різну вихідну ціну.

Наявність кількох цінових коридорів для внутрішніх споживачів, непрозорість визначення ціни або віднесення до того чи іншого цінового коридору конкретного виробника теплової енергії, квотування обсягів газу не гарантують йому рентабельної роботи. Разом з обмеженнями щодо підвищення тарифів на теплову енергію, це, до того ж, заважає залученню приватного капіталу у сферу теплопостачання і модернізації її об'єктів. А без достовірного прогнозу щодо обсягів залучених фінансових ресурсів неможливо визначити можливості модернізації існуючих та будівництва нових об'єктів теплоенергетики і, відповідно, оптимально побудувати систему теплозабезпечення.

					00БП.144.009.005.ПЗ	Арк.
						67
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Достовірне прогнозування попиту на теплову енергію та потреби в генерації, прогнозування втрат у теплових мережах та будівлях неможливо провести при відсутності повного обліку теплових потоків на всіх етапах їх проходження, починаючи від виробництва і закінчуючи споживанням. Існують й інші невизначеності, зокрема, стосовно управління загальною власністю мешканців багатоквартирних будинків та ін.

Безумовно, основною рушійною силою у створенні оптимальної системи теплозабезпечення повинні стати місцеві органи влади за підтримки місцевих громад. Але, враховуючи критичний стан систем теплопостачання в більшості населених пунктів України, роль держави у вирішенні зазначених проблем на сьогодні повинна залишитися ще досить значною. Основним завданням держави повинно стати створення законодавчо-нормативної бази з метою:

- переходу до нових принципів ціноутворення у теплоенергетичній сфері з од-ночасним наданням адресної допомоги бідним верствам населення;
- організації точного обліку споживання теплової енергії й природного газу;
- створення сприятливих умов для залучення великих інвестицій у енергетич-ний сектор з метою модернізації його об'єктів;
- бюджетної підтримки заходів модернізації, у першу чергу - житлових та гро-мадських будівель;
- стимулювання мешканців багатоквартирних будинків до створення ОСББ та забезпечення сприятливих умов їх подальшого функціонування;
- створення мотивації для залучення коштів мешканців для термомодернізації житлових будівель;
- створення інформації кампанії, направленої на громадян, про важливість централізованих систем теплопостачання та необхідність створення ОСББ
- запровадження сучасних норм і стандартів з метою підвищення рівня енерго-ефективності на всіх етапах від виробництва до споживання теплової енергії;
- гармонійного поєднання загальнодержавних інтересів з інтересами місцевих громад, у тому числі розширення самостійності регіональної та місцевої влади, кардинальної зміни політики фінансування у напрямку збільшення коштів, які за-лишаються в розпорядженні місцевої влади з наданням додаткових повноважень щодо формування і використання місцевих бюджетів та інших грошових фондів.

Враховуючи соціальну значимість систем теплозабезпечення міст та їх сучас-ний незадовільний стан, нагальними завданнями як державної, так і місцевої влади повинно стати залучення громадськості до процесів реформування систем теплозабезпечення, сприяння самоорганізації мешканців для вирішення питань управління їх спільною власністю, забезпечення реалізації європейських принци-пів прозорості та доступності для громадськості процесів підготовки та прийняття рішень у сфері теплозабезпечення, залучення до контролю за виконанням цих рі-шень місцевих та регіональних громад.

					00БП.144.009.005.ПЗ	Арк.
						68
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Список використаної літератури

1. Прядко М.О., Павелко В.І., Рябчук О.В. Проектування системи теплопостачання житлово-промислового району міста. Мет. вказ. до виконання кваліфікаційного проекту “Система теплопостачання житлово-промислового району міста” рівня підготовки бакалавра, напряму 6.050601 “Теплоенергетика” для студентів денної та заочної форм навчання. Частина 1. – К.: НУХТ, 2011. – 57 с.
2. Бузников Е.Ф. и др.. Производственные и отопительные котельные.– М.:– Энергоатомиздат.– 1984.– 248 с.
3. Роддатис К.Ф., Соколовский Я.Б. – Справочник по котельным установкам малой производительности. М.: Энергия. – 1979. – 368 с.
4. Філоненко В.Н. Нагнітачі та теплові двигуни. – Мет. Вказ. до вивчення дисципліни для студентів спеціальності “Теплоенергетики” ден. та заочн. форм навчання.– К.: НУХТ. – 2004.– 50с.
5. Філоненко В.М., 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. А. Єрбоменко. Комунальні тарифи. Що далі?.. // Інтерв'ю з головою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг, В.Саратовим. Дзеркало тижня. Україна, №2, 18.01.2013, [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://gazeta.dt.ua/energy_market/komunalni-tarifi-scho-dali-rozмова-z-...
8. М. Цатурян, О.Гаврилюк. Нехай громадяни або оформляють субсидію, або оплачують послуги ЖКГ. Третього не дано // Інтерв'ю з Директором Департаменту Мінрегіону С.Захаровим. Україна комунальна, 26.1012, [Електронний ресурс].
Режим доступу: <http://capital.jkg-portal.com.ua/ua/publication/one/nehaj-gromadjani-ab...>
9. М. Цатурян, О.Гаврилюк. Нехай громадяни або оформляють субсидію, або оплачують послуги ЖКГ. Третього не дано // Інтерв'ю з Директором Департаменту Мінрегіону С.Захаровим. Україна комунальна, 26.1012, [Електронний ресурс].
Режим доступу: <http://capital.jkg-portal.com.ua/ua/publication/one/nehaj-gromadjani-ab...>
10. Закон України «Про природні монополії», [Електронний ресурс].
Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/1682-14>

11. А. Єршоменко. Комунальні тарифи. Що далі?.. // Інтерв'ю з Головою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг, В.Саратовим. Дзеркало тижня. Україна, №2, 18.01.2013, [Електронний ресурс].
Режим доступу: http://gazeta.dt.ua/energy_market/komunalni-tarifi-scho-dali-rozмова-z-...
12. Інтерв'ю Голови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг В.Саратовим для газети «Час ЖКГ». [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://nkp.gov.ua/ukr/nportal/view/884>
13. Звіт про використання коштів, передбачених у державному бюджеті за програмою «Облаштування багатоквартирних будинків сучасними засобами обліку і регулювання води та теплової енергії», затвердженою постановою Кабінету Міністрів України від 23 травня 2012 р. № 604, [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://minregion.gov.ua/>
14. Закон «Про забезпечення комерційного обліку природного газу» від 16.06.11.№3533-УІ, [Електронний ресурс]. – Режим доступу:<http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/3533-17>
15. Я. Семиколенова. Модернізація системи централізованого теплопостачання в Україні: облік тепла та впровадження платежів на основі його фактичного споживання //Sustainable Development Department
16. Europe and Central Asia Region , [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://siteresources.worldbank.org/UKRAINEINUKRAINIANEXTN/Resources/455...>
17. М. Вигода. Управління ЖКГ: бізнес «по-французьки» // Україна комунальна, 25.01.2013, [Електронний ресурс].
Режим доступу: <http://jkg-portal.com.ua/ua/publication/one/upravlnnja-zhkg-bznes-po-fr...>
18. Закон «Про державно-приватне партнерство» від 01.07.2010 № 2404-VI, [Електронний ресурс].
Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/2404-17>
19. Закон «Про особливості передачі в оренду чи концесію об'єктів централізованого водо-теплопостачання та водовідведення» від 21.10.2010 № 2624-VI, [Електронний ресурс].
Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/2624-17>
20. В. Ронін. Правила гри державно-приватного партнерства. Частина 1 // Україна комунальна, 15.05.12, [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://jkg-portal.com.ua/ua/publication/one/-pravila-gri-derzhavno-priv...>

21. В. Дубровський, Т. Монтян. Житлово-комунальна сфера: у пошуках господаря / CASE Україна, OPEN SOCIETY FOUNDATIONS, [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.eba.com.ua/static/members_reviews/Case_Study_12_2012_ukr.pdf
22. Мінрегіонбуд: темпи створення ОСББ низькі, [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://24tv.ua/home/showSingleNews.do?minregionbud_tempi_stvorennya_osb
23. Концепція Державної цільової програми модернізації та розвитку систем теплозабезпечення України на 2012-2022 роки, [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://esco-ecosys.narod.ru/2012_3/art59.pdf
24. А. Єрбоменко. Комунальні тарифи. Що далі?.. // Інтерв'ю з головою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг, В. Саратовим. Дзеркало тижня. Україна, №2, 18.01.2013, [Електронний ресурс].
Режим доступу: http://gazeta.dt.ua/energy_market/komunalni-tarifi-scho-dali-rozмова-z-...
25. А. Боярунець. Теплопостачання України: Куди йде пара? [Електронний ресурс].
Режим доступу: <http://ua.forua.com/analytics/2012/03/27/133821.html>

					00БП.144.009.005.ПЗ	Арк.
						71
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		