МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. Ю.М. ПОТЕБНІ

Електричної інженерії та кіберфізичних систем
(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

другий (магістерський) рівень
(рівень вищої освіти)

на тему Підвищення ефективності теплопостачання Дніпровського району м. Запоріжжя

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1443
спеціальності 144 Теплоенергетика
(код і назва спеціальності)
спеціалізації _____
(код і назва спеціалізації)
освітньої програми Теплоенергетика
(назва освітньої програми)
Сальніков О. В.
(ініціали та прізвище)

Керівник к.т.н., доц., Башлій С.В.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)
Рецензент д.т.н., проф., Артемчук В.В.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя
2024

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерний навчально-науковий інститут_____
Кафедра____Електричної інженерії та кіберфізичних систем _____
Рівень вищої освіти____другий (магістерський) рівень_____
Спеціальність __144 Теплоенергетика
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма Теплоенергетика

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
д.т.н., проф._____З.Л. Коваленко
«__01___»_____12_____2024__року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

_____Сальніков Олександр Володимирович _____
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи Підвищення ефективності теплопостачання Дніпровського району м. Запоріжжя.___
_____
керівник роботи ___Башлій С.В., к.т.н., доц._____
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом ЗНУ від «_28_»_02__2024__року №_361 - с_____
2 Строк подання студентом роботи _____01 грудня 2024 р._____
3 Вихідні дані до роботи: Аналіз технологічних циклів котельної Дніпровського району, баланс середньодобового споживання енергії.
4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) _1) Аналіз об'єкта дослідження з точки зору енергоефективності 2) Впровадження запропонованих рішень в умовах філії концерну «Міські теплові мережі» 3) Техніко-економічне обґрунтування впровадження запропонованих рішень 4) Охорона праці та техногенна безпека
5 Перелік графічного матеріалу: 1) Аналіз ефективності енергоспоживання цеху 2) Аналіз енергоспоживання підприємства 3) Схема виробництва 4) Розрахункова схема визначення ефективного радіуса теплопостачання 5) Варіанти зміни зон дії систем теплопостачання 6) Алгоритм визначення радіусу ефективного теплопостачання 7) Схема теплового пункту 8) Техніко економічні

розрахунки варіантів підключення навантаження 9) Охорона праці та техногенна безпека

6 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Башлій С.В., к.т.н., доц.		
Розділ 2	Башлій С.В., к.т.н., доц.		
Розділ 3	Башлій С.В., к.т.н., доц.		
Розділ 4	Башлій С.В., к.т.н., доц.		

7 Дата видачі завдання 01.09.2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз об'єкта дослідження з точки зору енергоефективності	30.09.2024	
2	Впровадження запропонованих рішень в умовах філії концерну «Міські теплові мережі»	15.10.2024	
3	Техніко-економічне обґрунтування впровадження запропонованих рішень	25.10.2024	
4	Охорона праці та техногенна безпека	10.11.2024	

Студент _____ О. В. Сальніков
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи _____ С.В Башлій.
(підпис) (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер _____ І.І. Коваленко
(підпис) (ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Сальніков О. В. Підвищення ефективності теплопостачання Дніпровського району м. Запоріжжя. Кваліфікаційна випускна робота на здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 144 Теплоенергетика, науковий керівник С.В. Башлій. Запорізький національний університет. Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні. Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2024.

В роботі запропоновано алгоритм визначення радіусу ефективного теплопостачання з урахуванням топології району та прогнозованої конфігурації теплового навантаження задля економії електричної енергії. В якості прикладу застосування алгоритму використано мережу філії КП концерну «Міські теплові мережі» Дніпровського району. Для даної мережі було розраховано витрати на реалізацію проектів в залежності від потужності додаткового навантаження.

Ключові слова: МЕТОДИ РЕГУЛЮВАННЯ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ, ЕФЕКТИВНИЙ РОЗПОДІЛ ТЕПЛОТИ, НАСОСНИЙ АГРЕГАТ, ВИТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

ABSTRACT

Salnikov O. V. Increasing the efficiency of heat supply in the Dniprovsky district of Zaporizhia. Qualification final work for obtaining a higher education degree of Master in specialty 144 Heat and Power Engineering, scientific supervisor S.V. Bashliy. Zaporizhia National University. Engineering Educational and Scientific Institute named after Yu.M. Potebnia. Department of Electrical Engineering and Cyber-Physical Systems, 2024.

The paper proposes an algorithm for determining the radius of effective heat supply, taking into account the topology of the district and the predicted

configuration of the heat load in order to save electricity. As an example of the algorithm, the network of the branch of the municipal heating network of the concern "Municipal Heat Networks" in the Dnipro district was used. For this network, the costs of project implementation were calculated depending on the capacity of the additional load.

Keywords: METHODS OF REGULATING HEAT SUPPLY, EFECTIVE HEAT DISTRIBUTION, PUMP UNIT, ELECTRICITY EXPENSES

ЗМІСТ

Вступ…….8

1 Аналіз об’єкта дослідження з точки зору енергоефективності …....11

1.1 Коротка характеристика об’єкта дослідження ……....11

1.2 Аналіз енергоспоживання котельної ……....23

1.3 Методи визначення зон дії джерел теплової енергії ……...27

2 Впровадження запропонованих рішень в умовах філії концерну «Міські теплові мережі»……...40

2.1. Розробка концепції дослідження …….40

2.2 Розробка алгоритму визначення радіусу ефективного теплопостачання ……...42

2.3 Вихідні дані для визначення ефективного радіуса існуючої котельної ……...54

2.4 Розрахунок зниження витрати природного газу та електричної енергії за рахунок підвищення навантаження котлів ……...59

3 Техніко-економічне обґрунтування впровадження запропонованих рішень ……....75

3.1 Розрахунок витрат при розвитку системи теплопостачання на базі існуючого джерела теплової енергії ……....75

3.2 Основні показники економічної ефективності проектів…….82

3.3 Розрахунок економічного ефекту від підвищення ККД котлів……..83

4 Охорона праці та техногенна безпека……...89

4.1 Характеристика потенційних і шкідливих чинників виробничого середовища……...…….89

4.2 Розробка заходів захисту від впливу небезпечних і шкідливих чинників виробничого середовища у котельній ……....94

4.3 Електробезпека ……...97

4.4 Пожежна безпека ……...……...99

4.5 Можливі аварії у газовому господарстві котельні та план їх ліквідацій …….101

4.6 Розрахунок захисного заземлення ……..105

Висновки…….....109

Перелік посилань…….....…….110

ВСТУП

Нині рівень споживання енергії постійно зростає, що зумовлено індустріалізацією, зростанням енерговитрат на видобуток природних ресурсів і транспорт, підвищенням родючості ґрунтів тощо. Попри розвиток країни, її паливний баланс залишається напруженим: попит на паливо зростає випереджаючими темпами, а його витрати часто є нераціональними.

У централізованій системі теплопостачання м. Запоріжжя основним джерелом теплової енергії є потужні опалювальні котельні з водогрійними котлами, що працюють на природному газі. Цей вид палива є одним із ключових для енергетичного сектору, і його частка в загальному паливному балансі продовжує зростати. Котельні споживають значну кількість природного газу для опалення та гарячого водопостачання, а їхня стабільна та ефективна робота критично важлива для житлово-комунального сектору.

Підвищення надійності та економічності теплопостачання залежить від ефективної роботи теплогенеруючих установок, оптимального проектування теплових схем котелень, а також широкого впровадження енергоощадних технологій, альтернативних джерел енергії та заходів зі скорочення споживання палива, теплової й електричної енергії.

На промислових підприємствах основною стратегічною метою енергозбереження є підвищення енергоефективності. Потенціал енергозбереження можна визначити як комплекс взаємопов’язаних поточних і перспективних можливостей, а також здатність керівництва та персоналу підприємства оптимізувати використання ресурсів для підвищення енергоефективності виробництва.

Сучасні економічні умови відкривають значні можливості для раціонального використання енергоресурсів, проте на рівні окремих підприємств впровадження енергозберігаючих технологій ще недостатньо розвинене. Основними перешкодами є брак фінансування, зростання тарифів

на енергоресурси, дефіцит кваліфікованих фахівців та недостатня мотивація підприємств до зниження витрат на електроенергію. Отже, ефективне управління енергозбереженням можливе лише за умови створення дієвого економіко-організаційного механізму, що базується на використанні інноваційного потенціалу.

Основний резерв енергозбереження полягає в скороченні енергоспоживання, передусім електричної енергії. Важливим напрямком підвищення енергоефективності є мінімізація втрат у проміжних елементах обладнання, електромережах і споживачах електроенергії, де втрати можуть сягати 30%.

З огляду на виснаження паливних ресурсів і зростання їхньої вартості, економне використання палива стає пріоритетом. Часткове вирішення цієї проблеми можливе завдяки застосуванню сучасного, більш ефективного обладнання. Водночас модернізація котлів малої та середньої потужності є значно дешевшою, ніж їхня повна заміна, оскільки не потребує значних інвестицій та може бути виконана у короткі терміни.

Зменшення питомих витрат палива на котельнях значною мірою залежить від рівня автоматизації. Тому розвиток сучасного котлобудування відбувається не лише шляхом нарощування потужностей, а й через якісне вдосконалення обладнання.

Об’єкт, предмет та мета дослідження

Об’єктом дослідження є система теплозабезпечення району філії КП концерну «Міські теплові мережі». Предметом дослідження виступає процес електроспоживання підприємства з метою підвищення його ефективності. Мета роботи – визначити можливості оптимізації електроспоживання філії КП концерну «Міські теплові мережі» шляхом визначення ефективного радіусу теплопостачання.

Завдання дослідження

Аналіз можливостей підвищення ефективності електроспоживання за рахунок визначення ефективного радіусу теплопостачання.

Розробка математичного апарату для визначення оптимальної кількості спожитої електроенергії.

Оцінка економічних показників системи на основі запропонованого підходу.

Сучасні алгоритми керування котлоагрегатами, які відзначаються високою складністю, можуть бути реалізовані лише за допомогою мікропроцесорних пристроїв.

Котельня, що досліджується, забезпечує теплом та гарячою водою населення Дніпровського району м. Запоріжжя. Вона оснащена трьома котлами типу ТВГ-8м із продуктивністю 8,3 Гкал/год кожен та чотирма котлами ПТВМ-30м, продуктивністю 40 Гкал/год кожен. Загальна продуктивність становить 144,9 Гкал/год.

До складу енергогосподарства підприємства входять численні приймачі енергії, внутрішньоцехові та заводські мережі, розподільні пристрої, а також перетворювальні та генеруючі енергетичні установки.

1 АНАЛІЗ ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ З ТОЧКИ ЗОРУ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ

1.1 Коротка характеристика об'єкта дослідження

Філія Концерну „Міські теплові мережі" Дніпровського району створена як відокремлений структурний підрозділ Концерну „МТМ", основною метою діяльності є виробництво та розподіл теплової енергії по території Дніпровського району. Філія складається з 7 відокремлених котелен, 6 з яких є автономними котельними, що працюють на твердому паливі при загальноосвітніх закладах.

Найбільш потужна котельня району є основною і забезпечує тепловою енергією більшість споживачів і має в своєму складі 4 котли типу ПТВМ-30м-4 теплопродуктивністю 40 Гкал/год та 3 шт. ТВГ - 8м теплопродуктивністю 8 Гкал/год. Теплопостачання району здійснюється по 2-х трубній замкнутій схемі.

Гаряче водопостачання централізоване. Гаряча вода, отримана шляхом нагрівання холодної води з водопроводу КП «Водоканал» в водопідігрівачів, підключених безпосередньо в котельні, пройшовши систему деаерації, зливається самопливом в баки-акумулятори. Кількість баків-акумуляторів – 3, ємність кожного 1000 м^3. Потім насосами гарячого водопостачання, встановленими в бойлерній, подається споживачам.

Паливне господарство котельні являє собою систему зовнішніх та внутрішніх газопроводів і встановленого на ньому газового обладнання.

Холодна вода з водопроводу КП «Водоканал» d_y 600 надходить по тгрнопроводу d_y 350 в підвал насосної, а потім по тгрнопроводах
d_y 100 - на потреби хімводоочистки та d_y 300 - в бойлерну для потреб гарячого водопостачання.

Електропостачання.

Система електропостачання – магістральна. Живлення здійснюється по двум кабелям (марка АСБ-6,3х120,l=1500м) від підстанції «ЛБ-1» до підстанції котельні (ТП-1330).

1-а секція РУ-6Кв живиться по фідеру №32;

2-а секція РУ-6Кв живиться по фідеру №35.

Обидві секції ставляться під напругу через кабельні роз'єднувачі (РВЗ-6/600), вакуумні вимикачі Simens та шинні роз'єднувачі (тип РВ-6/400). Між сеціямі зібрана схема АВР на двох секційних роз'єднувачах (тип РВ-6/400) і вакуумном вимикачі Simens. Кабельна лінія від ТП-1330 у бік ТП-571 (марка ААБ-6,3х95) є резервною. Живлення мережних насосів (СН1-СН4/СН6) проводиться через шинні роз'єднувачі (тип РВ-6/400) і вакуумні вимикачі з РУ-6кВ.

Живлення РУ-0,4кВ проводиться від силових трансформаторів Т1 і Т2 (тип ТМ-1000, 6/0,4) через автомати (тип АВМ-15, 1500А) і роз'єднувачі (Р-2515, 1500) на дві секції шин РУ-0,4кВ. Між секціями 1 і 2 РУ-0,4кВ є секційний автомат АВМ-10 на 1000А з одним секційним роз'єднувачем (РП-5, 1000А). Секційний автомат знаходиться у вимкненому положенні, а кожна секція живиться окремо від Т-1 і Т-2 відповідно. Електродвигуни насосів, димососів, вентиляторів, а також різні струмоприймачі живляться з РУ-0,4кВ через автоматичні вимикачі, на яких передбачена тепловий та електромагнітний захист. Управління пуском і зупинкою електроустаткування здійснюється через комутаційні апарати різної величини залежно від номінальної потужності обладнання. На рисунку 1.1 наведена технологічна схема котельної.

Характеристика котлів ПТВМ-30-150М.

Водогрійний газо-мазутний котел типу ПТВМ-30-150 М призначений для установки в опалювальних котельнях в якості основного джерела теплопостачання для підігріву води з 70°С до 150°С.

Котел – прямоточний з П-подібним компонуванням поверхонь нагріву. Тгрнна частина його встановлена на каркас, який складається з 6-ти колон з

верхньою рамою на позначці 5,2м. Каркас служить опорою для топкових блоків і конвективної шахти котла [1]. Технічна характеристика котлів ПТВМ-30-150М наведена у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Технічна характеристика котлів ПТВМ-30-150М

Найменування параметру	Одиниця виміру	Величина
Теплопродуктивність	ккал/год	$30 \cdot 10^6$
Температура води на вході в котел на виході з котла	^oC	 70 150
Розрахунковий тиск води на вході в котел (максимальний)	кгс/см^2	16,5
Робочий тиск припустимий до	кгс/см^2	13
Витрата води через котел максимальна номінальна мінімальна	т/год	 630 420 305
Гідравлічний опір	кгс/см^2	1,6÷1,8
Поверхня нагріву конвективна радіаційна	м^2	 693 128
Водяний обсяг	м^3	13,6
ККД котла	%	91,08
Температура відхідних газів	^oC	162
Витрата газу	м^3/год	4056,9

В таблиці 1.2 представлена характеристика котла типу ПТВМ-30М №4 встановленого в котельні при роботі у літній режим.

Таблиця 1.2 – Характеристика котла типу ПТВМ-30М №4 за 2019 рік (літній режим)

Найменування параметру	Умовні позначення	Одиниця виміру	Навантаження котла в % від номінального						
			20,6	22,6	24,7	27,7	30,8	32,9	34,9
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Теплопродуктивність	Q_k	Гкал/год	7,2	7,92	8,64	9,72	10,8	11,5	12,2
Витрата газу	G_k	$м^3$/год	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500
Кількість пальників	n	шт.	2	2	2	2	2	2	2
Тиск газу перед котлом	$P_{гобщ}$	кгс/$см^2$	0,08	0,09	0,11	0,13	0,16	0,19	0,21
Тиск газу перед пальниками: №1 №4	$P_{гпал}$	кгс/$см^2$	 300 300	 370 400	 450 500	 520 600	 640 700	 750 800	 850 900
Тиск повітря після вентилятору	$H_{пал}$	кгс/$см^2$	334 ±2	440 ±2	445 ±2	552 ±2	660 ±2	666± 2	772 ±2
Гідравлічний опір котла	P	кгс/$см^2$	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Витрата води через котел	G_k	т/год	360	360	360	360	360	360	360

Продовження таблиці 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тиск повітря перед пальниками №1 №2 №3 №4 №5 №6	P_n	кгс/см^2	 23 0-10 0-10 18 0-10 0-10	 27 0-10 0-10 22 0-10 0-10	 32 0-10 0-10 25 0-10 0-10	 36 0-10 0-10 28 0-10 0-10	 43 0-10 0-10 33 0-10 0-10	 48 0-10 0-10 38 0-10 0-10	 53 0-10 0-10 42 0-10 0-10
Температура води на вході у котел	t_1	°С	70	70	70	70	70	70	70
Температура води на виході у котел	t_2	°С	90	92	94	97	100	102	104
Температура відходячих газів	$t_{в.г}$	°С	88	92	96	100	104	107	110
Температура зовнішнього повітря	$t_{зп}$	°С	10	10	10	10	10	10	10
Розрідження в топці	S_T	кгс/см^2	2,5± 1,5	2,5± 1,5	2,5± 1,5	2,5± 1,5	2,5± 1,5	2,5± 1,5	2,5± 1,5
Втрати тепла з відхідними газами	q_2	%	5,20	5,09	5,06	5,23	5,40	5,54	5,67

Продовження таблиці 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Коеф. надлишку повітря у відхідних газах	L		1,73	1,61	1,51	1,49	1,47	1,46	1,45
Втрати тепла у навколишнє середовище	q_5	%	4,13	3,76	3,44	3,06	2,75	2,58	2,43
Втрати тепла від хімічного недожогу	q_3	%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ККД котла	*ККД*	%	90,6	91,1	91,4	91,6	91,8	91,8	91,8
Питома витрата умовного палива на 1 Гкал	B_y	кг у.т/ Гкал	157	157	156	156	155	155	155

Режимна карта складена при спалюванні палива $Q_{н.р}$ = 8119 ккал/м^3. Температура повітря при горінні $t_{х.в.}$ = 10 °С.

Топкова камера котла призначена для спалювання високосірчаного мазуту і природного газу. Стіни топкової камери повністю екранізовані тгрнами *d*60х3 мм і кроком між тгрнами 64 мм. Тгрни заднього екрану топкової камери розведені у верхній частині і утворюють фестон [2].

Конвективна частина складається з 32 секцій. Кожна частина складається з U-образних змійовиків з тгрн *d*28х3 мм, ввареними своїми

кінцями в стояки з тгрн *d*83х3,5 мм. Змійовики розташовані в шаховому порядку, з кроком *S* = 64мм та *S* = 40мм.

Котел №1 обладнаний шістьма струменево-нішевими пальниками (СНП), а котли № 2,3,4 – шістьма комбінованими газо-мазутними пальниками, встановленими по три зустрічно на кожній боковій стінці топкових камер котлів. Регулювання продуктивності здійснюється шляхом зміни числа працюючих пальників.

В таблицях 1.3 та 1.4 представлена характеристика СНП та газомазутних пальників.

Таблиця 1.3 – Характеристика СНП

Найменування парметрів	Одиниця виміру	Величина
Номінальна теплопродуктивність - низький тиск - середній тиск	Гкал/год	 6,5 12,5
Номінальний тиск газу перед пальником: - низький - середній	мм.в.ст.	 до 500 до 1850
Коефіцієнт надлишку повітря при номінальній потужності α (не більше)	-	1,15
Допустима температура повітря перед пальником, не більше	^{o}C	300
Температура поверхні пальника, не більше	^{o}C	60
Розмір паливної амбразури котла, В·Н	мм	322*326

Таблиця 1.4 – Характеристика газо-мазутних пальників

Найменування характеристик	Одиниця виміру	Величина
1	2	3
Номінальна теплопродуктивність	Гкал/год	5,0
Тиск газу при номінальному навантаженні	мм.в.ст.	250
Продуктивність газового пальника	$м^3$/год	660
Тиск повітря на горіння	мм.в.ст.	216
Витрата повітря на горіння при нормальному навантаженні	$м^3$/год	5477
Перетин пальника по газу	$м^2$	0,0019
Перетин пальника по повітрю	$м^2$	0,0942

В таблиці 1.5 представлена характеристика вентиляторів і димососів котла ПТВМ-30-150М.

Таблиця 1.5 – Характеристика вентиляторів і димососів котла ПТВМ-30-150М

Найменування обладнання	Кіль-кість, шт	Тип	Продук-тивність, $м^3$/год	Напір, кгс/$м^2$	Число обертів за хвилину	Потуж-ність електро-двигуна, кВт
1	2	3	4	5	6	7
Димосос №1правого обертання	1	Д-13,5х2	44600	138	575	55
Димосос №2 правого обертання	1	Д-15,5х2	53750	192	730	125

Продовження таблиці 1.5

1	2	3	4	5	6	7
Димосос №3 лівого обертання	1	Д-15,5х2	57500	208	740	125
Димосос №4 лівого обертання	1	Д-15,5х2	55640	182	740	125
Вентилятор 1А правого обертання	1	ВД-12	41300	329	980	55
Вентилятор 1Б лівого обертання	1	ВД-12	35100	195	735	55
Вентилятор 2А лівого обертання	1	ВД-12	41300	329	985	55
Вентилятор 2Б правого обертання	1	ВД-12	42700	292	980	55
Вентилятор 3А лівого обертання	1	ВД-12	40000	309	980	55
Вентилятор 3Б правого обертання	1	ВД-12	38400	330	980	55
Вентилятор 4А лівого обертання	1	ВД-12	39700	316	980	55

Продовження таблиці 1.5

1	2	3	4	5	6	7
Вентилятор 4Б правого обертання	1	ВД-12	39700	316	980	55

Тягодуттьові установки.

Кожен котел ПТВМ-30-150М укомплектований двома дуттьовими вентиляторами і одним димососом. Виробництво Бійського котельного заводу, для подолання опору газового тракту і викиду продуктів згоряння в димар заввишки 45,0 м.

Вентилятор типу ВД-12 (правого і лівого обертання) консольного типу одностороннього всмоктування. Він складається з робочого колеса, насадженого на вал, равликообразного корпусу, підшипників, сполучної муфти і направляючого апарату. Робоче колесо являє собою крильчатку з загнутими вперед лопатками. Вал встановлений на двох сферичних роликопідшипниках. Направляючий аппарат встановлений на вході повітря в робоче колесо і служить для регулювання продуктивності і напору вентилятора. Регулювання проводиться дистанційно з пульта управління і автоматично (регулятором співвідношення газ-повітря). Забір повітря проводиться як з приміщення котельні, так і зовні.

Димососи двостороннього всмоктування, регулювання тяги здійснюється дистанційно з пульта управління або автоматично регулятором розрядження. Видалення відхідних газів проводиться по металевим газоходам, які переходять в цегляні і далі в тгрну висотою 45 м, діаметром отвору тгрни 3м.

Насосна группа.

У котельні є дев'ять насосних груп залежно від призначення рідини: мережні, рециркуляційні, підживлювальні, насоси холодної води, гарячого

водопостачання, насоси робочої рідини, сольові, розпушування фільтрів, дренажні.

Циркуляція води через котел і далі в системі здійснюється мережевими насосами. Мережева вода зі зворотної магістралі по чотирьом вводам через грязьовик і засувки надходить у всмоктуючий колектор обратки мережевих насосів. Після насосів з тиском до 13 кг/см^3 вода надходить у загальний колектор обратки після мережевих насосів перед котлами, звідки по тгрнопроводах входу частина води надходить в котли для нагріву, а частина – через регулятор перепуску в подающу магістраль. Нагріта в котлах мережева вода і вода після перепуску далі йде у вхідний колектор після котлів.

В таблиці 1.6 представлена характеристика мережевих насосів котла ПТВМ-30-150М.

Таблиця 1.6 – Характеристика мережевих насосів

Тип	Продуктивність, м^3/год	Напір, м.в.ст	Число обертів за хвилину	Потужніть електро-двигуна, кВт
Д-630-90	630	90	1480	250
200Д-60	720	89	1480	250
200Д-60	720	89	1480	250
Д320/50	320	50	1480	90
1Д630-90	630	90	1480	250

З колектора велика частина води йде на опалення житлового масиву, частина – на бойлерну для нагріву холодної води для потреб гарячого водопостачання, частина – на рециркуляцію і невелика кількість на ХВО.

Для поповнення втрат води в теплових мережах і підтримки необхідного тиску 3,0-3,5кг/см^2 в зворотній магістралі передбачено

підживлення живильними насосами теплової мережі хімічно очищеної і деаерірованою водою.

Підживлення здійснюється живильними насосами через регулятор підживлення в зворотний тгрнопровід перед мережевими насосами.

Тиск води зворотної магістралі підтримується автоматичним регулятором підживлення.

При виході з ладу регулятора, регулювання здійснюється вручну через байпас.

В таблиці 1.7 представлена характеристика живильних насосів котла ПТВМ-30-150М.

Таблиця 1.7 – Характеристика живильних насосів

Тип	Продуктивність, $м^3$/год	Напір, м.в.ст.	Число обертів за хвилину	Потужніть електро-двигуна, кВт
4К-12	90	34,6	2900	17
4К-12	90	34,6	2900	17
КС-12-50	12	50	2900	5,5

Для підтримки температури води, що подається в котли не нижче 70°С, встановлено три рециркуляційних насоса. Температура води на вході в котли підтримується роботою вузла рециркуляції. Необхідна кількість води, після котла насосами рециркуляції подається в колектор обратки на вхід в котел. Температура води 70°С на вході в котли необхідна для запобігання виникнення точки роси в конвективній частині котлів.

Автоматизація рециркуляції здійснюється за допомогою регулятора температури, встановленого на лінії рециркуляції після насосів.

В таблиці 1.8 представлена характеристика рециркуляційних насосів котла ПТВМ-30-150М.

Таблиця 1.8 – Характеристика рециркуляційних насосів

Тип	Продуктивність, $м^3$/год	Напір, м.в.ст.	Число обертів за хвилину	Потужніть електродвигуна, кВт
НКУ-140	150	35	1450	45
НКУ-140М	150	35	1450	45
НКУ-140МА	150	35	1450	45

З огляду на те, що тиск холодної води в міському водопроводі на вводі в котельню не постійний та з метою підвищення тиску встановлено три підвищувальних насоса.

Схема трубопроводу на насосі №3 виконана так, що він може працювати і на гаряче водопостачання при середній витраті гарячої води 300$м^3$/год.

В таблиці 1.9 представлена характеристика насосів холодної води котла ПТВМ-30-150М.

Таблиця 1.9 – Характеристика насосів холодної води

Тип	Продуктивність, $м^3$/год	Напір, м.в.ст.	Число обертів за хвилину	Потужніть електродвигуна, кВт
Д320/50а	300	39	1450	55
Д320/50а	300	39	1450	55
Д320/50а	300	39	1450	55

Для потреб гарячого водопостачання підключених абонентів у бойлерній встановлені три насоса. Гаряча вода на всас надходить із загального колектора d=500 мм, встановленого в бойлерній, а колектор з баків-акумуляторів.

В таблиці 1.10 представлена характеристика насосів ГВС котла ПТВМ-30-150М.

Таблиця 1.10 – Характеристика насосів ГВС

Тип	Продуктивність, $м^3$/год	Напір, м.в.ст.	Число обертів за хвилину	Потужніть електро-двигуна, кВт
8НДВ-60	720	89	1480	250
10ДБ-60	400-600	57-70	1450	160
10ДБ-60	400-600	57-70	1450	160

Для створення розрідження в колонках гарячого водопостачання та опалення з метою деаерації обескиснення гарячої води встановлені три перекачувальних насоса.

В таблицях 1.11-1.14 представлені характеристики насосів робочої рідини, насосів розпушування, насосів сольових та дренажного насосу котла ПТВМ-30-150М.

Таблиця 1.11 – Характеристика насосів робочої рідини

Тип	Продуктивність, $м^3$/год	Напір, м.в.ст.	Число обертів за хвилину	Потужніть електро-двигуна, кВт
Д 320/50	320	50	1450	55
Д 320/50а	320	39	1450	55
Д 320/50а	320	39	1450	55

Таблиця 1.12 – Характеристика насосів розпушування

Тип	Продуктивність, $м^3$/год	Напір, м.в.ст.	Число обертів за хвилину	Потужніть електро-двигуна, кВт
Х 45/31Д-С-У4	45	31	2900	17
Х 20/18Д-С-У4	20	18	2900	5,5

Таблиця 1.13 – Характеристика сольових насосів

Тип	Продуктивність, $м^3$/год	Напір, м.в.ст.	Число обертів за хвилину	Потужніть електро- двигуна, кВт
2Х-9Д-1-41	19,8	18	2900	4,5
2Х-9Д-1-41	11-22	17,5-21	2900	5,5

Таблиця 1.14 – Характеристика дренажного насосу

Тип	Продуктивність, $м^3$/год	Напір, м.в.ст.	Число обертів за хвилину	Потужніть електро-двигуна, кВт
4К-8	90	54,9	2900	17

1.2 Аналіз енергоспоживання котельної

Енергетичне господарство котельної являє собою складну сукупність процесів виробництва, перетворення, розподілу і використання всіх видів енергетичних ресурсів. Енергогосподарство забезпечує виробництво на котельній різними видами енергії і енергоносіями, здійснює монтаж, експлуатацію і ремонт енергообладнання.

Основними видами енергії, що витрачаються в котельні є теплова та електрична енергії.

Паливом для котельні є суміш природного газу.

Склад граничних вуглеводневих газів:

- метан 93%;
- етан 3,53%;
- бутан 0,19%;

– пропан 0,81%.

Склад не вуглеводневих газів азоту та рідких газів 2,47%.

Газ в котельню потрапляє з газорозподільчого пункту №5 по підземному газопроводу ∅ 400 з подальшим розгалуженням на котли трубопроводами ∅ 200.

Газорозподільчий пункт служить для зниження вхідного тиску і забезпечення перед газовими пальниками постійного тиску газу розрахункової величини, а також для очищення газу від механічних домішок і припинення подачі газу до споживачів при підвищенні або зниженні тиску газу за регулятором понад допустимої межі.

Холодна вода надходить з водопроводу КП «Водоканал».

Система електропостачання – магістральна. Живлення здійснюється по двум кабелям від підстанції «ЛБ-1» до підстанції котельні (ТП-1330).

У таблиці 1.15 представлено споживання енергетичних ресурсів за рік на котельній.

Таблиця 1.15 - Споживання енергетичних ресурсів за рік на базовій котельній

Енергоносій	Споживання, нат.од.	Витрати, грн·рік	%
Технічна вода	8927496	26782488	3,4
Природний газ	93895200	676045440	85,3
Електроенергія	57965730	89846882	11,3
Всього		792674809,5	100

За наведеними даними будуємо діаграму та проводимо аналіз: які енергоресурси складають найбільшу частку в енергобалансі котельної, грн/рік. Діаграму наведено на рисунку 1.1.

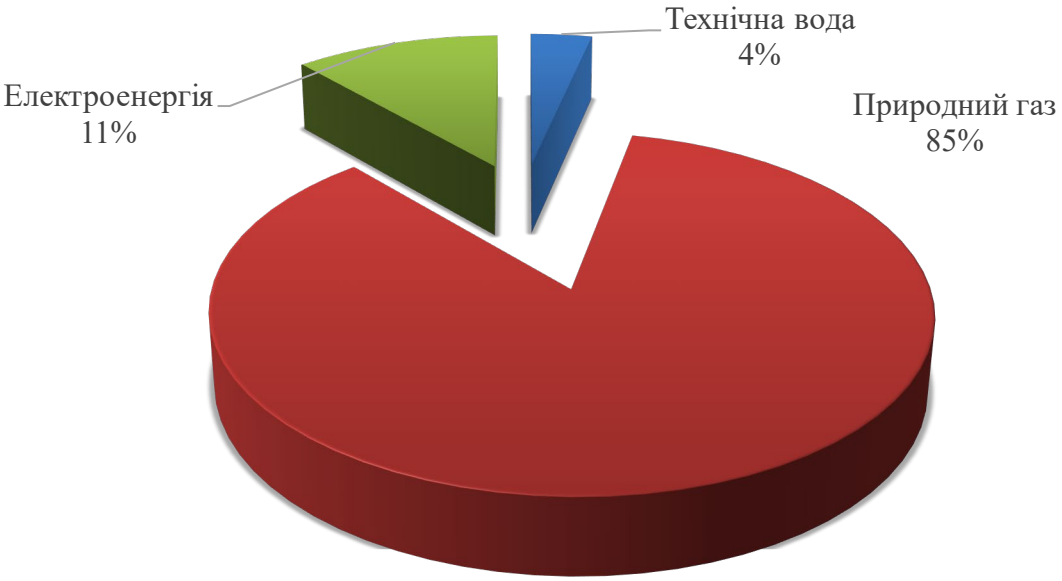


Рисунок 1.1 – Енергобаланс котельної

З рисунку 1.1 видно, що найбільшу частку енергобалансу котельної складає природний газ, тому основні заходи з підвищення енергоефективності котельної краще проводити з метою зниження витрати природного газу на котлах ПТВМ-30-150М.

1.3 Методи визначення зон дії джерел теплової енергії

Завдання зміни зон дії джерел теплової енергії (теплоти, потужності) виникають в кожній схемі теплопостачання що розроблюється для поселення, в якому теплопостачання споживачів здійснюється від декількох централізованих систем (не обов'язково ізольованих). Спочатку кілька визначень.

"Зона дії системи теплопостачання - територія поселення, міського округу або її частина, межі якої встановлюються по найбільш віддаленим точок підключення споживачів до теплових мереж, що входять в систему теплопостачання", а зона дії джерела теплової енергії - територія поселення,

міського округу або її частина, кордони якої встановлюються закритими секціонувальними засувками теплової мережі системи теплопостачання.

З цього визначення випливає, що якщо система теплопостачання утворена на базі єдиного джерела теплоти, то межі його (джерела) зони дії збігаються з межами системи теплопостачання.

Такі системи теплопостачання прийнято назвати ізольованими.

Якщо система теплопостачання утворена на базі декількох джерел теплоти, що працюють на єдину теплову мережу, то кордону системи теплопостачання будуть визначені по найбільш віддаленим точок підключення (приєднання) споживачів, а кордони зон дії джерел за закритими секціонуючими засувками.

Такі системи теплопостачання прийнято називати системами теплопостачання з виділеними зонами дії джерел теплової енергії.

І нарешті, якщо система теплопостачання утворена на базі декількох джерел теплоти, що працюють на єдину теплову мережу, і все (або частина) секціонуючою засувки системи теплопостачання відкриті, то кордону системи теплопостачання будуть визначені по найбільш віддаленим точкам приєднання споживачів, а кордони зон дії джерел - по межах вододілу, що визначаються гідравлічним режимом циркуляції теплоносія в теплових мережах.

Такі системи теплопостачання прийнято називати система теплопостачання з динамічними зонами дії джерел теплової енергії.

Теплогідравлічні моделі останніх є найскладнішими для розробки.

Поняття зони дії системи теплопостачання - одне з фундаментальних в схемах теплопостачання. Воно використовується практично у всіх її розділах. Зона дії характеризується досить великою кількістю індивідуальних показників. Як особливого показника зони дії системи теплопостачання пропонується використовувати радіус теплопостачання. Для цього вводиться наступне визначення: "радіус ефективного теплопостачання - максимальна відстань від теплопотребляющіх установки до найближчого джерела теплової

енергії в системі теплопостачання, при перевищенні якого підключення теплоспоживаючих установки до даної системи теплопостачання недоцільно через збільшення сукупних витрат в системі теплопостачання".

Отже, радіус теплопостачання в зоні дії ізольованої системи теплопостачання - це відстань від точки самого віддаленого приєднання споживача до джерела теплової енергії. На рисунку 1.2 зображено розрахункову схему визначення ефективного радіусу теплопостачання.

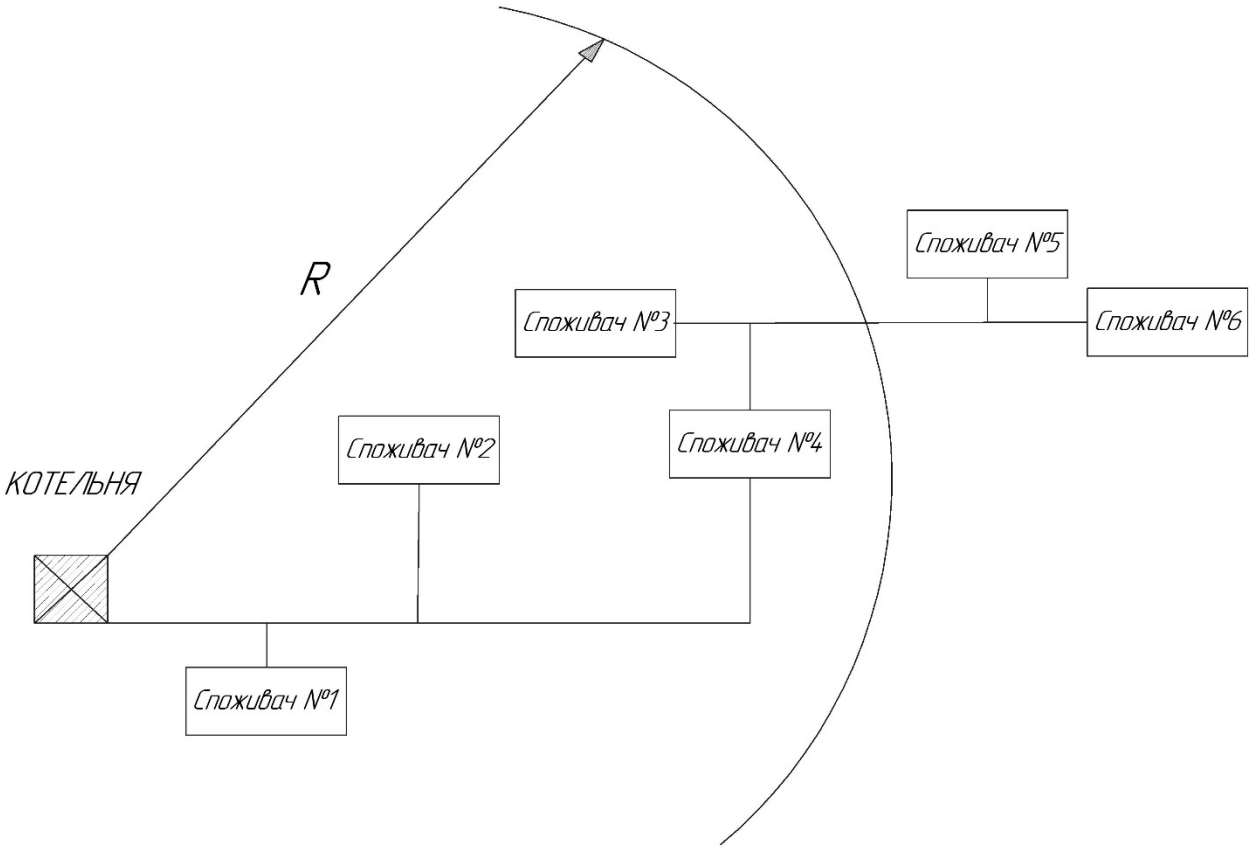


Рисунок 1.2 – Розрахункова схема визначення ефективного радіусу теплопостачання

Радіус теплопостачання в зоні дії системи теплопостачання з виділеними зонами дії джерел теплопостачання - це відстань від найвіддаленішого приєднання споживача до джерела теплопостачання в виділеній зоні дії цього джерела (при цьому умову "приналежності" необхідно дотримуватися: споживач повинен бути розташований (повинен

належати) в виділеної зоні дії джерела). Таким чином, в системі теплопостачання з виділеними зонами дії існують кілька радіусів теплопостачання, які можуть бути змінені перемиканням секціонуючих засувок теплових мереж.

І, нарешті, радіус теплопостачання в системі теплопостачання з динамічними зонами дії джерел теплової енергії - це відстань від найбільш віддаленого споживача до джерела теплової енергії в зоні дії цього джерела, яка визначена гідравлічним режимом циркуляції теплоносія в системі теплопостачання в цілому. Так як кордону зони дії джерела можуть змінюватися в залежності від режимів циркуляції теплоносія, які, в свою чергу, залежать від робочих точок на всіх насосних групах (всіх насосних станцій та підстанцій, що діють в системі теплопостачання), то, відповідно, і радіус теплопостачання може мати різне значення в залежності від управління точками вододілу в системах теплопостачання. Слідом за назвою таких зон - радіуси теплопостачання джерел будуть динамічними (що змінюються) протягом одного опалювального періоду.

При цьому існують деякі нюанси єдиності цих визначень. Так як певний радіус теплопостачання - всього лише вимірювач, а цільова функція, за якою визначається можливість (доцільність, ефективність) його зміни, тобто зміни сукупних витрат в системі теплопостачання в цілому, то слід сказати, таке визначення застосовне лише для ізольованих систем теплопостачання. Для систем теплопостачання з іншою конфігурацією зон дії джерел сукупні витрати в системі теплопостачання будуть залежати від декількох радіусів теплопостачання.

Завдання зміни зон дії джерел теплової енергії (теплоти, потужності) виникають в кожній схемі теплопостачання що розроблюється для поселення, в якому теплопостачання споживачів здійснюється від декількох централізованих систем (не обов'язково ізольованих).

Завдання з розширенням зон дії існуючих ізольованих систем теплопостачання, найчастіше, виникають у зв'язку з необхідністю

забезпечення теплопостачанням запланованих до будівництва об'єктів теплоспоживання, розміщення яких передбачається на кордоні або поблизу кордонів існуючої зони дії джерела теплової потужності (рисунок 1.3).

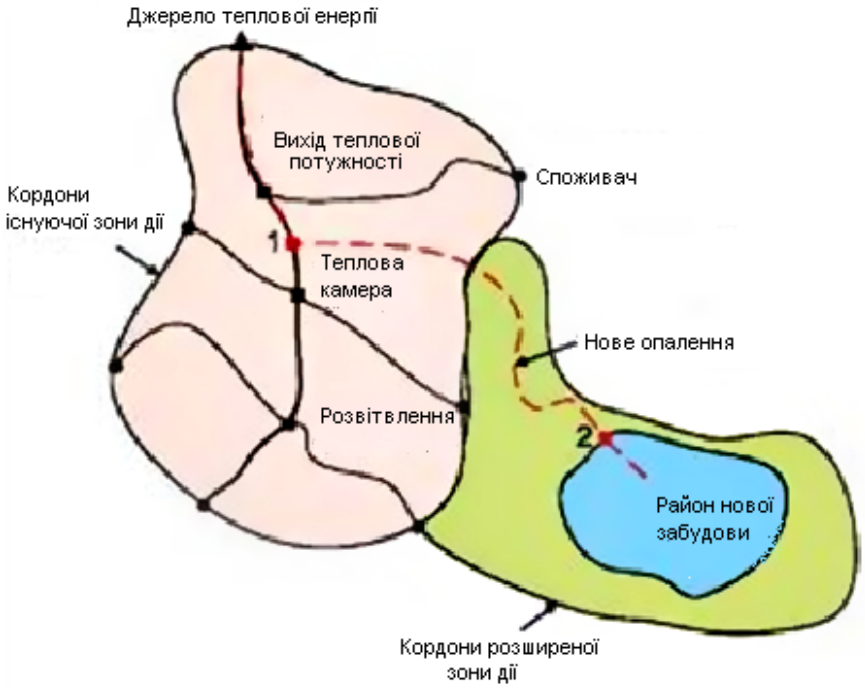


Рисунок 1.3 - Розширення зон дії ізольованих систем теплопостачання

Конфігурація розміщення нових споживачів щодо існуючої зони дії ізольованої системи теплопостачання може мати відчутні відмінності, так само як може відрізнятися і потужність (зрозуміло, теплова) приєднуються споживачів або районів, але істоти завдання це не змінює. У будь-якому випадку повинна бути розглянута можливість прокладки нового відгалуження від магістрального теплопроводу до району нової забудови та реконструкція магістрального теплопроводу (якщо буде потрібно) від джерела до точки приєднання нового відгалуження (разом зі спорудженням нової теплової камери).

До цього ж класу задач відносяться задачі приєднання споживачів до теплових мереж в існуючій зоні дії джерела теплової енергії. Завдання цього типу з'являються в разі адресної прив'язки споруджуваного об'єкта. В цьому випадку моделюється будівництво теплопроводу від відгалуження до кордону ділянки (кадастрового кварталу), на якому заплановано будівництво

об'єкта. Гідравлічний розрахунок циркуляції теплоносія від приєднаного об'єкта до джерела теплової енергії обов'язковий і в цьому випадку.

Для оцінки фінансових потреб в реалізацію розширення зони дії потрібно застосування досвіду проектування теплових мереж або, якщо у вас такого досвіду немає, вам доведеться показати кілька варіантів конфігурації траси відгалуження з варіантами точки приєднання.

Розгляд завдань зі скороченням зон дії існуючих ізольованих систем теплопостачання виникає в декількох випадках:

а) при високій неоднорідності щільності теплового навантаження в зоні дії системи теплопостачання, коли, наприклад, в зоні дії існують декілька підгалузей (підмножин) з високою щільністю теплового навантаження, а між ними існує подобласть з низькою щільністю теплового навантаження (рисунок 1.4).

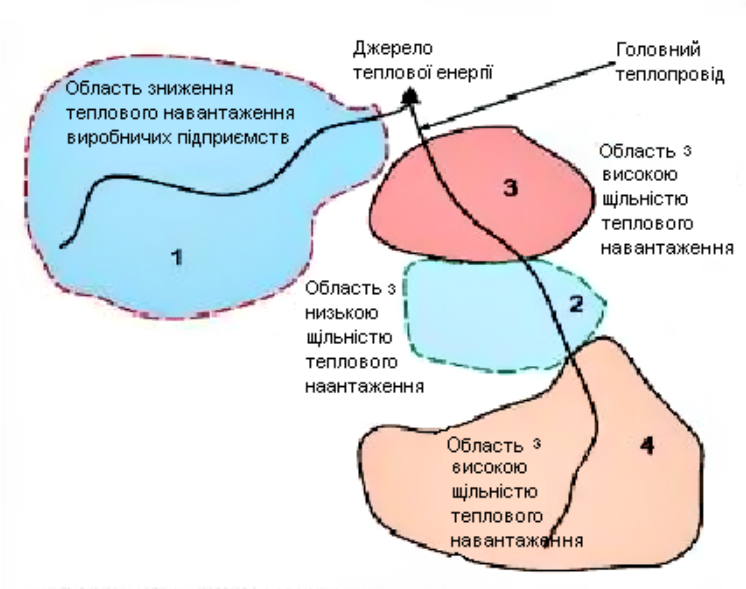


Рисунок 1.4 - Неоднорідні щільності теплового навантаження

б) при прийнятті рішення забудовником про забезпечення багатоквартирного житлового будинку, планованого до будівництва в існуючій зоні дії системи теплопостачання, від індивідуального джерела теплопостачання (рисунок 1.5);



Рисунок 1.5 - Проектування зон з індивідуальним теплопостачанням в існуючій зоні дії централізованого теплопостачання

в) при різних способах розбору теплоносія на цілі гарячого водопостачання споживачів, наприклад у випадках, коли частина системи теплопостачання є "відкритою" (тобто з безпосереднім розбором теплоносія на цілі гарячого водопостачання з систем опалення), а частина закритою, тобто із забезпеченням підігріву холодної води на цілі гарячого водопостачання в рекуперативних теплообмінниках, розташованих в центральних або індивідуальних теплових пунктах (рисунок 1.6).



Рисунок 1.6 - Ізольована система теплопостачання з різним типом під’єднання споживачів до теплових мереж

Для випадку "а" ізольована система теплопостачання утворена на базі єдиного джерела теплової енергії і забезпечує теплопостачання споживачів в двох напрямках по двох висновків теплової потужності. Висновок в зону 1 організований з метою забезпечення теплопостачання виробничих підприємств. Висновок в зони 3, 2 і 4 - для теплопостачання комунально-побутових споживачів (населення і громадські будівлі). За час життя системи теплопостачання теплове навантаження виробничих споживачів знизилася в 10 разів. А зона "2", забудована одно-двоповерховими житловими будинками, забезпечувалася від джерела централізованої системи теплопостачання. Зона "2" характеризується низькою щільністю теплового навантаження (Гкал / год / га) і високим показником відносної матеріальної характеристики розподільної теплової мережі ($м^2$ / Гкал / год). Зона 3 і 4 - це зони забудови з високою щільністю теплового навантаження.

У такій конфігурації завдання має бути вирішене в рамках скорочення зони дії існуючого джерела (тобто ліквідації виведення теплової потужності в зону "1" і переведення споживачів зони "2" на індивідуальне теплопостачання). Критерієм для прийняття рішення першого плану є аналіз тарифних наслідків для: зміненої зони дії існуючої системи теплопостачання; ліквідованої зони дії "1" і зони дії "2", перекладеної на індивідуальне теплопостачання.

Для випадку "б", в зоні існуючої ізольованої системи теплопостачання власником (забудовником) приймається рішення про забезпечення запланованого до будівництва багатоквартирного житлового будинку від індивідуального джерела теплопостачання (якого типу - значення не має).

У такій конфігурації завдання має бути вирішене в рамках аналізу тарифних наслідків для споживачів існуючої зони дії, в разі приєднання плануються до будівництва багатоквартирних житлових будинків до існуючих теплових мереж, і в разі організації теплопостачання від індивідуальних джерел теплопостачання.

Для випадку "в", існуюча зона дії ізольованої системи теплопостачання організована з різним способом приєднання систем гарячого водопостачання споживачів до теплових мереж. На півночі зони (яка історично будувалася раніше, ніж південна) гаряче водопостачання споживачів організовано з безпосереднім розбором теплоносія з систем опалення (відкрита система теплопостачання), на півдні - приєднання систем гарячого водопостачання споживачів до теплових мереж організовано з використанням рекуперативних теплообмінників в групових (центральних) і індивідуальних теплових пунктах.

У наведеній постановці задача зводиться до визначення тарифних наслідків в двох, знову виникають зонах дії: скороченою зони дії існуючого джерела теплової енергії і новоствореної зони дії нового джерела теплової енергії.

Завдання з визначенням пріоритетності розширення зони дії ізольованої системи теплопостачання

Такі завдання виникають у випадках планування зон перспективного будівництва (з високою щільністю теплового навантаження) в областях між зонами дії існуючих ізольованих систем теплопостачання (рисунок 1.7).

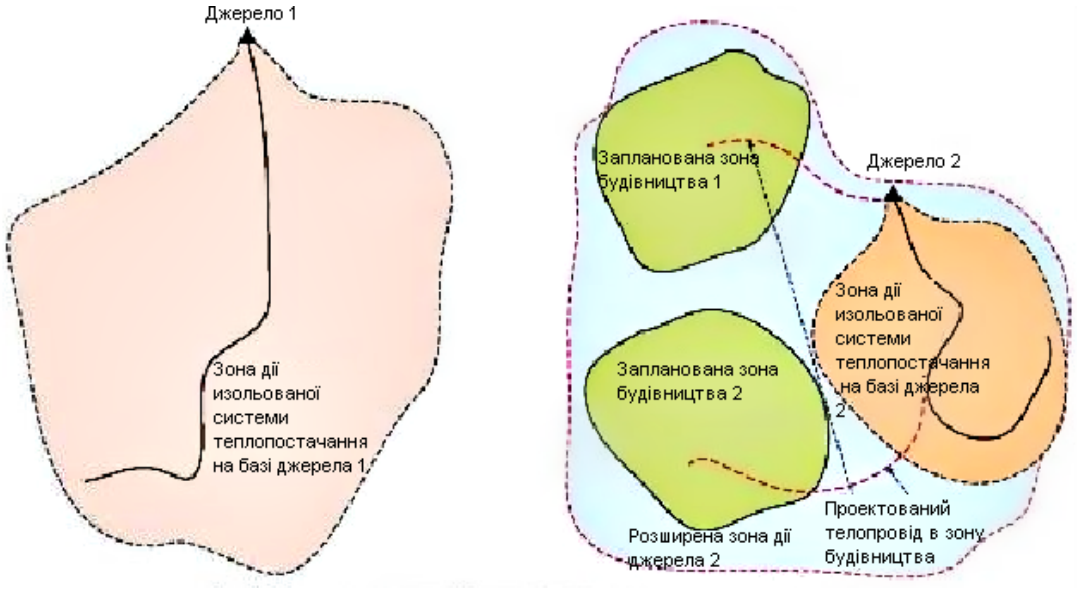


Рисунок 1.7 - Розширення зони дії одного з ізольованих джерел

Рішення такого завдання не є настільки утилітарним як представлено в назві. Виникає досить висока варіативність можливостей організації теплопостачання. На представленому малюнку розглянуто тільки один з варіантів - розширення зони дії одного з джерел. Але, як правило, розглядаються кілька варіантів. Наприклад, рішеннями такого завдання можуть бути:

а) об'єднання зони дії джерела 1 і джерела 2 єдиної теплової мережі (злиття зон і організація системи теплопостачання з виділеними зонами дії джерел теплової енергії);

б) поділ теплового навантаження між джерелами 1 і 2 з розширенням їх зон дії;

в) будівництво нового джерела 3 з організацією нової зони дії, що забезпечує всі прирости попиту на теплову потужність;

г) і нарешті, будівництво в кожній новій зоні забудови власного джерела теплової енергії.

У будь-якому випадку, вибір кращого варіанту здійснюється на базі аналізу тарифних наслідків кожного варіанту, з урахуванням реорганізації зон.

Завдання з перетворенням ізольованих систем теплопостачання в зони теплопостачання з виділеними або (динамічними) зонами дії джерел теплопостачання

Такі завдання виникають у зв'язку з доказом доцільності об'єднання декількох ізольованих систем теплопостачання в єдину зону теплопостачання з декількома джерелами теплопостачання, що працюють на єдину теплову мережу.

Просторова конфігурація таких завдань близька до конфігурації зон, представлених на рис. 5. При цьому, виникає (або не виникає) попит на теплову потужність в зонах, розташованих між існуючими зонами, принципово не важливо. В якості цільової функції для вирішення такого завдання приймається надійність теплопостачання і можливість

перерозподілу теплового навантаження між існуючими зонами дії існуючих джерел.

Завдання з розширенням зон дії систем теплопостачання з виділеними зонами дії джерел теплової енергії (теплоти)

Завдання розширення зон дії існуючих систем теплопостачання з виділеними зонами дії джерел теплової енергії виникають у зв'язку з необхідністю забезпечення теплопостачанням запланованих до будівництва об'єктів теплоспоживання, розміщення яких передбачається на кордоні або поблизу кордонів існуючої зони дії системи теплопостачання (в цьому сенсі завдання по визначенню збігається із завданням 2.1) і з перерозподілом теплового навантаження між діючими джерелами (або, по-іншому, з переконфігурація виділених х зон дії існуючих джерел теплової енергії).

Інші завдання

В даний час найбільш часто можна вирішити завдання - це розширення існуючої зони дії джерела з комбінованою виробленням теплової та електричної енергії в зони дії ізольованих систем теплопостачання, утворених на базі котелень. При цьому, забезпечення приростів перспективної теплового навантаження, розширення зони дії джерела в нові райони забудови відсувається на другий план. Це важливе завдання, але ми не виділили її в окрему групу лише тому, що пріоритетним завданням схеми теплопостачання є все-таки забезпечення всього перспективного попиту на теплову енергію.

Методи вирішення задач

В якості базового інструменту для порівняння і вибору варіантів в схемах теплопостачання прийнято використовувати тарифно-балансові моделі (ТБМ), призначені для оцінки тарифних наслідків реалізації проектів схеми. Рекомендовану структуру ТБМ і методи їх складання ми розглянемо в другій статті цієї серії. Тут наведемо лише загальні відомості про них, постановку завдань для опису структури ТБМ, що забезпечує рішення задач про вибір найкращого варіанту зміни конфігурації зон дії.

Розрахунки можуть бути виконані тільки в тому випадку, якщо по відношенню до кожної зоні дії системи теплопостачання будуть сформовані такі дані, що відображають існуючі параметри їх функціонування:

– визначені існуючі і перспективні баланси теплової потужності джерела теплової енергії і приєднаної до теплових мереж існуючої і перспективної теплового навантаження;

– визначені параметри, що характеризують базову ефективність вироблення і передачі теплової енергії (потужності) і теплоносія;

– визначені (встановлені) базові витрати в кожній зоні дії джерела теплової енергії, розділені, як мінімум, за такими здійснюваним видам діяльності (див. "Основи ціноутворення в сфері теплопостачання): виробництво теплової енергії; виробництво теплоносія (в разі його відпустки від джерела теплової енергії та / або з теплових мереж); передача теплової енергії;

– визначені (встановлені) прогнозні індекси-дефлятори по групах витрат, пов'язаних з виробництвом і реалізацією теплової енергії (якщо розрахунки передбачається виконувати в цінах відповідних років).

Для вирішення завдання з розширенням зон дії ізольованих систем теплопостачання в схемі теплопостачання повинна бути підготовлена карта з нанесеною на ній наступної графічної інформацією:

– розташування джерела теплової енергії;

– зона дії цього джерела в існуючому стані (базовий рік або рік передбачуваних змін);

– зона з приростом теплового навантаження (ці дані можуть бути взяті з детальних планувальних рішень реалізації генерального плану);

– опис існуючих теплових мереж (графічне і семантичне), що забезпечує можливість гідравлічного розрахунку теплових мереж.

При формуванні варіантів рішень на розробленої карті повинні бути представлені:

– передбачувана траса / траси теплової мережі (відгалуження від магістральної теплової мережі) в зону перспективної теплового навантаження;

– опис по виду прокладки і по вигляду використовуваних матеріалів;

– перспективні теплові навантаження в існуючій зоні дії джерела теплової енергії.

– проекти з будівництва теплових мереж для забезпечення передачі теплової енергії від магістральної теплової мережі в зону дії нової теплового навантаження;

– проекти по реконструкції ділянок теплової мережі із збільшенням їх діаметра, якщо існуючі ділянки не забезпечують необхідних параметрів циркуляції теплоносія (п'єзометричного графіка, пропускної здатності, гідравлічного режиму);

– проекти по реконструкції ділянок теплової мережі з вичерпаним ресурсом (без збільшення діаметрів), з метою забезпечення нормативної надійності теплопостачання.

Для вищезазначеного докази повинні бути сформовані конкуруючі рішення (в силу обов'язковості виконання першої умови). Зазвичай, до конкуруючим рішенням, відносять:

– рішення про забезпечення теплопостачання нового району від нового джерела теплової потужності;

– рішення про забезпечення теплопостачання нового району від індивідуальних джерел теплової потужності.

Таким чином, фактично, вибір найбільш ефективного вирішення повинен бути здійснений за результатами розрахунків трьох конкуруючих рішень, при цьому алгоритми рішень задач будуть незалежними.

2 ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАПРОПОНОВАНИХ РІШЕНЬ В УМОВАХ ФІЛІЇ КОНЦЕРНУ «МІСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»

2.1 Розробка концепції дослідження

Збільшення сукупних витрат відбувається при будь-якому підключенні нового теплового навантаження. Беручи, що район нової забудови повинен бути забезпечений теплопостачанням в обов'язковому порядку, порівняння сукупних витрат і їх мінімізацію необхідно проводити, розглядаючи конкуруючі рішення, спрямовані на забезпечення тепловою енергією як існуючих, так і нових споживачів.

Як конкуруючі варіанти розвитку системи теплопостачання розглядаються два варіанти: перший варіант передбачає розвиток системи теплопостачання на базі існуючого джерела теплової енергії; за другим варіантом передбачається будівництво нової котельні для забезпечення теплопостачання району перспективної забудови.

Розрахунок сукупних витрат проводиться для кожного варіанта окремо: сукупні витрати для першого варіанта включають в себе витрати, що забезпечують виробництво і відпуск теплової енергії існуючих і перспективних споживачів.

Сукупні витрати для другого варіанту включають в себе витрати на існуючому джерелі, що забезпечують виробництво і відпуск теплової енергії існуючим споживачам і витрати, що забезпечують виробництво і відпуск теплової енергії перспективним споживачам на новій котельні. Якщо на існуючому джерелі здійснюється комбіноване виробництво теплової та електричної енергії, то в сукупні витрати включаються витрати на паливо для виробництва електроенергії за базовий рік.

Розрахунок ефективного радіуса зводиться до вирішення наступних завдань:

- збираються вихідні дані.

- задаються або вибираються прирости теплового навантаження району перспективної забудови.

- задається відстань від точки підключення до існуючої системи теплопостачання до кордону району нової забудови.

- визначаються параметри нових ділянок магістральної і розподільної теплових мереж.

- перевіряється наявність резервів по пропускної здатності існуючих магістральних теплових мереж для забезпечення приростів теплового навантаження.

- складаються баланси теплової потужності.

- складаються баланси виробництва теплової енергії, споживання палива, води і електроенергії. Для ТЕЦ складається баланс вироблення електроенергії.

- визначаються сукупні витрати для першого і другого варіантів розвитку системи теплопостачання.

- проводиться порівняння сукупних витрат для першого і другого варіантів.

Розрахунок ефективного радіуса проводиться методом послідовних наближень. Незалежним параметром є відстань від точки підключення до існуючої системи теплопостачання до кордону району нової забудови. Якщо об'єкти нової забудови підключені безпосередньо до колектора джерела, то ця відстань дорівнює радіусу теплопостачання. Якщо об'єкти нової забудови підключені до тепловій камері, розташованої на деякій відстані від джерела, то радіус теплопостачання дорівнює сумі відстаней від джерела до теплової камери і від теплової камери до кордону району нової забудови. В якості першого наближення вказану відстань приймається рівним 50 метрам і збільшується з кроком 10 метрів. Розрахунок проводиться до тих пір, поки сукупні витрати за першим варіантом не перевищать сукупні витрати за другим варіантом.

2.2 Розробка алгоритму визначення радіусу ефективного теплопостачання

Діаметр магістральної ділянки теплової мережі d_m, м, визначається за формулами [4]:

$$d_m = \frac{A_d G_c^{0,38}}{R_л^{0,19}} \quad (2.1)$$

$$A_d = \frac{0,63 k_e^{0,0475}}{\rho^{0,19}} \quad (2.2)$$

де $R_л$ – питоме лінійне падіння тиску в головній магістралі, Па / м, приймається рівним 100 Па/м;

$\boldsymbol{k}_e$ – абсолютна еквівалентна шорсткість, рівна 0,0005 м;

ρ – щільність води, кг/м^3.

Задається спосіб прокладки магістрального ділянки теплової мережі. Втрати теплової енергії через теплову ізоляцію і з витоками і витратами теплоносія визначаються відповідно до [5], використовуючи отримані значення геометричних розмірів нової теплової мережі. Втрати теплової потужності визначаються перерахунком середньорічних значень теплових втрат (через теплову ізоляцію і з витоками) на умови, відповідні розрахункової для систем опалення температурі зовнішнього повітря.

Нова розподільна теплова мережа призначена для розподілу теплоносія споживачам району нової забудови. Параметри нової розподільної теплової мережі не залежать від місця розташування району нової забудови і розраховуються один раз для кожного значення нового приєднаного навантаження.

Задається величина теплощільності району нової забудови, рівна відношенню приєднаного навантаження до площі забудови. При відсутності

даних для визначення теплощільності її значення вибирається з діапазону значень $q_{тп}$=1÷5 Гкал/(год).

Задається величина середнього приєднаного навантаження одного абонента в зоні нової забудови. Її значення вибирається з діапазону значень $q_{нагр}$=0,5÷2 Гкал/год.

Визначається водощільність району теплопостачання $q_в$, кг/(с·га), яка дорівнює розрахунковій витраті теплоносія в район нової забудови, поділеній на його площу, F, га, по формулі:

$$\boldsymbol{q_в = \frac{G_c q_{тп}}{q_{нагр}}}. \qquad (2.3)$$

Визначається витрата мережної води G_{c1}, кг/с, на одного абонента нової забудови. Витрата мережної води обчислюється з використанням рекомендацій [3]. При цьому передбачається, що всі об'єкти нової забудови мають однакове навантаження і, відповідно, однакова витрата мережної води.

Визначається питома матеріальна характеристика теплової мережі в межах площі забудови $M_{уд}$, м^2/(кг/с), по формулі [2.4]:

$$M_{уд} = \frac{17,5}{G_c^{0,03} q_в^{0,48} G_{c1}^{0,14} m^{0,12} R_{лр}^{0,19}}, \qquad (2.4)$$

де m - співвідношення сторін нового району теплопостачання (меншої сторони до більшої) при приведенні форми району до прямокутника, приймається рівною 0,8;

$R_{лр}$ - питомий лінійне падіння тиску в розподільних мережах, Па/м.

Визначається матеріальна характеристика розподільної теплової мережі в межах площі нової забудови $M_р$, м^2, по формулі:

$$M_p = M_{уд} G_{от}. \quad (2.5)$$

Діаметр ділянок розподільчих теплових мереж $d_р$, м, визначається за формулами [4]:

$$d_p = A_d G_{c1}^{0,38} \Big/ R_{лр}^{0,19} \quad (2.6)$$

$$A_d = 0,63 k_э^{0,0475} \Big/ \rho^{0,19} \quad (2.7)$$

Визначається довжина трубопроводів розподільної теплової мережі в двотрубному обчисленні за формулою:

$$L_p = M_p \Big/ \left(2 d_p\right) \quad (2.8)$$

Задається спосіб прокладки розподільної теплової мережі. Втрати теплової енергії через теплову ізоляцію і з витоками і витратами теплоносія визначаються відповідно до [5], використовуючи отримані значення геометричних розмірів нової теплової мережі.

Втрати теплової потужності визначаються перерахунком середньорічних значень теплових втрат (через теплову ізоляцію і з витоками) на умови, відповідні розрахункової для систем опалення, температурі зовнішнього повітря. Пропускна здатність існуючої магістральної теплової мережі.

Збільшення теплового навантаження існуючого джерела теплової енергії призводить до збільшення витрати мережної води в магістральному тгрнопроводі від джерела до точки підключення нової навантаження до існуючої магістральної теплової мережі. Для всіх ділянок існуючої магістральної теплової мережі, що входять в шлях передачі теплоносія в зону приєднання нової навантаження, розраховуються перспективні гідравлічні режими (витрати, втрати тиску, пьезометрические графіки).

За результатами розрахунків гідравлічних режимів розробляються проекти по реконструкції ділянок магістральної теплової мережі з збільшенням їх діаметрів в разі, якщо не забезпечуються необхідні параметри циркуляції.

Розрахунки проводяться з використанням електронної гідравлічної моделі системи теплопостачання. При відсутності електронної гідравлічної моделі розрахунок проводиться в наступній послідовності:

- складається таблиця ділянок магістральної теплової мережі.
- на кожній дільниці визначається витрата мережної води в базовому році;
- для кожного значення нового приєднаного навантаження до витрати в базовому році додається витрата для нових споживачів;
- використовуючи нові значення витрат, визначаються необхідні діаметри кожної ділянки магістральної теплової мережі, з використанням даних по пропускній здатності тгрнопроводів теплових мереж, представлених в [7];
- якщо необхідний діаметр перевершує існуюче значення, то визначаються витрати на перекладку даної ділянки теплової мережі і отримані значення враховуються при визначенні сукупних витрат в першому варіанті.

Баланс теплової потужності існуючого джерела. Баланс теплової потужності складається для кожного значення приєднаної навантаження. Для існуючого джерела теплової енергії баланс теплової потужності складається для визначення резервів або дефіцитів теплової потужності. На підставі даних, наданих підприємством, визначаються: встановлена теплова потужність агрегатів q_y, Гкал/год, обмеження на встановлену теплову потужність і розташовується теплова потужність q_p, Гкал/год, втрати теплової потужності в теплових мережах q_{mc}, Гкал/год, витрата теплової потужності на власні потреби $q_{сн}$, Гкал/год, джерела теплової енергії і

господарські потреби теплових мереж $q_{хн}$, Гкал/год, в базовий рік.

Для кожного значення нового приєднаного навантаження визначаються втрати потужності в новій ділянці магістральної теплової мережі $q_{тс,m_i}$, Гкал/год, і в нових ділянках розподільної теплової мережі $q_{тс,p_i}$, Гкал/год.

Для кожного значення нового приєднаного навантаження втрати потужності в теплових мережах визначаються як сума втрат потужності в існуючій теплової мережі і в нових теплових мережах.

Для кожного значення нового приєднаного навантаження споживання теплової потужності для господарських потреб приймається рівним споживанню в базовому році. Для кожного значення нового приєднаного навантаження приєднана навантаження споживачів визначається як сума приєднаного навантаження в базовому році $q_{нагр}$, Гкал/год, і нового приєднаного навантаження $q_{нагр,i}$, Гкал/год.

Для кожного значення нового приєднаного навантаження витрата теплової потужності на власні потреби $q_{сн,i}$, Гкал/год, визначається за формулою:

$$q_{сн,i} = \frac{q_{сн}\left(q_{тс} + q_{тс,m_i} + q_{тс,p_i} + q_{хн} + q_{нагр} + q_{нагр,i}\right)}{q_{тс} + q_{хн} + q_{нагр}} \qquad (2.9)$$

Для кожного значення нового приєднаного навантаження визначається резерв теплової потужності джерела $q_{\text{резі}}$, Гкал/год, по формулі:

$$q_{рез,i} = q_{р} - q_{сн,i} - \left(q_{тс} + q_{тс,m_i} + q_{тс,p_i}\right) - q_{хн} - \left(q_{нагр} + q_{нагр,i}\right) \qquad (2.10)$$

Резерв теплової потужності повинен забезпечувати аварійне теплопостачання споживачів з урахуванням вимог [8]. Якщо резерв теплової потужності відсутній, то необхідно передбачити збільшення потужності

джерела і в сукупні витрати включити витрати на цей захід.

Баланс теплової потужності нової котельні.

Баланс теплової потужності складається для кожного значення приєднаної навантаження. Для нової котельні баланс теплової потужності складається для визначення встановленої теплової потужності джерела. Для кожного значення нового приєднаного навантаження втрати потужності в розподільних мережах нової котельні рівні втрат у розподільчих мережах району нової забудови q_{mc,p_i} .

Для кожного значення нового приєднаного навантаження витрати потужності на власні потреби $q_{сн.н_i}$, Гкал/год, визначаються за формулою:

$$q_{сн,ні} = \alpha_{сн}\left(q_{mc,p_i} + q_{нагр,і}\right), \tag{2.11}$$

де $\alpha_{сн}$ – частка витрат потужності на власні потреби, приймається рівною 0,02 для газових котелень; 0,06 – для мазутних котелень; 0,04 – для вугільних котелень.

Для кожного значення нового приєднаного навантаження споживання теплової потужності для господарських потреб приймається рівним нулю. Для кожного значення нового приєднаного навантаження визначається резерв теплової потужності нової котельні $q_{рез.н_i}$, Гкал/год. Резерв теплової потужності повинен забезпечувати аварійне теплопостачання споживачів з урахуванням вимог [8].

Встановлена потужність нової котельні q_{yi}, Гкал/год, визначається за формулою:

$$q_{y,i} = q_{сн,ні} + q_{mc,pі} + q_{нагр,і} + q_{рез,ні}\,. \tag{2.12}$$

Баланс виробництва теплової енергії на існуючому джерелі.

Баланс виробництва теплової енергії складається для кожного значення приєднаної навантаження. Споживання теплової енергії для існуючих споживачів приймається за звітними даними підприємства в базовому році $Q_{потр}$, Гкал. На підставі даних, наданих підприємством, визначаються: втрати теплової енергії в теплових мережах $Q_{тс}$, Гкал, витрата теплової енергії на власні потреби $Q_{сн}$, Гкал, джерела теплової енергії і господарські потреби теплових мереж $Q_{хн}$, Гкал, за базовий рік.

Для кожного значення нового приєднаного навантаження витрата теплової енергії на власні потреби $Q_{сн,i}$, Гкал, визначається за формулою:

$$Q_{сн,i} = \frac{Q_{сн}\left(Q_{тс} + Q_{тс,m_i} + Q_{тс,p_i} + Q_{хн} + Q_{потр} + Q_{потр,i}\right)}{Q_{тс} + Q_{хн} + Q_{потр}} \qquad (2.13)$$

Для кожного значення нового приєднаного навантаження вироблення теплової енергії $Q_{\text{вырi}}$, Гкал, визначається за формулою:

$$Q_{вып,i} = Q_{сн,i} + Q_{тс} + Q_{тс,m_i} + Q_{тс,p_i} + Q_{хн} + Q_{потр} + Q_{потр,i} \qquad (2.14)$$

Споживання палива на існуючому джерелі.

Витрата палива визначається для кожного значення приєднаного теплового навантаження.

Якщо існуюче джерело виробляє тільки теплову енергію (котельня), то для кожного значення нової приєднаного теплового навантаження витрата умовного палива $B_{т,m_i}$, кг у.т., визначається за формулою:

$$B_{т,m_i} = b_т Q_{вып,i}. \qquad (2.15)$$

де b_m - питома витрата умовного палива на вироблення теплової енергії, кг у.т./Гкал;

$Q_{вып,i}$ – вироблення теплової енергії, Гкал.

Питома витрата умовного палива на вироблення теплової енергії в базовому році b_m^m , кг у.т./Гкал, визначається за формулою:

$$b_m^m = 143/\eta_{кс} . \quad (2.16)$$

де $\eta_{кс}$ - ККД котельних агрегатів з урахуванням втрат в паропроводах від котельні до машзалу.

Витрата умовного палива на вироблення теплової енергії в базовому році $B_{m,m}$, кг у.т., визначається за формулою:

$$B_{m,m} = b_m^m Q_{вып} . \quad (2.17)$$

Для кожного значення теплового навантаження витрата умовного палива на виробництво теплової енергії B_{m,m_i}, кг у.п., визначається за формулою:

$$B_{m,m_i} = b_m^m Q_{вып,i} . \quad (2.18)$$

Для кожного значення теплового навантаження витрата умовного палива на вироблення електричної енергії $B_{m,э_i}$, кг у.п., визначається за формулою:

$$B_{m,э_i} = b_m^э Э_{вып,m_i} + b_{m,к}^э Э_{вып,кі} . \quad (2.19)$$

де $Э_{вып,кі}$ и $Э_{вып,m_i}$ – вироблення теплової енергії комбінованим методом і конденсаційним методом, кВт·год.

Для кожного значення теплового навантаження сумарний витрата

умовного палива на вироблення теплової та електричної енергії $B_{т,i}$, кг у.п., визначається за формулою:

$$B_{т,i} = B_{т,т_i} + B_{т,э_i} . \quad (2.20)$$

Баланс споживання води.

Витрати води на існуючому джерелі теплової енергії визначається як сума витрат води на виробництво теплової енергії і транспорт теплової енергії. Витрати води на виробництво теплової енергії включає в себе витрати води на здійснення технологічного процесу на джерелі теплової енергії за винятком підживлення теплової мережі.

Витрати води на транспорт теплової енергії включає в себе витрати на компенсацію витоків в теплових мережах і установках, а також витрати на випробування і заповнення теплових мереж. Для відкритих систем теплопостачання додатково враховуються витрати води на компенсацію водорозбору для потреб гарячого водопостачання.

Для базового року визначається питомі витрати води на виробництво теплової енергії на існуючому джерелі $g_в^{пр}$, т/Гкал, за формулою:

$$g_в^{пр} = G_в^{пр} / Q_{выр} . \quad (2.21)$$

Для кожного значення теплового навантаження витрати води на виробництво теплової енергії на існуючому джерелі $G_{в,i}^{пр}$, т, визначається за формулою:

$$G_{в,i}^{пр} = g_в^{пр} Q_{выр,i} . \quad (2.22)$$

Для кожного значення теплового навантаження витрати води на

транспорт теплової енергії на існуючому джерелі $G_{в,і}^{тр}$, т, визначається за формулою:

$$G_{в,і}^{тр} = G_{в}^{тр} + G_{в,нті}^{тр} + G_{в,нрі}^{тр}, \quad (2.23)$$

де $G_{в,нті}^{тр}$ – витрати води на транспорт теплової енергії за новою магістральної теплової мережі, т.;

$G_{в,нрі}^{тр}$ – витрати води на транспорт теплової енергії за новою розподільної теплової мережі, т.

Для кожного значення теплового навантаження сумарні витрати води на існуючому джерелі, визначається за формулою:

$$G_{в,і} = G_{в,і}^{пр} + G_{в,і}^{тр}. \quad (2.24)$$

Для нової котельні витрати води визначається спільно на виробництво і транспорт теплової енергії. Для кожного значення нового приєднаного навантаження витрати води на новій котельні $G_{в,ні}$, т, визначається за формулою:

$$G_{в,ні} = g_{в,н} Q_{вир,н,і}. \quad (2.25)$$

де $g_{в,н}$ – питомі витрати води на виробництво теплової енергії на новій котельні, т/Гкал.

Визначається витрата теплоносія за новою магістральної мережі в опалювальний період $G_{от}$, т, і в міжопалювальний період $G_{л}$, т. З урахуванням середнього навантаження ГВП.

Визначається перепад тисків, що розвивається насосом в опалювальному періоді $\Delta P_{от}$, Па, за формулою:

$$\Delta P_{от} = \Delta P_{ст} + \Delta P_{с,от} + \Delta P_{аб}, \quad (2.26)$$

де $\Delta P_{ст}$ – перепад тисків в місці підключення нової теплової мережі до існуючої теплової мережі, приймається рівним $2 \cdot 10^5$ Па;

$\Delta P_{аб}$ - перепад тисків на абонентських вводах, приймається рівним $1{,}5 \cdot 10^5$ Па;

$\Delta P_{с,от}$ – втрати тиску в новій магістральної теплової мережі в опалювальний період, Па, визначається за формулою:

$$\Delta P_{с,от} = 2 R_л L_т (1 + \alpha), \quad (2.27)$$

де $R_л$ - питомий лінійне падіння тиску в головній магістралі, Па/м,; $L_т$ - довжина магістрального ділянки в двотрубному обчисленні, м;

$\boldsymbol{\alpha}$ - коефіцієнт місцевих втрат, визначається за формулою [4]:

$$\alpha = 0,01\sqrt{G_{от}}. \quad (2.28)$$

Визначається перепад тисків, що розвивається насосом в міжопалювальний період $\Delta P_л$, Па, за формулою:

$$\Delta P_л = \Delta P_л + \Delta P_{с,л} + \Delta P_{аб}, \quad (2.29)$$

де $\Delta P_{с,л}$ – втрати тиску в новій магістральної теплової мережі в міжопалювальний період, Па, визначається за формулою:

$$\Delta P_{с,л} = \Delta P_{с,от} \left(G_л / G_{от}\right)^2. \quad (2.30)$$

На рисунку 2.1 представлений спрощений алгоритм визначення ефективного радіусу теплопостачання.

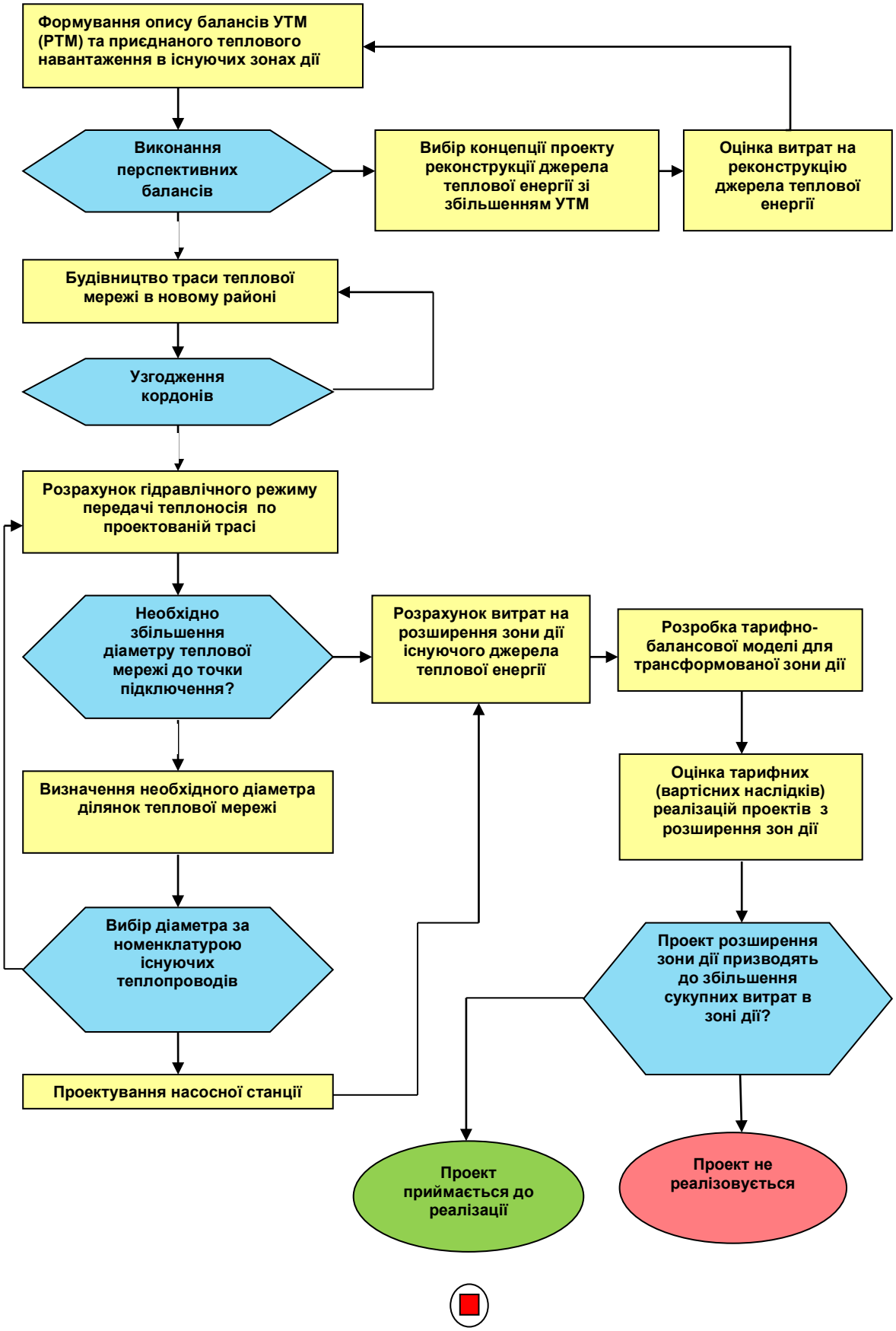


Рисунок 2.1 - Алгоритм визначення ефективного радіусу теплопостачання ізольованої системи теплопостачання

Витрати електроенергії на транспорт теплоносія за новою магістральної теплової мережі визначаються за формулою:

$$W_{ээ,ні}^{тр} = \left[\frac{G_{от} \Delta P_{от} n_{от}}{\rho \eta_{ну}} + \frac{G_{л} \Delta P_{л} n_{л}}{\rho \eta_{ну}} \right] \times 10^{-3}, \qquad (2.31)$$

де $n_{от}$ – тривалість опалювального періоду, год;

$n_{л}$ - тривалість міжопалювального періоду, годину;

$\boldsymbol{\rho}$ – щільність води, кг/м^3;

$\boldsymbol{\eta}_{\text{ну}}$ – ККД насосної установки, приймається рівною 0,7.

Блок формування перспективних балансів встановленої теплової потужності і приєднаного теплового навантаження забезпечує рішення задачі про "перспективних балансах

У другому блоці потрібно вирішити проектну задачу про будівництво теплопроводу від точки приєднання "1" до точки "2" на кордоні забудови ділянки. При цьому, у вашому розпорядженні вже повинна бути відкалібрована модель цієї системи теплопостачання. З її допомогою реалізуються кроки 2.1-2.7 алгоритму. Рішення про вибір траси (крок 2.1.)

У третьому блоці здійснюється оцінка ефективності інвестицій, необхідних для реалізації проекту.

2.3 Вихідні дані для визначення ефективного радіуса існуючої котельної

Для вибору варіанту розвитку визначається радіус ефективного теплопостачання для існуючої котельні при декількох значеннях нового

приєднаного навантаження, що відповідає значенням приєднаних навантажень загальноосвітніх закладів.

Таблиця 2.1 - Кліматичні параметри

Параметр	Од. вим.	Величина
Розрахункова температура повітря в опалювальному приміщенні	°С	20
Розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування опалення	°С	-43
Середня за опалювальний період температура зовнішнього повітря	°С	-8,7
Кількість діб в опалювальному періоді	доба	257
Кількість годин роботи системи вентиляції в громадських будівлях за добу	год	12

Таблиця 2.2 - Система ГВП

Параметр	Од. вим.	Величина
Кількість діб роботи системи ГВП	доба	344
Температура гарячої води в системі ГВП	°С	55
Температура холодної води в опалювальний період	°С	5
Температура холодної води в неопалювальний період	°С	15
Температура холодної води середня за рік	°С	7,5
Втрати теплової енергії в системі ГВП (частка від споживання)	-	0,2
Зниження споживання гарячої води в неопалювальний період	-	0,8

Таблиця 2.3 - Прирости теплових навантажень і споживання теплової енергії

Параметр	Од. вим.	ТН 1	ТН 2	ТН 3
Приріст теплового навантаження споживачів (теплове навантаження нових споживачів), в т.ч.	Гкал/год	0,6	4,2	10,2
опалення	Гкал/год	0,5	3,5	8,5
вентиляція	Гкал/год	0,0	0,0	0,0
гаряче водопостачання	Гкал/год	0,1	0,7	1,7
Теплове навантаження споживачів, в т.ч.	Гкал/год	217,9	221,5	227,5
опалення	Гкал/год	196,9	199,9	204,9
вентиляція	Гкал/год	0,0	0,0	0,0
гаряче водопостачання	Гкал/год	21,0	21,6	22,6
Приріст корисного відпуску теплової енергії (споживання нових споживачів), в т.ч.	тис. Гкал	2,2	15,2	36,9
опалення	тис. Гкал	1,4	9,8	23,9
вентиляція	тис. Гкал	0,0	0,0	0,0
гаряче водопостачання	тис. Гкал	0,8	5,3	13,0
Корисний відпуск теплової енергії, в т.ч.	тис. Гкал	778,0	791,0	812,7
опалення	тис. Гкал	628,9	637,3	651,3
вентиляція	тис. Гкал	0,0	0,0	0,0
гаряче водопостачання	тис. Гкал	149,2	153,8	161,4

Стан будівництва нової магістральної мережі призначена для подачі теплоносія від місця підключення до існуючої системи теплопостачання до

кордону району нової забудови. Відстань від точки підключення до кордону нового району є тим параметром, з зміни якого починається розрахунок сукупних витрат на кожному кроці ітерацій.

Початкове значення цієї відстані при кожному значенні нової теплового навантаження вибиралося рівним 50 метрів, крок ітерацій дорівнював 10 метрам. На кожному кроці ітерацій визначалися всі необхідні параметри відповідно до розділу 4. Остаточні значення розрахункових величин, отриманих на останньому кроці ітерацій, наводяться в таблиці 17.

Дані представлені в таблиці, характеризують магістральну теплову мережу, по якій теплоносій подається в новий мікрорайон, причому даний мікрорайон розташовується на кордоні зони ефективного теплопостачання. Іншими словами подальше збільшення відстані і, відповідно, довжини магістрального трубопроводу, призводить до того, що сукупні витрати при підключенні споживачів до існуючої котельні будуть вище сукупних витрат при забезпеченні тепловою енергією нових споживачів від котельні, розташованої безпосередньо в зоні забудови.

Підключення нових споживачів до існуючої системи теплопостачання можливо здійснити двома способами: безпосередньо до колектору котельні або до тепловій камері, розташованої на деякій відстані від котельні. У другому випадку теплоносій до нових споживачам подається не тільки за новими теплових мереж, але і за існуючою магістральної теплової мережі і це вимагає перевірки всіх ділянок існуючої мережі від котельні до теплової камери на пропускну здатність.

Як випливає з даних, представлених в таблицях починаючи з навантаження 3 (нове навантаження 10,2 Гкал / год) витрата мережної води перевищує пропускну здатність на ділянках 11 ÷ 14, і тут потрібно перекладка зі збільшенням діаметрів. Подальше збільшення нового приєднаногонавантаження призводить до того, що витрата і на інших ділянках також починає перевищувати пропускну здатність. При досягненні нової навантаження значення 90,6 Гкал / год реконструкція (перекладка)

потрібно для всієї магістральної мережі від котельні до даної теплової камери.

Таблиця 2.4 - Характеристика ділянок існуючої теплової мережі

Ділянки ТМ	Довжина, м	Діаметр, мм	Пропускна здатність, т/год	Витрата мережної води, т/год
1	18	700	3 800	1 348
2	148	500	1 690	1 348
3	62	500	1 690	1 213
4	112	500	1 690	1 135
5	224	500	1 690	1 086
6	357	500	1 690	690
7	132	500	1 690	532
8	129	500	1 690	479
9	168	500	1 690	469
10	41	500	1 690	450
11	155	300	430	221
12	55	300	430	201
13	59	300	430	159
14	187	300	430	159
15	75	300	430	103
16	44	300	430	98

Всі розрахунки були проведені для кожного з значень обраного приєднаного навантаження нових споживачів. Для кожного значення нової навантаження розрахунки проводилися методом послідовних наближень. У якості незалежного параметра, з зміни якого починаються всі розрахунки, використовувалося відстань від місця підключення нової навантаження до межі району перспективної забудови.

Значення цієї відстані дозволяє визначити характеристики нової магістральної теплової мережі для існуючої котельні, а значення приєднаної навантаження всі інші параметри, необхідні для розрахунку сукупних витрат для обох варіантів розвитку системи теплопостачання.

Для кожного значення приєднаного навантаження розрахунок починається з вибору початкового наближення відстані R_{mc} = 50 метрів. Надалі на кожному кроці ітерацій ця відстань збільшується на 10 метрів.

2.4 Розрахунок зниження витрати природного газу та електричної енергії за рахунок підвищення навантаження котлів

За рахунок збільшення навантаження підвищується ККД котла.

Загальна площа конвективної частини з пучком, утвореного трубами d = 28 мм складає 682,3 м^2, ККД котла – 91,08%, витрата палива на котел – 4056,9 м^3/год.

Проведемо перевірочний розрахунок конвективної частини водогрійного котла ПТВМ-30-150М при спалюванні природного газу [8,9].

Визначаємо геометричні характеристики конвективної частини котла ПТВМ-30-150М за даними в каталозі [10]. Розміри конвективної частини: ширина – 4,1 м; глибина – 2,24 м, довжина – 2,24 м.

Задня і передня стінка конвективної частини котла екранована трубами діаметром 60 мм з кроком 64 мм. Отримуємо кількість труб за формулою:

$$n_1 = ((a/64) + 1) \cdot 2, \qquad (2.32)$$

де a – ширина стінок.

$$n_1 = ((4100/64) + 1) \cdot 2 = 65 \cdot 2 = 130 \text{ шт.}$$

Площа передньої і задньої стінок знаходиться за формулою:

$$H_1 = \pi \cdot d \cdot l \cdot n \,, \tag{2.33}$$

де d - зовнішній діаметр труб, м;

l - довжина труб, розташованих у газоході, м;

n - загальне число труб, розташованих в газоході.

$$H_1 = 3{,}14 \cdot 0{,}06 \cdot 2{,}24 \cdot 130 = 54{,}86 \text{ м}^2.$$

Бічні стінки екрановані трубами діаметром 28 мм з кроком 128 мм, які є колекторами для П-подібних ширм конвективного пакета. Кількість труб знаходиться за формулою:

$$n_2 = (b/128) \cdot 2 + 1, \tag{2.34}$$

де b – довжина стінок.

$$n_2 = (2240/128) \cdot 2 + 1 = 36 \text{ шт.}$$

За формулою (2.2) розрахуємо площу бічних стінок:

$$H_2 = 3{,}14 \cdot 0{,}028 \cdot 2{,}24 \cdot 36 = 7{,}08 \text{ м}^2.$$

У котлі ПТВМ-30-150М застосовуються два пакети із шаховим положенням труб діаметром 32 мм з кроком S_1 = 64 мм, S_2 = 40 мм. Середня довжина труб в пакеті складе ≈ 6,3 м. Таким чином, кількість труб в одному ряду знаходиться за формулою:

$$z_1 = c/64, \quad (2.35)$$

де c – глибина стінок.

$$z_1 = 2240/64 = 35 \text{ шт.}$$

Кількість рядів знаходиться за формулою:

$$z_2 = (m/40) + 1, \quad (2.36)$$

де m - висота стінок.

$$z_2 = (600/40) + 1 = 16 \text{ шт.}$$

Кількість труб в пакетах знаходиться за формулою:

$$n_3 = (z_1 \cdot z_2) \cdot 2, \quad (2.37)$$

де z_1 - кількість труб в одному ряду, шт.;

z_2 - кількість рядів, шт.

$$n_3 = (35 \cdot 16) \cdot 2 = 1120 \text{ шт.}$$

За формулою (2.2) розрахуємо площу пучка, утвореного трубами d = 32 мм:

$$H_3 = 3{,}14 \cdot 0{,}032 \cdot 6{,}3 \cdot 1120 = 708{,}98 \text{ м}^2.$$

Загальна площа конвективної частини знаходиться за формулою:

$$H = H_1 + H_2 + H_3, \quad (2.38)$$

де H_1, H_2,H_3 – площі передньої і задньої стінок, площа бічних стінок та площа пучка, утвореного трубами d = 32 мм.

$$H = 54,86 + 7,08 + 708,98 = 770,92 \text{ м}^2.$$

Отже, площа конвективної частини збільшилася на (770,92 - 682,3) = 88,62 м^2.

Умовно розіб'ємо конвективний пучок на два газоходи по лінії середини пакету з ширм. Площа екранів до пакету знаходиться за формулою (при висоті труб до пакету 0,82 м):

$$H_{ін} = H_1 + H_2, \quad (2.39)$$

$$H_{ін} = 3,14 \cdot 0,06 \cdot 0,82 \cdot 130 + 3,14 \cdot 0,028 \cdot 0,82 \cdot 36 = 22,48 \text{ м}^2.$$

Площа половини пакету і екранів висотою 0,6 м знаходиться за формулою:

$$H_{пак} = H_3/2 + 3,14 \cdot d \cdot l \cdot n_1 + 3,14 \cdot d \cdot l \cdot n_2 , \quad (2.40)$$

$$H_{пак} = 708,98/2 + 3,14 \cdot 0,06 \cdot 0,6 \cdot 130 + 3,14 \cdot 0,028 \cdot 0,6 \cdot 36 = 371 \text{ м}^2.$$

Загальна площа першого газоходу знаходиться за формулою:

$$H_{заг} = H_{ост} + H_{пак}, \quad (2.41)$$

$$H_{заг} = 22,48 + 371 = 393,48 \text{ м}^2.$$

За формулою (2.8) розрахуємо площу екранів після пакету (при висоті труб після пакета 0,6 м):

$$H_{ін} = 3,14 \cdot 0,06 \cdot 0,6 \cdot 130 + 3,14 \cdot 0,083 \cdot 0,6 \cdot 36 = 16,44 \text{ м}^2.$$

За формулою (2.10) розрахуємо загальну площу другого газоходу:

$$H_{заг} = 16,44 + 371 = 387,44 \text{ м}^2.$$

На рисунку 2.1 зображено шахматне розташування труб у конвективному пучкі.

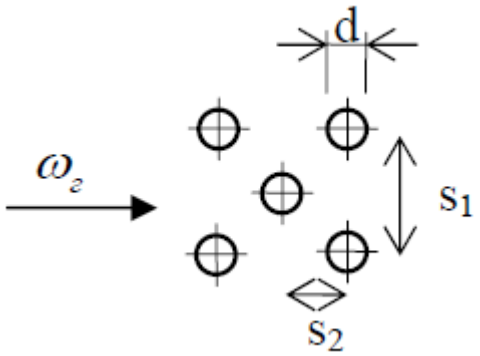


Рисунок 2.4 - Шахматне розташування труб до визначення відносного кроку труб в конвективному пучку

Відносний поперечний крок труб знаходиться за формулою:

$$\sigma_1 = S_1/d, \qquad (2.42)$$

$$\sigma_1 = 0,064/0,032 = 2.$$

Відносний продольний крок труб знаходиться за формулою:

$$\sigma_2 = S_2/d, \qquad (2.43)$$

$$\sigma_2 = 0{,}04/0{,}032 = 1{,}25.$$

Розрахуємо перший газохід [11].

Перетин для проходу газів знаходиться за формулою:

$$F_{пак} = a \cdot b - z_1 \cdot l \cdot d, \quad (2.44)$$

$$F_{пак} = 4{,}1 \cdot 2{,}24 - 35 \cdot 2{,}24 \cdot 0{,}032 = 6{,}7 \text{ м}^2.$$

Перетин для проходу газів іншої частини знаходиться за формулою:

$$F_{ін} = a \cdot b, \quad (2.45)$$

$$F_{ін} = 4{,}1 \cdot 2{,}24 = 9{,}2 \text{ м}^2.$$

Середній по поверхні нагрівання перетин для проходу газів знаходиться за формулою:

$$F_{ср} = (H_{пак} + H_{ін})/[(H_{пак}/F_{пак}) + (H_{ін}/F_{ін})] \quad (2.46)$$

$$F_{ср} = \frac{371 + 22{,}48}{\left[\left(\frac{371}{6{,}7}\right) + \left(\frac{22{,}48}{9{,}2}\right)\right]} = 6{,}78 \text{ м}^2.$$

Ефективна товщина випромінюючого шару знаходиться за формулою:

$$S = 0{,}9 \cdot d \cdot [(4/\pi) \cdot ((S_1 \cdot S_2)/d^2)] - 1), \quad (2.47)$$

$$S = 0{,}9 \cdot 0{,}032 \cdot \left(\frac{4}{3{,}14} \cdot \frac{0{,}064 \cdot 0{,}04}{0{,}032^2} - 1\right) = 0{,}06 \text{ м}.$$

Приймаємо два значення температури продуктів згоряння після газоходу. Подальші обчислення проводяться для прийнятих двох значень. На виході з першого конвективного газоходу приймаємо значення ϑ_I'' = 500 °С і ϑ_I'' = 300 °С. На виході з другого конвективного газоходу приймаємо значення ϑ_{II}'' = 400 °С і

ϑ_{II}'' = 200 °С.

Визначаємо кількість теплоти, відданої продуктами згоряння за формулою:

$$Q_б = \varphi \cdot \left(I_I' - I_I'' + \Delta\alpha \cdot I_{прс}^o\right), \qquad (2.48)$$

де φ - коефіцієнт збереження теплоти;

I_I' - ентальпія продуктів згоряння на вході в газохід (для першого газоходу це ентальпія газів на виході з топки), ккал/ м^3;

I_I'' - ентальпія продуктів згоряння на виході з газоходу при двох прйнятих значеннях температур, ккал/ м^3;

$\Delta\alpha$ - різниця коефіцієнтів надлишку повітря на вході і виході з газоходу;

$I_{прс}^o$ - ентальпія повітря при температурі +30 °С.

$$Q_{б(500)} = 0{,}99 \cdot (3645{,}8 - 2337{,}8 + 0{,}1 \cdot 439{,}6) = 1338 \text{ ккал/м}^3.$$

$$Q_{б(300)} = 0{,}99 \cdot (3645{,}8 - 1463{,}7 + 0{,}1 \cdot 439{,}6) = 2204 \text{ ккал/м}^3.$$

Середня температура потоку продуктів згоряння в газоході знаходиться за формулою:

$$\vartheta_I = \frac{\vartheta_I' + \vartheta_I''}{2}, \qquad (2.49)$$

де ϑ_I'', ϑ_I' - температури продуктів згоряння після та перед газоходом, °С.

$$\vartheta_{I(500)} = \frac{1120+500}{2} = 810\ ^\circ\text{C}.$$

$$\vartheta_{I(300)} = \frac{1120+300}{2} = 710\ ^\circ\text{C}.$$

Температурний напір знаходиться за формулою:

$$\Delta t = \frac{\vartheta_I' - \vartheta_I''}{2{,}3 \cdot lg \frac{\vartheta_I' - t_k}{\vartheta_I'' - t_k}}, \qquad (2.50)$$

де $t_к$ - температура середовища, що нагрівається, °С. Враховуючи, що близько 50% нагрівання відбувається в топці, середню температуру води в конвективної частини водогрійного котла можна прийняти 96 °С для першого газоходу та 76 °С для другого газоходу.

$$\Delta t_{(500)} = \frac{1120\text{-}500}{2{,}3 \cdot \lg \frac{1120\text{-}96}{500\text{-}96}} = 668{,}7\ ^\circ\text{C}.$$

$$\Delta t_{(300)} = \frac{1120\text{-}300}{2{,}3 \cdot \lg \frac{1120\text{-}96}{300\text{-}96}} = 508{,}8\ ^\circ\text{C}.$$

Середня швидкість продуктів згоряння в газоході знаходиться за формулою:

$$\omega_г = \frac{B_р \cdot V_г}{3600 \cdot F_{ср}} \cdot \frac{\vartheta_I + 273}{273}, \qquad (2.51)$$

де $B_р$ - розрахункова витрата палива, м^3/год за даними теплового балансу котла;

$V_г$ - обсяг продуктів згоряння на 1 м^3 палива при відповідному коефіцієнті надлишку повітря в газоході;

ϑ_I - середня температура продуктів згорання.

$$\omega_{г(500)}=\frac{4056,9\cdot 6,23}{3600\cdot 6,78}\cdot\frac{810+273}{273}=4,11 \text{ м/с},$$

$$\omega_{г(300)}=\frac{4056,9\cdot 6,23}{3600\cdot 6,78}\cdot\frac{710+273}{273}=3,73 \text{ м/с}.$$

Коефіцієнт тепловіддачі конвекцією від продуктів згоряння до поверхні нагріву знаходиться за формулою:

$$\alpha_к = 0,34\cdot C_z\cdot C_s\cdot\frac{\lambda}{d}\cdot\left(\frac{\omega_г\cdot d}{\nu}\right)^{0,6}\cdot Pr^{0,33}, \qquad (2.52)$$

де C_z - поправка на число рядів труб z_2 по ходу продуктів згорання, при $z_2 \geq 10$ $C_z=1$;

C_s - поправка на геометричну компоновку пучка, при $1,7 < \varphi \leq 4,5$ $C_s=0,8\cdot\varphi_\sigma^{0,5}$ для $\sigma_1 < 3$, $\varphi_б=1,7$;

λ - коефіцієнт теплопровідності димових газів, ккал/(м·г·°С);

ν - коефіцієнт кінематичної в'язкості, м^2/с;

Pr – критерій Прандтля.

$$\alpha_{к(500)}=0,34\cdot 1\cdot 1,03\cdot\frac{0,0787}{0,032}\cdot\left(\frac{4,11\cdot 0,032}{0,0001}\right)^{0,6}\cdot 0,589^{0,33}=54 \text{ ккал/(м}^2\cdot\text{г}\cdot^\circ\text{С)},$$

$$\alpha_{к(300)}=0,34\cdot 1\cdot 1,03\cdot\frac{0,0719}{0,032}\cdot\left(\frac{3,73\cdot 0,032}{0,0001}\right)^{0,6}\cdot 0,599^{0,33}=47 \text{ ккал/(м}^2\cdot\text{г}\cdot^\circ\text{С)}.$$

Коефіцієнт тепловіддачі, що враховує передачу теплоти випромінюванням в конвективних поверхнях нагріву знаходимо за формулою:

$$\alpha_{пр}=4{,}9\cdot10^{-8}\cdot\frac{a_з+1}{2}\cdot a\cdot T^3\,\frac{1-(\frac{T_з}{T})^{3{,}6}}{1-\frac{T_з}{T}},\qquad(2.53)$$

де a - ступінь чорноти димових газів;

$a_з$ – ступінь чорноти забруднених стінок поверхні нагрівання (приймається $a_з$=0,8);

$T_з$ - абсолютна температура забрудненої стінки визначається за формулою:

$$T_з=t_k+273+\delta t,\qquad(2.54)$$

де δt - перепад температур, який приймається при спалюванні газу 25 °С.

$$T_з=96+273+25=394\text{ К}.$$

За формулою (2.22) коефіцієнт тепловіддачі $\alpha_{пр}$:

$$\alpha_{пр(500)}=4{,}9\cdot10^{-8}\cdot\frac{0{,}8+1}{2}\cdot0{,}09\cdot394^3\,\frac{1-(\frac{394}{1083})^{3{,}6}}{1-\frac{394}{1083}}=7{,}7\text{ ккал/(м}^2\cdot\text{г}\cdot^\circ\text{С)},$$

$$\alpha_{пр(300)}=4{,}9\cdot10^{-8}\cdot\frac{0{,}8+1}{2}\cdot0{,}1\cdot394^3\,\frac{1-(\frac{394}{983})^{3{,}6}}{1-\frac{394}{983}}=6{,}4\text{ ккал/(м}^2\cdot\text{г}\cdot^\circ\text{С)}.$$

Сумарний коефіцієнт тепловіддачі від продуктів згоряння до поверхні нагрівання знаходиться за формулою:

$$\alpha_1=\xi\cdot(\alpha_к+\alpha_{пр}),\qquad(2.55)$$

де ξ - коефіцієнт використання поверхні нагрівання, що приймається ξ = 0,95.

$$\alpha_{1(500)}=0,95\cdot(54+7,7)=58,6 \text{ ккал/(м}^2\cdot\text{г}\cdot^\circ\text{C)},$$

$$\alpha_{1(300)}=0,95\cdot(47+6,4)=50,5 \text{ ккал/(м}^2\cdot\text{г}\cdot^\circ\text{C)}.$$

Коефіцієнт теплопередачі знаходиться за формулою:

$$k_I=\Psi\cdot\alpha_I, \qquad (2.56)$$

де Ψ - коефіцієнт теплової ефективності, який для природного газу дорівнює 0,85.

$$k_{\text{I}(500)}=0,85\cdot 58,6 = 49,8 \text{ ккал/(м}^2\cdot\text{г}\cdot^\circ\text{C)},$$

$$k_{\text{I}(300)}=0,85\cdot 50,5 = 42,9 \text{ ккал/(м}^2\cdot\text{г}\cdot^\circ\text{C)}.$$

Кількість теплоти, сприйняте поверхнею нагріву, на 1 м^3 палива, що спалюється знаходиться за формулою:

$$Q_{mI}=\frac{k_I\cdot H_I\cdot\Delta t_I}{B_p},$$

$$Q_{mI(500)}=\frac{49,8\cdot 393,48\cdot 668,7}{4056,9}=3231 \text{ ккал/м}^3.$$

$$Q_{mI(300)}=\frac{42,9\cdot 393,48\cdot 508,8}{4056,9}=2120 \text{ ккал/м}^3.$$

За прийнятими двома значеннями ϑ_I'' та отриманим парами значень $Q_б$, $Q_т$ проводимо побудову лінійних залежностей $Q_б = f(\vartheta_I'')$ та $Q_т = f(\vartheta_I'')$.

Розрахунок другого газоходу представлений в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 - Розрахунок другого конвективного газоходу

Величина	Позначення	Значення	
1	2	3	
Число труб в ряду пакету, шт	z_1	35	
Число рядов труб пакету, шт	z_2	16	
Діаметр труб пакету, м	d	0,032	
Розрахунковий шаг труб, м	S_1	0,064	
Розрахунковий шаг труб, м	S_2	0,04	
Відносний поперечний шаг труб	σ_1	2	
Відносний продольний шаг труб	σ_2	1,25	
Коефіцієнт присосу повітря	$\Delta\alpha$	0,05	
Перетин для проходу газів, м^2	$F_{пак}$	6,7	
Перетин для проходу газів іншої частини , м^2	$F_{ін}$	9,2	
Середній по поверхні нагріву перетин для проходу газів, м^2	$F_{ср}$	6,75	
Ефективна товщина випромінюючого шару, м	S	0,06	
Температура продуктів згорання після газоходу, °С	ϑ''_{II}	400	200
Температура продуктів згорання перед газоходом, °С	ϑ'_{II}	310	310
Тепломісткість димових газів перед газоходом, ккал/м^3	I'_{II}	1152,1	1152,1
Тепломісткість димових газів за газоходом, ккал/м^3	I''_{II}	1302,1	651

Продовження таблиці 2.5

1	2	3	
Теплосприйняття другого газоходу, ккал/м^3	$Q_{б\,II}$	-127	518
Середня температура продуктів згорання, °С	ϑ_{II}	355	255
Середня температура середовища,що нагрівається, °С	t_k	76	76
Температурний напір, °С	Δt_{II}	299,2	167,5
Середня швидкість продуктів згорання в газоході, м/с	$w_г$	2,39	2,01
Поправка на число рядів труб	C_z	1	1
Параметр відносно шагу труб	φ_σ	1,7	1,7
Поправка на геометричну компоновку пучка	C_s	1,03	1,03
Коефіцієнт теплопровідності, ккал/(м^2·г·°С)	λ	0,0457	0,0384
Коефіцієнт кінематичної в'язкості, м^2/с	ν	0,000052	0,000039
Критерій Прандтля	Pr	0,645	0,659
Коефіцієнт тепловіддачі конвекцією, ккал/(м^2·г·°С)	α_k	35	32
Коефіцієнт ослаблення променів трьохатомними газами	$k_г$	19,4	20,3

Продовження таблиці 2.5

1	2	3	
Ступінь чорноти газового потоку	a	0,11	0,12
Абсолютна температура забрудненої стінки, К	$T_з$	374	374
Коефіцієнт тепловіддачі випромінюванням, ккал/(м^2·г·°С)	$\alpha_{пр}$	2,6	1,9
Сумарний коефіцієнт тепловіддачі, ккал/(м^2·г·°С)	α_1	35,3	32,6
Коефіцієнт теплопередачі, ккал/(м^2·г·°С)	k_1	30	27,8
Кількість теплоти, сприйнята поверхнею нагріву, ккал/м^3	$Q_{т\ II}$	857	444

По рисунку 2.3 знайдемо температуру на виході з першого газоходу.

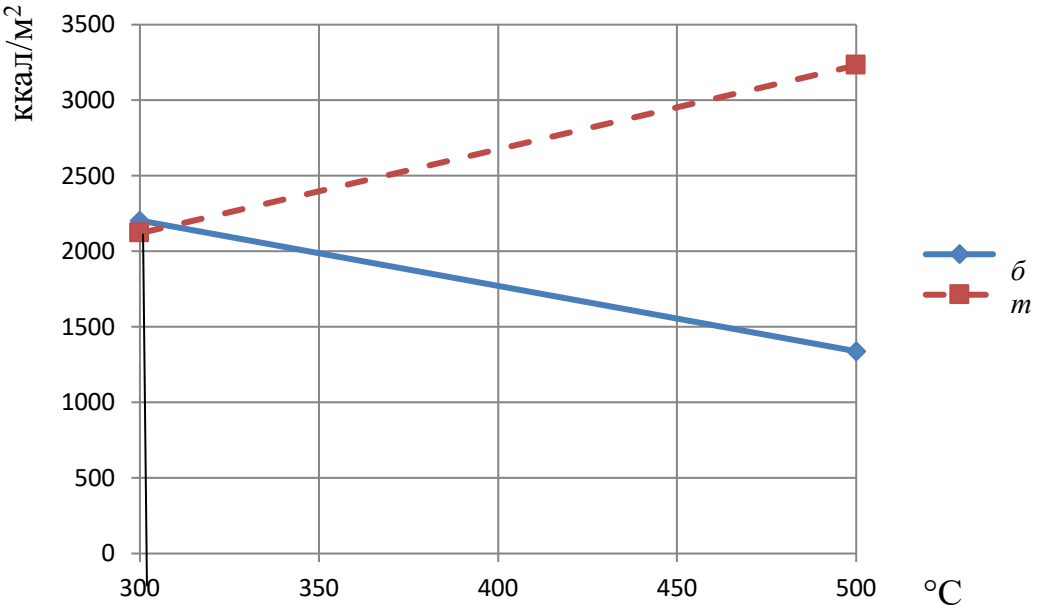


Рисунок 2.3 – Визначення температури на виході з першого газоходу

Розрахункова температура на виході з першого газоходу ϑ''_{Ip}=310 °С.

За прийнятими двома значеннями ϑ''_{II} та отриманим парами значень $Q_б$, $Q_т$ проводимо побудову лінійних залежностей $Q_б = f(\vartheta''_{II})$ та $Q_т = f(\vartheta''_{II})$.

По рисунку 2.4 знайдемо температуру на виході з другого газоходу.

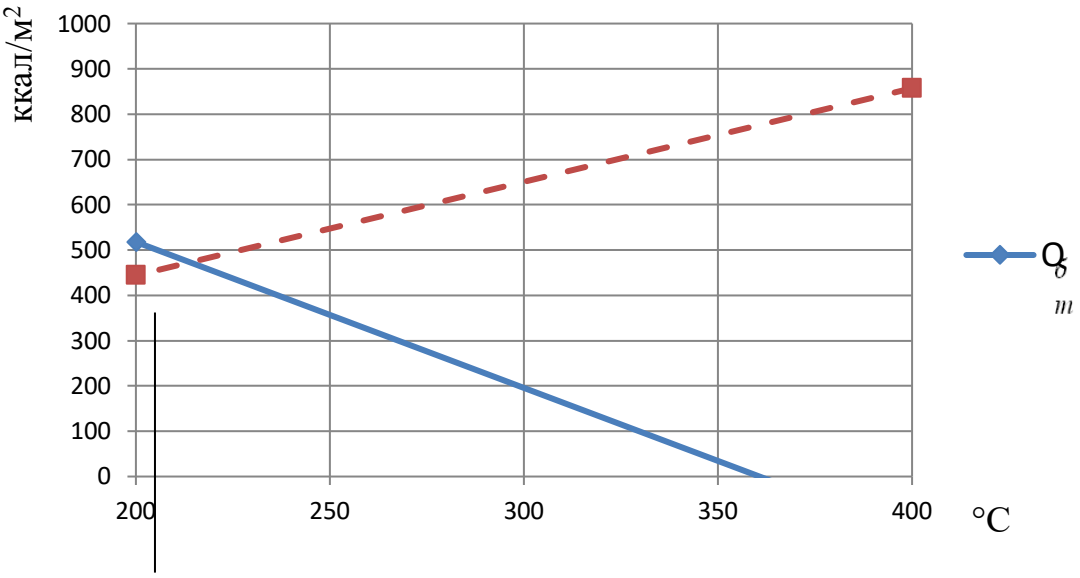


Рисунок 2.4 – Визначення температури на виході з другого газоходу

Розрахункова температура на виході з другого газоходу ϑ''_{IIp} = 214 °С.

Теплосприйняття в конвективної частині знайдемо за формулою:

$$Q_к = \varphi \cdot \left(I'_I + I''_{II} + \Delta\alpha_к \cdot I^o_{хв}\right), \qquad (2.57)$$

де $I^o_{хв}$ - ентальпія теоретичного об'єму повітря до калорифера, ккал/м^3;

$$Q_к = 0{,}99 \cdot (3645{,}8 + 225 + 0{,}05 \cdot 100{,}32) = 3837{,}0\mathbf{6} \text{ ккал/м}^3.$$

Знайдемо ККД котла з рівняння теплового балансу за формулою:

$$\eta = {Q_т + Q_ф + Q_к}\Big/{Q^r_p} \cdot 100, \qquad (2.58)$$

де Q_m, $Q_ф$,$Q_к$ −кількість теплоти переданої в топці, в фестоні, в конвективному пучку, ккал/м^3;

Q_p^r=$\boldsymbol{Q_p^н}$ - нижча теплота згоряння газоподібного палива на суху масу, ккал/м^3.

$$\eta = \frac{3460+336+3837,06}{8119}\cdot 100=94,01\%.$$

Знайдемо витрату палива на котел за формулою:

$$B_p = \frac{Q_k}{Q_p^н\cdot\eta}\cdot 100, \qquad (2.59)$$

де Q_k – теплопродуктивність котла, ккал/год.

$$B_p = \frac{30\cdot 10^6}{8119\cdot 94,01}\cdot 100=3930,47 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Таким чином, можна зробити висновок, що за рахунок збільшення діаметру труб з 28 мм на 32 мм, ККД котла збільшився на (94,01 - 91,09) = 2,92%. Витрата палива на котел зменшилася з 4056,9 м^3/год до 3930,47 м^3/год. Економія природного газу на одному котлі складе – 737339,76 м^3/рік, а на чотирьох котлах – 2949359,04 м^3/рік.

3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАПРОПОНОВАНИХ РІШЕНЬ

3.1 Розрахунок витрат при розвитку системи теплопостачання на базі існуючого джерела теплової енергії

Сукупні витрати при розвитку системи теплопостачання на базі існуючого джерела теплової енергії визначаються для кожного значення нової теплового навантаження.

Сукупні витрати включають в себе:

Виробничі витрати товарного відпуску, необхідні для забезпечення тепловою енергією існуючих і нових споживачів;

Витрати на реконструкцію джерела теплової енергії, витрати на реконструкцію і нове будівництво теплових мереж, необхідність яких виникає при збільшенні теплового навантаження споживачів. При наявності на джерелі комбінованого виробництва в сукупні витрати включаються витрати на паливо для виробництва електричної енергії.

Структура виробничих витрат встановлюється за даними, включеним в матеріали тарифного справи.

Витрати на паливо $З_{т,і}$, грн., визначаються за формулою:

$$З_{т,\boldsymbol{і}} = B_{т,т,\boldsymbol{і}} Ц_{т}, \tag{3.1}$$

де $B_{т,т,\boldsymbol{і}}$ – витрата умовного палива;

$Ц_{т}$ – ціна умовного палива, грн/кг у.п.

Витрати на воду $З_{в,і}$, грн., визначаються за формулою:

$$З_{в,\boldsymbol{і}} = \boldsymbol{G}_{в,\boldsymbol{і}} Ц_{в}, \tag{3.2}$$

де $\boldsymbol{G_{в,i}}$ – витрати води;

$Ц_{в}$ – ціна води, грн/м^3.

Витрати на електроенергію $З_{ээ,i}$, грн., визначаються за формулою:

$$З_{ээ,\boldsymbol{i}} = \boldsymbol{W}_{ээ,\boldsymbol{i}} Ц_{ээ}, \tag{3.3}$$

де $\boldsymbol{W}_{ээ,\boldsymbol{i}}$ – витрати електроенергії;

$Ц_{ээ}$ – ціна електроенергії, грн./кВт·год.

Витрати на матеріали $З_{т,i}$, грн., визначаються з використанням витрат, представлених в матеріалах тарифного справи за базовий рік $З_{т}$, грн., за формулою:

$$З_{т,i} = З_{т} Q_{выр,i} / Q_{выр}\ , \tag{3.4}$$

де $Q_{выр,i}$ – вироблення теплової енергії при поточному значенні приєднаного навантаження;

$Q_{выр}$ – виробництво теплової енергії в базовому році.

Витрати на оплату праці визначаються як сума витрат в базовому році $З_{зп}$, грн., і приросту витрат, пов'язаних з обслуговуванням і експлуатацією нового обладнання. Приріст витрат складається з приросту витрат на джерелі теплової енергії $\Delta З^{ист}_{зп,i}$, грн., і приросту витрат на обслуговування і експлуатацію нових теплових мереж $\Delta З^{тс}_{зп,i}$, грн.

На джерелі теплової енергії приріст витрат виникає при збільшенні встановленої потужності котельного обладнання та розраховується за формулою:

$$\boldsymbol{\Delta З^{ист}_{зп,i} = 12 Z_0 (q_{y,i} k_i - q_y k)}, \quad (3.5)$$

де Z_0 – середня заробітна плата одну особу на місяць в базовому році, грн.;

q_y – встановлена теплова потужність на джерелі в базовому році Гкал/год;

$q_{y,i}$ - нова встановлена теплова потужність на джерелі, Гкал/год;

$\boldsymbol{k}$ – штатний коефіцієнт, чол/(Гкал/год);

$\boldsymbol{k_i}$ – штатний коефіцієнт, чол/(Гкал/год) при встановленій потужності $\boldsymbol{q_{y,i}}$.

Приріст витрат на обслуговування і експлуатацію нових теплових мереж визначається за формулою:

$$\boldsymbol{\Delta З^{тс}_{зп,i} = 12 \cdot Z_0 N_{тс,i}}, \quad (3.6)$$

де $\boldsymbol{N_{тс,i}}$ – додаткова кількість персоналу, необхідне для обслуговування нових теплових мереж. Визначається відповідно до рекомендацій по нормуванню праці працівників енергетичного господарства [9] і з використанням характеристик нових магістральних і розподільних мереж. Для оціночніх розрахунків величину $N_{тс,i}$ можна визначити за спрощеною формулою [4]:

$$\boldsymbol{N_{тс,i} = 0,4 q_{нагр,i}}, \quad (3.7)$$

‘ Для кожного значення нового приєднаного навантаження витрати на оплату праці $З_{зп\ i}$, грн., визначаються за формулою:

$$\boldsymbol{З_{зп,i} = З_{зп} + \Delta З^{ист}_{зп,i} + \Delta З^{тс}_{зп,i}}, \quad (3.8)$$

Відрахування на соціальні потреби $З_{соц,i}$, грн., визначаються за встановленими законом нормативам обов'язкових відрахувань за формулою:

$$З_{соц,i} = \beta З_{зп,i}, \quad (3.9)$$

де β - норматив обов'язкових відрахувань, приймається рівним нормативу, встановленого в базовому році.

Амортизаційні відрахування $З_{а,i}$, грн., складаються з амортизаційних відрахувань в базовому році та амортизаційних відрахувань на відновлення нового обладнання:

$$З_{а,i} = З_а + \Delta З_{а,i}, \quad (3.10)$$

де $З_{а,i}$ - амортизаційні відрахування в базовому році, грн., визначаються за матеріалами тарифного справи;

$\Delta З_{а,i}$ – амортизаційні відрахування для нового обладнання, грн., визначаються за формулою:

$$\Delta З_{а,i} = k_а З_{стр,i}, \quad (3.11)$$

де $k_а$ – норма амортизаційних відрахувань для нового обладнання, приймається рівною 0,05;

$З_{стр,i}$– витрати на будівництво нового обладнання.

Витрати на ремонтні роботи $З_{рем,i}$, грн., складаються з витрат на ремонт в базовому році $З_{рем}$, грн., і приросту витрат на ремонт нового обладнання $\Delta З_{рем,i}$, грн., і визначаються за формулою:

$$З_{рем,i} = З_{рем} + \Delta З_{рем,i}, \quad (3.12)$$

Приріст витрат на ремонт нового обладнання визначається за

формулою:

$$\boldsymbol{\Delta З_{рем,i} = k_{рем} З_{стр,i}}, \quad (3.13)$$

де $k_{рем}$ – норма витрат на ремонт нового обладнання, приймається рівною 0,01.

У формулах не враховуються витрати на реконструкцію існуючих теплових мереж. Передбачається, що можливе збільшення витрат на амортизацію реконструйованих мереж повністю компенсується зниженням витрат на ремонтні роботи. При наявності на існуючому джерелі цехових і загальногосподарських витрат витрати за цими статтями $З_{ц,ох,і}$, грн., обчислюються пропорційно до витрат на заробітну плату:

$$З_{ц,ох,i} = З_{ц,ох}\left(\frac{З_{зп,i}}{З_{зп}}\right), \quad (3.14)$$

де $З_{ц,ох}$ - цехові і загальногосподарські витрати на існуючому джерелі в базовому році, грн.

Всі інші складові виробничих витрат $\sum З_{проч}$, грн., представлені в матеріалах тарифного справи, приймаються для всіх значень нового приєднаного навантаження рівними витратам в базовому році. Виробничі витрати товарного відпуску, необхідні для забезпечення тепловою енергією існуючих і нових споживачів для варіанта 1 $З_{произв,і}$, грн., визначаються за формулою:

$$З_{произв,i} = З_{т,i} + З_{в,i} + З_{ээ,i} + З_{М,i} + З_{зп,i} + З_{соц,i} + З_{а,i} + З_{рем,i} + З_{ц,ох,i} + \sum З_{проч}, \quad (3.15)$$

Витрати на реконструкцію котелень $З^{ист}_{об,і}$, грн., визначаються на підставі інформації про ціни заводів-виготовлювачів на котельне обладнання, з

подальшим урахуванням витрат на проектні роботи, доставку та будівельно-монтажні роботи. Витрати на будівництво нових $З^{уст}_{стр,\boldsymbol{i}}$, грн., і реконструкцію існуючих теплових сетей $З^{тс}_{рек,\boldsymbol{i}}$, грн., визначаються на підставі укрупнених нормативів цін будівництва зовнішніх теплових мереж.

Витрати на введення в експлуатацію нового обладнання $З_{стр,i}$, грн., Визначаються за формулою:

$$З_{стр,\boldsymbol{i}} = \mathbf{1,26} \cdot \left(З^{уст}_{об,\boldsymbol{i}} + З^{тс}_{стр,\boldsymbol{i}}\right), \quad (3.16)$$

Витрати на реконструкцію $З_{рек,i}$, грн., визначаються за формулою:

$$З_{рек,\boldsymbol{i}} = \mathbf{1,26} \cdot З^{тс}_{рек,\boldsymbol{i}}, \quad (3.17)$$

Сукупні витрати при розвитку системи теплопостачання на базі існуючого джерела теплової енергії $З_{сов1,i}$, грн.:

$$З_{сов1,i} = З_{произв,i} + З_{об,i} + З_{т,э,i}, \quad (3.18)$$

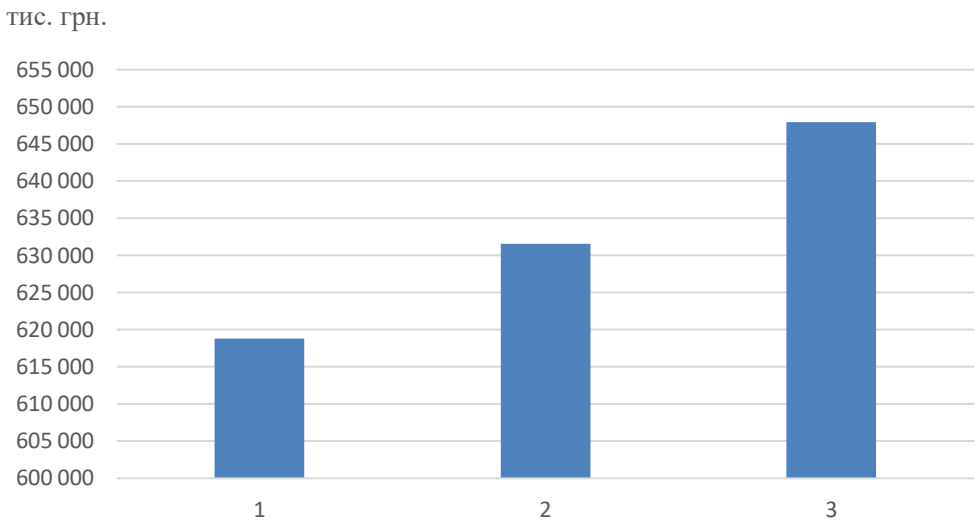


Рисунок 3.1 - Графічне зображення виробничих витрат на реалізацію проектів

Таблиця 3.1 - Сукупні витрати для варіантів підключення, тис. грн.

Параметр	Навантаження № 1	Навантаження № 2	Навантаження № 3
1. Паливо на технологічні цілі	346 604	352 288	361 330
2. Вода на технологічні цілі	10 969	11 206	11 566
4. Витрати на покупну електроенергію	10 969	11 206	11 566
7. Витрати за змістом і експл. обладнання, в т.ч .:	90 046	91 721	94 404
8. Амортизація виробничого обладнання	93 474	94 079	95 087
в тому числі від основних фондів	28 229	28 412	28 716
9. Інші витрати по утриманню та експлуатації обладнання	15 471	17 540	18 869
10. Ремонт і технічне обслуговування	623	2 693	4 021
11. Цехові витрати	14 785	14 785	14 785
Разом виробничі витрати	618 801	631 561	647 975
13. Витрати на будівництво нової магістральної теплової мережі	11 677	49 944	72 289
14. Витрати на будівництво нової розподільної теплової мережі	792	3 907	8 128
Сукупні витрати	631 270	685 412	744 008

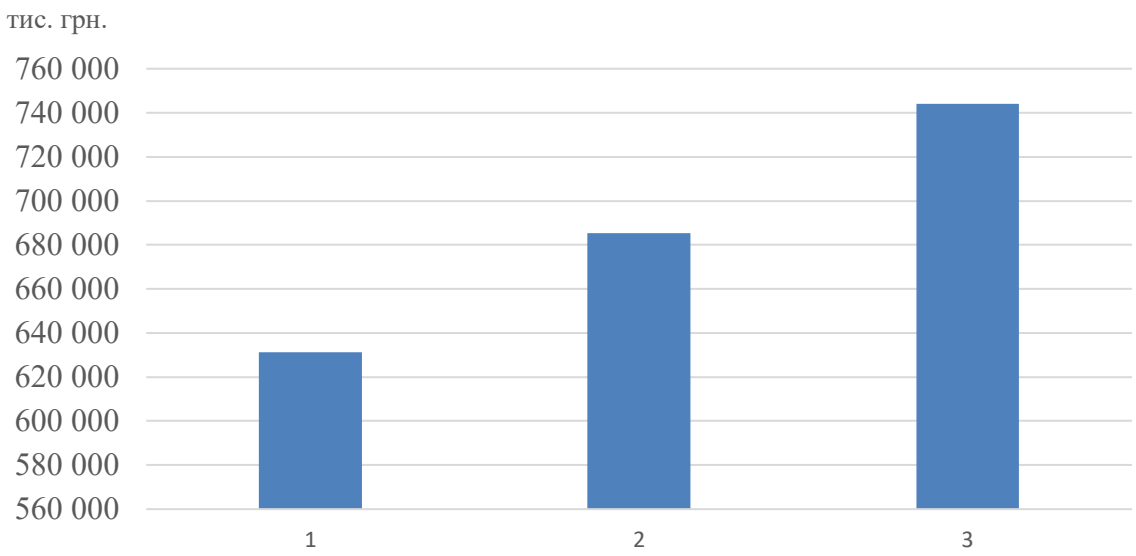


Рисунок 3.2 - Графічне зображення сукупних витрат на реалізацію проектів

3.2 Основні показники економічної ефективності проектів

Визначення міри ефективності проекту - надзвичайно відповідальний етап проектного аналізу. За його результатами проект буде прийнятий або відхилений. Оцінка доцільності проекту це наслідок всіх виконаних досліджень та індикатор подальшого просування проекту.

Першоступеневе значення надається ефективності капіталовкладень, отриманню максимальних результатів виробництва при мінімальних витратах трудових і матеріальних ресурсів, а також грошових коштів.

У даному дипломному проекті приведений техніко-економічний розрахунок, основною метою якого є обґрунтування ухвалених в проекті технічних рішень.

Методи оцінювання економічної ефективності включають розрахунок кількох показників:

– чистої теперішньої (дисконтованої) вартості;

- індексу доходності;
- внутрішньої норми рентабельності;
- терміну окупності.

Чиста теперішня вартість (NPV) – це сумарна сьогоднішня вартість чистих грошових потоків або різниця між сумарними дисконтова ними доходами та сумарними дисконтова ними витратами.

Індекс доходності (PI) – визначається відношенням позитивних грошових потоків до суми капіталовкладень і показує скільки коштів заробить кожна вкладена в проект грошова одиниця.

Внутрішня норма рентабельності (IRR) – це така ставка дисконту, при якій вигоди проекту дорівнюють його витратам або NPV = 0.

Термін окупності – це час за який капіталовкладення повернуться за рахунок отриманого ефекту внаслідок реалізації проекту [21, 22].

3.3 Розрахунок економічного ефекту від підвищення ККД котлів

Визначаємо економічний ефект проекту за формулою:

$$E = E_{чист} \cdot T, \tag{3.19}$$

де $E_{чист}$ – чиста економія природного газу, м^3/рік;

T – тариф на природний газ, грн/м^3.

Знайдемо чисту економію природного газу за формулою:

$$E_{чист} = \Delta \cdot \tau, \tag{3.20}$$

де Δ - годинна економія природного газу на 4-х котлах ПТВМ-30-150М, м^3/год;

τ - кількість годин роботи, год/рік.

$$E_{чист} = 505{,}72 \cdot 5832 = 2949359{,}04 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

За формулою (3.1) знайдемо економічний ефект проекту:

$$E = 2949359{,}04 \cdot 7{,}7 = 22710064{,}61 \text{ грн/рік}.$$

Визначаємо термін окупності проекту за формулою:

$$T_{ок} = \frac{K}{E}, \qquad (3.21)$$

де K – капітальні витрати, грн.;

E – економічний ефект енергозберігаючого проекту, грн/рік.

Знайдемо капітальні витрати в проект за формулою:

$$K = K_{об} + K_{м} + K_{пнр} + K_{д}, \qquad (3.22)$$

де $K_{об}$ - вартість обладнання, грн;

$K_{м}$ - вартість монтажних робіт складає $0{,}2 \div 0{,}4 K_{обл}$, грн., приймаємо $K_{м} = 0{,}3\ K_{обл,}$ грн.

$K_{пнр}$ – вартість пуско-налагоджувальних робіт складає $0{,}1 \div 0{,}4 K_{обл}$, грн, приймаємо $K_{\text{пнр}} = 0{,}3\ K_{обл,}$ грн.

$К_{д}$ – вартість демонтажу обладнання складає $0{,}05 K_{обл}$, грн.

$$K = 1500000 + 0{,}3 \cdot 1500000 + 0{,}3 \cdot 1500000 + 0{,}05 \cdot 1500000 = 2475000 \text{ грн}.$$

За формулою (3.3) знаходимо термін окупності проекту:

$$T_{ок}=\frac{2475000}{22710064,61}=0,11 \text{ років.}$$

Експлуатаційні витрати включають у себе фонд заробітної плати, який знаходиться за формулою:

$$ФЗП = n \cdot к \cdot 12, \qquad (3.23)$$

де n - кількість робітників, осіб;

к – коефіцієнт єдиного соціального внеску.

$$ФЗП = 1 \cdot 3500 \cdot 1,37 \cdot 12 = 57540.$$

Визначаємо та заносимо в таблицю 3.1 результати розрахунків потоку чистих грошових надходжень від проекту:

Таблиця 3.1 – Розрахунок потоку чистих грошових надходжень від проекту реконструкції системи конвективного теплообміну котлів

Показники	Рік життєвого циклу	
	0	1-10
Капітальні витрати, грн	2475000	-
Економія ПЕР, грн	-	22710064,61
Експлуатаційні витрати, грн	-	57540
Амортизація, грн	-	247500
Балансовий прибуток, грн	-	247500
Податок на прибуток, грн	-	22405024,61
Чистий прибуток, грн		4032904,43
Потік чистих грошових надходжень, грн	-2475000	18372120,18

Потік чистих грошових надходжень від проекту *ЧГН*=18372120,18 грн.

Визначаємо та заносимо в таблицю 3.2 результати розрахунків чистої теперішньої вартості проекту *NPV*:

Таблиця 3.2 – Розрахунок дисконтованого грошового потоку від проекту реконструкції системи конвективного теплообміну котлів

Рік	Грошовий потік, грн.	$K_д$ α=10%	Дисконтований грошовий потік, грн.
0	-2475000	1	-2475000
1	18619620	1,1	16926927,44
2	18619620	1,21	15388115,85
3	18619620	1,33	13999714,42
4	18619620	1,46	12753164,51
5	18619620	1,61	11564981,48
6	18619620	1,77	10519559,42
7	18619620	1,95	9548523,169
8	18619620	2,14	8700757,094
9	18619620	2,36	7889669,568
10	18619620	2,59	7178669,612
∑NPV	-	-	111995082,6

Чиста теперішня вартість проекту NPV= 111995082,6 грн.

Визначаємо внутрішню норму рентабельності проекту IRR за формулою:

$$IRR = \alpha_1 + \frac{NPV_1 \cdot (\alpha_2 - \alpha_1)}{NPV_1 - NPV_2}, \quad (3.24)$$

де α_1 – ставка дисконту, при якій $NPV>0$;

α_2 – ставка дисконту, при якій $NPV<0$;

NPV_1 – величина NPV при ставці дисконту α_1;

NPV_2 – величина NPV при ставці дисконту α_2.

Для цього обчислюємо та заносимо в таблицю 3.3 результати розрахунків чистої теперішньої вартості проекту при ставці дисконту 10% та 675%:

Таблиця 3.3 – Дисконтований грошовий потік проекту реконструкції системи конвективного теплообміну котлів

Роки	Грошовий потік, грн.	Дисконтовані грошові потоки, тис. грн.	
		$K_д$ α=10%	Дисконтований грошовий потік, грн.
0	-2475000	-2475000	-2475000
1	18619620	16926927,44	2184120
2	18619620	15388115,85	256201,7
3	18619620	13999714,42	30075,58
4	18619620	12753164,51	3535,177
5	18619620	11564981,48	413,6532
6	18619620	10519559,42	48,54979
7	18619620	9548523,169	5,686228
8	18619620	8700757,094	0,668565
9	18619620	7889669,568	0,078225
10	18619620	7178669,612	0,009184
∑NPV	-	111995082.6	-599.204

Знаходимо величина внутрішньої норми рентабельності проекту за формулою (3.5):

$$IRR=10+\frac{111995082,6\cdot(675-10)}{111995082,6-(-599,204)}=675\%.$$

Визначаємо індекс доходності проекту за формулою:

$$PI = \frac{NPV + K}{K}, \qquad (3.25)$$

$$PI = \frac{111995082{,}6 + 2475000}{2475000} = 46{,}25$$

Термін окупності $T_{ок}$ = 0,11<5, значення чистої теперішньої вартості NPV = 111995082,6 >0, величина внутрішньої норми рентабельності IRR=20>0, величина індексу доходності PI=46,25>1, ці показники свідчать, що проект ефективний та його доцільно впроваджувати [23].

При різних варіантах запропонованої системи теплопостачання, перший варіант є оптимальним як по сукупним витратам так і по витратам на електричну енергію, зокрема (863 тис кВт год/рік, проти 920 та 1083, відповідно).

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА

4.1 Характеристика потенційних небезпечних та шкідливих виробничих факторів

Найбільш шкідливими та небезпечними факторами на котельній, які можуть діяти на робітників є:

а) фізичні фактори:

– теплове випромінювання (нагріті поверхні котельних агрегатів, трубопроводів гарячої води);

– підвищена температура повітря робочої зони;

– знижена вологість повітря (менше 40%);

– підвищений рівень шуму (різкі перепади тиску в трубопроводі, робота запобіжних клапанів, пробивання прокладок фланцевих з'єднань, рух газів у трубах з великою швидкістю, аеродинамічні шуми, підвищений шум при роботі насосів та вентиляторів);

– загальна вібрація (при роботі котельних агрегатів, при русі газів у трубах з великою швидкістю);

– недостатнє освітлення (природне внаслідок затінення обладнання, конструкцій, штучне внаслідок поганої роботи освітлювальних приладів).

б) біологічні фактори відсутні.

в) хімічні фактори:

– оксиди азоту;

– окис вуглецю.

г) психофізіологічні:

– тяжкість трудового процесу (фізичне динамічне навантаження, статичне навантаження);

– напруженість трудового процесу (емоційні навантаження, інтелек -туальні навантаження, монотонність навантажень, змінність роботи).

д) травмонебезпечні:

– обладнання, що працює під тиском (котельні агрегати);

– висока температура обладнання (трубопроводи гарячої води).

Роботи ведуться у виробничому приміщенні з виділенням тепла. Мікроклімат визначається діючими на організм людини поєднаннями температури, вологості, швидкості руху повітря і теплого опромінення. Якщо поєднання цих параметрів не є оптимальними для організму людини, може бути порушене функціональне і тепловий стан людини, причому це буде супроводжуватися напругою реакції терморегуляції, погіршенням самопочуття.

Робота персоналу котельної потрапляє під характеристики, викладені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Оптимальні та фактичні значення температури, вологості та швидкості руху повітря

Період року	Категорія робіт	Оптимальна температура, °С	Фактична температура, °С	Оптимальна вологість, %	Фактична вологість, %	Швидкість руху повітря оптимальна, м/с	Швидкість руху повітря фактична, м/с
1	2	3	4	5	6	7	8
Холодний	Легка 1Б	21 - 23	18	40 - 60	45	0,1	0,2

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Теплий	Легка 1Б	22 - 24	36	40 - 60	31	0,2	0,3

Чинними нормативними документами, що регламентують метеорологічні умови, є: ГОСТ 12.1.005 - 88 ССБТ «Загальні санітарно гігієнічні вимоги до повітря робочої зони»; ДСН 3.3.6.042-99 «Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень».

Крім зазначених параметрів повітря від оптимальних значень можлива наявність у повітрі робочої зони шкідливих речовин [24].

Найбільш поширені захворювання, пов'язані з впливом шкідливих речовин на організм: волога лихоманка, астма, риніти, дерміти, а також інфекції: звичайна застуда, грип, хвороби хімічного або фізичного походження.

Вміст шкідливих речовин у повітрі робочої зони не повинен перевищувати гранично допустимих концентрацій (ГДК) [25].

Для теплоенергетичного обладнання характерні механічні, аеродинамічні і гідродинамічні шуми - невпорядковане поширення звуків різної інтенсивності і чистоти, що роблять несприятливий вплив на організм людини. У котельні значний шум викликає аеродинамічні причини, до них відносяться:

- різкі перепади тиску в тгрнопроводі;
- робота запобіжних клапанів;
- пробивання прокладок фланцевих з'єднань;
- рух газів у тгрнах з великою швидкістю.

Підвищений рівень виробничого шуму на робочому місці викликає шкідливий вплив на організм людини: знижується гострота слуху, зору,

порушується діяльність серцево-судинної системи. Сильний виробничий шум може бути причиною функціональних змін нервової, кровоносної, а також травної систем організму людини.

Чинними нормативними документами є:

1. ГОСТ 12.1.003 - 83 «ССБТ Шум Загальні вимоги безпеки».
2. СН 3223-85 «Санітарні норми допустимих рівнів шуму на робочих місцях».

Рівень шуму у котельній складає 85 дБА, при допустимому рівні шуму у виробничих приміщеннях 80 дБА.

На персонал котельні у виробничих умовах діє загальна вібрація 3 А категорії (на постійних робочих місцях виробничих приміщень підприємств).

Тривала дія вібрації призводить до різних порушень здоров'я людини і, в кінцевому рахунку, до «вібраційної хвороби». Загальна вібрація справляє негативний вплив на нервову систему, настають зміни в серцево-судинній системі, вестибулярному апараті, порушується обмін речовин.

Чинним нормативним документом є:

ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. «Вібраційна безпека. Загальні вимоги».

Рівень вібрації у котельній складає 97 дБ, при допустимому рівні вібрації у виробничих приміщеннях 92 дБ.

Котельні агрегати, тгрнопроводи пари і гарячої води є джерелом надлишкового теплового випромінювання.

Допустимі величини інтенсивності теплового опромінення працюючих на робочих місцях від виробничих джерел, нагрітих до темного світіння, повинні відповідати значенням, наведеним у таблиці 4.2.

При роботі машиніста котла напруженість праці викликана монотонністю навантажень. Згідно з документом НПАОП 0.00-1.08-94. «Правила будови і безпечної експлуатації парових і водогрійних котлів» котли відносяться до обладнання, що працює під тиском. Аналіз шкідливих і небезпечних виробничих факторів та карта умов праці для робочого місця оператора котельні представлені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.2 – Допустимі величини інтенсивності теплового опромінення працюючих на робочих місцях від виробничих джерел, нагрітих до темного світіння

Опромінювальна поверхня тіла, %	Інтенсивність теплового опромінення, Вт/м^2, не більше
50 и більше	35
25…50	70
Не більше 25	100

Таблиця 4.3 – Оцінка факторів виробничого трудового процесу оператора котельні

№ п/п	Фактори виробничого середовища та трудового процесу	Нормативне значення	Фактичне значення	3 клас: шкідливі та небезпечні умови та характер праці			Трива-лість дії фактора за зміну, %
				1 ст	2 ст.	3 ст.	
1	Шкідливі хімічні речовини, мг/м^3: 3 клас небезпеки Оксиди азоту	5	1				92,36
	4 клас небезпеки Вуглецю оксид	20,0	5,0				
3	Шум, дБА	80	85	5			92,36
4	Вібрація (загальна), дБ	92	96		4		92,36

Продовження таблиці 4.3

1	2	3	4		6		8
5	Мікроклімат у приміщенні (теплий період): - температура, ºС; - швидкість руху повітря, м/с; - відносна волога повітря, %.	 22-24 0,2 40-60	 36 0,3 31		8		92,36
6	Тяжкість та напруженість праці	категорія праці – легка, I мало напружена					

Таким чином, проведений аналіз умов праці на котельній дозволяє зробити висновок про перевищення нормативних показників по рівню шуму, вібрації та мікроклімату. Все це дозволяє віднести умови праці до III класу 2 ступеня. За показниками робоче місце слід вважати з шкідливими умовами праці.

4.2 Розробка заходів захисту від впливу небезпечних і шкідливих чинників виробничого середовища у котельній

Оптимальний мікроклімат в приміщенні забезпечує підтримку теплової рівноваги між організмом і навколишнім середовищем. Підтримання на заданому рівні параметрів, що визначають мікроклімат, температури, вологості і швидкості повітря - може здійснюватися кондиціонуванням або великими допусками вентиляцією. Але вентиляція і навіть кондиціонування повітря не захищають від теплового випромінювання.

Заходи захисту від теплового випромінювання можна розділити на наступні чотири групи:

- ті, що усувають джерело тепловиділень;
- ті, що захищають від теплового випромінювання;
- ті, що полегшують тепловіддачу тіла людини;
- заходи індивідуального захисту.

Джерела тепловиділень можуть бути усунені при зміні технологій, при автоматизації та механізації ручної праці, скороченні довжини газоходів і т.д.

При роботі з високою концентрацією випромінюваної теплоти протягом зміни влаштовуються перерви, частота і тривалість яких визначається умовами і тяжкістю роботи. Під час перерв робочі відпочивають у спеціально обладнаних або обгороджених місцях, де забезпечується заданий сприятливий мікроклімат.

Засоби індивідуального захисту застосовують з метою виключення або зниження впливу променевої енергії на організм людини. До них відносяться: ізолюючі костюми, спеціальний одяг і взуття, засоби захисту для голови, обличчя, очей і рук.

Захист від шкідливих газо-, та пилевиділень передбачає влаштування місцевої витяжної вентиляції для відсмоктування отруйних речовин безпосередньо від місць їх утворення. Місцеві відсмоктувачі слід по можливості влаштовувати конструктивно вбудованими та зблокованим з обладнанням так, що агрегат не можна пустити в хід при вимкненому відсосі.

На додаток до загальних захисних засобів застосовуються індивідуальні засоби захисту. При роботі з отруйними та забруднюючими речовинами користуються спецодягом - комбінезонами, халатами, фартухами та інше. Для захисту шкіри рук, обличчя, шиї застосовують захисні пасти: антитоксичні, малостійкі, водостійкі. Очі від можливих опіків і подразнень захищають окулярами з герметичною оправою, масками і шоломами.

Дихальні органи захищають фільтруючими і ізолюючими приладами. Фільтруючі прилади - це промислові протигази і респіратори. Респіратор складається з гумової напівмаски і фільтрів, що очищають вдихаєме повітря від пилу. Ізолюючі дихальні прилади, шлангові або кисневі застосовують у випадках високих концентрацій шкідливих речовин.

У котельні, з метою зниження рівня шуму, необхідно проводити такі заходи:

- поліпшення режиму експлуатації обладнання;
- балансування механізмів;
- накладення шумовий ізоляції (шумозахисні кожухи).

За допомогою звукоізолюючих перешкод можна знизити рівень шуму на 30 – 40дБ. Ефективними звукоізолюючими матеріалами є метали, бетон, дерево та ін.

Крім заходів технологічного та технічного характеру, широко застосовуються засоби індивідуального захисту - антифони, виконані у вигляді навушників, заглушок - вкладишів і шоломів.

Для усунення вібрації котли змонтовані на самостійних фундаментах, віброізолірованних від підлоги. Всі тгрнопроводи проходять на достатній відстані від стін і сусідніх тгрнопроводів. Для ослаблення передачі вібрації і шуму по тгрнопроводам приєднання їх до вентиляторів і насосів виконується за допомогою гнучкої вставки з гумової тканини або гумового патгрнка. Інтенсивність вібрацій деталей агрегатів зменшують шляхом облицювання їхніх поверхонь або заповнення спеціально передбачених повітряних порожнин в них демпфуючими матеріалами.

Як індивідуальні засоби захисту від вібрації застосовуються рукавиці, що гасять вібрацію та спеціальне взуття.

Корозійна стійкість обладнання забезпечується збільшенням корозійної стійкості конструктивного матеріалу, шляхом нанесення відповідного покриття та видалення кисню з води. Для цього її піддають деаерації.

Надійність роботи поверхонь нагріву котельних агрегатів залежить від якості живильної води. Основним завданням водопідготовки є боротьба з корозією і накипом. Для цього застосовують такі заходи:

– деаерація робочої води з метою зниження кисневої корозії;

– підігрів теплоносія для зниження низькотемпературної корозії.

Для забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу котельні необхідно передбачети такі захисні пристрої:

– манометр, що показує тиск гарячої води;

– повітряно - вказівні прилади для спостереження за рівнем води;

– спускні і продувальні вентилі;

– повітряні клапани для видалення повітря з котла;

– запобіжні клапани для автоматичного випуску надлишкової води з котлів.

Тгрнопроводи гарячої води є небезпечними внаслідок високої температури на поверхні тгрнопроводів і можуть послужити джерелами опіків на тілі працівників. Для запобігання опіків робітники повинні працювати у виданому спецодязі (куртка, брюки) і взуття (робочі черевики) і користуватися встановленими засобами індивідуального захисту (рукавиці комбіновані). Обслуговуючому персоналу необхідно уникати тривалого перебування в місцях стиків фланцевих з'єднань тгрнопроводів, що перебувають під тиском, в місцях, де можлива присутність газів, близько запобіжних клапанів і т. д [26].

4.3 Електробезпека

Електробезпека - це система організаційних, технічних заходів, а також засобів захисту від поразок людини електричним струмом.

Виробничо - опалювальна котельня відноситься до третього класу приміщення по електробезпеці, тобто це приміщення без підвищеної небезпеки.

Організаційні заходи включають в себе вибір раціональних режимів роботи персоналу з обслуговування електроустановок, обмеження місць і часу перебування персоналу в зоні впливу електричного струму.

Небезпечна і шкідливий вплив на людей електричного струму проявляється у вигляді електротравм та профзахворювань.

Основними споживачами електроенергії є електродвигуни димососів, вентиляторів.

Чинними нормативними документами є:

1. ГОСТ 12.1.01979 «ССБП. Електробезпека. Загальні вимоги і номе нклатура видів захисту».

2. ГОСТ 12.1.000-82 «ССБТ. Електробезпека. Гранично допустимі рівні напруг дотику і струмів».

Напруга дотику і струми, що протікають через тіло людини, не повинні перевищувати значення, вказані в таблицях 4.4 та 4.5.

Таблиця 4.4 - Напруга дотику і струми при нормальних режимах роботи електроустановок.

Рід струму	Напруга	Сила струму
50 Гц змінний	Не більше 2В	Не більше 0,3 мА

Для запобігання ураження електричним струмом при дотику до металевих неструмоведучих частин, які можуть опинитися під напругою в результаті пошкодження ізоляції, слід використовувати захисне заземлення.

Як індивідуальні засоби захисту від електричного струму застосовуються екрануючи комплекти (костюми, рукавички, взуття), килимки, підставки, перемички, провідники з зажимами і т.д.

Таблиця 4.5 - Напруга дотику і струми при аварійних режимах роботи електроустановок напругою до 1000 В і частотою 50 Гц.

Тривалість впливу, сек	Нормований показник	
	Напруга, В	Сила току, мА
0,01–0,08	220	220
0,1	200	200
0,2	100	100
0,3	70	70
0,4	55	55
0,5	50	50
0,6	40	40
0,7	35	35
0,8	30	30
0,9	27	27

До колективних методів захисту відносяться плакати, огородження та знаки безпеки.

4.4 Пожежна безпека

Технологічний процес пов'язаний зі спалюванням палива, то можливе джерело пожежі в котельні - це витік палива з газопроводу та утворення вибухонебезпечної газоповітряної суміші.

Згідно ГОСТ 12.1.004. 91 «ССБТ. Пожежна безпека. Загальні вимоги», котельня з пожежної безпеки відноситься до категорії «Г», по вогнестійкості будівельних конструкцій ступінь вогнестійкості будинку котельні II, класу В - 1А.

Категорія «Г» означає негорючі речовини і матеріали в гарячому, розпеченому або розплавленому стані, процес обробки яких супроводжується виділенням променистого тепла, іскор і полум'я, горючі гази і рідини, які спалюються як паливо. Клас В - 1А - зони, розташовані в приміщеннях, в яких при нормальній експлуатації вибухонебезпечні суміші горючих газів або парів легкозаймистих рідин з повітрям не утворюється, а утворення таких сумішей можливе тільки в результаті аварій і несправностей.

Джерелами пожежі можуть бути витік і скупчення газу в котельні; несправність електрообладнання, освітлювальних приладів; вихід з ладу приладів автоматики. При порушенні цілісності газопроводів відхідних газів, або при руйнуванні обшивки і обмурівки котла, відходячі, що мають високу температуру, можуть послужити причиною пожежі.

Для попередження утворення вибухонебезпечних газоповітряних сумішей велике значення має контроль повітряного середовища виробничого приміщення. Найбільш прогресивний контроль повітряного середовища виробничих приміщень автоматичними сигналізаторами до вибухових концентрацій. При включенні попереджувальної сигналізації та аварійної вентиляції передбачається автоматичне або ручне відключення всього або частини технологічного обла д-нання.

Експлуатація та технічне обслуговування відіграють найважливішу роль у запобіганні небезпечної ситуації:

- підтримання чистоти на підприємстві
- мінімізація джерел займання
- обслуговування та перевірка обладнання
- дотримання інструкцій;
- заборона на куріння, ліцензовані вогневі роботи та ін.

Для боротьби з пожежею котельня обладнана протипожежним інвентарем за існуючими нормами протипожежної охорони.

До складу цього інвентарю входять:

- пінні хімічні вогнегасники;
- порошкові вогнегасники;
- гідранти;
- ящики з піском;
- лопати, відра.

Для швидкого виклику пожежної служби в котельні встановлені сповіщувачі і телефон.

4.5 Можливі аварії у газовому господарстві котельні та план їх ліквідацій

Передумовами виникнення небезпечної ситуації є утворення підходящої суміші газ-повітря і наявність джерела загоряння, або висока температура суміші газ-повітря (самозаймання).

Вибух газу може бути наслідком течі в обладнанні поза котлом або течі в трубопроводі. Якщо вибух газу відбувається поза котла, то за цим звичайно слідує пожежа.

Джерелами загоряння можуть бути:

- гарячі поверхні;
- «задній» вогонь з котла;
- іскри від електроприладів або при проведенні тих робіт;
- куріння тощо.

Експлуатація та технічне обслуговування відіграють найважливішу роль у запобіганні небезпечної ситуації:

- обслуговування і перевірка для газу і супутнього обладнання;
- мінімізація джерел займання;

– дотримання правильних методів роботи, наприклад спустошення тгрни для газу перед початком технічних робіт;

– дотримання інструкцій; заборона на куріння, ліцензовані вогневі роботи та ін.

У таблиці 4.6 представлено план ліквідації можливих аварій у газовому господарстві котельні.

Таблиця 4.6 - План ліквідації можливих аварій у газовому господарстві котельні

Види аварії	Заходи з порятунку людей і ліквідації аварії	Особи відповідальні за виконання заходів і виконавці
1	2	3
1. Припинення надходження газу в котельну (пониження тиску газу нижче межі захисту котла)	1. Закрити запірну арматуру з пальника котлів. Відкрити свічки безпеки. 2. Повідомити про аварії інженеру зміни, майстру котельні. 3. З'ясувати причину припинення надходження газу (зниження тиску) на котельню.	Оператор котельні

Продовження таблиці 4.6

1	2	3
2. Коливання тиску газу після регулятора ГРП	1. Відрегулювати роботу ГРП шляхом прикриття засувки після регулятора або засувки перед регулятором. 2. При неможливості стабілізувати тиск газу перейти на байпас. 3. Повідомити інженеру зміни майстру котельні	Оператор котельні, газова служба Концерну «ГТС»
3. Обрив (розрив) газопроводу або арматури і загазованості приміщення ГРП, котельні	1. Припинити споживання газу і відключити пошкоджену ділянку газопроводу. При необхідності залишити ГРП, або перекрити засувку входу газу на котельню. 2. Повідомити інженеру зміни, майстру котельні, в газову службу. Осіб, які перебувають поблизу місця аварії видалити. Загазованість приміщення визначити приладом ШИ-11. 3. При неможливості відключити подачу газу самостійно. 4. Захистити місце аварії. Провітрити приміщення.	Оператор котельні, газова служба Концерну «ГТС»

Продовження таблиці 4.6

1	2	3
	5. Не включати і не вимикати працююче електрообладнання і електроосвітлення в місці загазованості щоб уникнути утворення іскри і займанні газу. Використовувати тільки аварійне освітлення або ліхтарик шахтного типу. 6. Пам'ятати, що природний газ скупчується у верхніх, погано вентильованих місцях будівлі.	
4. Вибух газу в топці котла або газоході	1. Відключити подачу газу до котла натисканням кнопки "Аварійна зупинка котла".	Оператор котельні
	2. Повідомити інженеру зміни, майстру котельні. 3. При пошкодженнях довколишніх газопроводів і загазованості приміщення діяти згідно пункту 3 виду аварії.	
5. Пожежа в районі розташування газопроводів і ГРП	1. Повідомити інженеру зміни, майстру котельні. 2. Вийти в район пожежі, оцінити можливість його розвитку. 3. Вжити заходи щодо локалізації пожежі і її гасіння.	Оператор котельні, інженер зміни, газова служба Концерну «ГТС»

Продовження таблиці 4.6

1	2	3
	4. Викликати пожежну службу за тел. 101. 5. При розвитку пожежі і можливості пошкодження газопроводу та його опор відключити подачу газу на котельню зупинкою ГРП. 6. При неможливості відключити подачу газу самостійно викликати аварійну газову службу по тел. 104.	

4.6 Розрахунок захисного заземлення

Захисне заземлення - навмисне електричне з'єднання з землею чи її еквівалентом металевих неструмоведучих частин, що можуть опинитися під напругою внаслідок замикання на чи корпус з інших причин.

Якщо корпус електроустановки заземлений, основний струм піде по пристрою, що заземлює, опір якого в багато разів менше опору тіла. Через людину піде в цьому випадку малий струм, безпечний для життя.

З метою усунення небезпеки поразки струмом у випадку дотику до корпуса електроустановки й інших неструмоведучих металевих частин, що опинилися під напругою, розрахуємо необхідну кількість штучних заземлювачів [27,28,29].

В якості заземлювача використаємо круглі стрижні з вертикальним заглибленням. На рисунку 4.1 зображена схема розташування електродів захисного заземлення в ґрунті. Діаметр одного стрижня d=0,05 м, довжина l=5м, відстань між заземлювачами a=10 м, глибина заглиблення h=1 м, ширина шини b=0,06 м. Тип грунту – чорнозем, кліматична зона – II. Вологість грунту – середня.

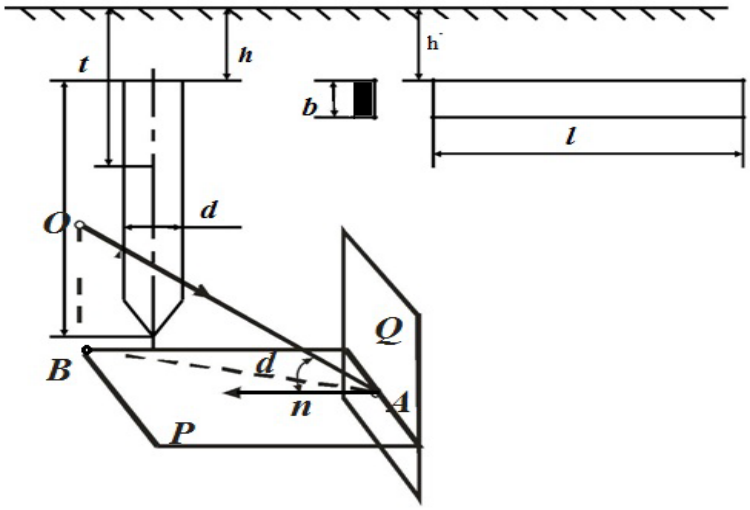


Рисунок 4.1 - Схема розташування електродів захисного заземлення в ґрунті

Розрахункове значення питомого опору ґрунту знайдемо за формулою:

$$\rho = \psi\rho_{o,} \tag{4.1}$$

де ρ_o – питомий опір ґрунту, Ом ·м;

ψ – кліматичний коефіцієнт, що залежить від кліматичної зони та вологості ґрунту, для Запорізького регіону можна вважати $\psi_в$ = 1,3 у випадку вертикального заземлювача.

$$\rho = 1{,}3 \cdot 60 = 78 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Опір розтіканню струму одного вертикального заземлювача знайдемо за формулою:

$$R_o = 0{,}366 \cdot \frac{\rho}{l}\left(lg\frac{2l}{d} + 0{,}5lg\frac{4t+l}{4t-l}\right), \quad (4.2)$$

де l – довжина заземлювача, м;

d – діаметр заземлювача, м;

t – відстань від поверхні землі до середини заземлювача.

$$R_o = 0{,}366 \cdot \frac{78}{5}\left(\lg\frac{2 \cdot 5}{0{,}05} + 0{,}5\lg\frac{4 \cdot 3{,}5+5}{4 \cdot 3{,}5-5}\right) = 14 \text{ Ом}.$$

Орієнтовна кількість вертикальних заземлювачів знайдемо за формулою:

$$n' = 1{,}3R_o/R_н, \quad (4.3)$$

де $R_н$ – нормативне значення опору заземлення, приймаємо 4 Ом, при $N_{тр}$ = 1000кВ·А.

$$n' = 1{,}3 \cdot 14/4 = 4{,}55 \text{ шт}.$$

Приймаємо 5 вертикальних заземлювачів.

Розташовуємо заземлювачі у ряд. Коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів $\eta_в$=0,7.

Визначимо загальну кінцеву кількість заземлювачів знайдемо за формулою:

$$n = n'/\eta_в, \quad (4.4)$$

$$n = 5/0,7 = 7 \text{ шт.}$$

Довжина шини у випадку вертикальних заземлювачів визначається за формулою знайдемо за формулою:

$$L = 1,05 \cdot a \cdot n, \quad (5)$$

де a – відстань між заземлювачами, м.

$$L = 1,05 \cdot 10 \cdot 7 = 105 \text{ м.}$$

Опір розтіканню з'єднувальної шини для вертикальних заземлювачів з урахуванням коефіцієнта її використання $\eta_ш$ знайдемо за формулою:

$$R_г = (\rho/2\pi L\, \eta_ш)\, ln(2\, L^2/bt), \quad (6)$$

де $\eta_ш$ - коефіцієнт використання шини $\eta_ш = 0,8$.

$$R_г = (78/2 \cdot 3,14 \cdot 105 \cdot 0,8) \ln(2 \cdot 105^2/0,06 \cdot 3,5) = 2 \text{ Ом}$$

Опір розтіканню струму заземлювача в цілому знайдемо за формулою:

$$R = (R_о \cdot R_г)/(R_о \cdot \eta_ш + R_г \cdot \eta_в \cdot n) \quad (7)$$

$$R = (14 \cdot 2)/(14 \cdot 0,8 + 2 \cdot 0,7 \cdot 7) = 1,33 \text{ Ом}$$

Розрахункове значення значне менше нормативного $R = 1,33 < R_н = 4$, тому кількість вертикальних стрижнів зменшуємо до 5.

Для заземлення необхідно взяти 5 стрижнів.

ВИСНОВКИ

Основними результатами кваліфікаційної магістерській роботи є наступне:

1) В ході аудиту котельні було виявлено, що котлоагрегати, завантажені лише на 52 %, що відбивається на їх ККД в сторону зменшення від номіналу, а також призводить до перевитрат електричної енергії насосами мережної води, продуктивність яких не регулюється з точки зору енергоефективності;

2) Розроблена методика дозволяє визначати кількість споживаної електричної енергії, виходячи із радіусу ефективного теплопостачання; його доцільно обчислювати при виникненні завдання реконструкції або нового будівництва системи енергозабезпечення;

3) На значення кількості споживаної електричної енергії при розширенні зони обслуговування тепловою мережею істотно впливає наявність або відсутність резервів пропускної здатності існуючих мереж і резервів потужності на джерелі;

4) При навантаженні більше 10 Гкал / год витрата мережної води перевищила пропускну спроможність чотирьох ділянок існуючої мережі. При подальшому зростанні теплового навантаження кількість ділянок, які необхідно замінити, збільшується і при навантаженні в 90 Гкал / год реконструкція зі збільшенням потужності наявних двигунів насосів мережної води та діаметрів трубопроводів потрібні для всієї мережі, що є економічно недоцільним.

5) При різних варіантах запропонованої системи енергопостачання, перший варіант є раціональним як по витратам на електричну енергію, зокрема (863 тис кВт год/рік, проти 920 та 1083, відповідно), так і по сукупним витратам.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Економічна статистика // Державна служба статистики України [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://www.ukrstat.gov.ua/ – 09.10.17 – Заголовок з екрану.

2. Офіційний веб-сайт. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг [Електронний ресурс] – Режим доступу : \WWW/ URL http://www.nerc.gov.ua/ – 12.10.17 – Заголовок з екрану.

3. Офіційний веб-сайт. Мінфін України [Електронний ресурс] – Режим доступу : \WWW/ http://index.minfin.com.ua/tarif/gas/ – 12.10.17 – Заголовок з екрану.

4. Про судоустрій і статус суддів : Закон України «Про енергетичну ефективність будівель» від 14 грудня 2016 р.: за станом на 4 квітня 2017 р. // ВВР України. – 2017. – № 4941. – 20 с. – Режим доступу: \WWW/ URL: http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4_1?pf3511=60730 – 16.10.17 – Заголовок з екрану.

5. ДБН В.2.6-31:2016. Теплова ізоляція будівель [Текст] // Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України, Київ, 2017. – 37 с.

6. Дешко, В.І. Числове моделювання як метод дослідження теплових режимів приміщення [Текст] / В.І. Дешко, М.М. Шовкалюк, Ю.В. Лохманець, Ю.Р. Куран // Нова тема. - №4. - 2008. – 26-30 с.

7. Національний план дій з енергоефективності до 2020 року [Текст] / Підготовлений Україною, як Договірною Стороною Енергетичного Співтовариства, на основі шаблону NEEAP, підготовлений IEE проекту підтриманого EMEEES для держав-членів, 2013. – 82 с.

8. Орієнтовний перелік енергоефективного обладнання та/або матеріалів, які є складовими (комплектуючими) устаткування та матеріалів,

що визначені Порядком використання коштів, передбачених у державному бюджеті для здійснення заходів щодо ефективного використання енергетичних ресурсів та енергозбереження, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 17 жовтня 2011 року № 1056 (станом на 26.02.16) [Електронний ресурс] / Режим доступу : \WWW/ URL http://myrgorod.pl.ua/files/images/-News/2017/03/02/1/perelik_obladnannya.pdf – 02.11.17 – Заголовок з екрану.

9. Електричні обігрівачі [Електронний ресурс] / Режим доступу : \WWW/ URL http://svoeteplo.org/advice/elektrichni-obigrivachi/

10. Качан, Ю. Г. Основи енергозбереження [Текст] : Для студ. всіх форм навчання спец. 8.000007 "ЕМ" : конспект лекцій / Ю. Г. Качан ; ЗГІА. - Запорожжя : ЗГІА, 2002. - 183 с.

11. Колосюк, В. Використання сонячної енергії для теплопостачання – перший крок до енергетичної незалежності [Електронний ресурс]/В. Колосюк. – Режим доступу http://www.thermo-auto.com.ua/index.php?section=text&id=7 – 05.11.17 – Заголовок з екрану.

12. Ярмолюк, О.С. Оцінювання режимів роботи інтегрованих енергопостачаючих систем при невизначеності інформації. Дис. канд.техн.наук: 05.14.01.- М., 2015.- 238 с.

13. Дудюк, Д.Л. Нетрадиційна енергетика: основи теорії та задачі [Текст] : навч. посіб. / Д.Л. Дудюк, С.С. Мазепа, Я.М. Гнатишин. – Львів : Магнолія 2006, 2008. – 188 с.

14. Компанія світлотехнічного й електротехнічного обладнання «Софіт-Люкс» : Сонячні електростанції в Україні. Перспективи розвитку [Електронний ресурс]. – Режим доступу : http://sofit.com.ua/articles-/solnechnaya_e_nergetika_v_ ukraine/ – 07.11.17 – Заголовок з екрану.

15. Компанія виробництва сонячних та кваліфікаційної консультації «SOLBAT» : Додаткове обладнання. Контролери заряду [Електронний ресурс]. – Режим доступу : http://www.solbat.su/dopobr/kontzar/ – 07.11.17 – Заголовок з екрану.

16. Мушик, Е. Методи приняття технічних рішень [Текст] / Е. Мушик, П. Мюллер. – М. : Мир, 1990. – 206 с.

17. Попов, В.А. Оцінка впливу метеорологічних і географічних факторів при оцінюванні режимів роботи систем сонячного теплопостачання / В. А. Попов, О. С. Ярмолюк // Енергетика: економіка, технології, екологія. - 2016. - 7-13 с. - Режим доступу: http://ela.kpi.ua/jspui/bitstream/123456789/-16555/1/3.pdf 08.11.17 – Заголовок з екрану.

18. Грабовецький, Б. Є. Методи експертних оцінок: теорія, методологія, напрямки використання [Текст]: монографія / Б. Є. Грабовецький. — Вінниця : ВНТУ, 2010. — 171 с.

19. Добров, Г. М. Експертні оцінки в науково-технічному прогнозуванні [Текст] / Г. М. Добров, Ю. В. Ершов, Е. І. Левін, Л. П. Смирнов – К. : Наукова думка, 1974. – 160 с.

20. Геєць, В. М. Моделі і методи соціально-економічного прогнозування: підручник [Текст] / В.М. Геєць, Т.С. Клебанова, О.І. Черняк – Х. : ВД «ІНЖЕК», 2005. – 396 с.

21. Метод ранжирування. Теорія економічного аналізу [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://studme.org/53270/ekonomika/metod_-ranzhirovaniya – 19.11.17 – Заголовок з екрану.

22. Офіційний веб-сайт. «Prom-pro» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://prel.prom.ua/p289864786-gelosistema-gvp-mnmalna.html – 09.12.17 – Заголовок з екрану.

23. Братковська, К. О. Основи інвестиційної діяльності [Текст] : метод. вказівки до виконання практичних робіт для студ. ЗДІА напряму 6.050701 "Електротехніка та електротехнології" всіх форм навчання / К. О. Братковська; ЗДІА. - Запоріжжя : ЗДІА, 2015. - 32 с.

24. ДБН В.2.5-28-2016. Природне і штучне освітлення [Текст] // Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України, Київ, 2016. – 136 с.

25. Ковалко, М.П., Енергозбереження - досвід, проблеми, перспективи[Текст] / Ковалко М.П. Відпов. ред. Шідловській А.К; Держкоменергозбереження України - Київ: Ін-т Електродинаміки НАНУ, 1997. - 152с.

26. Копитов, Ю.В., Економія електроенергії в промисловості [Текст]: довідник. Копитов, Ю.В., Чуланов Б.А. -М: Енергія, 1978.-120с.

27. Мамалига, В.М. Енергозбереження в системах електроприводу[Текст]. Мамалига, В.М. - Київ: Енергетичний центр ЄС в Києві, 1995.-86с.

28. Гольфстрім, В.А. Довідник по економії паливоенергетичних ресурсів[Текст]/ Гольфстрім, В.А., Кузнєцов Ю. Л. - Київ: Техніка, 1985.-383с.

29. ДНАОП 0.00-1.21-98 - «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів ».

30. РД 34.21.122-87 - «Інструкція з пристрою блискавкозахисту будівель і споруд».

31. ГОСТ 12.2.007.0-75 - «Вироби електротехнічні. Загальні вимоги електробезпеки».

32. ДБН В.1.1-7-2002 «Пожежна безпека об'єктів будівництва».

33. СНиП 3.05.06-85 - «Електротехнічні пристрої».

34. ДСТУ 2339-94 - «Енергозбереження. Основні положення».

35. ГКД 341.004.001-94 - «Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750кВ».

36. ДСН 3.3.6.042-99 «Санитарные нормы микроклимата производственных помещений».

37. Анализ опасных и вредных производственных факторов [Електронний ресурс] – Режим доступу: WWW/URL: http://trud.bobrodobro.ru/6620 – 10.12.2017 – Заголовок з екрану.

38. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

39. СанПиН 4617-88 «Предельно-допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

40. ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум, общие требования безопасности».

41. СН 2.24/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых и общественных зданий на территории жилой застройки».

42. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».

43. ГОСТ 24940-96 «Здания и сооружения.

44. Мероприятия по обеспечению электробезопасности в цехе [Електронний ресурс] – Режим доступу: WWW/URL: http://refdb.ru/look/2592551.html – 11.12.2017 – Заголовок з екрану.