

**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 №1 в місті Вінниця»**

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

Коріков Владислав Олегович

(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.Гуло

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

Корікова Владислава Олеговича

(прізвище, ім'я, по батькові)

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

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 -20 С; температура зовнішнього повітря -1,1 С; температура для системи вентиляції -10 °С; тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год; тривалість опалювального періоду – 189 діб; температури мережної води $\tau'_{01}/\tau'_{02}: 150^{\circ}\text{C}/70^{\circ}\text{C}$.

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

1. Розрахунок теплових навантажень житлово-промислового району міста

2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами

3. Охорона праці

4. 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 |
| Розділ І. Розрахунок теплових навантажень житлово – промислового району міста..... | 7 |
| 1. Вихідні дані до проекту..... | 7 |
| 2. Визначення теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району..... | 9 |
| 3. Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях..... | 15 |
| 3.1. Розрахунок витрат та температур мережної води на опалення... | 15 |
| 3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання..... | 17 |
| 3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію. | 22 |
| 4. Визначення розрахункових витрат теплоносія..... | 24 |
| 5. Вихідні дані до розділу ІІ..... | 26 |
| Розділ ІІ. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами | 28 |
| 1. Формування вихідних даних 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 ІІІ. Охорона праці..... | 52 |
| РОЗДІЛ ІV. Централізоване теплопостачання великих міст..... | 58 |
| Список використаної літератури..... | 68 |

| | | | | | | | | |
|-----------|------|----------------|--------|------|---|-------------------------------------|---------|-------|
| | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | | | |
| Змін. | Лист | № документа | Підпис | Дата | <i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №1 в м. Вінниця</i> ЗМІСТ | Літера | Аркушів | Аркуш |
| Розробив | | Коріков В.О. | | | | | 4 | |
| Перевірив | | Бойко В. О. | | | | ТЕ-4-6 кафедра ТЕХТ НУХТ | | |
| Рецензув. | | | | | | | | |
| Затвердив | | Василенко С.М. | | | | | | |

Анотація

Коріков В.О. Проект системи теплопостачання житлово-промислового району № 1 в місті Вінниця - кваліфікаційна робота на правах рукопису.

Даний проект містить розрахунок теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району на 32 квартали, знайдені графіки залежності теплових навантажень опалення, вентиляції та гарячого водопостачання району від температури зовнішнього повітря, графік залежності температур і витрати мережної води від температури зовнішнього повітря, графік річної сумарної витрати теплоти.

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

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

Четвертий розділ присвячений централізованому теплопостачанню великих міст.

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.008.004.ПЗ | | | |
| Змін. | Лист | № документа | Підпис | Дата | | | | |
| Розробив | | Коріков В.О. | | | Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №1 в м. Вінниця АНОТАЦІЯ | Літера | Аркушів | Аркуш |
| Перевірив | | Бойко В. О. | | | | | 5 | |
| Рецензув. | | | | | | ТЕ-4-6 кафедра ТЕХТ НУХТ | | |
| Затвердив | | Василенко С.М. | | | | | | |

ABSTRACT

Korikov V.O. Project of heat supply system of residential-industrial district № 1 in the city of Vinnytsia - qualification work on the rights of the manuscript.

This project contains the calculation of heat loads in the heating system of a residential area for 32 quarters, found graphs of dependence of heat loads of heating, ventilation and hot water supply of the area on the outside air temperature, graph of temperature and network water consumption from outside air temperature, schedule of annual total heat consumption.

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

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

The fourth section is devoted to district heating of large 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.008.004.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. Вінниця.
2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант №1 (32 житлових квартали).
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 $t_{3,0} = (-20)$ °С.
5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період – $t_{3,ср.оп} = -1,1$ °С.
6. Розрахункова температура для проектування системи вентиляції – -10 °С.
7. Температура початку опалювального періоду, $t_{3пк} = +8$ °С
8. Температура точки “зламу”, $t_{3,з}$ (розраховуються після побудови графіка зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря)
9. В дипломному проекті розрахунки всіх видів теплових навантажень здійснюються для трьох характерних режимів:
 - максимально зимового;
 - точки “зламу” температурного графіка опалення;
 - літнього.
10. Тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год.
11. Тривалість опалювального періоду – $n_o = 189$ діб.

| | | | | | | | | |
|-----------|----------------|-------------|--------|------|---|--------|-----------------------------|-------|
| | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | | | |
| Змін. | Лист | № документа | Підпис | Дата | Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №1 в м. Вінниця РОЗДІЛ І | Літера | Аркушів | Аркуш |
| Розробив | Коріков В.О. | | | | | | 7 | |
| Перевірив | Бойко В. О. | | | | | | | |
| Рецензув. | | | | | | | | |
| Затвердив | Василенко С.М. | | | | | | ТЕ-4-6 кафедра ТЕХТ НУХТ | |

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 | 0 | 10,1 | 16,4 | 31,1 | 50,5 | 54,7 | 54,2 |
| Нижче даної | 0 | 0 | 10,1 | 26,5 | 57,6 | 108,1 | 162,8 | 189 |

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

14. Система теплопостачання – замкнута

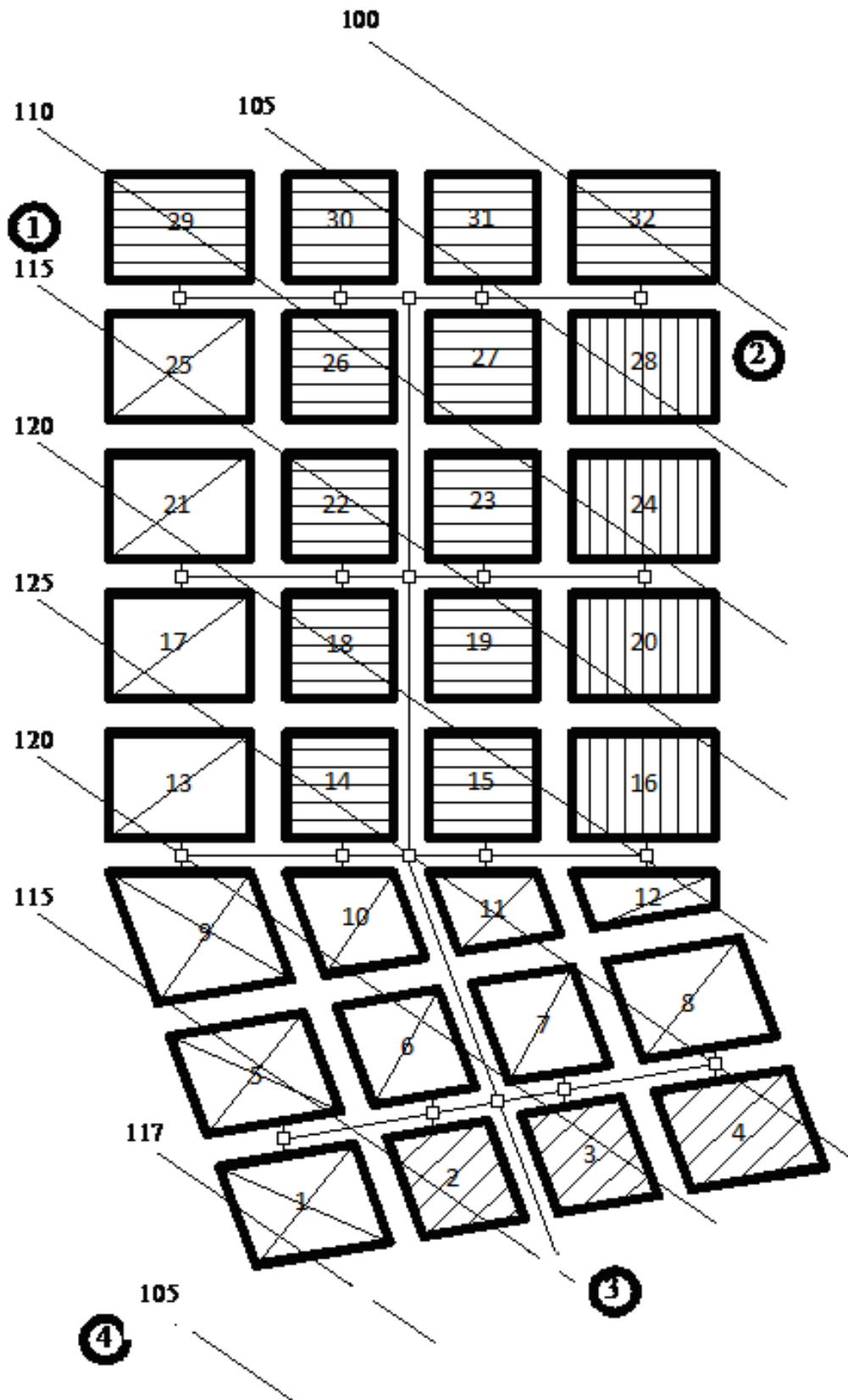
15. Метод регулювання теплового навантаження на опалення - центральне якісне регулювання спільно з місцевим кількісним регулюванням.

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

| | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.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.008.004.ПЗ

Арк.
9

2.2. Нумеруємо на плані району квартали району тепlopостачання.

2.3. Визначаємо загальну площу житлових споруд району:

$$F_{жс} = F_i f_i = 0,91 \cdot 6500 = 5915 \text{ м}^2$$

де f_i - густина (щільність) житлового фонду, $\text{м}^2/\text{га}$, приймається в залежності від поверховості забудови (Додаток 8 [1]).

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

$$Q'_{o\max} = q_o F_{жс} (1 + K_{зр}) 10^{-6} = 73,0 \cdot 5915 \cdot (1 + 0,25) \cdot 10^{-6} = 0,54 \text{ МВт}$$

де q_o - укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення 1м^2 загальної площі житлових споруд, $\text{Вт}/\text{м}^2$ (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:

$$Q'_{в\max} = K_{зр} K_{в} q_o F_{жс} 10^{-6} = 0,25 \cdot 0,6 \cdot 73,0 \cdot 5915 \cdot 10^{-6} = 0,06 \text{ МВт}$$

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

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

$$m = \frac{F_{жс}}{f_з} = \frac{5915}{25} = 237$$

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

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

$$Q'_{ГВП} = q_г m 10^{-6} = 407 \cdot 237 \cdot 10^{-6} = 0,1 \text{ МВт}$$

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

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

| | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 10 |

Розрахунок теплових навантажень

| Номер кварталу | Площа кварталу, га | Густина (щільність) житлового фонду м ² /га | Житлова площа кварталу, м ² | Кількість мешканців, чол. | Теплові потоки | | | |
|----------------|--------------------|--|--|---------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|--------------------------|--------------------------|
| | | | | | Опалення $Q'_{o\max}$ МВт | Вентиляція $Q'_{v\max}$ МВт | ГВП $Q'_{ГВП}$ МВт | Всього: 6+7+8, МВт |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | 0,91 | 6500 | 5915,00 | 237 | 0,54 | 0,06 | 0,10 | 0,70 |
| 2 | 0,91 | 6500 | 5915,00 | 237 | 0,54 | 0,06 | 0,10 | 0,70 |
| 3 | 0,91 | 6500 | 5915,00 | 237 | 0,54 | 0,06 | 0,10 | 0,70 |
| 4 | 0,91 | 6500 | 5915,00 | 237 | 0,54 | 0,06 | 0,10 | 0,70 |
| 5 | 0,68 | 8100 | 5508,00 | 220 | 0,50 | 0,06 | 0,09 | 0,65 |
| 6 | 0,68 | 6500 | 4420,00 | 177 | 0,40 | 0,05 | 0,07 | 0,52 |
| 7 | 0,68 | 6500 | 4420,00 | 177 | 0,40 | 0,05 | 0,07 | 0,52 |
| 8 | 0,68 | 6900 | 4692,00 | 188 | 0,43 | 0,05 | 0,08 | 0,56 |
| 9 | 0,91 | 7200 | 6552,00 | 262 | 0,60 | 0,07 | 0,11 | 0,78 |
| 10 | 0,91 | 5800 | 5278,00 | 211 | 0,48 | 0,06 | 0,09 | 0,63 |
| 11 | 0,91 | 5800 | 5278,00 | 211 | 0,48 | 0,06 | 0,09 | 0,63 |
| 12 | 0,91 | 6100 | 5551,00 | 222 | 0,51 | 0,06 | 0,09 | 0,66 |
| 13 | 0,91 | 7200 | 6552,00 | 262 | 0,60 | 0,07 | 0,11 | 0,78 |
| 14 | 0,91 | 5800 | 5278,00 | 211 | 0,48 | 0,06 | 0,09 | 0,63 |
| 15 | 0,68 | 5800 | 3944,00 | 158 | 0,36 | 0,04 | 0,06 | 0,47 |
| 16 | 0,68 | 6100 | 4148,00 | 166 | 0,38 | 0,05 | 0,07 | 0,49 |
| 17 | 0,68 | 7200 | 4896,00 | 196 | 0,45 | 0,05 | 0,08 | 0,58 |
| 18 | 0,68 | 5800 | 3944,00 | 158 | 0,36 | 0,04 | 0,06 | 0,47 |
| 19 | 0,68 | 5800 | 3944,00 | 158 | 0,36 | 0,04 | 0,06 | 0,47 |
| 20 | 0,68 | 6100 | 4148,00 | 166 | 0,38 | 0,05 | 0,07 | 0,49 |
| 21 | 1,04 | 7200 | 7488,00 | 300 | 0,68 | 0,08 | 0,12 | 0,89 |
| 22 | 0,61 | 7200 | 4392,00 | 176 | 0,40 | 0,05 | 0,07 | 0,52 |
| 23 | 0,47 | 7200 | 3384,00 | 135 | 0,31 | 0,04 | 0,06 | 0,40 |
| 24 | 0,37 | 7200 | 2664,00 | 107 | 0,24 | 0,03 | 0,04 | 0,32 |
| 25 | 0,85 | 7800 | 6630,00 | 265 | 0,60 | 0,07 | 0,11 | 0,79 |
| 26 | 0,85 | 7800 | 6630,00 | 265 | 0,60 | 0,07 | 0,11 | 0,79 |
| 27 | 0,85 | 7500 | 6375,00 | 255 | 0,58 | 0,07 | 0,10 | 0,76 |
| | 0,85 | 7500 | 6375,00 | 255 | 0,73 | 0,09 | 0,10 | 0,92 |
| | 0,64 | 7800 | 4992,00 | 200 | 0,46 | 0,05 | 0,08 | 0,59 |
| | 0,64 | 4700 | 3008,00 | 120 | 0,27 | 0,03 | 0,05 | 0,36 |
| | 0,64 | 4700 | 3008,00 | 120 | 0,34 | 0,04 | 0,05 | 0,43 |
| | 0,64 | 4700 | 3008,00 | 120 | 0,34 | 0,04 | 0,05 | 0,43 |
| Всього | 24,35 | | 160167,00 | 6406 | 14,89 | 1,79 | 2,61 | 19,29 |

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

$$Q'_{ГВП\max} = 2,4 \cdot Q'_{ГВП} = 2,4 \cdot 2,61 = 6,26 \text{ МВт}$$

| | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 11 |

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

$$Q_{ГВП\ Л}^{сер} = Q'_{ГВП} \cdot \frac{55 - t_{x.в.л}}{55 - t_{x.в.з}} \cdot \beta = 2,61 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 1,67 \text{ МВт}$$

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:

$$Q_{ГВП\ max\ Л}^{сер} = Q'_{ГВП\ max} \cdot \frac{55 - t_{x.в.л}}{55 - t_{x.в.з}} \cdot \beta = 6,26 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 4,01 \text{ МВт}$$

2.12. Визначаємо теплові навантаження на опалення Q_0 та вентиляцію $Q_в$ для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря $t_{з.о}$, $t_з$, $t_з^{сер.опал}$, $t_{з.з}$, $t_{зпк}$:

$$Q_0 = Q'_{0\ max} \cdot \bar{Q}_0 = Q'_{0\ max} \cdot \frac{t_{в.р} - t_з}{t_{в.р} - t_{з.о}} = 14,89 \cdot \frac{+18 - (-20)}{+18 - (-20)} = 14,89 \text{ МВт}$$

$$Q_в = Q'_{в\ max} \cdot \bar{Q}_в = Q'_{в\ max} \cdot \frac{t_{в.р} - t_з}{t_{в.р} - t_{з.о}} = 1,79 \cdot \frac{+18 - (-20)}{+18 - (-20)} = 1,79 \text{ МВт}$$

де $t_{в.р}$ - температура повітрі всередині приміщення, +18 °С; $t_{з.о}$ - 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 $t_з$ | | | | | літо |
|-------|-----------------|----------------|--------------------------|-----------------|-----------------------------|------------------|--------------------|------|
| | | | $t_{з.о}$ -20 °С | $t_з$ -10 °С | $t_з^{сер.опал}$ -1,1 °С | $t_{з.з}$ 0°С | $t_{зпк}$ +8 °С | |
| 1 | $\bar{Q}_о$ | | 1,00 | 0,74 | 0,50 | 0,36 | 0,26 | |
| 2 | $Q_о$ | МВт | 14,89 | 10,97 | 7,49 | 5,29 | 3,92 | |
| 3 | $Q_в$ | МВт | 1,79 | 1,32 | 0,90 | 0,63 | 0,47 | |
| 4 | $Q'_{ГВП}$ | МВт | 2,61 | 2,61 | 2,61 | 2,61 | 2,61 | 1,67 |
| 5 | $Q'_{ГВП\ max}$ | МВт | 6,26 | 6,26 | 6,26 | 6,26 | 6,26 | 4,01 |

| | | | | | | | | |
|---|------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| 6 | Всього: 2+3+4 | МВт | 19,29 | 14,90 | 10,99 | 8,53 | 7,00 | 1,67 |
| 7 | Всього: 2+3+5 | МВт | 22,94 | 18,55 | 14,64 | 12,18 | 10,65 | 4,01 |

2.15. Визначаємо річну витрату теплоти :

- на опалення:

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

$$= 14,89 \cdot 189 \cdot 24 \cdot \frac{+18 - (-1,1)}{+18 - (-20)} \cdot 3,6 = 122246,86 \text{ ГДж/рік}$$

- на вентиляцію:

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

$$= 1,79 \cdot 189 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{+18 - (-1,9)}{+18 - (-20)} \cdot 3,6 = 9779,75 \text{ ГДж/рік}$$

- на гаряче водопостачання:

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

$$= (2,61 \cdot 189 \cdot 24 + 1,67 \cdot (8400 - 189 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 65793,58 \text{ ГДж/рік}$$

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

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

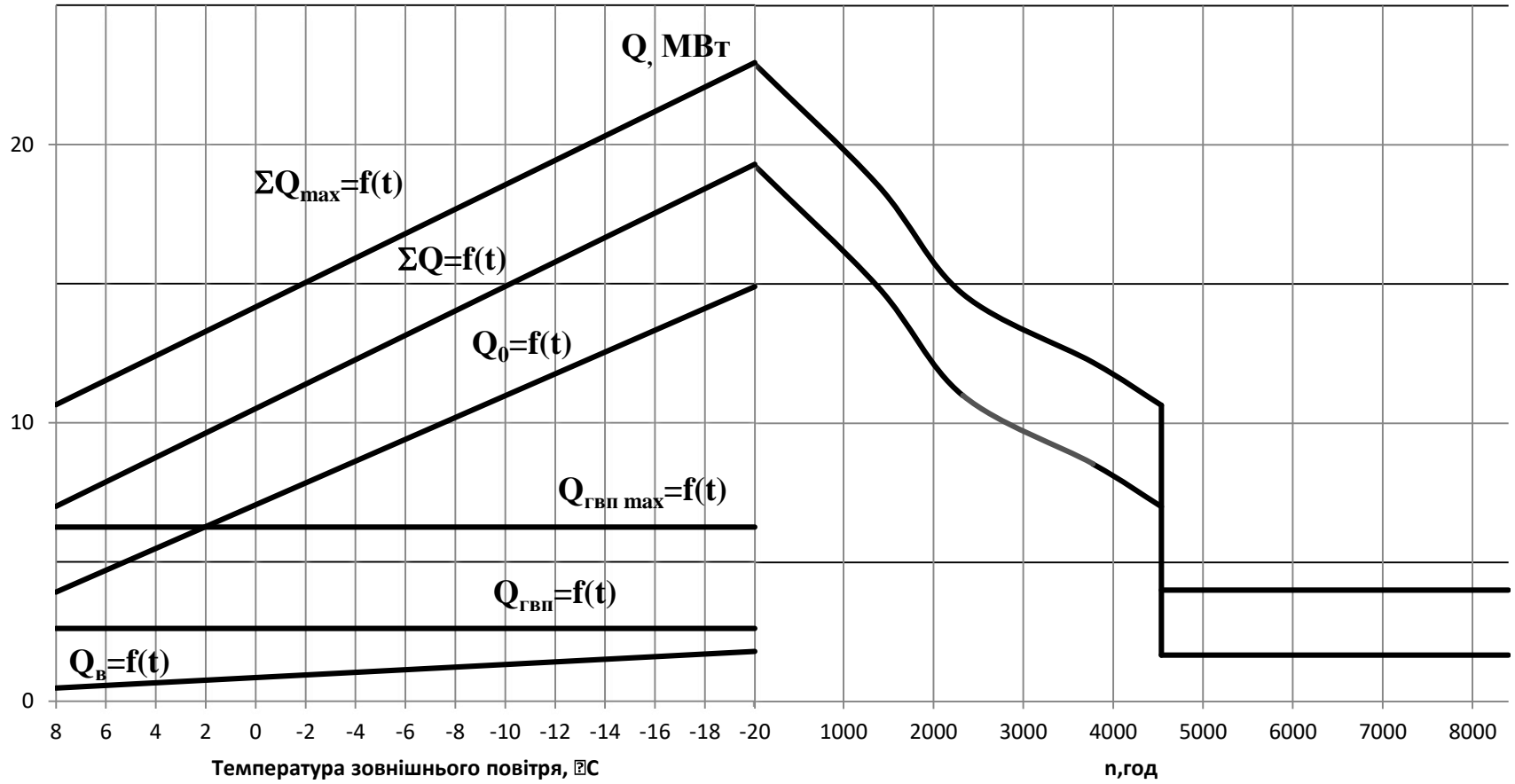
$$\sum Q^{річн} = Q_o^{річн} + Q_v^{річн} + Q_{ГВП}^{річн} = 122246,86 + 9779,75 + 65793,58 = 197820,19 \text{ ГДж/рік}$$

$$\sum Q^{річн} = 54950,05 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}$$

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.008.004.ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 13 |

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



00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ

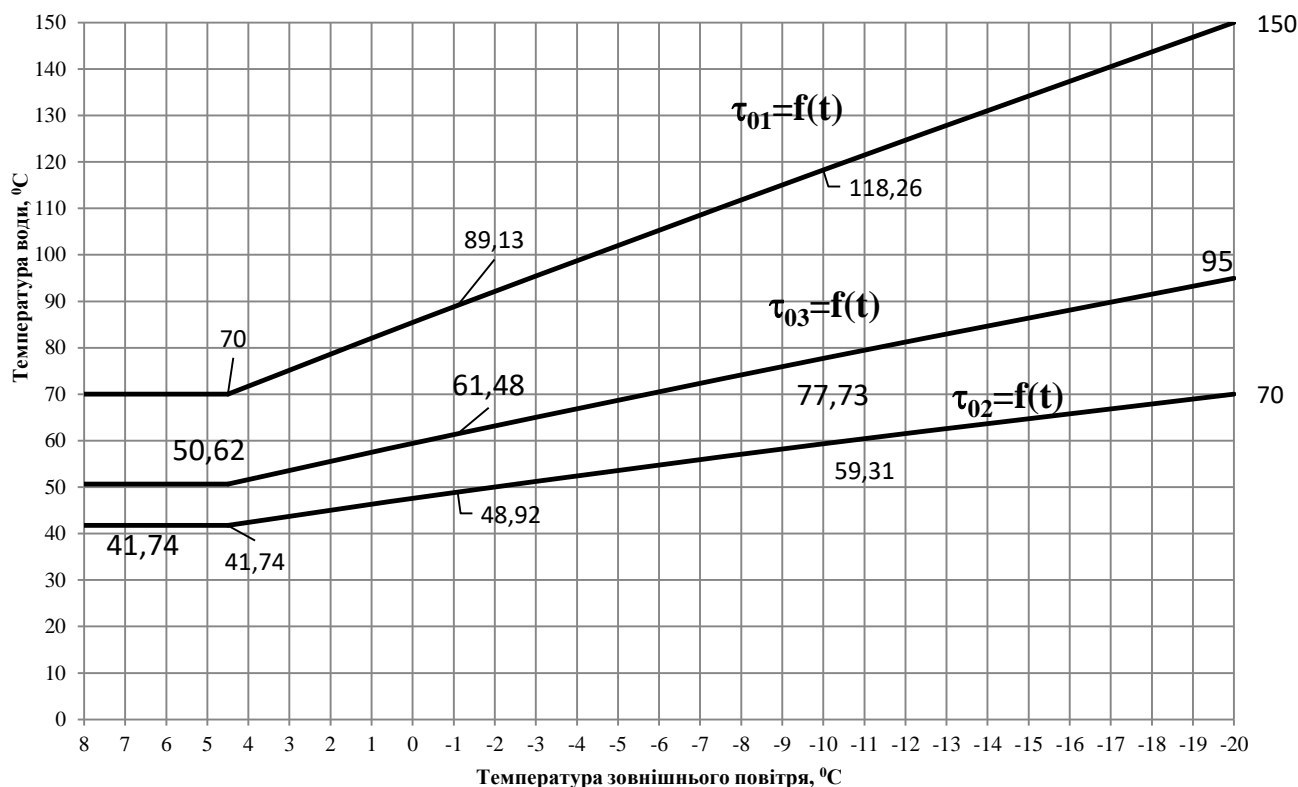
Таблиця 4

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

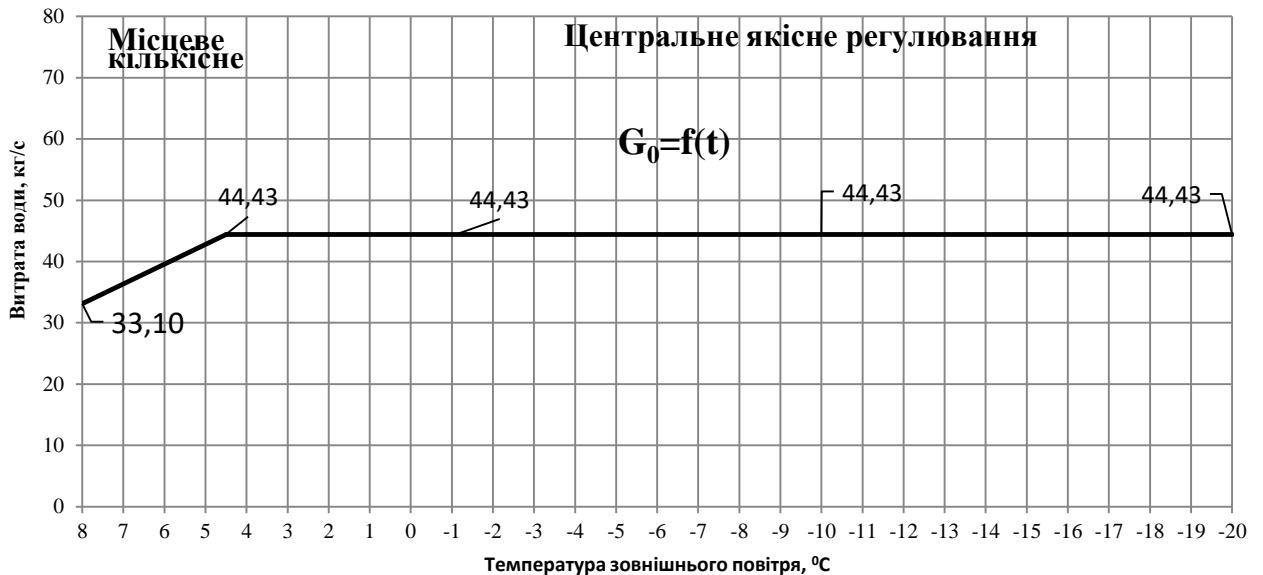
| Позначення | Одиниця виміру | Температура і витрата мережної води при | | | | |
|-------------|----------------|---|-----------------|-----------------------------|------------------|--------------------|
| | | $t_{z.o}$ -20 °C | t_z -10 °C | $t_z^{сер.опал}$ -1,1 °C | $t_{z.z}$ 0°C | $t_{зпк}$ +8 °C |
| τ_{o1} | °C | 150 | 118,26 | 89,13 | 70 | 70 |
| τ_{o2} | °C | 70 | 59,31 | 48,92 | 41,74 | 41,74 |
| τ_{o3} | °C | 95 | 77,73 | 61,48 | 50,62 | 50,62 |
| G_o | кг/с | 44,43 | 44,43 | 44,43 | 44,43 | 33,10 |

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



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



3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

3.2.1. Визначаємо витрату мережної води на гаряче водопостачання:

$$G_{ГВП \max} = \frac{Q_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau_{o1}'' - \tau_{o2}'')} \frac{t_2 - t_n}{t_2 - t_{x.3}} = \frac{6,26 \cdot 10^3}{4,19(70,26 - 41,74)} \cdot \frac{60 - (41,74 - 5)}{60 - 5} = 22,35 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_2 = \tau_{o2} - Q_{ГВП} \frac{t_n - t_{x.3}}{t_2 - t_{x.3}} \frac{1}{c(G_{o \max} + G_{ГВП})} = 41,74 - 6,26 \cdot 10^3 \cdot \frac{(41,74 - 5) - 5}{60 - 5} \cdot \frac{1}{4,19 \cdot (44,43 + 22,35)} = 28,84 \text{ °C}$$

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

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

Попередній розрахунок ($t_3 = 0$ °C):

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

$$\Delta t_I = \frac{\Delta t_{\delta I} - \Delta t_{M I}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta I}}{\Delta t_{M I}}} = \frac{(\tau_2 - t_{x.3}) - (\tau_{o2}''' - t_n)}{\ln \frac{\tau_2 - t_{x.3}}{\tau_{o2}''' - t_n}} = \frac{(28,84 - 5) - (41,74 - 36,74)}{\ln \frac{28,84 - 5}{41,74 - 36,74}} = 12,06 \text{ °C}$$

$$\Delta t_{II} = \frac{\Delta t_{\delta II} - \Delta t_{M II}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta II}}{\Delta t_{M II}}} = \frac{(\tau_{o1}''' - t_2) - (\tau_{2e} - t_n)}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_2}{\tau_{2e} - t_n}} = \frac{(70 - 60) - (41,74 - 36,74)}{\ln \frac{70 - 60}{41,74 - 36,74}} = 7,21 \text{ °C}$$

3.2.5. Визначаємо витрату водопровідної води на ГВП:

$$q_{2M} = \frac{Q_{ГВП \max} 10^3}{c(t_2 - t_{x.3})} = \frac{6,26 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60 - 5)} = 27,16 \text{ кг/с}$$

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

| | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 17 |

$$Q_I = cq_{z_M} (t_n - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 27,16 \cdot (36,74 - 5) = 3,61 \text{ МВт}$$

$$Q_{II} = cq_{z_M} (t_2 - t_n) = 4,19 \cdot 27,16 \cdot (60 - 36,74) = 2,65 \text{ МВт}$$

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,:

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 29,07 + 44,43 = 73,5 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} = \frac{0,55 Q_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{o2})} = \frac{0,55 \cdot 6,26 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 41,74)} = 29,07 \text{ кг/с}$$

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

$$\Phi_I = \frac{Q_I 10^3}{\Delta t_I c \sqrt{G_{M_I} G_{\delta_I}}} = \frac{3,61 \cdot 10^3}{12,06 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{27,16 \cdot 73,05}} = 1,6$$

$$\Phi_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{\Delta t_{II} c \sqrt{G_{M_{II}} G_{\delta_{II}}}} = \frac{2,65 \cdot 10^3}{7,21 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{27,16 \cdot 29,07}} = 3,12$$

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 $\tau_{cm} = \tau_{o2}$:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,74 \cdot 27,16 \cdot (48,92 - 5) = 3,69 \text{ МВт}$$

де ε_I визначаю за формулою:

$$\varepsilon_I = \left(0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}}} \right)^{-1} = \left(0,35 \cdot \frac{27,16}{44,43} + 0,65 + \frac{1}{1,6} \cdot \sqrt{\frac{27,16}{44,43}} \right)^{-1} = 0,74$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{cq_{z_M}} = 5 + \frac{3,69 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 27,16} = 37,47 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 6,26 - 3,69 = 2,56 \text{ МВт}$$

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

$$G_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2z})} = \frac{2,56 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (89,13 - 37,47)} = 11,84 \text{ кг/с}$$

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

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

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

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 11,84 + 44,43 = 56,28 \text{ кг/с}$$

| | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 18 |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | |

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o\max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{44,43}{56,28} \cdot 48,92 + \frac{11,84}{56,28} \cdot 42,25 = 46,51 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Попередній розрахунок закінчено.

Кінцевий розрахунок.

3.2.15. Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню. В даному випадку витрати нагрівної і водопровідної води приймаються відповідно G_I і q_{z_M} .

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,8 \cdot 27,16 \cdot (46,51 - 5) = 3,77 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left(0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\sigma_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[\frac{G_{M_I}}{G_{\sigma_I}} \right]} \right)^{-1} = \left(0,35 \cdot \frac{27,16}{56,28} + 0,65 + \frac{1}{1,6} \cdot \sqrt{\frac{27,16}{56,28}} \right)^{-1} = 0,8$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{3,77 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 27,16} = 38,12 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 6,26 - 3,77 = 2,49 \text{ МВт}$$

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

$$G_{II} = \frac{1,7 \Phi_{II}^2 q_{z_M}}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \Phi_{II}^2 \left(\frac{(\tau_{o1} - t_n) c q_{z_M}}{Q_{II} 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = \frac{1,7 \cdot 3,12^2 \cdot 27,16}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 3,12^2 \left(\frac{(89,13 - 38,12) \cdot 4,19 \cdot 39,8}{2,49 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 9,94 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{2z} = \tau_{o1} - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 89,13 - \frac{2,49 \cdot 10^3}{9,94 \cdot 4,19} = 29,38 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$G_I = G_{II} + G'_{o\max} = 9,94 + 44,43 = 54,38 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o\max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{44,43}{54,38} \cdot 48,92 + \frac{9,94}{54,38} \cdot 29,38 = 45,35 \text{ } ^\circ\text{C}$$

3.2.22. Перевіряю теплову продуктивність 1-го і 2-го ступенів підігрівників за формулами (4.20)-(4.22) [1]. Якщо знайдені величини наближені до даних попереднього розрахунку, розрахунок закінчено.

| | | | | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | 19 |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | | | | |

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,79 \cdot 27,16 \cdot (45,35 - 5) = 3,62 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left(0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[\frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} = \left(0,35 \cdot \frac{27,16}{54,38} + 0,65 + \frac{1}{1,6} \cdot \sqrt{\frac{27,16}{54,38}} \right)^{-1} = 0,79$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{3,62 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 27,16} = 36,86 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 6,26 - 3,62 = 2,63 \text{ МВт}$$

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

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

$$= \frac{1,7 \cdot 3,12^2 \cdot 27,16}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 3,12^2 \left(\frac{(89,13 - 36,86) \cdot 4,19 \cdot 39,8}{2,63 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 10,31 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} \leq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} \quad (10,31 \leq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} = 12,26)$$

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

$$\tau_{22} = \tau_1 - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 89,13 - \frac{2,63 \cdot 10^3}{12,26 \cdot 4,19} = 37,86 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо витрату мережної води через підігрівник I ступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 12,26 + 44,43 = 56,69 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o \max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{22} = \frac{44,43}{56,69} 48,92 + \frac{12,26}{56,69} 37,86 = 45,23 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,8 \cdot 27,16 \cdot (45,23 - 5) = 3,66 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left(0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[\frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} = \left(0,35 \cdot \frac{27,16}{56,69} + 0,65 + \frac{1}{1,6} \cdot \sqrt{\frac{27,16}{56,69}} \right)^{-1} = 0,8$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{3,66 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 27,16} = 37,17 \text{ }^\circ\text{C}$$

| | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | | Арк. |
| | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | 20 |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | |

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 6,26 - 3,66 = 2,6 \text{ МВт}$$

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

$$\tau_2 = \tau_{cm} - \frac{Q_I 10^3}{G_I c} = 45,23 - \frac{3,66 \cdot 10^3}{56,69 \cdot 4,19} = 29,18 \text{ }^\circ\text{C}$$

3.2.24. Здійснюємо перевірку, за формулою (4.30) [1] $^\circ\text{C}$

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 $t_3 = t_3'''$.

3.2.25. Визначаємо витрату мережної води в літньому режимі:

$$G_{ГВП} = \frac{Q_{ГВП \text{ Л}}^{сер} 10^3}{(\tau_{01}''' - 30)c} = \frac{1,67 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 9,96 \text{ кг/с.}$$

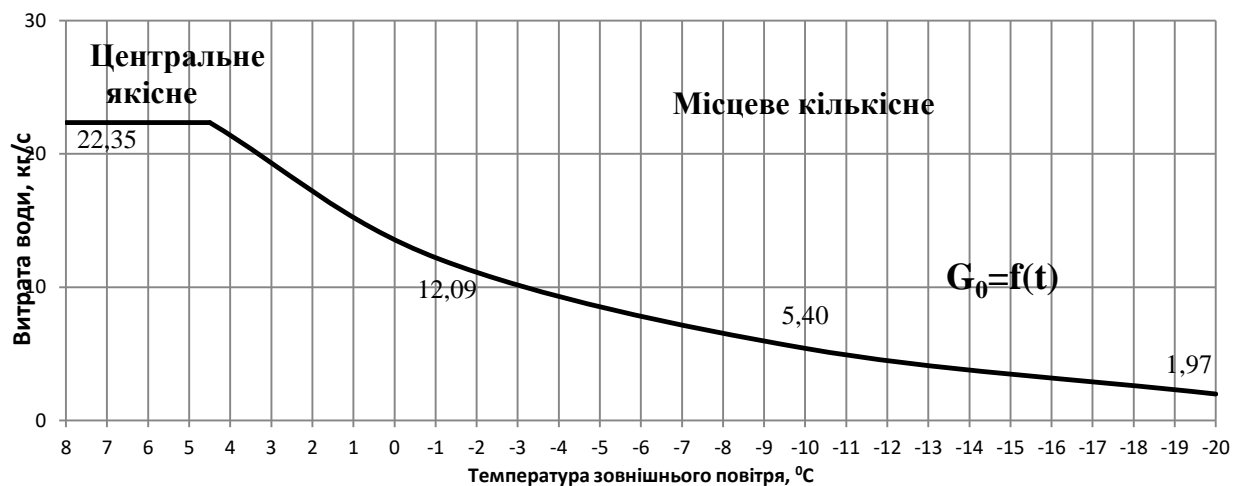
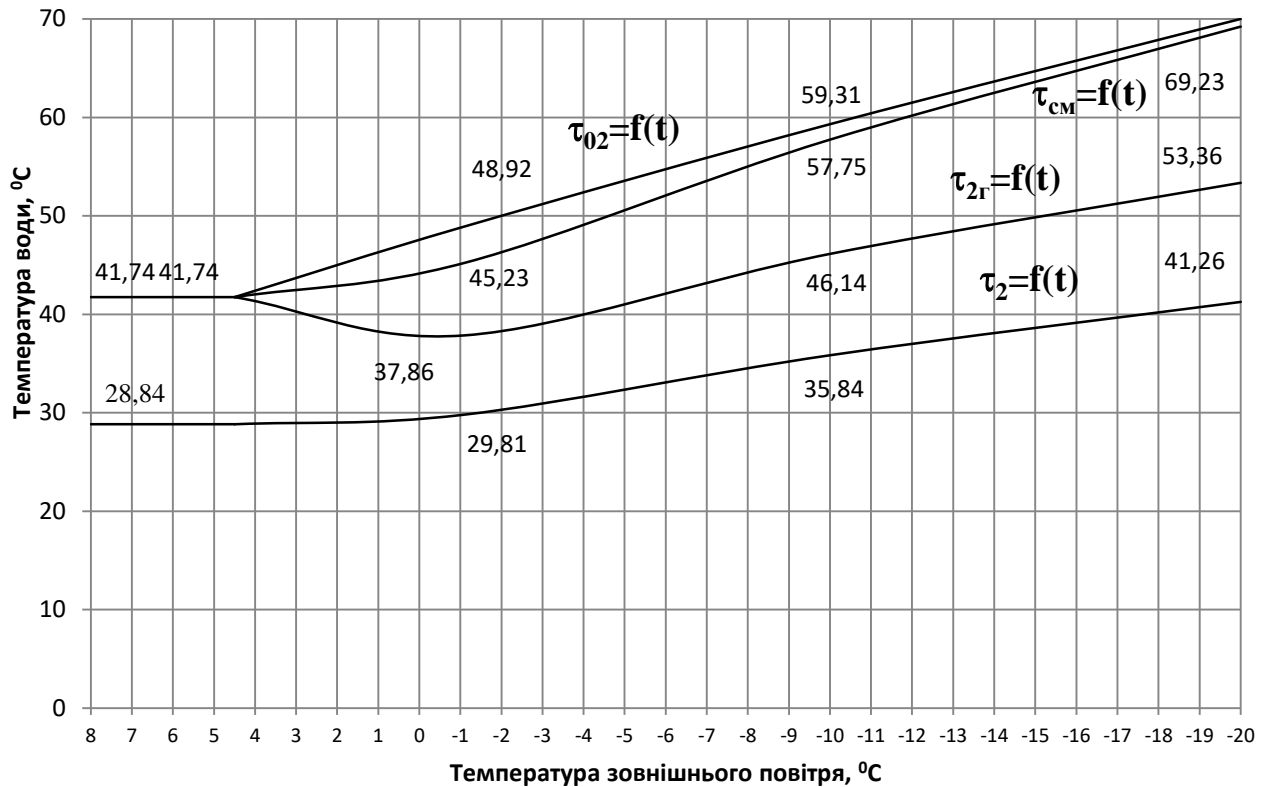
3.2.26. Зводимо результати розрахунків у таблицю 5.

Таблиця 5

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

| Позначення | Одиниця виміру | Температура мережної води при | | | | | літо |
|-------------|------------------|-----------------------------------|-------------------------------|---|---------------------------------|----------------------------------|------|
| | | $t_{3,0}$ -20 $^\circ\text{C}$ | t_3 -10 $^\circ\text{C}$ | $t_3^{сер.опал}$ -1,1 $^\circ\text{C}$ | $t_{3,3}$ 0 $^\circ\text{C}$ | $t_{зпк}$ +8 $^\circ\text{C}$ | |
| τ_{02} | $^\circ\text{C}$ | 70,00 | 59,31 | 48,92 | 41,74 | 41,74 | 70 |
| τ_{2z} | $^\circ\text{C}$ | 53,36 | 46,14 | 37,86 | 41,74 | 41,74 | 30 |
| t_n | $^\circ\text{C}$ | 52,98 | 45,66 | 37,17 | 36,74 | 36,74 | 60 |
| τ_{cm} | $^\circ\text{C}$ | 69,23 | 57,75 | 45,23 | 41,74 | 41,74 | - |
| τ_2 | $^\circ\text{C}$ | 41,26 | 35,84 | 29,81 | 28,84 | 28,84 | - |
| $G_{ГВП}$ | кг/с | 1,97 | 5,40 | 12,09 | 22,35 | 22,35 | 9,96 |

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.



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

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

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

$$\frac{(\tau_{01} + \tau_{2e}) - (t_{e,p} + t_3)}{(\tau_{01}'' + \tau_{2e}'') - (t_{e,p} + t_{3,e})} \left(\frac{\tau_{01}'' - \tau_{2e}''}{\tau_{01} - \tau_{2e}} \right)^{0,15} = \frac{(150 + \tau_{2e}) - (18 + (-20))}{(118,26 + 59,31) - (18 + (-10))} \left(\frac{118,26 - 59,31}{150 - \tau_{2e}} \right)^{0,15} = 1$$

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

Методом підбору знаходимо $\tau_{2e} = 35,5$ °C.

| | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 22 |

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

$$G_g = \frac{Q_g \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2g})} = \frac{1,79 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 35,5)} = 3,73 \text{ кг/с}$$

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):

$$\tau_{2g} = \tau_{01} - (\tau_{01} - \tau_{2g}) \frac{t_{g.p} - t_3}{t_{g.p} - t_{3.g}} = 70 - (118,26 - 69) \cdot \frac{18 - (0)}{18 - (-10)} = 41,74 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$G_g'' = \frac{Q_g \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2g})} = \frac{1,32 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (118,26 - 41,74)} = 5,33 \text{ кг/с}$$

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):

$$\frac{(\tau_{01}'' + \tau_{2g}) - (t_{g.p} - t_{3ПК}) \left(\frac{\tau_{01}'' - \tau_{2g}}{\tau_{01}'' - \tau_{2g}} \right)^{0,15}}{(\tau_{01}'' + \tau_{2g}) - (t_{g.p} - t_{3.g}) \left(\frac{\tau_{01}'' - \tau_{2g}}{\tau_{01}'' - \tau_{2g}} \right)^{0,85}} = \frac{(70 + \tau_{2g}) - (18 - 8) \left(\frac{118,26 - 59,31}{70 - \tau_{2g}} \right)^{0,15}}{(118,23 + 59,31) - (18 - (-20)) \left(\frac{118,26 - 59,31}{70 - \tau_{2g}} \right)^{0,15}} = 1$$

$$\left(\frac{t_{g.p} - t_{3ПК}}{t_{g.p} - t_{3.g}} \right)^{0,85} = \left(\frac{18 - 8}{18 - (-20)} \right)^{0,85}$$

Методом підбору знаходимо $\tau_{2g} = 24,5 \text{ } ^\circ\text{C}$.

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

$$G_g = \frac{Q_g \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2g})} = \frac{0,47 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 24,5)} = 2,47 \text{ кг/с}$$

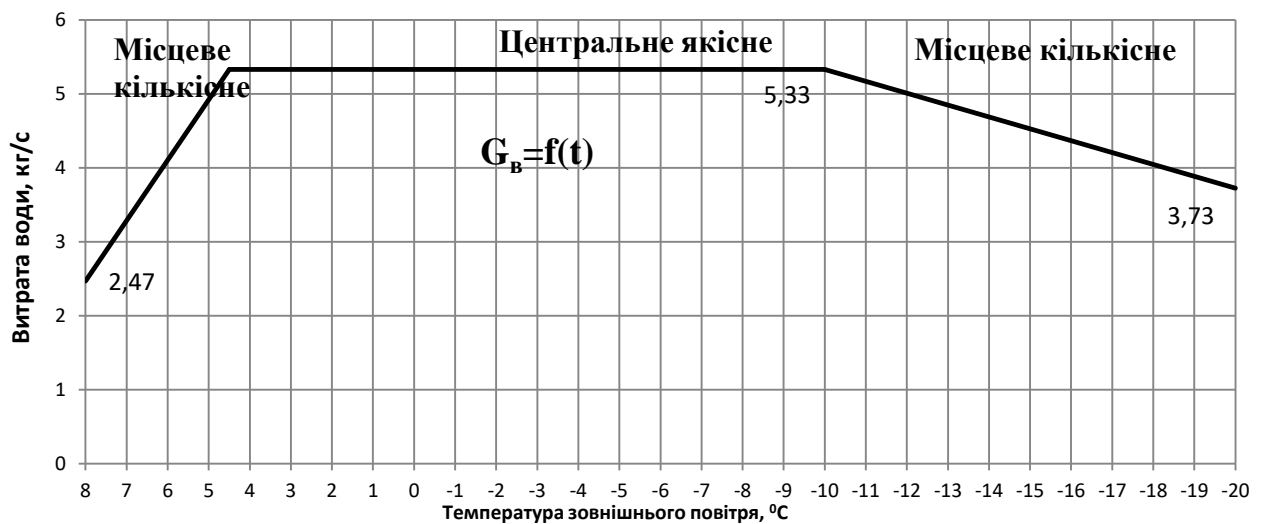
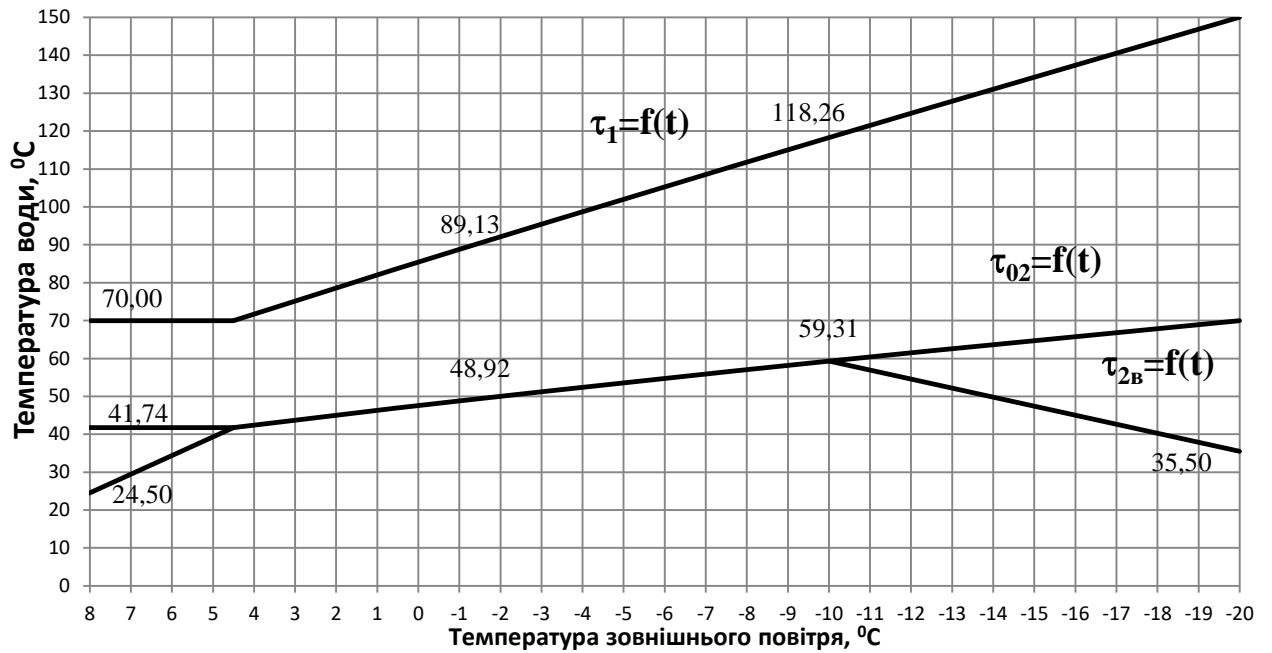
3.3.7. Зводимо результати розрахунків у таблицю 6.

Таблиця 6

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на вентиляцію

| Позначення | Одиниця виміру | Температура і витрата мережної води при | | | | |
|-------------|----------------|---|-----------------|-----------------------------|------------------|--------------------|
| | | $t_{3.0}$ -20 °C | t_3 -10 °C | $t_3^{сер.опал}$ -1,1 °C | $t_{3.3}$ 0°C | $t_{3ПК}$ +8 °C |
| τ_1 | °C | 150,00 | 118,26 | 89,13 | 70,00 | 70,00 |
| τ_{02} | °C | 70,00 | 59,31 | 48,92 | 41,74 | 41,74 |
| τ_{2g} | °C | 35,50 | 59,31 | 48,92 | 41,74 | 24,50 |
| G_g | кг/с | 3,73 | 5,33 | 5,33 | 5,33 | 2,47 |

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



4. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВИТРАТ ТЕПЛОНОСІЯ

4.1. Визначаю розрахункову витрату мережної води:

- на опалення, за формулою (6.1)

$$G'_{o\max} = \frac{Q'_{o\max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{14,89 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 44,43 \text{ кг/с}$$

- на вентиляцію, для максимально зимового режиму:

$$G'_{в\max} = \frac{Q'_{в\max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{2в})} = \frac{1,79 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 35,5)} = 3,73 \text{ кг/с}$$

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

$$G_{ГВП}^{сер} = \frac{Q_{ГВП} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \left(\frac{55 - t'}{55 - t_x} + 0,2 \right) = \frac{2,61 \cdot 10^3}{4,19(70 - 41,74)} \cdot \frac{55 - (41,74 - 5)}{55 - 5} = 8,04 \text{ кг/с}$$

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

| | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 24 |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | |

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

$$G_{ГВП}^{\max} = \frac{0,55 Q_{ГВП}^{\max} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{o2})} = \frac{0,55 \cdot 6,26 \cdot 10^3}{4,19(70 - 41,74)} = 29,07 \text{ кг/с}$$

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

$$G' = G_{o\max}' + G_{\epsilon\max}' + K_3 G_{ГВП}^{сеп} = 44,43 + 37,3 + 1,3 \cdot 8,04 = 57,81 \text{ кг/с}$$

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):

$$G_{л}' = \frac{Q_{ГВП,л}^{сеп} 10^3}{(\tau_{o1} - 30)c} = \frac{1,67 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 9,96 \text{ кг/с}$$

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 | | | | | |
|----------------|---|---------------------|-----------------|---------------------------|------|----------|
| | $G_{o\max}'$ | $G_{\epsilon\max}'$ | $G_{ГВП}^{сеп}$ | $K_3 \cdot G_{ГВП}^{сеп}$ | G' | $G_{л}'$ |
| 1 | 1,61 | 0,14 | 0,30 | 0,36 | 2,10 | 0,37 |
| 2 | 1,61 | 0,14 | 0,30 | 0,36 | 2,10 | 0,37 |
| 3 | 1,61 | 0,14 | 0,30 | 0,36 | 2,10 | 0,37 |
| 4 | 1,61 | 0,14 | 0,30 | 0,36 | 2,10 | 0,37 |
| 5 | 1,50 | 0,13 | 0,28 | 0,33 | 1,96 | 0,34 |
| 6 | 1,20 | 0,10 | 0,22 | 0,27 | 1,57 | 0,27 |
| 7 | 1,20 | 0,10 | 0,22 | 0,27 | 1,57 | 0,27 |
| 8 | 1,28 | 0,11 | 0,24 | 0,28 | 1,67 | 0,29 |
| 9 | 1,78 | 0,15 | 0,33 | 0,39 | 2,33 | 0,41 |
| 10 | 1,44 | 0,12 | 0,26 | 0,32 | 1,88 | 0,33 |
| 11 | 1,44 | 0,12 | 0,26 | 0,32 | 1,88 | 0,33 |
| 12 | 1,51 | 0,13 | 0,28 | 0,33 | 1,97 | 0,35 |
| 13 | 1,78 | 0,15 | 0,33 | 0,39 | 2,33 | 0,41 |
| 14 | 1,44 | 0,12 | 0,26 | 0,32 | 1,88 | 0,33 |
| 15 | 1,07 | 0,09 | 0,20 | 0,24 | 1,40 | 0,25 |
| 16 | 1,13 | 0,09 | 0,21 | 0,25 | 1,47 | 0,26 |
| 17 | 1,33 | 0,11 | 0,25 | 0,29 | 1,74 | 0,30 |
| 18 | 1,07 | 0,09 | 0,20 | 0,24 | 1,40 | 0,25 |
| 19 | 1,07 | 0,09 | 0,20 | 0,24 | 1,40 | 0,25 |
| 20 | 1,13 | 0,09 | 0,21 | 0,25 | 1,47 | 0,26 |
| 21 | 2,04 | 0,17 | 0,38 | 0,45 | 2,66 | 0,47 |
| 22 | 1,20 | 0,10 | 0,22 | 0,26 | 1,56 | 0,27 |
| 23 | 0,92 | 0,08 | 0,17 | 0,20 | 1,20 | 0,21 |

| | | | | | | |
|---------------|--------------|-------------|-------------|-------------|--------------|-------------|
| 24 | 0,73 | 0,06 | 0,13 | 0,16 | 0,95 | 0,17 |
| 25 | 1,80 | 0,15 | 0,33 | 0,40 | 2,36 | 0,41 |
| 26 | 1,80 | 0,15 | 0,33 | 0,40 | 2,36 | 0,41 |
| 27 | 1,74 | 0,15 | 0,32 | 0,38 | 2,27 | 0,40 |
| 28 | 2,16 | 0,18 | 0,32 | 0,38 | 2,73 | 0,40 |
| 29 | 1,36 | 0,11 | 0,25 | 0,30 | 1,77 | 0,31 |
| 30 | 0,82 | 0,07 | 0,15 | 0,18 | 1,07 | 0,19 |
| 31 | 1,02 | 0,09 | 0,15 | 0,18 | 1,29 | 0,19 |
| 32 | 1,02 | 0,09 | 0,15 | 0,18 | 1,29 | 0,19 |
| Всього | 44,43 | 3,73 | 8,04 | 9,65 | 57,81 | 9,96 |

5. ВИХІДНІ ДАНІ ДО РОЗДІЛУ II

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

$$\tau_2 = \frac{(G_o + G_{ГВП})}{(G_o + G_{ГВП}) + G_в} \tau_{o2ГВП} + \frac{G_в}{(G_o + G_{ГВП}) + G_в} \tau_{o2в} =$$

$$= \frac{44,43 + 1,97}{44,43 + 1,97 + 3,73} \cdot 41,26 + \frac{3,73}{44,43 + 1,97 + 3,73} \cdot 35,5 = 40,83 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$\tau_2 = \frac{(G_o + G_{ГВП})}{(G_o + G_{ГВП}) + G_в} \tau_{o2ГВП} + \frac{G_в}{(G_o + G_{ГВП}) + G_в} \tau_{o2в} =$$

$$= \frac{44,43 + 22,35}{44,43 + 22,35 + 5,53} \cdot 28,84 + \frac{5,53}{44,43 + 22,35 + 5,53} \cdot 41,74 = 29,79 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

Таблиця 8

Загальні вихідні дані до розділу II

| № п.п. | Назва параметра | Ум. Позн. | Од. виміру | Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи | | |
|--------|--|-------------------|---------------------------------|--|------------------------------------|--------|
| | | | | Максимально-зимовий | Точки зламу температурного графіка | Літній |
| 1 | Місто розташування котельні | | | Вінниця | | |
| 2 | Тип системи тепlopостачання | | | Закрита | | |
| 3 | Температурна характеристика тепломережі району | τ_1/τ_2 | $^\circ\text{C}/^\circ\text{C}$ | 150/70 | | |
| 4 | Температура зовнішнього повітря | $t_{\text{зовн}}$ | $^\circ\text{C}$ | -20,00 | 0 | 15 |
| 5 | Теплове навантаження системи опалення | $Q_{\text{оп}}$ | МВт | 14,89 | 5,29 | - |

| | | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--|--------------------------|------|
| | | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | | 26 |

| | | | | | | |
|----|---|-------------------------------|-------------|-----------|--------|-------|
| 6 | Теплове навантаження системи ГВП | $Q_{\text{ГВП}}$ | МВт | 9,17 | 9,17 | 2,44 |
| 7 | Теплове навантаження системи вентиляції | $Q_{\text{вент}}$ | МВт | 6,26 | 6,26 | 1,67 |
| 8 | Річне теплове навантаження житлового району | $Q_{\text{ЖР}}^{\text{рік}}$ | ГДж/рік | 197820,19 | | |
| 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 | °С | 95 | | |
| 11 | Річне теплове навантаження промислового підприємства | $Q_{\text{п.п}}^{\text{рік}}$ | МВт год/рік | 84000 | | |
| 12 | Температура “прямої” мережної води | t_1 | °С | 150 | 70 | 70 |
| 13 | Температура “зворотної” мережної води | t_2 | °С | 40,83 | 29,79 | 30,00 |
| 14 | Витрата “прямої” води в тепломережу | G_1 | т/ год | 180,47 | 259,62 | 35,85 |
| 15 | Убуток води в тепломережі | $G_{\text{уб.тм}}$ | т/ год | 15 | 15 | 5 |
| 16 | Витрата “зворотної” води в тепломережі | G_2 | т/ год | 165,47 | 244,62 | 33,85 |
| 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 |

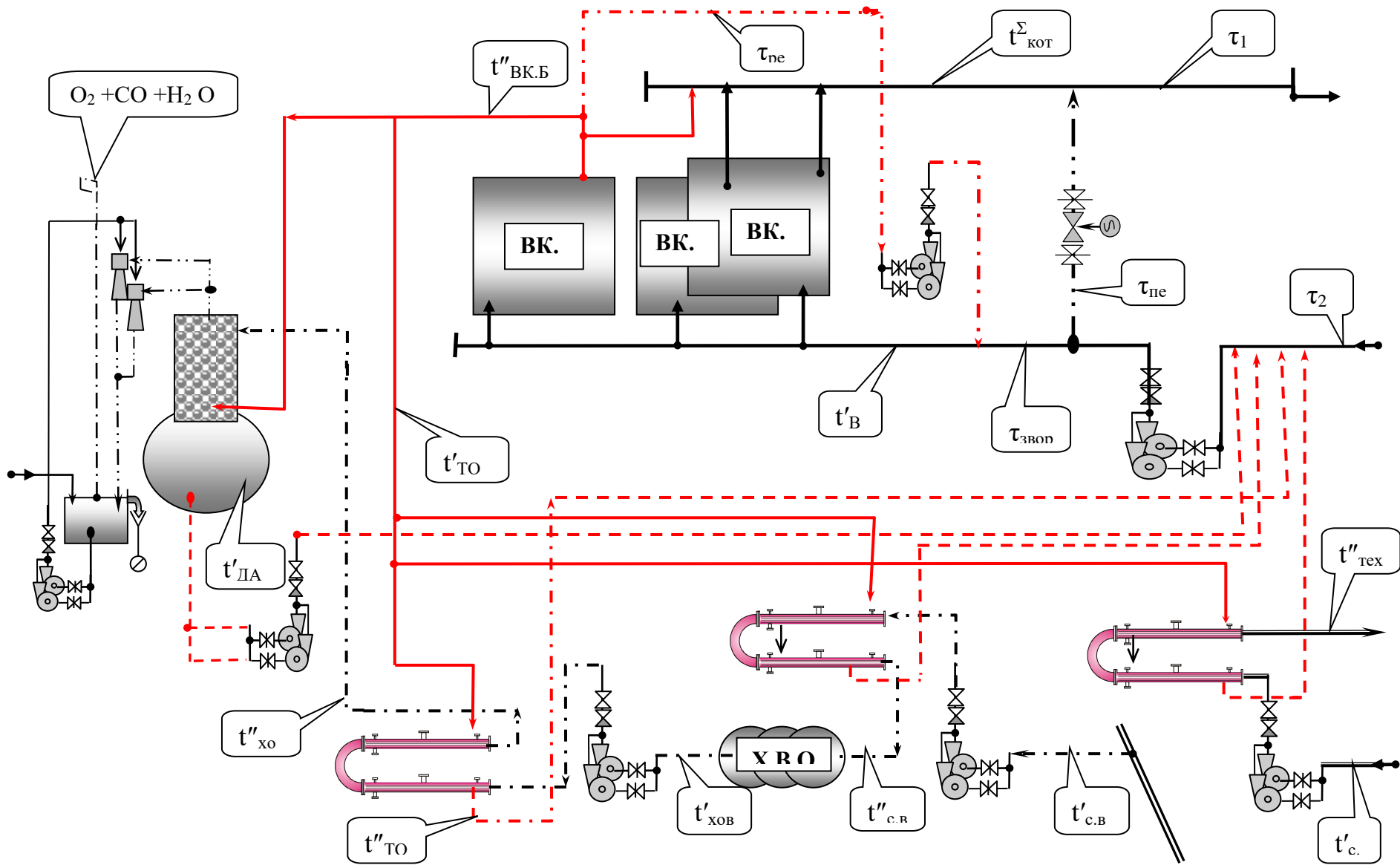
| | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 27 |

| | |
|----------|--|
| Эм. | |
| Аджш | |
| № док.м. | |
| Підлг. | |
| Лам. | |

00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ

2. ФОРМУВАННЯ ПРИНЦИПОВОЇ СХЕМИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНОЇ

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



3. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 10.

Таблиця 10

| Визначення результату | | Значення для режимів, МВт | | |
|-----------------------|---|---------------------------|-------|------|
| | | МЗ | ТЗ | Л |
| $\sum Q_{ЖР}$ | = | 24,09 | | |
| $\sum Q_{ЖР}$ | = | | 12,79 | |
| $\sum Q_{ЖР}$ | = | | | 1,75 |

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 11.

Таблиця 11

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 12.

Таблиця 12

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 13.

Таблиця 13

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 14.

| | | | | | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | | | | | 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 |
| QПХВ | = | 0,62 | 0,62 | | |
| QПХВ | = | 0,62 | | 0,62 | |
| QПХВ | = | 0,08 | | | 0,08 |
| | | | | | |
| GПХВ гр.в. | = | 6,24 | 6,24 | | |
| GПХВ гр.в. | = | 6,24 | | 6,24 | |
| GПХВ 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 техн.в. | = | 114,29 | 114,29 | | |
| G техн.в. | = | 114,29 | | 114,29 | |
| G техн.в. | = | 128,57 | | | 128,57 |
| Визначення результату | | | Значення для режимів, МВт | | |
| | | | МЗ | ТЗ | Л |
| QПТВ | = | 12,00 | 12,00 | | |
| QПТВ | = | 12,00 | | 12,00 | |
| QПТВ | = | 12,00 | | | 12,00 |
| Визначення результату | | | Значення для режимів, т/год | | |
| | | | МЗ | ТЗ | Л |
| GПТВ гр.в. | = | 121,01 | 121,01 | | |
| GПТВ гр.в. | = | 121,01 | | 121,01 | |
| GПТВ гр.в. | = | 121,01 | | | 121,01 |

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

00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ

Арк.

34

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 |
| $\tau_{\text{звор}}$ | = | 52,23 | | |
| $\tau_{\text{звор}}$ | = | | 43,04 | |
| $\tau_{\text{звор}}$ | = | | | 57,52 |

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 |
| $\Sigma Q_{\text{КОТ}}$ | = | 37,16 | | |
| $\Sigma Q_{\text{КОТ}}$ | = | | 25,87 | |
| $\Sigma Q_{\text{КОТ}}$ | = | | | 13,87 |

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 |

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

$$N_{ВК.З} = N_{ВК.ВСТ} - 1$$

Результати визначення наводжу у таблиці 29

Таблиця 29

| Визначення результату | | | Значення для режимів, шт | | |
|-----------------------|---|------|--------------------------|------|------|
| | | | МЗ | ТЗ | Л |
| $N_{ВК.З}$ | = | 1,00 | 1,00 | | |
| $N_{ВК.З}$ | = | 1,00 | | 1,00 | |
| $N_{ВК.З}$ | = | 0,00 | | | 0,00 |

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

$$N_{ВК.Р} = N_{ВК.Б} + N_{ВК.З}$$

Результати визначення навести у таблиці 30

Таблиця 30

| Визначення результату | | | Значення для режимів, шт | | |
|-----------------------|---|------|--------------------------|------|------|
| | | | МЗ | ТЗ | Л |
| $N_{ВК.Р}$ | = | 2,00 | 2,00 | | |
| $N_{ВК.Р}$ | = | 2,00 | | 2,00 | |
| $N_{ВК.Р}$ | = | 1,00 | | | 1,00 |

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

- у разі експлуатації в котельні двох або більше котлоагрегатів:

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

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

$$t'_{ВК.Б} = t'_{ВК}, \text{ }^\circ\text{C}$$

$$G_{ВК.Б} = G_{ВК.НОМ}, \text{ т/ч}$$

- у разі експлуатації в котельні одного котлоагрегата:

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

$$t'_{ВК.Б} = t'_{ВК}, \text{ }^\circ\text{C}$$

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 31

Таблиця 31

| 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} | = | 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} | = | 13,87 | 1 котла | | | 13,87 |
| t' _{ВК.б} | = | 70,00 | | | | 70,00 |
| t'' _{ВК.б} | = | 150,00 | | | | 150,00 |
| G _{ВК.б} | = | 148,63 | | | | 148,63 |

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 |
| $\sum Q_{ВК.з}$ | = | 13,90 | | | | |
| $\sum Q_{ВК.з}$ | = | 2,61 | | | 2,61 | |
| $\sum Q_{ВК.з}$ | = | 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} | = | 13,90 | | | | |
| Q _{ВК.з} | = | 2,61 | | | 2,61 | |
| 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.

$$G_{ВК.з} = G_{ВК.НОМ}$$

| | | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--|--------------------------|------|
| | | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | | 38 |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | | |

4. ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНІ

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

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

Результати визначення навожу у табл. 41.

Таблиця 41

| Визначення результату | | | Значення для режимів, тис м3/год | | |
|-----------------------|---|------|----------------------------------|------|------|
| | | | МЗ | ТЗ | Л |
| $V_{\text{КОТ}}$ | = | 4,34 | 4,34 | | |
| $V_{\text{КОТ}}$ | = | 3,02 | | 3,02 | |
| $V_{\text{КОТ}}$ | = | 1,62 | | | 1,62 |

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

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

де:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

де:

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

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

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

| | | | | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | 41 |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | | | | |

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

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

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

Результати визначення навести у таблиці 42.

Таблиця 42

| Визначення результату | | Значення для режимів, кг у.п./МВт | | |
|-------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|-------|-------|
| | | МЗ | ТЗ | Л |
| $(b_T^{в\text{ідп}})_{\text{газ}}$ | = 33,41 м ³ /ГДж | 33,41 | 33,85 | 32,73 |
| $(b_T^{в\text{ідп}})_{\text{у.п.}}$ | = 38,42 кг у.п./ГДж | 38,42 | 38,93 | 37,63 |

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

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

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

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

$$C_Q = (137,65/1,15) \cdot 5000 \cdot 10^{-3} + 4,96 \cdot 1,65 + 30,0 = 205,23 \text{ грн/МВт}$$

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 | $t_{\text{зовн}}$ | Температура зовнішнього повітря | °С | -23 | +3,4 | +15 |
| 2 | $\Sigma Q_{\text{Ж.Р}}$ | Сумарне теплове навантаження житлового району | МВт | 24,09 | 12,79 | 1,75 |
| 3 | $Q_{\text{П.П}}$ | Тепловантаження промислового підприємства | МВт | 12 | 12 | 12 |
| 4 | $\Sigma Q_{\text{КОТ}}$ | Сумарне теплове навантаження котельні | МВт | 37,16 | 25,87 | 13,87 |
| 5 | t_1 | Температура мережної води в “прямій” магістралі на виході з котельні | °С | 150° | 70° | 70° |

| | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 42 |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | |

| | | | | | | |
|----|----------------------|--|--------------------------|--------|---------|--------|
| 6 | t_2 | Температура води в “зворотній” магістралі на вході в котельню | °С | 40,83 | 29,79 | 30,00 |
| 7 | $t_{звор}$ | Температура води в “зворотній” магістралі на вході в мережні насоси | °С | 52,23 | 43,04 | 57,52 |
| 8 | G_1 | Витрата води в “прямій” магістралі на виході з котельні | т/год | 180,47 | 259,62 | 35,85 |
| 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 | 165,47 | 244,62 | 33,85 |
| 11 | $G_{рец}$ | Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів | т/год | 71,98 | 124,514 | 20,06 |
| 12 | $G_{пер}$ | Витрата води в трубопроводі перепуску | т/год | 0 | 47,15 | 31,01 |
| 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 | 4,34 | 3,02 | 1,62 |
| 18 | $(b_T^{відп})_{газ}$ | Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію | м ³ /ГДж | 33,41 | 33,85 | 32,73 |
| 19 | $(b_T^{відп})_{у.п}$ | Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію | кг у.п./ГДж | 38,42 | 38,93 | 37,63 |
| 20 | $\Sigma W_{ВК}$ | Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні | кВт | 300 | 300 | 135 |
| 21 | $e_{е/е}^{доб}$ | Середньодобова питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні | кВт/МВт | 4,9 | 4,9 | 2,3 |
| 22 | $\text{Ц}_{Палив}$ | Вартість природного газу | грн./тис. м ³ | 5000 | 5000 | 5000 |
| 23 | $\text{Ц}_{Е/Е}$ | Вартість електроенергії | грн./кВт.год | 1,65 | 1,65 | 1,65 |
| 24 | C_Q | Собівартість теплоти, що відпущена від котельні | Грн./МВт | 205,23 | 205,00 | 191,37 |

| | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|--|
| | | | | | Арк. | |
| | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | |

5. ВИБІР ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЬНИ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

5.1. Вибір водогрійних котлів

43

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 | $Q_{ВК.НОМ}$ | Номінальна теплова потужність котла | МВт(т) | З паспорта котла | 23,26 |
| 3 | $G_{ВК.НОМ}$ | Номінальна витрата води на котел | т/год | «--» | 247 |
| 4 | $V_{ВК.НОМ}$ | Номінальна витрата природного газу на котел | тис. м ³ /год | «--» | 2,53 |
| 5 | $\Delta p'_{ВК.НОМ}$ | Номінальний гідравлічний опір котла | атм | «--» | 2,5 |
| 6 | $\Delta p''_{ВК.НОМ}$ | Номінальний аеродинамічний опір котла | мм.вд.ст | «--» | 57 |
| 7 | $t'_{ВК.НОМ}$ | Номінальна температура води на вході в котел | °С | «--» | 70 |
| 8 | $t''_{ВК.НОМ}$ | Номінальна температура води на виході з котла | °С | «--» | 150 |
| 9 | $\eta_{ВК.НОМ}$ | Номінальний ККД котла | од. | «--» | 0,925 |

5.2. Вибір рециркуляційних насосів

5.2.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів рециркуляції, його номінальної подачі – $Q_{нас.реци}^{ном}$, м³/год, та напору – $N_{нас.реци}^{ном}$, м в.д.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) пропуску води через трубопровід рециркуляції – $G_{РЕЦ}=124,51$ т/год, та опору трубопровідної системи рециркуляції – $\Delta N_{РЕЦ}$.

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

$$N_{нас.реци}^{роб} = G_{РЕЦ}^{ТЗ} / Q_{нас.реци}^{ном} = 124,51/125 = 0,99$$

*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення.

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

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

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

| | | | | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | | | | |

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 | 125 | 21 | |
| 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 “Котельня – Тепломережа” – $G_1=259,7$ 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.

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 |
| | | | | | | | |

| | | | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|--|--|------|
| | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | | | Арк. |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | | | |

| | | | | | | |
|---|---------------------------------------|------------------------------|---------------------|---|---------------------------|----------------------------------|
| 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 | 260 | 40 |
| 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 сирії води

5.4.1.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів сирії 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 сирії 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 сирії води наводжу в табл. 47.

Таблиця 47

Характеристика насосів сирії 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 | | |

| | | | | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | | | | |

| | | | | | |
|---|-------------------------------------|------------------------------|-----------|-------|------|
| 3 | $H_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$ | Номинальний напір насоса | м.вд.ст.. | “ – “ | 35 |
| 4 | $N_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$ | Номинальна потужність насоса | кВт(є) | “ – “ | 2,2 |
| 5 | $\eta_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$ | Номинальний 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:

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

5.4.2.4. Блок параметрів по насосам наводжу в табл. 48.

Таблиця 48

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 | $Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$ | Номинальна подача насоса | м ³ /год | З паспорта насоса | 16 | | |
| 3 | $H_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$ | Номинальний напір насоса | м.вд.ст.. | “ – “ | 30 | | |
| 4 | $N_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$ | Номинальна потужність насоса | кВт(є) | “ – “ | 2,2 | | |
| 5 | $\eta_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$ | Номинальний ККД насоса | од. | “ – “ | 0,67 | | |

5.4.3. Вибір насосів технологічної води

| | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | |

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 в.д.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 визначення | Значення для режимів | | |
|------|--------------------------------------|------------------------------|---------------------|---|--------------------------|----|---|
| | | | | | МЗ | ТЗ | Л |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | ТИП НАСОСА | Типорозмір насоса | --- | З інформаційного листа заводу-виробника | NB 50-160/165 D-F-A-BAQE | | |
| 2 | $Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$ | Номінальна подача насоса | м ³ /год | З паспорта насоса | 129 | | |
| 3 | $H_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$ | Номінальний напір насоса | м.в.д.ст.. | “ – “ | 45 | | |
| 4 | $N_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$ | Номінальна потужність насоса | кВт(є) | “ – “ | 22 | | |
| 5 | $\eta_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$ | Номінальний ККД насоса | од. | “ – “ | 0,8 | | |

5.4.4. Вибір насосів хімічищеної 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 в.д.ст, на базі визначених значень витрати хімічищеної води для підживлення – $G_{\text{хов}}=15,15$ т/год, та опору трубопровідної системи – ΔH .

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

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

*) Примітка.

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

| | | | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|--|--|------|
| | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | | | |

| | | | | |
|---|-------------------------|-----|------|---------------|
| 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 |

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:

$$\Delta t = (\Delta t_6 - \Delta t_m) / \ln(\Delta t_6 / \Delta t_m) = (150 - 70) / \ln(150 / 70) = 105 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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:

$$\Delta t = (\Delta t_6 - \Delta t_m) / \ln(\Delta t_6 / \Delta t_m) = (95 - 55) / \ln(95 / 55) = 73 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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:

$$\Delta t = (\Delta t_6 - \Delta t_m) / \ln(\Delta t_6 / \Delta t_m) = (60 - 55) / \ln(60 / 55) = 57,46 \text{ } ^\circ\text{C}$$

5.6.3.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

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

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

00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ

К — 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.

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. 50

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.ОПТЕ.008.004.ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | |

| | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | |

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.008.004.ПЗ | | | |
| Змін. | Лист | № документа | Підпис | Дата | Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №1 в м. Вінниця Охорона праці | Літера | Аркушів | Аркуш |
| Розробив | Коріков В.О. | | | | | | 52 | |
| Перевірив | Бойко В.О. | | | | | ТЕ-4-6 кафедра ТЕХТ НУХТ | | |
| Рецензув. | | | | | | | | |
| Затвердив | Василенко С.М. | | | | | | | |

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.008.004.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 53 |
| 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.008.004.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 54 |
| 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. Виробниче приміщення обладнане світильниками прямого світла з лампами розжарювання у герметичному виконанні із захисним кутом 20-25° (типу ВЗГ200, потужністю 200 Вт), які розташовуються у шаховому порядку.

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

3.2. Техніка безпеки

3.2.1. Безпечна експлуатація технологічного устаткування

Для безпечної експлуатації технологічного устаткування та запобігання виникненню небезпечних або аварійних ситуацій застосовуються в першу чергу засоби колективного захисту. За принципом дії та залежно від впливу небезпечного 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.008.004.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 55 |
| 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 виключити 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 виключити 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.008.004.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 56 |
| 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.008.004.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 57 |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | |

РОЗДІЛ ІV. Централізоване теплопостачання великих міст

4.1 Динаміка розвитку й сучасний стан системи теплопостачання м. Києва

На основі принципів централізованого теплопостачання споживачів й комбінованого виробництва електричної та теплової енергії на теплоелектроцентралях і відбувались становлення й розвиток енергосистем багатьох великих і малих міст світу. Економічна доцільність й висока надійність роботи таких енергосистем була підтверджена багатолітнім досвідом їх експлуатації у різних кліматичних умовах, у тому числі в зонах з холодним кліматом.

За даними архівних документів до 1923 року теплопостачання м. Києва забезпечувалось у переважній кількості випадків індивідуальними джерелами тепла котельно-пічного типу. Частка індивідуальних систем парового або водяного опалення будівель й споруд була незначною, а централізоване теплопостачання було відсутнє. Водяне (центральне) опалення будівель від домових котельних мало одиничний характер. У подальшому з розвитком планового господарства почала збільшуватись кількість індивідуальних систем парового й водяного опалення. У 1929 році приблизно 16% теплоти на опалення будівель й споруд вироблялось такими системами, а у 1933 році ця частка зросла до 25%, у першу чергу за рахунок оснащення індивідуальними системами парового й водяного опалення центральних районів міста. У 1930 році для реалізації єдиної політики і керівництва енергетичним сектором м. Києва було створено товариство «Київструм», яке у 1934 році було перейменоване у Київенерго.

Початок й становлення централізованої системи теплопостачання м. Києва відбувались у другій половині 30-х років ХХ століття. Її формування відповідало прийнятій на той час концепції розвитку теплофікаційних установок на базі районних і промислових ТЕЦ. Планом електрифікації м. Києва у 2-й п'ятилітці (1933–1937 рр.) передбачалось створення у місті 3 районів теплофікації з відповідними ТЕЦ. Потужності теплофікаційних турбін вибирались найбільшими з існуючих у той час – по 25 МВт. Споживачами централізованого теплопостачання передбачалися дома і споруди, оснащені системами водяного (парового) опалення, і нове будівництво, яке проектувалось з такими системами.

| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | | | |
|------------|------|----------------|--------|------|---|--------------------------|---------|-------|
| Розробив | | Коріков В.О. | | | <i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №1 в м. Вінниця Централізоване теплопостачання великих міст</i> | Літера | Аркушів | Аркуш |
| Перевірив | | Бойко В.О. | | | | | 58 | |
| Рецензував | | | | | | ТЕ-4-6 кафедра ТЕХТ НУХТ | | |
| | | | | | | | | |
| Затвердив | | Василенко С.М. | | | | | | |

Основою системи теплопостачання стала Київська теплоелектроцентраль (раніше ТЕЦ-3, зараз СТ-1). На момент введення її в експлуатацію (1937 р.) були побудовані й поставлені під навантаження дві тепломагістралі загальною довжиною 7 км. Теплоцентрально забезпечувала теплом 15 споживачів із загальною приєднаною тепловою потужністю 7,2 Гкал/год (8,35 МВт). Діяльність Київенерго була спрямована на максимальне використання теплових потужностей ТЕЦ-3 (впродовж 1938–1939 рр. побудована магістраль № 3, з літа 1940 р. споживачі почали отримувати від ТЕЦ-3 гарячу воду для господарських потреб, тоді ж була введена у дію перша підкачувальна насосна станція). У період окупації (1941–1943 рр.) теплофікаційне господарство Києва було практично повністю зруйноване, у тому числі ТЕЦ-3 і більша частка магістральних і місцевих теплових мереж. Відновлення теплозабезпечення міста велось швидкими темпами і у квітні 1945 року був пущений в експлуатацію перший теплофікаційний турбоагрегат потужністю 12 МВт на ТЕЦ-3, а до листопада 1945 р. довоєнні мережі від ТЕЦ-3 були відновлені й пущені в експлуатацію з приєднаною потужністю 44 Гкал/год (51,04 МВт).

У повоєнні роки вводились у дію нові потужності на ТЕЦ-3 й споруджувались нові тепломагістралі. Вже в 1947 році довоєнний рівень теплофікації м. Києва був перевищений. До 1950 року на ТЕЦ-3 були введені у дію три нових котлоагрегати, довжина теплових мереж зросла до 38 км, а приєднана потужність 299 споживачів досягла 81 Гкал/год (93,96 МВт).

У 1955 році після пуску в експлуатацію ТЕЦ-4 (Дарницької ТЕЦ) розпочатий відпуск промисловим споживачам теплоти у вигляді пари. Все основне обладнання ТЕЦ-4 розраховане на роботу з високими параметрами пари (початковий тиск 9,2 МПа, температура перегріву 510°C). Район експлуатації теплових мереж Дарницької ТЕЦ охоплював лівобережну частину міста, в якій переважали відносно нові житлові райони з багатоповерховою забудовою, значною кількістю загальних будівель й промислових підприємств.

З метою оптимізації управління й подальшого розвитку теплофікації у 1958 році в складі Київенерго було утворене Управління теплових мереж. Всього за 5 років, до 1960 р., довжина теплових мереж Київенерго й кількість споживачів зросли майже у 4 рази – до 142 км й 1266 споживачів відповідно, а приєднана потужність зросла майже у 7 разів – до 564 Гкал/год (654,24 МВт).

У зв'язку з інтенсивним розвитком міста у Києві споруджувались великі районні котельні на житлових масивах Відрадиний та Нивки з установленою тепловою потужністю вище 100 Гкал/год (116 МВт). У той же час була розширена ТЕЦ-3 двома водогрійними котлами ПТВМ-100 потужністю 100 Гкал/год (116 МВт) кожен.

| | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 59 |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | |

На 1970 рік довжина теплових мереж становила 618 км, приєднана потужність – 2470 Гкал/год (2865,2 МВт) та нараховувалось 5152 споживачів.

ТЕЦ-5 споруджувалась двома чергами. Перша черга була введена в експлуатацію у 1971–1972 рр. На ТЕЦ були встановлені дві однотипні теплофікаційні турбіни Т-100-130 електричною потужністю 100 МВт й потужністю теплофікаційних відборів 160 Гкал/год (185,6 МВт) кожна з такими початковими робочими параметрами пари: тиск – 12,75 МПа, температура перегріву – 555°С. Для генерації пари були встановлені газомазутні котли ТГМ-96А продуктивністю 480 т/год. Друга черга ТЕЦ вводилась в експлуатацію у період з 1974 по 1976 рік і була оснащена двома теплофікаційними турбінами Т-250/300-240 з електричною потужністю 250 МВт й продуктивністю теплофікаційних відборів 330 Гкал/год (382,8 МВт) кожна. Обладнання другої черги було розраховане на роботу із надкритичними параметрами пари: тиск – 23,54 МПа, температура перегріву – 540°С.

У 1971–1977 роках на ТЕЦ-5 змонтовані й введені в експлуатацію три водогрійних котла ПТВМ-180 тепловою потужністю 180 Гкал/год (208,8 МВт) кожний. Для транспорту теплоти від ТЕЦ-5 прокладені трубопроводи діаметром 700–1000 мм й протяжністю 15,5 км, а з метою підвищення надійності теплопостачання виконана колекторна схема виводів теплових мереж.

У 80-х роках ХХ століття почав відчуватись дефіцит теплозабезпечення нових житлових масивів – Оболонь, Виноградар, Мінський. Для покриття зростаючих потреб житлобудівництва, виводу із роботи великої кількості дрібних, малорентабельних котельних на північно-східній околиці Києва була побудована ТЕЦ-6.



| | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|------|
| | | | | | Арк. |
| | | | | | 60 |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | |

Київська ТЕЦ-6/ТЕЦ-6 оснащена двома теплофікаційними турбінами Т-250/300-240 з електричною потужністю 250 МВт й потужністю теплофікаційних відборів 330 Гкал/год (382,8 МВт) кожна, а з 1981 по 1986 рік на ТЕЦ-6 вперше у СРСР були введені в експлуатацію чотири водогрійних котла ПТВМ-180 тепловою потужністю 180 Гкал/год (208,8 МВт) кожний.

До 2001 року у Києві склалась найбільша в Україні система теплофікації й централізованого теплопостачання, установлена теплова потужність ТЕЦ у районних котельних Києва складала більше 6000 Гкал/год, за рахунок яких покривалось до 70% теплових потреб міста, в тому числі 35% за рахунок ТЕЦ.

Для передачі й розподілу теплової енергії від найбільш значних джерел централізованого теплопостачання у Києві функціонує складна, розгалужена система водяних магістральних і розподільних теплових мереж. Існуююча система водяних теплових мереж – двотрубна, закрита.

Регулювання відпуску тепла – якісне, за нормальним опалювальним графіком – 150/70°C. У даний час проводяться дослідження в області застосування температурного графіка, адекватного реальній потребі споживачів – 115/65°C.

В основному теплові мережі міста прокладені у непрохідних залізобетонних каналах з підвісною ізоляцією із мінеральної вати.

Частина трубопроводів (порядку 47 км) теплових мереж знаходиться на значній глибині у зоні періодичного затоплення ґрунтовими водами, що призводить до підвищення втрат теплової енергії через ізоляцію та інтенсивної корозії трубопроводів. 20,328 км тепломереж проходять під будівлями. Сьогодні теплові мережі Києва знаходяться у задовільному стані, але у зв'язку із завершенням нормативного терміну експлуатації 36% мереж потребують відновлення й модернізації.

Довжина теплових мереж Києва складає біля 2000 км (у двотрубному обчисленні)

5.2. Система теплопостачання міст Москви й Санкт-Петербурга

Пріоритетний розвиток систем централізованого теплопостачання характерний для великих міст держав СНД. У Росії масштаби централізації теплопостачання споживачів досягають 80% (із врахуванням районних й промислових котельних), у тому числі 30% – від ТЕЦ.

Система теплопостачання столиці Росії – м. Москви охоплює територію у межах міської забудови площею 994 км², де живуть близько 15 млн. чоловік.

| | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|------|
| | | | | | Арк. |
| | | | | | 61 |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | |

Найбільший виробник енергії – Мосенерго – забезпечує енергетичні потреби власне м. Москви й Московської області. Виробництво теплоти для московських споживачів відбувається на 15 теплоелектроцентралях. Сумарна теплова потужність цих ТЕЦ складає близько 30 000 Гкал/год у гарячій воді й більше 1700 Гкал/год – у парі. Основне паливо ТЕЦ – природний газ, частка якого складає 93%, резервне – мазут. Із п'ятнадцяти ТЕЦ Мосенерго дванадцять рівномірно розташовані на території міста, а більш нові й потужні – на його периферії.



Будівництво енергоблоку ПГУ-450Т на ТЕЦ-27 ВАТ «Мосенерго»

ТЕЦ-27 ВАТ «Мосенерго» – одна із найбільш сучасних і екологічно чистих ТЕС Росії. На ТЕЦ-27 22 листопада 2007 року введений в експлуатацію енергоблок № 3. Установлена потужність блоку – 450 МВт по електричній енергії і 300 Гкал – по теплоті. На блоці установлені дві газові турбіни одиничною потужністю 160 МВт й парова турбіна потужністю 130 МВт. В основі роботи блоку – технологія парогазового циклу, яка забезпечує високий к.к.д. на рівні 51,5%, дозволяє економити до 20–25% палива й знижує на третину об'єм викидів в атмосферу. Ця перша парогазова установка у московському регіоні побудована в рекордні терміни, що не мають аналогів для цього типу об'єктів, – 22 місяці. З вводом у дію блоку № 3 установлена електрична потужність ТЕЦ-27 складає 610 МВт, теплова – 1576 Гкал/год. У даний час на ТЕЦ-27 введено такий же за потужністю енергоблок № 4.

На теплоелектроцентралях застосовуються такі типи теплофікаційних турбін: з протитиском – типу Р потужністю 6; 12; 25; 50 МВт; для виробництва теплоти на технологічні потреби – типу П, ПР потужністю 6; 14;

16 МВт; для одночасного покриття технологічних й теплофікаційних потреб – типу ПТ потужністю 35; 60; 65; 80 МВт; для теплофікаційних потреб - типу Т потужністю 25; 30; 50;

| | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|------|
| | | | | | Арк. |
| | | | | | 62 |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | |

60; 100; 110; 116 і 250 МВт. Крім того, на ТЕЦ м. Москви встановлено 108 водогрійних котлів типів ПТВМ-100, ПТВМ-180, КВГМ-180 сумарною тепловою потужністю 16 900 Гкал/год.

Теплопостачання споживачів м. Москви ведеться в основному гарячою водою.

Розрахунковий температурний графік теплоносіїв Мосенерго у межах Москви – 150/70°C. Тим не менше у зимовий період при низьких температурах (–20°C і нижче) введена «зрізка» температурного графіку до 130°C.

Слід відмітити, що через географічне розташування Москви опалювальний сезон у середньому на один місяць довший у порівнянні з Києвом, а розрахункова температура опалення для Москви складає 25°C. Коефіцієнт теплофікації для ТЕЦ Москви складає близько 66%.

Система теплофікації Санкт-Петербурга значно відрізняється за технологією відпуску теплової енергії від розглянутих вище: тут застосовано відкрите водопостачання, тобто відпуск теплоти на потреби гарячого водопостачання проводиться шляхом прямого відбору теплоносія безпосередньо із трубопроводів тепломереж. Таке рішення пов'язане з особливостями розташування Санкт-Петербурга на ґрунтах, надмірно насичених водою, і наявністю великої кількості внутрішніх каналів й річок. З цієї причини, на відміну від Києва, у Санкт-Петербурзі з початку розвитку централізованого теплопостачання застосовується безканальна прокладка теплотрас, яка більш витратна у порівнянні з каналною. Відкрита система теплопостачання дозволяє скоротити протяжність трубопроводів й отримати економію коштів на їх монтаж, експлуатацію й ремонт. В організаційному плані й за своїм технічним оснащенням система теплофікації Санкт-Петербурга наближається до московської.

У даний час теплопостачання Санкт-Петербурга забезпечують:

- АТ «Лененерго», на балансі якого знаходяться всі місцеві ТЕЦ (у межах міста – 9 ТЕЦ) й одна котельня, а частка відпуску теплоти Лененерго у загальному тепловому балансі міста складає близько 50%;
- губернський паливно-енергетичний комплекс Санкт-Петербурга, на балансі якого знаходяться декілька великих водогрійних котельних та декілька десятків дрібних котельних. Їх установлена тепла потужність приблизно дорівнює сумарній тепловій потужності ТЕЦ Лененерго, а частка відпуску теплоти складає близько 49% загально-міської;
- локальні відомчі й модульні котельні, на частку яких припадають 1–2% відпуску теплоти.

Наявна тепла потужність теплогерел Лененерго складає біля 10500 Гкал/год, із них у гарячій воді близько 9400 Гкал/год, а у парі – близько 1000 Гкал/год. Структура палива котлів Лененерго відрізняється від структури палива Мосенерго. В основному використовується природний газ (його частка складає 85%), але достатньо великою є частка мазуту – 12–13%, а частка вугілля – до 2,5%.

| | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|------|
| | | | | | Арк. |
| | | | | | 63 |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | |

Розрахунковий температурний графік систем теплопостачання – 150/70°C. Розрахункова температура опалення для Санкт-Петербурга складає 26°C, а опалювальний сезон у середньому на 1 місяць довший у порівнянні з Києвом.

На балансі Лененерго знаходяться магістральні та розподільні теплопроводи, довжина магістралей складає близько 126 км, розподільних мереж – близько 200 км й 12 км вводів. Через відкритість системи втрати теплоносія достатньо значні й складають 23–25% загального об'єму. У зимовий період теплоносій (гаряча вода) проходить опалювальні прилади у споживача й після зниження до необхідного температурного рівня в елеваторних вузлах подається на водозбір для покриття потреб гарячого водопостачання, а залишок повертається на теплоджерело. Така схема потребує виконання відповідних санітарно-гігієнічних вимог до якості гарячої води.

Розвиток промислових підприємств у Санкт-Петербурзі проходив у межах міської забудови, відповідно частка теплоспоживання промисловістю більша, ніж у Києві й Москві, та складає близько 40% у середньому за рік.

5.3. Особливості систем теплопостачання північноєвропейських країн (Данії, Фінляндії, Швеції)

У північноєвропейських країнах централізоване теплопостачання широко використовується як важливе джерело теплопостачання житлових будинків, офісів й підприємств. Невід'ємним елементом теплопостачання є ТЕЦ. Роль, яку відіграє централізоване теплопостачання у тій чи іншій країні, залежить від таких факторів, як клімат, економічна або політична кон'юнктура й т.п.

У даний час енергетичні підприємства (ТЕЦ, котельні, сміттєспалювальні станції та ін.) країн Північної Європи поставляють приблизно 100 ТВт·год на рік теплоти для опалення й гарячого водопостачання. Це перевищує 35% ринку тепла для опалення й гарячого водопостачання у цих країнах. Найбільш ефективним і прибутковим централізоване теплопостачання виявляється у регіонах з високим питомим енергоспоживанням.

Для успішної роботи системи централізованого теплопостачання необхідні як ринок збуту, так і «дешеве місцеве джерело енергії», яким може бути теплота, що виробляється разом з електрикою (Данія і Фінляндія), геотермальна енергія (Ісландія), шкідливе тепло сміттєспалювальних заводів (Норвегія) або комбінація різних джерел енергії (Швеція).

Данія має великий досвід й традиції у використанні централізованого теплопостачання та сприятливі умови для його розвитку з використанням ТЕЦ. Так, 80% населення країни проживає у міських зонах, країна відрізняється високим річним споживанням теплової енергії й тривалим опалювальним сезоном, практично всі великі електростанції розташовані у безпосередній близькості до основних міст. Внаслідок цього централізоване теплопостачання є найбільш розповсюдженим джерелом тепла. Системи централізованого теплопостачання існують у більш ніж 450 містах.

| | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|------|
| | | | | | Арк. |
| | | | | | 64 |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | |

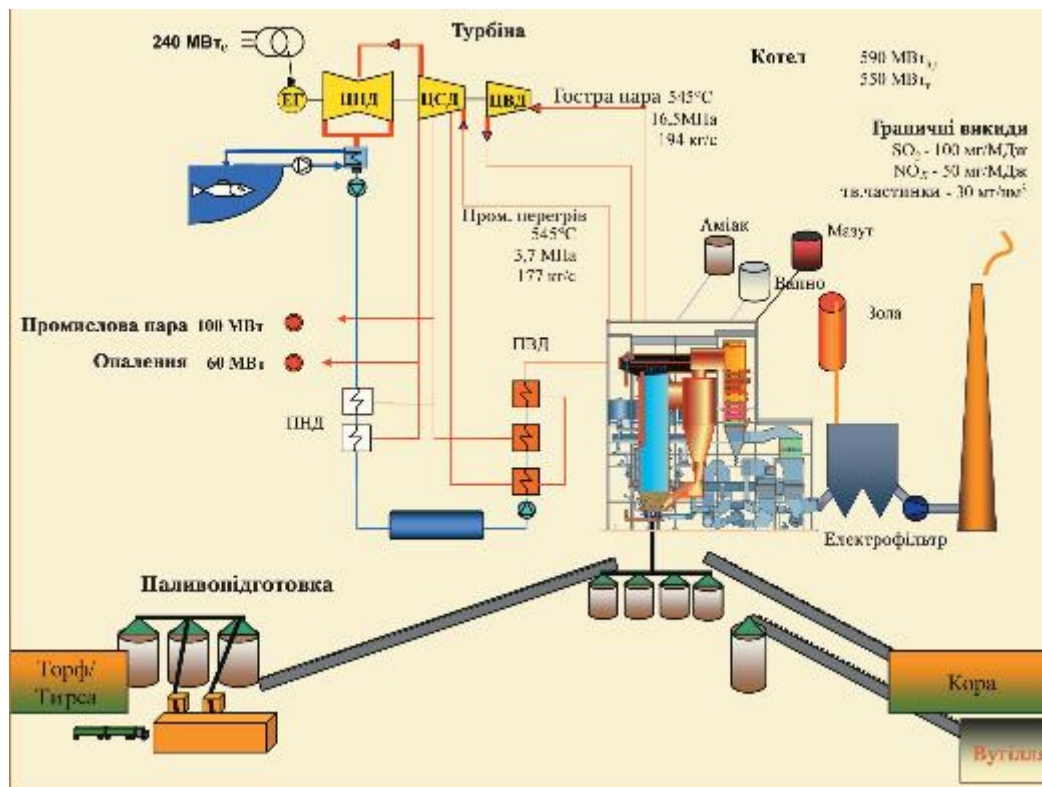
Починаючи з 1973 року Данія досягла значного успіху в реалізації енергетичних програм. Прийняті у 1979 і 1990 роках закони щодо теплопостачання дозволили збільшити частку теплоти, що виробляється у системах централізованого теплопостачання при комбінованому виробітку теплової й електричної енергії, з 33 до 64%. За рахунок відновлювальної енергії забезпечується 20% централізованого теплопостачання, спалювання відходів – 10%, спалювання біомаси – 9%, промислових відходів теплоти – 1%. Всього лише 16% теплоти централізованих систем виробляється при спалюванні органічного палива на водогрійних котельних (нафти – 1 %, природного газу – 11%, вугілля – 4%).

Столиця Данії Копенгаген використовує комбінований виробіток теплової й електричної енергії більше 50 років. З 1986 по 1990 рр. у Копенгагені були створені 2 транспортні системи теплопередачі потужністю 26 тис. ТДж/рік, що еквівалентно потребі у теплі приблизно 235 тис. сімей. До системи централізованого теплопостачання були підключені 45 пікових й резервних станцій, в основному реконструйованих котельних (до 2009 року їх число збільшене до 50); 9 різних установок, що забезпечують базове навантаження, у їх числі 4 сміттєспалювальні заводи і 4 ТЕЦ, які працюють на рідкому паливі, вугіллі або природному газі. Температурний графік всіх тепломереж складає 120/50°C при робочому тиску теплоносія 2,5 МПа.

Централізоване теплопостачання є основним методом теплопостачання в містах Фінляндії. Сьогодні частка теплофікації в теплопостачанні Фінляндії складає 45%, а в крупних містах – більше 80%. У столиці Фінляндії ступінь теплофікації найбільший в Західній Європі. Системи централізованого теплопостачання експлуатуються більш ніж у 250 населених пунктах країни.



| | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|------|
| | | | | | Арк. |
| | | | | | 65 |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | |



Зовнішній вигляд і функціональна схема ТЕЦ «Albolmens Kraft-2» (Фінляндія)

ТЕЦ «Albolmens Kraft-2» введена в експлуатацію у 2002 році. Вона розташована на березі Ботнічної затоки та є складовою деревообробного й целюлозно-паперового комбінату. Парогенератором ТЕЦ служить котел ЦКШ продуктивністю 690 т/год виробництва компанії «Kvaerner Power». ТЕЦ виробляє електроенергію, промислову пару й забезпечує централізоване тепlopостачання міста Піетарсаарі. Паливом для неї служать відходи основного виробництва комбінату, зокрема деревини (40%), 45% місцевого торфу й 15% імпортованого кам'яного вугілля.

Більше 70% загальної теплоти централізованого тепlopостачання виробляють ТЕЦ, тоді як частка водогрійних котельних не перевищує 30%.

Основним паливом для централізованого тепlopостачання й комбінованого виробітку теплоти є вугілля, природний газ, торф та нафта. Частка нафти, яка використовується як резервне паливо, а також для покриття пікових навантажень, не перевищує 10%.

Теплота від ТЕЦ подається споживачам за допомогою води, температура якої коливається від 45 до 115°C. Сумарна довжина мереж централізованого тепlopостачання у 1996 році складала 7500 км.

| | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|------|
| | | | | | Арк. |
| | | | | | 66 |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | |

У Гельсінкі середньорічна температура $+5,3^{\circ}\text{C}$; населення Гельсінкі разом з пригородами перевищує 900 тис. жителів. Система централізованого теплопостачання у даний час покриває практично все місто, частка теплофікації досягла 92%, а поставка теплової енергії у 2001 році склала приблизно 6 ТВт·год. Загальна довжина тепломереж міста у 2001 році складала 1130 км (із них 33 км прокладені у скалах). Температурний графік тепломереж $120/65^{\circ}\text{C}$ близький до датського, хоч температура зворотної води тут дещо вища.

У 1990 році місто Гельсінкі було нагороджене Почесною нагородою ООН у галузі охорони навколишнього середовища за реалізацію програми централізованого теплопостачання, яка використовувала комбінований виробіток для зниження рівня споживання палива і, в кінцевому результаті, покращення стану навколишнього середовища.

Централізоване теплопостачання Швеції складає 42% ринку теплової енергії, а у містах ця частка досягає 90%, забезпечуючи головним чином муніципальні потреби в опаленні й гарячому водопостачанні. Відпуск теплоти для муніципального й промислового секторів складає відповідно 27 і 4 ТВт·год за рік. Промислові споживачі використовують теплову енергію, що поставляється, у першу чергу для опалення. Системи централізованого теплопостачання у більшості випадків знаходяться в управлінні муніципальних підприємств, які, як правило, також відповідальні за електропостачання споживачів. Сумарна довжина трубопроводів централізованого теплопостачання – 9964 км. Частка теплоти, що поставляється ТЕЦ при комбінованому виробітку теплової й електричної енергії, – 25%, а частка теплової енергії, що поставляється водогрійними котельнями, – 75%.

У столиці Швеції Стокгольмі проживають 1240 тис. чоловік. Система централізованого теплопостачання Стокгольма у даний час забезпечує поставку теплоти у кількості, яка перевищує 5 ТВт·год на рік, що відповідає приблизно 60% частки теплоти, потрібної для опалення й гарячого водопостачання міста.

У структурі централізованого теплопостачання Стокгольма особливе місце займають 3 ТЕЦ та одна станція теплопостачання, виробництво теплоти на яких здійснюється головним чином мазутними водогрійними котлами, електрокотлами й тепловими насосами. Розподіл теплоти у Стокгольмі забезпечується п'ятьма різними тепловими мережами. Це пов'язане з тим, що місто розташоване на ряді островів. Загальна довжина тепломереж складає 765 км, їх температурний режим складає $120/65^{\circ}\text{C}$.

Регулювання температури теплоносія якісне, з місцевим кількісним підрегулюванням у споживача.

| | | | | | | |
|-------|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 00БП.144.ОПТЕ.008.004.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 67 |
| 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. Єрмоменко. 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-dalirozмова-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. Єрьоменко. 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-daligozmoва-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.ОПТЕ.008.004.ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 70 |
| Змін. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | |

