

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Навчально-науковий інститут атомної та теплової енергетики

Кафедра теплової та альтернативної енергетики

До захисту допущено:

Завідувачка кафедри

_____ Ольга ЧЕРНОУСЕНКО
(підпис) (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

“ _____ ” _____ 2025 р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

за освітньо-професійною програмою

**«Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій»
зі спеціальності 144 «Теплоенергетика»**

**на тему: «Опалювальна ТЕЦ потужністю 330 МВт
для міста Івано-Франківськ»**

Виконала: студентка IV курсу, групи TU-11

Аліна АЗАРОВА

(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

(підпис)

Науковий керівник доцент, кандидат техн. наук, доцент
(Посада, науковий ступінь, вчене звання)

Віталій ПЕШКО

(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

(підпис)

Консультант з питань охорони праці доцент, кандидат техн. наук, доцент
(Посада, науковий ступінь, вчене звання)

Сергій КАШТАНОВ

(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

(підпис)

Рецензент

_____ (Посада, науковий ступінь, вчене звання, власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проєкті немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань

Студент

_____ (підпис)

Керівник

_____ (підпис)

Київ – 2025 року

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Навчально-науковий інститут атомної та теплової енергетики
Кафедра теплової та альтернативної енергетики

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність 144 «Теплоенергетика»

Освітньо-професійна програма

«Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувачка кафедри

Ольга

ЧЕРНОУСЕНКО

_____ (підпис)

(Власне ім'я,

ПРИЗВИЩЕ)

“ ___ ” _____ 2025 р.

**ЗАВДАННЯ
на дипломний проєкт студенту**

Аліні Азаровій

(Ім'я, прізвище)

1. Тема проєкту: «Опалювальна ТЕЦ потужністю 330 МВт для міста Івано-Франківськ»

Керівник проєкту Віталій Пешко, кандидат техн. наук, доцент,

(Ім'я, прізвище, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від « ___ » _____ 2025 р. № _____

2. Термін подання студентом проєкту 16.06.2025 р.

3. Вихідні дані до проєкту: місто Івано-Франківськ, із потребою у гарячій воді по графіку 150/70 C⁰ 900 МВт; частка ГВП – 18%, вентиляції – 9%; Кількість годин використання встановленої електричної потужності – 5750 год/рік; Основне паливо – газ, резервне – мазут.

4.Зміст пояснювальної записки: Вступ, Техніко-економічне обґрунтування вибору основного обладнання ТЕЦ, Тепломеханічна частина, Охорона праці.

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо): Теплова схема турбіни Т-110/120-130-5М; Поперечний розріз головного корпусу; Генеральний план ТЕЦ 330 МВт

6. Консультанти розділів проєкту*

Розділ	Ім'я, прізвище та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
охорона праці	Сергій КАШТАНОВ, доцент		

7. Дата видачі завдання 19.05.25 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Термін виконання етапів проєкту	Примітка
1	Вибір основного устаткування ТЕЦ		
	- розрахунки теплових навантажень;	22.05.2025 р.	
	- економічна оцінка ефективності ТЕЦ	24.05.2025 р.	
2	Схема енергоблоку:		
	- опис роботи;	26.05.2025 р.	
	- вихідні дані;	26.05.2025 р.	
	- розрахунки	26.05.2025 р.	
3	Розрахунки та вибір обладнання:		
	- котли;	27.05.2025 р.	
	- насоси;	27.05.2025 р.	
	- пластинчастий підігрівач ГВП	28.05.2025 р.	
4	Аналіз потенціалу біомаси:		
	- потенціал і доцільність біомаси;	29.05.2025 р.	
	- властивості й горіння біомаси	29.05.2025 р.	
5	Охорона праці	31.05.2025 р.	
6	Графічна частина:		
	- схема трубопроводів енергоблоку;	05.06.2025 р.	
	- головний корпус, поперечний розріз;	06.06.2025 р.	
	- генеральний план;	06.06.2025 р.	
7	Оформлення пояснювальної записки	07.06.2025 р.	

Студент _____

Аліна АЗАРОВА

* Консультантом не може бути зазначено керівника дипломного проєкту.

Керівник проєкту

(підпис)

Віталій ПЕШКО

(ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

АНОТАЦІЯ

Розроблено проєкт теплоелектроцентралі з тепловою потужністю 900 МВт, призначеної для забезпечення потреб у гарячому водопостачанні у місті Івано-Франківськ. На основі техніко-економічного розрахунку проведено порівняння варіантів вибору основного обладнання ТЕЦ, у результаті чого визначено найбільш економічно доцільний — установка парових турбін типу Т-110/120-130. Також виконано розрахунок теплової схеми, підібрано допоміжне обладнання і екологічний розрахунок.

Проєкт має графічну частину, яка складається з трьох креслень:

- теплова схема ТЕЦ;
- компонування головного корпусу;
- генеральний план.

У першому розділі виконано техніко-економічне обґрунтування — проаналізовано варіанти систем енергопостачання, проведено порівняння варіантів теплозабезпечення, здійснено розрахунки собівартості електроенергії та тепла, а також оцінено грошові потоки з урахуванням критеріїв економічної ефективності.

Другий розділ містить тепломеханічну частину проєкту: подано загальну характеристику ТЕЦ, обґрунтовано вибір основного та допоміжного устаткування, детально розраховано теплову схему станції, розглянуто компонування головного корпусу та описано допоміжні господарства.

У третьому розділі розглянуто можливість використання біомаси як перспективного джерела енергії. Проведено аналіз енергетичного потенціалу біомаси, обґрунтовано доцільність її використання в умовах України, вивчено фізико-хімічні властивості біомаси та фізичні основи процесу її горіння.

У четвертому розділі проаналізовано питання охорони праці. Визначено основні небезпечні виробничі фактори, характерні для котельного відділення та блочної щитової управління, зокрема: високий тиск, температура, шум, вібрація та наявність шкідливих газів. Наведено технічні, електротехнічні, санітарно-гігієнічні та протипожежні заходи, розроблені з урахуванням вимог чинних нормативних документів — ДБН, ДСТУ і НПАОП.

Ключові слова: ТЕЦ, тепломеханіка, енергетика, біомаса, теплова схема, економічна ефективність, допоміжне обладнання, захист довкілля, використання біомаси, альтернативне паливо, компонування, генеральний план.

ANNOTATION

A project of a combined heat and power plant (CHP) with a thermal capacity of 900 MW has been developed to meet the demand for hot water supply. Based on a techno-economic analysis, various options for selecting the main equipment were compared, resulting in the choice of the most economically viable option — the installation of T-110/120-130 type steam turbines. Additionally, the thermal scheme was calculated, auxiliary equipment was selected, and an environmental assessment was carried out.

The project has the graphic part, which consist of the three drawings:

- the thermal scheme TPP;
- the arrangement of the main building;
- the general plan of the TPP

Chapter 1 presents a techno-economic justification: it analyzes various energy supply system options, compares different heat supply alternatives, calculates the cost of electricity and heat generation, and evaluates cash flows based on economic efficiency criteria.

Chapter 2 contains the thermomechanical section of the project: it provides a general description of the CHP plant, justifies the selection of main and

auxiliary equipment, includes a detailed calculation of the thermal scheme, discusses the layout of the main building, and describes auxiliary systems.

Chapter 3 explores the potential use of biomass as a promising energy source. It includes an assessment of biomass energy potential, substantiates the feasibility of its use in Ukraine, and examines its physical and chemical properties along with the fundamentals of the combustion process.

Chapter 4 analyzes occupational safety issues. The main hazardous production factors typical for the boiler department and control room have been identified, including high pressure, temperature, noise, vibration, and the presence of harmful gases. Technical, electrical, sanitary-hygienic, and fire safety measures have been proposed in accordance with current regulatory documents — DBN, DSTU, and NPAOP.

Keywords: CHP, thermomechanics, energy, biomass, thermal scheme, economic efficiency, auxiliary equipment, environmental protection, biomass utilization, alternative fuel, layout, general plan.

**Пояснювальна записка
до дипломного проекту**

на тему: _____ «Опалювальна ТЕЦ потужністю 330 МВт для міста Івано-
Франківськ» _____

Київ - 2025 р

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	Ошибка! Закладка не определена.
Умовні скорочення прийняті в атестаційній роботі бакалавра	9
ВСТУП	10
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ОСНОВНОГО УСТАТКУВАННЯ ТЕЦ	11
1.1 Варіанти систем енергопостачання	11
1.2 Порівняння варіантів енергопостачання	16
1.3 Калькуляція собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ	27
1.4 Розрахунок грошових потоків та критеріїв економічної ефективності	31
1.5 Висновки за розділом 1	35
2 ТЕПЛОМЕХАНІЧНА ЧАСТИНА	36
2.1 Загальна характеристика ТЕЦ	36
2.2 Вибір основного устаткування	36
2.3. Вибір допоміжного обладнання	41
2.4 Розрахунок теплової схеми ТЕЦ	50
2.5 Компонування головного корпусу	61
2.6 Допоміжне господарство ТЕЦ	61
2.7 Охорона навколишнього середовища від викидів електростанції	64
2.8 Генеральний план ТЕЦ	68
2.9 Висновки за розділом 2	69
3 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТЕНЦІАЛУ БІОМАСИ ТА АНАЛІЗ ПЕРСПЕКТИВ ЙОГО ВИКОРИСТАННЯ	70
3.1 Енергетичний потенціал біомаси	70
3.2 Доцільність використання біомаси в Україні	71
3.3 Фізико-хімічні властивості біомаси	73
3.4 Фізичні основи процесу горіння біомаси	79
3.5 Висновки за розділом 3	82
4 ОХОРОНА ПРАЦІ	83
4.1 Технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації об'єкта	83
4.2 Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії. Вихідні положення	85
4.3 Пожежна безпека та профілактика	92
4.4 Висновки за розділом 4	94
ВИСНОВОК	95
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	96
ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ	97

					ДПБ 25 144 92432 ПЗ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Азарова			Опалювальна ТЕЦ потужністю 330 МВт для міста Івано- Франківськ Пояснювальна записка	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перевір.		Пешко				8	96	
Т. контр.		Соломаха				КПІ ім. Ігоря Сікорського, кафедра ТАЕ, гр. ТУ-11		
Н. Контр.		Абдулін						
Зав. каф.		Черноусенко						

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

БРОУ – швидкодіючий редуційно-охолоджувальний установка;
РОУ – редуційно-охолоджувальна установка;
ВМП – верхній мережний підігрівач;
ГВП – гаряче водопостачання ;
ГРП – газорегуляторний пункт;
ГРС – газорозподільна станція;
ККД – коефіцієнт корисної дії;
НМП – нижній мережний підігрівач;
ОБП – охолоджувач безперервної продувки;
ОД – охолоджувач дренажу;
ОУ – охолоджувач ущільнень;
ОЕ – охолоджувач ежектора;
ПВТ – підігрівач високого тиску;
ПВК – піковий водогрійний котел;
ПВП – пароводяний підігрівач;
ПК – паровий котел;
ПНТ – підігрівач низького тиску;
ПС – підігрівач сальниковий;
ПТС – принципова теплова схема;
ПТУ – паротурбінна установка;
РУ – редуційний пристрій;
ТМ – теплова мережа;
ТЕЦ – теплоелектроцентраль;
ХВО – хімводоочистка;
ЦВТ – циліндр високого тиску;
ЦНТ – циліндр низького тиску;
ЦСТ – циліндр середнього тиску.

		<i>Азарова</i>			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		<i>Пешко</i>				9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

У розвинених країнах значна частка паливно-енергетичних ресурсів використовується для покриття потреб у теплі та електроенергії низького й середнього потенціалу. Низькопотенційне тепло забезпечується теплоносієм з температурою до певного рівня, середньопотенційне — в межах вищих температур.

Раціональне використання енергоресурсів тісно пов'язане з розвитком теплофікації — централізованого теплопостачання, що передбачає комбіноване виробництво електроенергії та тепла на ТЕЦ. Це дозволяє знизити питомі витрати палива, що підтверджується розрахунками в даному проєкті.

Перші централізовані системи теплопостачання з'явилися у США (Лакпорі, 1877 р.) та Європі (Дрезден, 1900 р.), однак через невеликі потужності тривалий час не мали широкого поширення. Лише після Другої світової війни теплофікації почали приділяти серйозну увагу. Зростання промисловості та концентрація теплових навантажень у містах сприяли розвитку ТЕЦ як основних джерел теплопостачання. Їх частка сягала 36–38% річного постачання тепла, ще 33–39% — великі котельні.

Сучасні ТЕЦ і районні котельні дозволяють ефективно застосовувати системи очищення димових газів і золоулавлювання, що важко реалізувати в малих установках. В Україні енергетика — одна з ключових галузей, хоча більшість електростанцій були збудовані в 60–70-х роках і вже на 80% вичерпали свій ресурс. Через обмежене фінансування замість повної заміни обладнання здійснюється модернізація, спрямована на подовження терміну експлуатації, підвищення ККД та відновлення номінальної потужності станцій.

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ОСНОВНОГО УСТАТКУВАННЯ ТЕЦ

Електростанції характеризуються високою капіталоємністю, тривалим будівництвом і довгим строком експлуатації. Вони мають забезпечувати економічну, надійну та безпечну роботу з високою продуктивністю. У проєкті розглянуто два варіанти ТЕЦ і котельню, виконано порівняльні розрахунки та обрано оптимальний.

1.1 Варіанти систем енергопостачання

Розрахунок теплових навантажень

При виборі варіанту енергопостачання електростанція має повністю забезпечувати потреби в гарячій воді.

Таблиця 1.1 – Кліматологічні дані міста Івано–Франківськ

Температура зовнішнього повітря, °С			Число годин опалювального періоду з температурою зовнішнього повітря (°С)						
Розрахункова для опалення	Розрахункова для вентиляції	Середня за опалювальний період	-25	-20	-15	-10	-5	0	8
-20	-9	0	1	7	39	205	689	2208	4152

навантаження на гаряче водопостачання, опалення та вентиляцію.

Розрахункове теплове навантаження для вентиляції:

$$Q_B = \gamma_B Q_{\max}, \quad (1.1)$$

де Q_{\max} – максимальне теплове навантаження в гарячій воді, МВт,

γ_B – частка вентиляції.

$$Q_B = 0,09 \cdot 900 = 81 \text{ МВт},$$

Теплове навантаження на гаряче водопостачання в опалювальний період за розрахунками:

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{\text{ГВП}} = \gamma_{\text{ГВП}} Q_{\text{max}}, \quad (1.2)$$

$\gamma_{\text{ГВП}}$ – частка гарячого водопостачання.

$$Q_{\text{ГВП}} = 0,18 \cdot 900 = 162 \text{ МВт},$$

Навантаження гарячого водопостачання улітку:

$$Q_{\text{ГВП}}^{\text{lim}} = 0,7 \cdot Q_{\text{ГВП}} \quad (1.3)$$

$$Q_{\text{ГВП}}^{\text{lim}} = 0,7 \cdot 162 = 113,4 \text{ МВт}$$

Розрахункове теплове навантаження на опалення:

$$Q_{\text{роз.оп}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{в}} - Q_{\text{ГВП}}, \quad (1.4)$$

$Q_{\text{в}}$ – розрахункове теплове навантаження на вентиляцію, МВт,

$Q_{\text{ГВП}}$ – розрахункове теплове навантаження на гаряче водопостачання в опалювальний період, МВт.

$$Q_{\text{роз.оп}} = 900 - 81 - 162 = 657 \text{ МВт},$$

Теплове навантаження, яке припадає на відбори турбін:

$$Q_{\text{відб}} = Q_{\text{ГВП}} + 0,5 \cdot (Q_{\text{роз.оп}} + Q_{\text{в}}), \quad (1.5)$$

$Q_{\text{роз.оп}}$ – розрахункове теплове навантаження на опалення, МВт,

$$Q_{\text{відб}} = 162 + 0,5 \cdot (657 + 81) = 531 \text{ МВт}.$$

Вибір першого варіанта ТЕЦ

Для забезпечення необхідного навантаження з гарячого водопостачання обрано дві турбіни типу Т-175/210-130.

Таблиця 1.2 – Характеристики турбіни Т-175/210-130

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тип турбіни	Відбори $D_{ном}/D_{max}$, т/год		Мах витрата пари на турбіну, т/год	Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні, $W_{тф.}$, кВт·год/ГДж		Питомі витрати q , кДж/(кВт·год)	
	виробничий	опалювальний		вироб. відбір, $W_{тф}^{вир}$	оплюв. відбір, $W_{тф}^{оп.}$	теплоф. вироб., $q_{тф}$	конд. вироб., q_k
T-175/210-130	-	314 МВт	760	-	131,5	3810	8818

при цьому коефіцієнт теплофікації становить:

$$\alpha_{ТЕЦ} = \frac{Q_{відб}}{Q_{max}}, \quad (1.6)$$

де $Q_{відб}$ – загальна кількість тепла, що забезпечують теплофікаційні відбори турбін, МВт

Q_{max} – максимальне теплове навантаження у гарячій воді, МВт.

$$\alpha_{ТЕЦ} = \frac{2 \cdot 314}{900} = 0,698$$

У цьому варіанті для забезпечення турбін, що споживають 1520 т/год пари, встановлено 5 котлів Е-320-140 ГМ із загальною продуктивністю 1600 т/год. Пікове теплове навантаження гарячого водопостачання покривають водогрійні котли. Частка пікового навантаження становить: $Q_{пик} = Q_{max} - Q_{відб}$ (1.7)

Тобто, $Q_{пик} = 900 - 2 \cdot 314 = 272$ МВт

Для забезпечення навантаження встановлюють два котли типу КВГМ-180 потужністю по 209 МВт, із сумарною потужністю 418 МВт.

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибір другого варіанту ТЕЦ

Розрахунок проводиться аналогічно першому варіанту. Для забезпечення гарячого водопостачання обрано такі турбіни:

Т-110/120-130 в кількості 3 шт.

Таблиця 1.3 – Характеристики турбіни Т-110/120-130.

Тип турбіни	Відбори $D_{ном}/D_{max}$, т/год		Мах витрата пари на турбіну, т/год	Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні, $W_{тф.}$, кВт·год/ГДж		Питомі витрати q , кДж/(кВт·год)	
	вироб-ничий	опалю-вальний		вироб. відбір, $W_{тф}^{вир}$	оплюв. відбір, $W_{тф}^{оп.}$	теплоф. вироб., $q_{тф}$	конд. вироб., q_k
Т-110/120-130	-	206 МВт	470	-	129	3894	9211

Турбіна Т-110/120-130 на теплофікацію віддає $Q_{оп}^T = 206$ МВт, при цьому коефіцієнт теплофікації за формулою (1.6) становить:

$$\alpha_{ТЕЦ} = \frac{618}{900} = 0,686$$

У цьому варіанті пароспоживання турбін становить 1410 т/год, що покривається трьома котлами Е-500-140 ГМ по 500 т/год кожен. При цьому:

- генерація пари $3 \cdot 500 = 1500$ т/год.

Пікове навантаження покривається водогрійними котлами, його величина за формулою (1.7) дорівнює: $Q_{пик} = 900 - 3 \cdot 206 = 282$ МВт

Для цього навантаження встановлюють два котли КВГМ-180 по 209 МВт, сумарною потужністю 418 МВт.

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибір третього варіанту. Котельня

Кількість водонагрівальних котлів для опалювальної котельні визначається за наведеними формулами. Для покриття навантаження ($Q_{\max} = 900$ МВт за завданням) обираємо водонагрівальні котли потужністю по 209 МВт.

Кількість водонагрівальних котлів знаходиться за формулою:

$$n_{\text{вк}} = \frac{Q_{\max}}{Q_{\text{кот}}}, \quad (1.8)$$

де Q_{\max} – максимальне теплове навантаження, МВт

$Q_{\text{кот}}$ – навантаження водонагрівального котла ($Q_{\text{кот}} = 209$ МВт), МВт.

Тоді: $n_{\text{вк}} = 900/209 = 4,3$

Після округлення отримуємо $n_{\text{вк}} = 4$ котли.

Будуємо 1 котельню.

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.2 Порівняння варіантів теплопостачання

Витрати умовного та натурального палива

У результаті розрахунків річного графіка навантажень на ЕОМ отримано витрати умовного палива для енергетичних і водогрійних котлів у двох варіантах ТЕЦ. Тобто: $V_{ум}^I = 859,238$ тис. т.у.п. /рік,

$$V_{ум}^{II} = 839,97 \text{ тис. т.у.п. /рік.}$$

Річні витрати умовного палива в районній котельні визначаються за формулою:

$$V_{вк} = Q_{в}^{річ} \cdot (1+a/100) \cdot 1,0526/29309 \cdot \eta_{ка} \cdot \eta_{тп} \quad (1.9)$$

$$V_{пк} = Q_{п}^{річ} \cdot (1+a/100) \cdot 1,0526/29309 \cdot \eta_{ка} \cdot \eta_{тп}$$

де $Q_{в}^{річ}$ – відпуск тепла у гарячій воді, тис. ГДж,

$\eta_{ка}$ – ККД котлоагрегату, (приймаємо $\eta_{ка} = 0,91$),

$\eta_{тп}$ – ККД теплового потоку, (приймаємо $\eta_{тп} = 0,99$);

$$V_{вк} = 10423,2 \cdot 1,0526/29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99 = 415,515 \text{ тис. т.у.п./рік}$$

Таблиця 1.4 – Характеристики палива

Вид палива	Вартість 1т умовного палива, у.о./1000м ³	Теплотворна здатність, $(Q_H)^P$, кДж/ м ³
Газ	260	34330

Річні витрати натурального палива визначаються за формулою:

$$V_{нат} = V_{ум} \cdot (29309 / (Q_H)^P) \quad (1.10)$$

де $(Q_H)^P$ - теплотворна здатність палива, кДж/кг;

$V_{ум}$ – споживання умовного палива енергетичними котлами ТЕЦ та водогрійними котлами котельні, тис. т.у.п. / рік;

29309 – нижча робоча теплота згорання умовного палива, кДж/кг

ТЕЦ-1:

а) енергетичні котли: $V_{нат}^{ЕК} = 840,813 \cdot \frac{29309}{34330} = 717,838$ тис. т.н.п./рік;

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

б) водонагрівальні котли: $B_{нат.}^{BK} = 18,426 \cdot \frac{29309}{34330} = 15,731$ тис. т.н.п./рік.

Разом: $717,838 + 15,731 = 733,569$ тис. т.н.п./рік.

ТЕЦ-2:

а) енергетичні котли: $B_{нат.}^{EK} = 818,75 \cdot \frac{29309}{34330} = 698,99962$ тис. т.н.п./рік;

б) водонагрівальні котли: $B_{нат.}^{BK} = 20,22 \cdot \frac{29309}{34330} = 17,26268$ тис. т.н.п./рік.

Разом: $698,99962 + 17,26268 = 716,26231$ тис. т.н.п./рік.

Витрати натурального палива для котельні:

$B_{нат.} = 415,515 \cdot \frac{29309}{34330} = 354,74178$ тис. т.н.п./рік

Витрата електроенергії на власні потреби

Тяго-дугтєве обладнання:

$$w_{ТД}^I = w_{ТД} \cdot Q_{ен.к.}/2,59, \quad (1.11)$$

де $w_{ТД}$ – питома витрата електроенергії на вироблення 1 тони пари енергетичними котлами, кВт·год/т;

$Q_{ен.к.}$ – річний виробіток тепла енергетичними котлами, тис. ГДж;

$$w_{ТД}^I = 3,5 \cdot 21143/2,59 = 28,573 \text{ млн. кВт·год,}$$

$$w_{ТД}^{II} = w_{ТД} \cdot Q_{ен.к.}/2,59, \quad (1.12)$$

$$w_{ТД}^{II} = 3,5 \cdot 20589,0/2,59 = 27,822 \text{ млн. кВт·год,}$$

$$w_{ТД}^{III} = 3,5 \cdot 10423,196/2,59 = 14,085 \text{ млн. кВт·год.}$$

Живильні електронасоси:

$$W_{жн} = w_{жн} \cdot Q_{ен.к.}/2,59, \quad (1.13)$$

де $w_{жн}$ – питома витрата електроенергії на виробіток 1 тони живильної води, кВт·год/т,

$$W_{жн}^I = 16196,8 \cdot 7,5/2,59 = 46,9 \text{ млн кВт·год.}$$

$$W_{жн}^{II} = 20589 \cdot 7,5/2,59 = 59,62 \text{ млн кВт·год.}$$

Циркуляційні насоси:

$$W_{цн} = w_{цн} \cdot W_{вир.}/100, \quad (1.14)$$

де $W_{цн}$ – електроенергія, що витрачається циркуляційними насосами, млн. кВт·год,

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$w_{\text{цн}}$ – відсоток витрати електроенергії, що витрачається ЦН (для 1-го і 2-го варіантів 0,65%; для 3-го – 0), %

$W_{\text{вир}}$ – річний виробіток електроенергії, млн. кВт · год.

$$W_{\text{цн}}^{\text{I}} = 0,65 \cdot 140/100 = 9,34 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год},$$

$$W_{\text{цн}}^{\text{II}} = 0,65 \cdot 1254/100 = 12,333 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год},$$

$$W_{\text{цн}}^{\text{III}} = 0.$$

Мережні насоси.

$$W_{\text{мн}} = w_{\text{мн}} \cdot Q_{\text{гв}}, \quad (1.15)$$

де $W_{\text{мн}}$ – електроенергія, що витрачається мережними насосами, млн. кВт год,

$w_{\text{мн}}$ – питома витрата електроенергії на 1 ГДж тепла, яке відпущене з гарячою водою (для всіх варіантів = 3 кВт·год/ГДж),

$Q_{\text{гв}}$ – річний виробіток тепла в гарячій воді, млн. ГДж.

$$W_{\text{мн}}^{\text{I}} = W_{\text{мн}}^{\text{II}} = W_{\text{мн}}^{\text{III}} = 3 \cdot 10423,2 = 31,269 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}.$$

Інші споживачі:

$$W_{\text{ін}} = w_{\text{ін}} \cdot W_{\text{вир}}/100, \quad (1.16)$$

де $W_{\text{ін}}$ – електроенергія, що витрачається на інші власні потреби, млн. кВт · год,

$w_{\text{ін}}$ – відсоток витрати електроенергії на інші власні потреби (для 1-го і 2-го варіантів 0,7%, для третього варіанту 0,1%);

$$W_{\text{ін}}^{\text{I}} = 0,7 \cdot 1437,5/100 = 10,0625 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год},$$

$$W_{\text{ін}}^{\text{II}} = 0,7 \cdot 1897,5/100 = 13,2825 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год},$$

$$W_{\text{ін}}^{\text{III}} = 0,1 \cdot (14,085 + 31,269) = 4,5354 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}.$$

Узагальнюємо витрати електроенергії на власні потреби для кожного варіанту:

$$W_{\text{вп}} = \sum (w_{\text{вп}})_i, \quad (1.17)$$

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.5 – Витрати електроенергії на власні потреби по варіантах

	Позначення	Варіант 1 ТЕЦ - 300 МВт	Варіант 2 ТЕЦ - 330 МВт	Варіант 3 Котельня	Розмірності
Котельний цех:					
1. Паливоприготування	W _{ппр}	0	0	0	млн. кВт·год
2. Тяго-дугтєве обладнання:	W _{тд}	28,573	27,882	14,085	млн. кВт·год
3. Живильні електронасоси	W _{жн}	46,9	59,62	0	млн. кВт·год
4. Гідрозоловидалення	W _{гзв}	0	0	0	млн. кВт·год
Турбінний цех:					
1 Циркул.насоси	W _{цн}	9,34	12,333	0	млн. кВт·год
2 Мережні насоси	W _{мн}	31,269	31,269	31,269	млн. кВт·год
Інші споживачі	W _{ін}	10,0625	13,2825	4,5354	млн. кВт·год
Сумарні витрати	W _{вп}	119,46	144,329	49,89	млн. кВт·год
Річний відпуск електроенергії в мережі	W _{від}	1318,034	1753,17	-49,89	млн. кВт·год

Визначення капіталовкладень

Визначимо капіталовкладення в ТЕЦ для кожного варіанта за формулою:

$$(K)_{\text{ТЕЦ}} = K_{\text{БС}} + K_{\text{ОБ}} = [K_{\text{БС}}^{\text{I}} + n_{\text{БЛ}} \cdot K_{\text{БС}}^{\text{II}} + n_{\text{ВК}} \cdot K_{\text{БС(ВК)}}] + [K_{\text{ОБ}}^{\text{I}} + n_{\text{БЛ}} \cdot K_{\text{ОБ}}^{\text{II}} + n_{\text{ВК}} \cdot K_{\text{ОБ(ВК)}}], \quad (1.18)$$

де $K_{\text{БС}}^{\text{I}}$ і $K_{\text{БС}}^{\text{II}}$ – витрати на будівлі та споруди, розподілені на перший та кожен наступний енергоблок, млн.у.о.;

$K_{\text{ОБ}}^{\text{I}}$ і $K_{\text{ОБ}}^{\text{II}}$ – витрати на обладнання, віднесені на перший і на кожний наступний блок, млн.у.о.;

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$K_{BC(BK)}$ і $K_{OB(BK)}$ – витрати на будівлі та споруди, віднесені на один піковий водонагрівальний котел, розташований на майданчику ТЕЦ, млн.у.о.;

$n_{БЛ}$ – кількість наступних блоків;

n_{BK} – кількість пікових водонагрівальних котлів.

На ТЕЦ 1: 5 котлів з паропродуктивністю 320 т/год, 2 турбіни Т-175/210-130 та 2 водонагрівальних котли КВГМ-180.

$$K_{BC} = (16,4 + 4 \cdot 8 + 47,8 + 1 \cdot 24,5 + 1 \cdot 2,9) = 123,6 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{OB} = (24,7 + 4 \cdot 18,8 + 71,7 + 1 \cdot 57 + 1 \cdot 6,8) = 235,4 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{ТЕЦ-1} = 359 \text{ млн. у.о.}$$

На ТЕЦ 2: 3 котли з паропродуктивністю 500 т/год, 3 турбіни Т-110/120-130 та 2 водонагрівальних котли КВГМ-180.

$$K_{BC} = (25,4 + 2 \cdot 11,7 + 31,5 + 1 \cdot 10,8 + 1 \cdot 2,9) = 94 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{OB} = (38,1 + 2 \cdot 27,3 + 47,5 + 2 \cdot 26 + 1 \cdot 6,8) = 199 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{ТЕЦ-2} = 293 \text{ млн. у.о.}$$

На котельні 5 водонагрівальних котлів КВГМ-180.

Капіталовкладення в районні котельні розраховуються як:

$$K_{кот.} = K^1 + (n - 1) \cdot K^{11}, \quad (1.19)$$

де K^1, K^{11} - капіталовкладення в 1^й і на кожний наступний агрегати котельні відповідно, млн. у.о.; $(n - 1)$ - кількість наступних котлоагрегатів.

$$K_{кот.} = 21 + 4 \cdot 4,3 = 38,2 \text{ млн. у.о.}$$

Розрахунок питомих витрат палива

Питомі витрати палива на ТЕЦ для виробництва електроенергії в умовах теплового навантаження:

$$b_{ТФ} = \frac{q_{ТФ} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot (1 + \frac{a}{100})}{29309 \cdot \eta_{КА} \cdot \eta_{ТТ}}, \quad (1.20)$$

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $b_{тф}$ – питома витрата палива на виробіток електроенергії на тепловому споживанні, кг/кВт·год,

$q_{тф}$ – питома витрата теплоти на 1 кВт·год для теплофікаційного виробітку електроенергії, кДж/кВт·год,

k_1 – коефіцієнт, що враховує пускові витрати палива (приймаємо $k_1 = 1,02$),

k_2 – коефіцієнт, що враховує роботу ТЕЦ у змінних режимах (приймаємо $k_2 = 1,03$),

$\eta_{ка}$ – ККД енергетичних котлів (приймаємо $\eta_{ка} = 0,91$),

$\eta_{тп}$ – ККД теплового потоку (приймаємо $\eta_{тп} = 0,99$),

a – норма витрат палива при транспортуванні та зберіганні (для природного газу $a = 0$, для мазуту $a = 0,3$), %

Для 1-го та 2-го варіантів:

$$b_{тф}^I = b_{тф}^{II} = b_{тф} = \frac{3894 \cdot 1,02 \cdot 1,03}{29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99} = 0,1549 \text{ кг/кВт·год,}$$

Питомі витрати палива на виробництво електроенергії ТЕЦ у конденсаційному режимі:

$$b_{к} = \frac{q_{к} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \left(1 + \frac{a}{100}\right)}{29309 \cdot \eta_{ка} \cdot \eta_{тп}}, \quad (1.21)$$

де $q_{к}$ – питома витрата тепла на 1 кВт·год виробленої електроенергії в конденсаційному режимі, кДж/кВт·год;

Для 1-го та 2-го варіантів:

$$b_{к}^I = b_{к}^{II} = b_{к} = \frac{8818 \cdot 1,02 \cdot 1,03}{29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99} = 0,351 \text{ кг/кВт·год,}$$

Питомі витрати палива на виробіток тепла на ТЕЦ:

$$b_{q} = 34,1 \cdot k_1 \cdot k_2 / (\eta_{ка} \cdot \eta_{тп}) \cdot (1 + a/100), \quad (1.22)$$

де k_2 – коефіцієнт, що враховує роботу ТЕЦ у змінних режимах ($k_2 = 1,01$ – для водонагрівальних котлів; $k_2 = 1,03$ – для енергетичних котлів);

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для 1-го та 2-го варіантів:

$$b_E^I = b_E^{II} = \frac{34,1 \cdot 1,02 \cdot 1,03}{0,91 \cdot 0,99} = 39,7663 \text{ кг/ГДж}$$

$$b_{BK}^I = b_{BK}^{II} = \frac{34,1 \cdot 1,02 \cdot 1,01}{0,91 \cdot 0,99} = 38,9941 \text{ кг/ГДж}$$

Питомі витрати палива на відпуск тепла від водонагрівальних котлів в районній котельні, кг/ГДж :

$$b_{BK} = 34,1 \cdot 1,0526 / (\eta_{ка} \eta_{ТП}) \cdot (1+a/100), \quad (1.23)$$

де b_{BK} – питомі витрати палива на відпуск тепла від водонагрівальних котлів в районній котельні, кг/ГДж,

$\eta_{ка}$ – ККД водонагрівальних котлів (приймаємо $\eta_{ка}=0,91$),

$$b_{BK} = \frac{34,1 \cdot 1,0526}{0,91 \cdot 0,99} = 39,8420 \text{ кг/ГДж}$$

Чисельність експлуатаційного персоналу

Чисельність персоналу визначається за типом палива і кількістю енергоблоків для ТЕЦ та сумарною потужністю котлів для котельні.

$$R^I = 184,6363 \cdot 0,9 = 166,173 \approx 166 \text{ чол.}$$

$$R^{II} = 168,5 \cdot 0,9 = 151,65 \approx 152 \text{ чол.}$$

$$R^{III} = 0,052 \cdot 1045 = 54,34 \approx 55 \text{ чол.}$$

де R^I, R^{II}, R^{III} – чисельність експлуатаційного персоналу

Нарахування заробітної плати

$$I_{зп} = R \cdot \bar{\Phi}_{зп}, \quad (1.24)$$

де $I_{зп}$ – річна зарплата експлуатаційного персоналу, млн. у.о./рік,

R – чисельність експлуатаційного персоналу, чол.,

$\bar{\Phi}_{зп}$ – середній фонд зарплати, млн. у.о./люд · рік.

Фонд зарплати приймаю наступним:

– для ТЕЦ (1-ий і 2-ий варіанти): 6300 у.о./люд. рік

– для котельні (3-ій варіант): 4500 у.о./чол. рік

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Изп^I = 166 \cdot 6300 \cdot 10^{-6} = 1,0458 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$Изп^II = 152 \cdot 6300 \cdot 10^{-6} = 0,9576 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$Изп^III = 55 \cdot 4500 \cdot 10^{-6} = 0,2475 \text{ млн. у.о./рік.}$$

Амортизаційні відрахування

$$И_a = (Н_{a(БС)}/100) \cdot К_{БС} + (Н_{a(ОБ)}/100) \cdot К_{об}, \quad (1.25)$$

де $И_a$ – амортизаційні відрахування, млн. у.о./рік,

$Н_{a(БС)}$ – норма амортизаційних відрахувань на будівелі та споруди, %.

$Н_{a(ОБ)}$ – норма амортизаційних відрахувань на обладнання, %

$К_{БС}$, $К_{об}$ капіталовкладення у будівлі та обладнання відповідно.

$$И_a^I = \frac{5,5}{100} \cdot 98,1 + \frac{20}{100} \cdot 202,2 = 45,8355 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$И_a^{II} = \frac{5,5}{100} \cdot 107,7 + \frac{20}{100} \cdot 204,5 = 46,8235 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$И_a^{КОТ} = Н_a \cdot К_{КОТ} / 100, \quad (1.26)$$

$К_{КОТ}$ – капіталовкладення в котельню.

$$И_a^{III} = \frac{15}{100} \cdot 42,5 = 6,3750 \text{ млн. у.о./рік.}$$

1.2.8 Загальностанційні та інші витрати

$$И_{ін} = \alpha_{ін} (И_a + И_{зп}) / 100, \quad (1.27)$$

де $И_{ін}$ загальностанційні та інші витрати, млн. у.о./рік,

$\alpha_{ін}$ - частка загальностанційних й інших витрат, %,

$$И_{ін}^I = \frac{55}{100} \cdot (45,8355 + 1,0458) = 25,784715 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$И_{ін}^{II} = \frac{48,5}{100} \cdot (46,8235 + 0,9576) = 23,1738 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$И_{ін}^{III} = \frac{70}{100} \cdot (6,375 + 0,2475) = 4,63575 \text{ млн. у.о./рік.}$$

Вартість палива

Загальна вартість палива, яке витрачається на ТЕЦ та в районній котельні:

$$И_{п} = (В_{ен.к} \cdot Ц_{п.ен.к}) + (В_{вк} \cdot Ц_{пвк}) \quad (1.28)$$

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $V_{\text{ен.к}}$ – річні витрати умовного палива енергетичними котлами, тис. т.у.п./рік

$V_{\text{вк}}$ – річні витрати умовного палива водонагрівальними котлами, тис. т.у.п./рік

$\Pi_{\text{п.ен.к}}$ і $\Pi_{\text{пвк}}$ – вартість палива для енергетичних та водонагрівальних котлів, у.о./т.у.п.

1-й варіант:

$$I_{\text{п}}^{\text{I}} = (683,72 \cdot 260) \cdot 10^{-3} = 177,767 \text{ млн.у.о./рік}$$

2-й варіант:

$$I_{\text{п}}^{\text{II}} = (839,20 \cdot 260) \cdot 10^{-3} = 218,19 \text{ млн.у.о./рік}$$

3-й варіант:

$$I_{\text{п}}^{\text{III}} = (415,281 \cdot 260) = 107,973 \text{ млн.у.о./рік}$$

1.2.10 Вартість замикаючої електроенергії

$$I_{\text{зам}} = \Pi_{\text{зам}} \cdot W_{\text{зам}}, \quad (1.29)$$

де $I_{\text{зам}}$ – вартість замикаючої електроенергії, млн. у.о./рік,

$\Pi_{\text{зам}}$ – тариф на електроенергію, у.о./кВт год,

$W_{\text{зам}}$ – замикаючий відпуск електроенергії, млн. кВт год.

$$I_{\text{зам}}^{\text{I}} = 435,136 \cdot 0,12 = 52,216 \text{ млн. у.о./рік};$$

$$I_{\text{зам}}^{\text{II}} = 0 \text{ млн. у.о./рік};$$

$$I_{\text{зам}}^{\text{III}} = 1803,061 \cdot 10^6 \times 0,12 = 216,36 \text{ млн. у.о./рік.}$$

Сумарні річні умовно–постійні витрати

$$I_{\Sigma} = \Sigma I_i, \quad (1.30)$$

де I_{Σ} - сумарні річні експлуатаційні витрати, млн. у.о./рік.

$$I_{\Sigma}^{\text{I}} = 177,76 + 45,8355 + 1,0458 + 25,7847 + 52,216 = 302,64 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$I_{\Sigma}^{\text{II}} = 218,19 + 46,82 + 0,9576 + 23,17 + 0 = 289,148 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$I_{\Sigma}^{\text{III}} = 107,973 + 6,375 + 0,2475 + 4,63575 + 216,36 = 335,59 \text{ млн. у.о./рік.}$$

Приведені витрати

$$Z = I_{\Sigma} + 0,1 \cdot K_{\Sigma}, \quad (1.31)$$

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Де Z – приведені витрати, млн. у.о./рік,

K_{Σ} - капіталовкладення, млн. у.о.

$Z^I = 302,64 + 0,1 \cdot 300,3 = 332,68$ млн. у.о./рік,

$Z^{II} = 289,148 + 0,1 \cdot 312,2 = 320,36$ млн. у.о./рік,

$Z^{III} = 335,59 + 0,1 \cdot 42,5 = 335,59$ млн. у.о./рік.

Оптимальним є варіант з найменшими річними приведеними витратами.

Таблиця 1.6 – Порівняння варіантів енергопостачання

Порівняння варіантів енергопостачання	Розмірність	ТЕЦ	ТЕЦ	Котельня
1. Електрична потужність	МВт	350	330	-
2. Теплова потужність				
а) у гарячій воді	МВт	900	900	900
у т. ч.: Відбори турбін	МВт	628	618	-
РОУ	МВт	-	-	-
водонагрівальні котли	МВт	272	282	1000
3. Річний відпуск тепла	тис. ГДж	10423,196	10423,196	10423,19
у т. ч. а) виробничі відбори турбін	тис. ГДж	0	0	-
б) опалювальні відбори турбін	тис. ГДж	9410,656	9904,70301	-
в) РОУ і парові котли	тис. ГДж	-	-	-
г) водонагрівальні котли	тис. ГДж	472,521	518,492948	10423,19
4. Кількість годин використання встановленої потужності	год./рік	5750	5750	-
5. Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні				
а) виробничі відбори	кВт/ГДж	-	-	-
б) опалювальні відбори	кВт/ГДж	129	129	-
6. Питомі витрати палива:				
а) на виробіток електроенергії на тепловому споживанні	кг/кВт·год	0,1549	0,1549	-
б) на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі	кг/кВт·год	0,3664	0,3664	-
в) на відпуск тепла від турбін, РОУ і парових котлів	кг/ГДж	39,7663	39,7663	-
г) на відпуск від водонагрівних котлів	кг/ГДж	38,9941	38,9941	39,8420
7. Вартість енергоносіїв:				
а) газ	у.о./т у.п.	260	260	260
б) мазуту	у.о./т у.п.	-	-	-
в) електроенергії	у.о./кВт год	0,12	0,12	0,12
8. Чисельність експлуатаційного персоналу	Люд.	166	152	55
9. Середня зарплата	у.о./люд.	6300	6300	4500
10. Норма амортизаційних відрахувань	%	-	-	15
а) будівлі та споруди	%	5,5	5,5	0
б) обладнання	%	20	20	0

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 1.6					
11. Частка загально станційних та інших витрат	%	55	48,5	70	
12. Капіталовкладення в джерела енергопостачання	млн. у. о.	300,3	312,2	42,5	
у т. ч. будівлі та споруди	млн. у. о.	98,1	107,7	0	
Обладнання	млн. у. о.	202,2	204,5	0	
13. Річний виробіток електроенергії, млн. кВт·год	млн. кВт·год	1437,5	1897,5	-	
у т. ч.: а) на тепловому споживанні	млн. кВт·год	1213,97	1277,71	-	
б) у конденсаційному режимі	млн. кВт·год	223,53	619,79	-	
14. Витрати електроенергії на власні потреби	млн. кВт·год/рік	119,465	144,330	49,89	
15. Річний відпуск електроенергії	млн. кВт·год/рік	1318,035	1753,17	-	
16. Замикаючий відпуск електроенергії	млн. кВт·год/рік	435,136	-	1803,061	
17. Річна витрата умовного палива	тис. т у. п./рік				
а) на виробіток електроенергії на тепловому споживанні	тис. т у. п./рік	188,045	197,917	0	
б) на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі	тис. т у. п./рік	81,90139	227,091	0	
в) на відпуск тепла від турбін, РОУ і парових котлів	тис. т у. п./рік	374,22697	393,873	0	
г) на відпуск тепла від водонагрівальних котлів	тис. т у. п./рік	39,483082	20,2181	415,28	
Загальні витрати палива:	Розрахунок		683,655397	839,2	415,28
	ПК		683,57	839,97	415,515
У тому числі:	а) енергетичними котлами	тис. т у. п./рік	644,23	818,988	0
	б) водонагрівальними котлами	тис. т у. п./рік	39,48	20,22	415,515
18. Річні експлуатаційні витрати:	млн. у.о./рік				
а) вартість палива	млн. у.о./рік	177,76736	218,19363	107,9731	
б) амортизаційні відрахування	млн. у.о./рік	45,8355	46,8235	6,375	
в) зарплата експлуатаційного персоналу	млн. у.о./рік	1,0458	0,9576	0,2475	
г) загальностанційні та ін. Витрати	млн. у.о./рік	25,784715	23,173834	4,63575	
д) вартість замикаючого відпуску електроенергії	млн. у.о./рік	52,216	0,000	216,3673	
Разом	млн. у.о./рік	302,64965	289,14857	335,5986	
19. Сумарні приведені витрати	млн. у.о./рік	332,680	320,369	339,849	

У результаті техніко-економічного обґрунтування найоптимальнішим визнано другий варіант — ТЕЦ-330 МВт, із річними приведеними витратами 320,369 млн у.о./рік. У його склад входять три турбіни Т-110/120-130 та два котли КВГМ-180 потужністю по 209 МВт.

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.3 Калькуляція собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ

Для електростанцій проектна собівартість енергії свідчить про ефективність використання ресурсів, організацію ремонту, рівень продуктивності та доцільність капітальних вкладень. ТЕЦ виробляє два види енергії — теплову й електричну, тому при розрахунках собівартості всі річні експлуатаційні витрати розподіляються між цими двома видами продукції.

Калькуляція включає:

1. розподіл витрат палива та електроенергії на власні потреби між електро- і тепловою енергією;
2. розподіл експлуатаційних витрат за «фізичним» методом;
3. обчислення річних витрат на експлуатацію ТЕЦ;
4. розрахунок собівартості електроенергії та тепла з урахуванням амортизації, заробітної плати та загальностанційних витрат.

Розрахунок річних витрат на експлуатацію ТЕЦ

Витрати натурального палива, яке спалюється енергетичними котлами:

$$V_{\text{нат}} = 818.99 \cdot 10^3 \cdot 29309 / 34330 = 699.205 \text{ тис. м}^3 \text{ н.п. / рік}$$

$$\text{Вартість палива } 260 \cdot 699.205 = 181793.41 \text{ тис. у.о. / рік.} \quad (1.32)$$

Витрати натурального палива, яке спалюється водонагрівальними котлами

$$V_{\text{нат}} = 20.22 \cdot 10^3 \cdot 29303 / 34330 = 17.261 \text{ тис. м}^3 \text{ н.п. / рік}$$

$$\text{Вартість палива } 260 \cdot 17,261 = 4487,89 \text{ тис. у.о./рік}$$

Загалом вартість палива:

$$I_{\text{п}} = 181793,41 + 4487,89 = 1862281,31 \text{ тис. у.о./рік} \quad (1.33)$$

Розподіл витрат палива та електроенергії на власні потреби поміж електроенергією та теплом

Витрати палива енергетичними котлами при роздільному виробітку електроенергії та тепла:

$$V_{\text{роз}} = b_k \cdot W_{\text{вир}} + b_q \cdot Q_{\text{відп}} \quad (1.34)$$

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$B_{\text{роз}} = 0,3664 \cdot 10^{-3} \cdot 518,49 \cdot 10^6 + 39,7663 \cdot 10^{-3} \cdot (10423,2 - 518,493) \cdot 10^3 = 1089,2953 \text{ тис. м}^3 \text{ у.п. / рік.}$$

Зниження витрат палива завдяки спільному виробництву електроенергії та тепла:

$$\Delta B_{\text{тф}} = (b_k - b_{\text{тф}}) \cdot W_{\text{тф}} \quad (1.35)$$

$$\Delta B_{\text{тф}} = (0,3664 - 0,1549) \cdot 1089,29 = 270,31 \text{ тис. м}^3 \text{ у.п. / рік.}$$

Частка зекономленого палива складає:

$$\Delta b = \Delta B_{\text{тф}} / B_{\text{розд}} \quad (1.36)$$

$$\Delta b = 270,31 / 1089,29 = 0,2481 \text{ тис. м}^3 \text{ у.п. / рік.}$$

Витрати палива, які відносяться на виробіток:

а) електроенергії

$$B_w = b_k \cdot W_{\text{вир}} \cdot (1 - \Delta b) \quad (1.37)$$

$$B_w = 0,3664 \cdot 1897,5 \cdot (1 - 0,248) = 522,853 \text{ тис. м}^3 \text{ у.п. / рік.}$$

б) тепла

$$B_q = b_q \cdot Q_{\text{від}} \cdot (1 - \Delta b) \quad (1.38)$$

$$B_q = 39,7663 \cdot 10^{-3} \cdot 518,49 \cdot (1 - 0,248) = 296,13 \text{ тис. м}^3 \text{ у.п. / рік.}$$

Розподіл електроенергії на власні потреби поміж електроенергією та теплом

а) на відпуск електроенергії відносяться:

$$W_{\text{ВП}}^w = (W_{\text{ВП}}^{\text{к.ц.}} + W_{\text{ВП}}^{\text{ін.}}) \cdot \frac{B_w}{B_{\text{ен.к}}} + W_{\text{ВП}}^{\text{т.ц}} \quad (1.39)$$

$$W_{\text{ВП}}^w = ((31,269 + 87,44) + 13,2825) \cdot \frac{522853,96}{818988} + 12,333 = 76,638 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год. / рік}$$

б) на відпуск тепла:

$$W_{\text{ВП}}^q = (W_{\text{ВП}}^{\text{к.ц.}} + W_{\text{ВП}}^{\text{ін.}}) \cdot \frac{B_q}{B_{\text{ен.к}}} + W_{\text{ВП}}^{\text{тф}} \quad (1.40)$$

$$W_{\text{ВП}}^q = ((31,269 + 87,44) + 13,2825) \cdot \frac{296134,22}{818988} + 31,269 = 67,69071 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год. / рік}$$

де $W_{\text{ВП}}^{\text{к.ц.}}$, $W_{\text{ВП}}^{\text{т.ц.}}$, $W_{\text{ВП}}^{\text{тф}}$ та $W_{\text{ВП}}^{\text{ін.}}$ витрати електроенергії на власні потреби

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

котельного, машинного, електроцеху, теплофікаційної установки та інших споживачів, млн кВт·год/рік.

Питома витрата палива на відпуск електроенергії становить:

$$b_w^{\text{відп}} = \frac{B_w}{W_{\text{вир}} - W_{\text{вп}}^w} \quad (1.41)$$

$$b_w^{\text{відп}} = \frac{522853,88}{1897,5 - 76,638} = 0,287 \text{ м}^3 / (\text{кВт} \cdot \text{год.})$$

Витрати умовного палива, які відносяться на відпуск тепла з урахуванням власних потреб, становлять:

$$B_q = B_q + b_w^{\text{відп}} \cdot W_{\text{вп}}^q \cdot 10^{-3} \quad (1.42)$$

$$B_q = 296134,22 + 0,287 \cdot 67,69 \cdot 10^{-3} = 315571,3 \text{ тис. м}^3 \text{ у.п. / рік.}$$

Витрати умовного палива, які відносяться на відпуск електроенергії:

$$B_w = B_w - b_w^{\text{відп}} \cdot W_{\text{вп}}^q \cdot 10^{-3} \quad (1.43)$$

$$B_w = 522853,88 - 0,287 \cdot 76,63 \cdot 10^{-3} = 503416,7 \text{ тис. м}^3 \text{ у.п. / рік.}$$

Питома витрата палива на відпуск електроенергії (для перевірки обчислень):

$$b_w^{\text{відп}} = \frac{B_w}{W_{\text{вир}} - W_{\text{вп}}} \quad (1.44)$$

$$b_w^{\text{відп}} = \frac{503416,73 / 10^3}{1897,5 - 67,69 - 76,638} = 0,28714 \text{ м}^3 / (\text{кВт} \cdot \text{год.})$$

Розподіл річних експлуатаційних витрат між електроенергією та теплом

Фізичний метод розподілу витрат поділяє виробничий процес ТЕЦ на три фази:

I — виробництво пари (паливний, котельний, хімічний цехи);

II — виробництво електроенергії (турбінний, електричний цехи);

III — виробництво тепла (теплофікаційні установки, водогрійні котли).

Витрати фази I розподіляються між теплом і електроенергією пропорційно витратам палива; витрати фази II — повністю на електроенергію, фази III — на тепло.

$$I_{w,I} = I_I \cdot B_w / B_{\text{ен.к.}}; \quad I_{q,I} = I_I \cdot B_q / B_{\text{ен.к.}} \quad (1.45)$$

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Витрати фаз II і III відносять відповідно на електроенергію та тепло.

Таблиця 1.7 – Проектна калькуляція собівартості енергії на ТЕЦ

Найменування	Елементи витрат, тис. у.о.					Розподіл на:	
	Паливо	Зарплата	Аморт. Відрахування	Інші витрати	Разом	Електроенергію	Тепло
1. Виробництво пари	181793	335,16	21070,57		203199	124902,7	78296
2. Виробництво електроенергії		335,16	21070,57		21405	21405,73	--
3. Виробництво тепла	4487,89	47,88	2341,175		6876,9	--	6876,9
Разом	186281	718,2	44482,32		231481	146308,4	85173,
4. Загально-станційні витрати		239,4	2341,175	23173,83	25754	16278,11	9476,3
Усього	186281	957,6	46823,5	23173,83	257236	162586,5	94649
Розподіл на:							
а) електроенергію	111745	206,01	12951,68		124902		
2. Виробництво електронергії	--	335,16	21070,57		21405		
Разом	111745	541,17	34022,26		146308		
3. Загально-станційні витрати	--	180,39	1790,645	14307,07	16278		
Усього	111745	721,56	35812,91	14307,07	162586		
б) тепло							
1. Виробництво пари	70048,38	129,14	8118,885		78296		
2. Виробництво тепла	4487,895	47,88	2341,175		6876,9		
Разом	74536,28	177,02	10460,06		85173		
3. Загально-станційні витрати	--	59,007	550,5294	8866,755	9476,2		
Усього	74536,28	236,03	11010,58	8866,755	94649		
Собівартість							
а) електроенергії							
в 0,01 у.о./кВт.год.	6,37388	0,0411	2,042751	0,816068	9,2738		
структура у %	68,73%	0,44%	22,03%	8,80%	100,0%		
б)тепла							
в у.о./ГДж	7,151000	0,0226	1,056354	0,850675	9,0806		
структура у %	78,75%	0,25%	11,63%	9,37%	100,0%		

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.4 Розрахунок грошових потоків та критеріїв економічної ефективності

Розрахувати грошові потоки та критерії економічної ефективності проекту спорудження ТЕЦ потужністю $N_{вст}=330$ МВт із турбінами 3хТ-110/120-130 на газі із залученням іноземних інвестицій.

Таблиця 1.8 – Освоєння інвестицій і строки будівництва ТЕЦ

Паропродуктивність котлів, Т/год	Тривалість проектування та будівництва, міс			Частка засвоєних капіталовкладень, % від вартості першої черги		
	Проектування до початку будівництва	Підготовчий період	Основний період	Проектування	Підготовчий період	Основний період (для 1-ї черги)
500	26	7	29	2,5	22	75,5

За даними таблиці 1.8 будується діаграма будівництва, що наведена на рисунку 1.1.

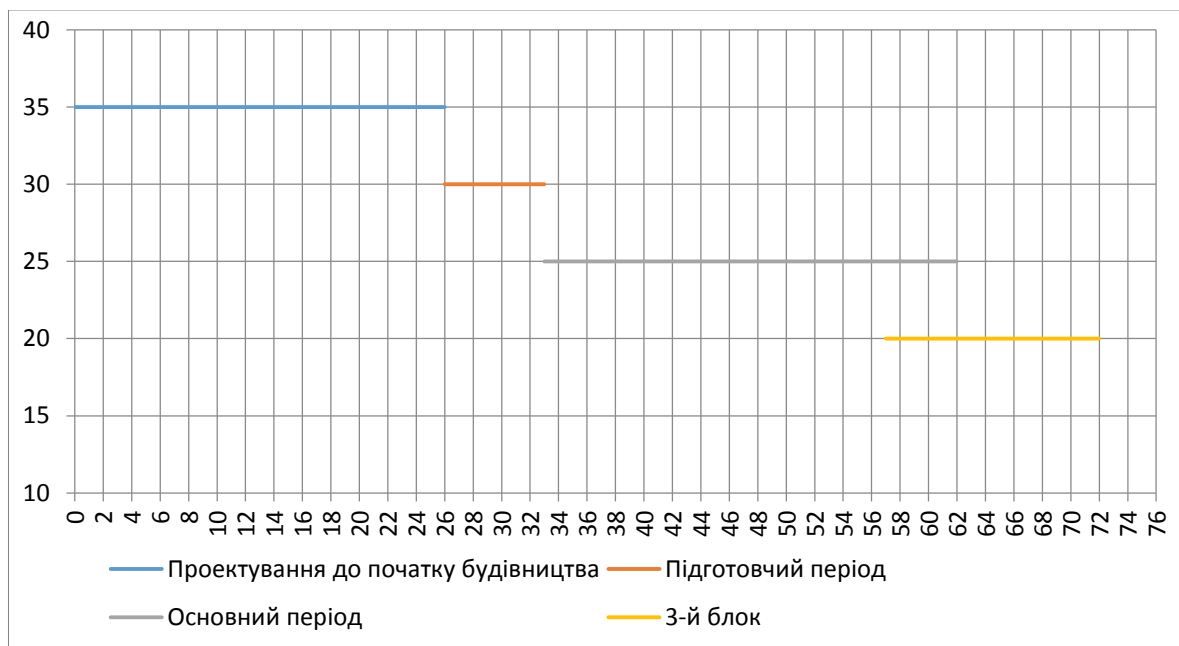


Рисунок 1.1 – Етапи проектування та будівництва ТЕЦ-330 МВт.

Розрахунок капіталовкладень у будівництво станції

Капіталовкладення в будівництво станції поділяють за групами агрегатів.

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_{ТЕЦ} = K_{\text{бл}}^I + (K_{\text{бл}}^{II} + n_{BK}^{II} \cdot K_{BK}) + (K_{\text{бл}}^{III} + n_{BK}^{III} \cdot K_{BK}) = 107,7 + 204,5 = 312,2 \text{ млн. у.о.} \quad (1.46)$$

I агрегат [840 т/год + Т-110/120-130]

- (I) Будівлі = 58,3 млн. у.о.
 Обладнання = 95,5 млн. у.о.
 Сумарний блоку = 153,8 млн. у.о.

II агрегат [500 т/год + Т-110/120-130+ КВГМ-180]

- (II) Будівлі = 24,7 млн. у.о.
 Обладнання = 54,5 млн. у.о.
 Сумарний блоку = 79,2 млн. у.о.

III агрегат [500 т/год + Т-110/120-130+ КВГМ-180]

- (III) Будівлі = 24,7 млн. у.о.
 Обладнання = 54,5 млн. у.о.
 Сумарний блоку = 79,2 млн. у.о.

Таблиця 1.9 – Розрахунок капіталовкладень

Найменування	Період будівництва				Разом за рік
	Проектування	Підготовчий період	Осн. Період (до пуску 1-го бл.)	Буд. 3-го блока	
Тривалість, міс.	26	7	29	15	
Поч. періоду	0	2р. 2міс	2р. 9міс	4р. 9міс	
Кін. періоду	2р. 2міс	2р. 9міс	5р. 2міс	6р. 0міс	
Капіталовклад. Млн. у.о.	3,845	33,836	116,119	158,4	312,2
Освоєння капіталовкладень за роки					
1-й	1,774615385				1,774615
2-й	1,774615385				1,774615
3-й	0,295769231	33,836	12,0123103		46,14408
4-й			48,0492414		48,04924
5-й			48,0492414	52,8	100,8492
6-й			8,0082069	105,6	113,6082
					312,2

Розрахунок доходів від експлуатації електростанції

Загальний дохід станції від реалізації електроенергії:

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$D_w = 0,88 \cdot C_{мар}^w \cdot W_{відн} = 0,88 \cdot 0,12 \cdot 1753,17 = 185,135 \text{ млн.у.о./рік} \quad (1.47)$$

Де $C_{мар}^w$ - вартість електроенергії, у. о./кВт год

$W_{відн}$ - річний відпуск електроенергії, млн. кВт·год/рік

Загальний дохід станції від реалізації теплової енергії:

$$D_o = 0,89 \cdot C_{мар}^o \cdot Q_{відн} = 0,89 \cdot 15 \cdot 10423,196 / 1000 = 181,3 \text{ млн.у.о./рік} \quad (1.48)$$

$Q_{відн}$ - річний відпуск тепла, тис. ГДж.

Розрахунок річних експлуатаційних витрат

Основні витрати:

Витрати на паливо $B_n = 218,194$ млн.у.о.

Заробітна плата персоналу ТЕС $B_{зн} = 0,958$ млн.у.о.

Загально станційні та інші витрати $B_{ін} = 23,174$ млн.у.о.

Сумарні експлуатаційні витрати (без амортизаційних відрахувань):

$$B_{\Sigma} = B_n + B_{зн} + B_{ін} = 242,325 \text{ млн.у.о.} \quad (1.49)$$

Витрати на амортизацію

$$B_a = \frac{H_a}{100} \cdot K_{ТЕЦ} = \frac{3,15}{100} \cdot 312,2 = 9,834 \text{ млн.у.о.} \quad (1.50)$$

Таблиця 1.10 – Обчислення річних витрат, амортизації та доходів від продажу продукції

Продовження таблиці 1.10	Номери блоків			Разом за рік
	1	2	3	
6-му Термін пуску, міс	80,775 62	33,656 67	0,000 72	114,431
Кількість місяців роботи у 5-му році	80,775 10	80,775	80,775	242,325
Аморт. відрах. за повний рік роботи	4,845 12	2,495 5	2,495 0	9,834
3-му	4,037	12	12	4,037
Витрати у 5-му році	67,845	1,040	0,000	67,845
7-му	4,845	2,495	2,495	9,834
Доходи у 5-му році	101,786	-	-	101,786

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6-му	101,786	50,893	0,000	152,679
7-му	122,144	122,144	122,144	366,431

1.5 Висновки за розділом 1

У результаті проведеного техніко-економічного обґрунтування для проекту теплоелектроцентралі було розглянуто три варіанти: дві конфігурації ТЕЦ і одну варіантну котельню. Проведено детальні розрахунки теплових навантажень, споживання палива, витрат електроенергії на власні потреби, чисельності персоналу, капіталовкладень, експлуатаційних витрат, собівартості електроенергії та тепла. Здійснено оцінку приведених витрат, які є основним критерієм вибору оптимального рішення.

		<i>Азарова</i>			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		<i>Пешко</i>				34
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

Перший варіант (ТЕЦ-350 МВт) включав дві турбіни Т-175/210-130 і п'ять котлів Е-320-140ГМ. Другий варіант (ТЕЦ-330 МВт) передбачав три турбіни Т-110/120-130 та три котли Е-500-140ГМ. Третій варіант — районна котельня з чотирма котлами КВГМ-180. Порівняльний аналіз показав, що варіант №2 має найменші річні приведені витрати — 320,369 млн у.о./рік, що робить його найбільш економічно доцільним.

Собівартість електроенергії за другим варіантом склала 9,27 у.о./100 кВт·год, тепла — 9,08 у.о./ГДж. Завдяки спільному виробництву електроенергії та тепла досягнуто зниження питомих витрат палива. Капіталовкладення в проєкт складають 312,2 млн у.о., що освоюються протягом шести років у кілька черг.

Оцінка грошових потоків і доходів від реалізації продукції підтвердила ефективність проєкту: чистий дохід від реалізації електроенергії та тепла після виходу всіх блоків на повну потужність становить понад 366 млн у.о./рік, що дозволяє забезпечити окупність проєкту в допустимі строки. Таким чином, варіант будівництва ТЕЦ потужністю 330 МВт із трьома турбінами типу Т-110/120-130 є технічно обґрунтованим та економічно вигідним рішенням.

2. ТЕПЛОМЕХАНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Загальна характеристика ТЕЦ

У місті Івано-Франківськ планується будівництво теплової станції на природному газі для покриття навантаження на гаряче водопостачання. Обрано три турбіни Т-110/120-130 з номінальним тепловим відбором 206 МВт і витратою пари 470 т/год, що дає коефіцієнт теплофікації $\alpha = 0,618$, що відповідає нормам. Для них передбачено три енергетичні котли з

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

паропроодуктивністю 500 т/год. Для покриття пікових навантажень додатково встановлюють два водогрійні котли КВГМ-180 по 209 МВт. Кліматичні характеристики: температура для опалення $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$, вентиляції $-9\text{ }^{\circ}\text{C}$, середня в опалювальний період $-0\text{ }^{\circ}\text{C}$, тривалість – 4152 год/рік. Основне паливо – природний газ, резервне – мазут М-100 з ВАТ «Нафтохімік Прикарпаття».

2.2 Вибір основного устаткування

Турбоагрегат Т-110/120-130

Турбіна Т-110/120-130 призначена для приводу генератора ТВФ-120-2 і теплопостачання великих міст. Її теплова схема включає підігрів конденсату в охолоджувачах, чотирьох ПНТ, деаераторі (0,6 МПа) та трьох ПВТ. Теплофікаційна частина складається з пучка в конденсаторі, двох бойлерів (ВМП і НМП) та ПВК. Турбіна має три циліндри: ВТ і СТ — протиточні, НТ — двопоточний з двома вихлопами. В СТ — 14 ступенів, з відборами пари після 21-го і 23-го ступенів; тиск у другому регулюється діафрагмами. Найбільша ступінь має лопатки 550 мм і діаметр 1915 мм. Підігрів мережної води виконується двома підігрівачами з трубопроводом $\text{Ø}1000\text{ мм}$. Пара конденсується у двох послідовно з'єднаних конденсаторах з різницею висоти 0,5 м, що забезпечує гідрозатвор.

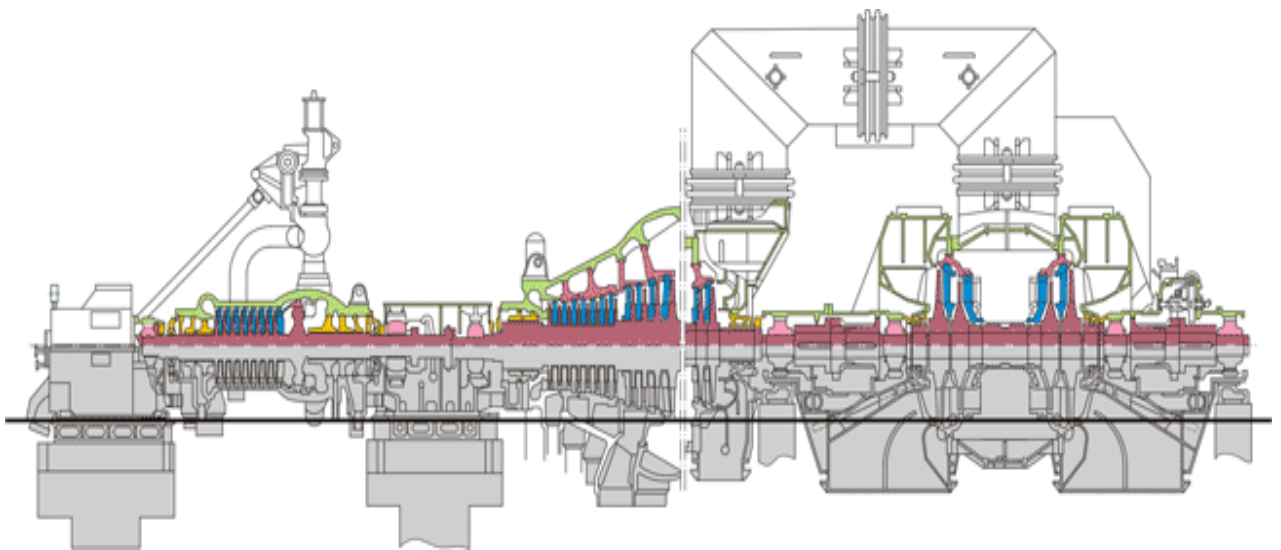


Рисунок 2.1 – Парова турбіна Т-110/120-130

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1 – Основні параметри парової турбіни Т-110/120-130

Найменування	Розм.	Т-110/120-130
Потужність: - номінальна - максимальна	МВт МВт	110 120
Частота обертання ротора	с ⁻¹	3000
Номінальні параметри пари: - тиск свіжої пари - температура свіжої пари	МПа °С	12,75 555
Витрата свіжої пари	т/год	480
Межі регулювання тиску в відборах: - виробничому - верхньому опалювальному - нижньому опалювальному	МПа МПа МПа	- 0,059-0,245 0,049-0,196
Межі регулювання протитиску	МПа	-
Номінальна витрата пари в протитиску	т/год	-
Температура підігріву живильної води	°С	232
Кількість відборів для регенерації		7

Котлоагрегати

Котлоагрегат типу Е-500-13,8-560ГМН

Цей водотрубний, однобарабанный котел із природною циркуляцією працює на газі та мазуті й призначений для теплофікаційних турбін. Має П-подібне компонування, топку відкритого типу, екрановану мембранними панелями, та 8 комбінованих пальників у два яруси. Барабан діаметром 1600 мм подає воду до випарних екранів через стояки, а пароводяну суміш — до сепараційних циклонів.

Система випаровування — двоступенева. Пароперегрівач має радіаційну частину (ширми) та конвективну (змійовики). Температура перегрітої пари регулюється впорском конденсату та рециркуляцією димових газів. Котел

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

обладнано водяним економайзером, повітропідігрівачами, автоматикою й КВП. Обмурівка натрубна, утеплена. Газощільність забезпечена ущільненнями змійовиків. Габарити: 18,4×14,5×37,2 м, ККД — 94,5 %.

Водогрійний котел КВГМ-180

Котел КВГМ-180 застосовується як пікове або резервне джерело теплоти. Працює на газі й мазуті, обладнаний шістьма вихровими пальниками. Топка вертикальна, призматична, з екранними трубами. Гідравлічна схема — одноходова або двоходова, що забезпечує гнучкість роботи.

Конвективні шахти мають повністю екрановані стінки. Є система очищення (дробоструменева), один вентилятор, димосос і димосос рециркуляції. Вода підігрівається з 110 до 150 °С, рециркуляція забезпечує стабільність температури. Котел простий у конструкції, економічний і зручний для пікового навантаження.

Таблиця 2.2 – Основні технічні дані КВМГ-180

Характеристика	Розм.	Паливо
		Газ
Номінальна продуктивність	МВт	209
Розрахункова витрата води в основному режимі	т/год	2210
Розрахункова витрата води в піковому режимі	т/год	4420
Мінімально дозволений тиск за котлом	МПа	0,8
Розрахункова температура води на вході в котел в основному режимі	°С	70
Розрахункова температура води на вході в котел в піковому режимі	°С	110
Розрахункова температура води на виході	°С	150

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Гідравлічний тиск котла по газовому тракту	МПа	0,15-0,25
Температура вихідних газів	°С	170
ККД котла	%	91,7
Розрахункова витрата палива	м ³ /год	22,7
Розміри по осях колон		
Глибина	м	14,4
Ширина	м	7,3
Висота	м	29
Вага металу	т	430

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

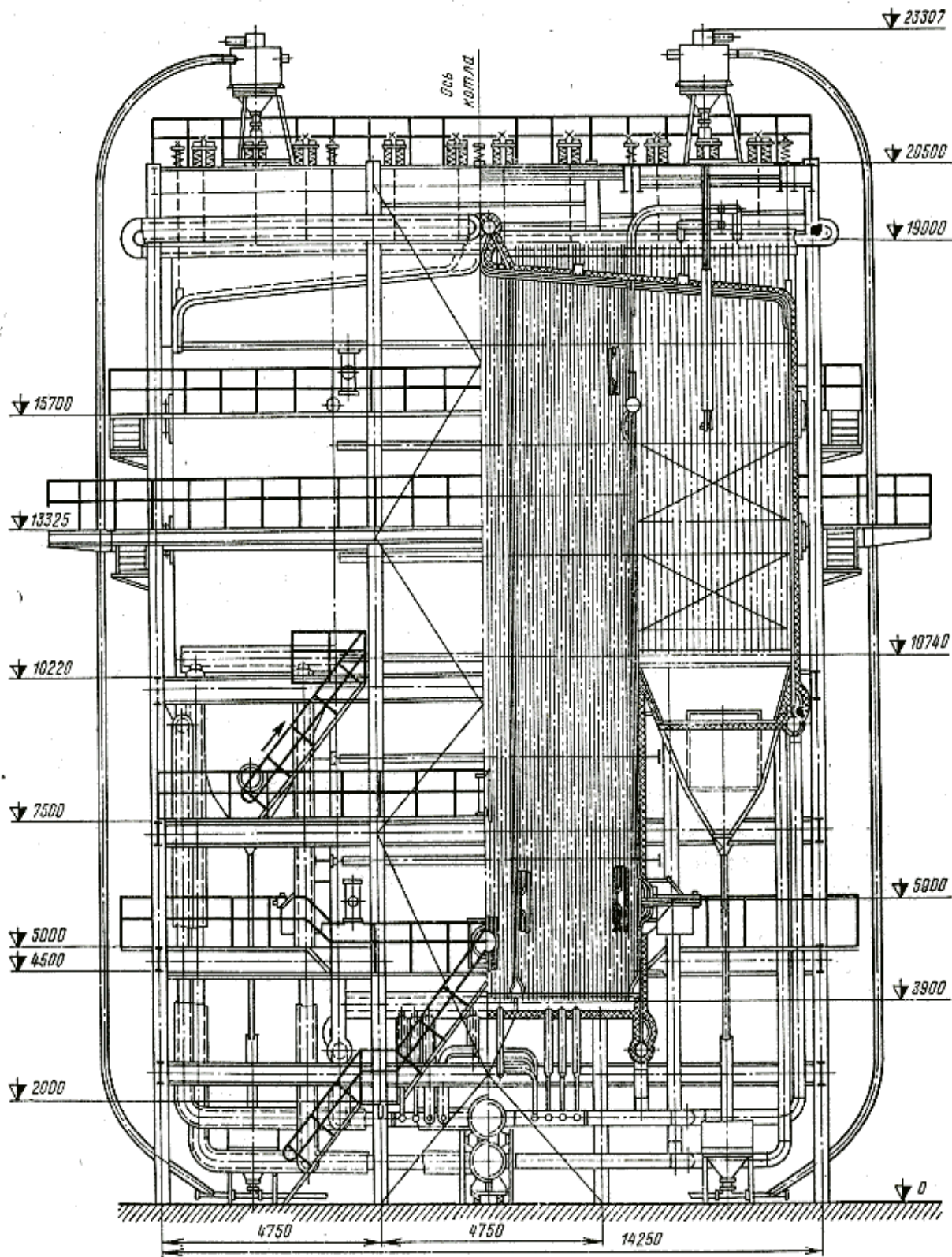


Рисунок 2.2 – Водогрійний котел КВГМ-180-150

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.3. Вибір допоміжного обладнання

Турбінне відділення

Регенеративний підігрів живильної води за рахунок відпрацьованої пари з турбіни підвищує термічний ККД циклу. На ТЕЦ застосовується одноступінчаста схема підігріву без резервних підігрівачів — по одному корпусу на кожну ступінь. Система включає: охолоджувач ежекторів, підігрівачі ущільнень, сальникові підігрівачі, ПНТ, деаератор (0,6 МПа) та ПВТ. Конденсат від насосів проходить через усі елементи підігріву й надходить до котла через живильні насоси.

Конденсаційна установка служить для конденсації пари з турбіни, створення вакууму в конденсаторі та подачі конденсату до деаератора через систему регенерації. Складається з: двох конденсаторів КГ2-6200-І, конденсатних насосів, основних і пускових ежекторів, ежектора ущільнень і циркуляційної системи. Вакуум підтримується ежекторами, які відсмоктують повітря та пароводяну суміш з конденсатора.

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики конденсатора типу КГ2-6200-І

Тип конденсатора	Розм.	КГ2-6200-І
Поверхня охолодження	м ²	6 200
Витрата циркуляційної води	м ³ /год	160 000
Гідравлічний опір	кПа	58
Маса без води	т	310

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики конденсатних насосів

Тип конденсатних насосів	КСВ-320-160-2	КС-125-140	Розмірність
Подача, V	320	125	м ³ /ч
Напір, Н	160	140	М
Допустимий кавітаційний запас	1,6	1,6	М

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Частота обертання	1480	1450	об/хв.
Потужність	250	110	кВт
ККД насоса	76,5	65	%

Регенеративний підігрів конденсату відбувається в охолоджувачах ежекторів (ЕО, ЕУ), сальниковому підігрівачі (ПС) та чотирьох ПНД. Для зниження навантаження на конденсатні насоси передбачено рециркуляцію (до 140 т/год) через лінію Ду 125 із клапаном РУК-2 та байпасом. Основні ежектори (4 шт. ЕП-3-2А) споживають по 850 кг/год пари, пусковий (ЕП 1 1100-І) — 940 кг/год. Вони створюють вакуум у конденсаторі, а пусковий — при запуску турбіни. Ежектор ущільнень із охолоджувачем ЕУ-100-1 видаляє пароповітряну суміш із лабіринтів і передає тепло в систему регенерації.

Таблиця 2.5 – Основні технічні характеристики ежекторів

Тип ежектора	ЕП-3-2А	ЕУ-100-1		Розмірність
Витрата пари:	296			
І ступінь	296	940		кг/год
ІІ ступінь				кг/год
ІІІ ступінь	258			кг/год
Тиск пари, МПа	0,51	0,5		МПа
Температура пари:	155			
Номінальна		160		°С
Максимальна	160			°С
Витрата конденсату:	133			
Мінімальна		500		м ³ /час
Максимальна	193			м ³ /час
Кількість всмоктуючого повітря:				
І ступінь				
ІІ ступінь	125	2000		кг/год
ІІІ ступінь				
Тиск всмоктування	0,005	0,09/0,15		МПа

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Підігрівачі низького тиску (ПНТ) — вертикальні поверхневі теплообмінники, що нагрівають конденсат парою з нерегульованих відборів турбіни. Вода проходить послідовно через усі ПНТ і деаератор. Конденсат з ПНД-4 йде в ПНД-3, з можливістю аварійного скиду через розширювач РДНД. З ПНД-3 його відкачують насосом СН-3 назад у лінію перед ПНД-4 або скидають у конденсатор. Конденсат з ПНД-2 подається в ПСГ-2 або в конденсатор, з ПНД-1 — у ПСГ-1 або безпосередньо в розширювач.

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики підігрівачів низького тиску турбіни Т-100/120-130

№ підігрівача	Розм.	ПНТ-1	ПНТ-2	ПНТ-3	ПНТ-4	
Типорозмір		ПН-250-16-7-III _{св}	ПН-250-16-7-IV _{св}	ПН-250-16-7-IV _{св}	ПН-250-16-7-IV _{св}	
Площа поверхні теплообміну	м ²	250	250	250	250	
Номінальна масова витрата води	кг/с	208,3	208,3	208,3	208,3	
Розрахунковий тепловий потік	МВт	26,7	26,7	26,7	26,8	
Максимальна температура пари	°С	400	400	400	400	
Гідравлічний опір при номінальній витраті води	МПа	0,045	0,045	0,045	0,045	
Габаритні розміри	Висота	мм	5655	5655	5655	5655
	Діаметр корпуса	мм	1624	1624	1624	1624
Маса підігрівача	Без води	т	12,4	12,4	12,4	12,3
	З водою	т	21,9	21,9	21,9	23,8

Підігрівачі низького тиску (ПНТ) складаються з герметичних корпусів із трубками та перегородками, забезпечують ефективний нагрів і доступ до очищення. Щоб уникнути закипання, тиск пари в них нижчий за тиск води. Підігрівачі високого тиску (ПВТ) оснащені захистом від перевищення тиску і рівня. Сальникові підігрівачі використовують тепло з ущільнень турбіни. Дренажні насоси працюють без резерву, але мають каскадний злив. Деаератор

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДП-500М2 (500 т/год, 65 м³, 0,59 МПа) живиться парою з турбіни або мережі, керується клапаном 808-150Е ЧЗЕМ, має захист і сигналізацію. У пусковий режим передбачено перемичку між насосами, вхідні потоки — конденсат, пара, живильна вода, рециркуляція й дренаж.

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики деаератора ДП-500М2

Найменування параметра	Значення	Розм.
Номінальна продуктивність	500	т/год
Робочій тиск	0,7	МПа
Тиск, дозволений, при роботі запобіжних клапанів	0,74	МПа
Робоча температура	164	°С
Максимально-допустима температура	172	°С
Діаметр колонки	2 032	мм
Висота колонки	3 617	мм
Маса колонки	3 900	кг

Таблиця 2.8 – Технічна характеристика деаераторного бака БД-65-84

Найменування параметра	Значення параметра	Розм.
Корисна ємність	65	м ³
Геометрична ємність	84	м ³
Довжина	9 100	мм
Діаметр бака-акумулятора	3 439	мм
Товщина стінки	16	мм
Маса	19 500	кг

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Живильна установка подає воду до котлів Е-500-13,8-560ГМН (5 шт.) і турбін Т-110/120-130 (3 шт.) з витратою 891 м³/год при втраті 2%. Встановлено чотири насоси ПЕ-580-195 (580 м³/год, 21,08 МПа), які працюють з двигунами 4АЗМ-4000 (4000 кВт, 6 кВ) через редуктор і гідromуфту. Насоси мають 11 ступенів і працюють з підпором до 9 м. Для стабільної роботи на малих витратах передбачено рециркуляцію води в деаератор з автоматичним керуванням. Також є лінії подачі води з проміжної ступені до ПСБО (до 32,3 т/год) і захисні сітки на всмоктуванні.

Таблиця 2.9 – Основні технічні характеристики насосу ПЕ-580-195

Тип	ПЕ-580-195	Розм.
Продуктивність	580	м ³
Тиск нагнітання	21,08	МПа
Температура живильної води	165	°С
Швидкість обертання	3000	хв ⁻¹
Тип приводу	АЗМ	
Номінальна потужність електродвигуна	4000	кВт
ККД насосу	75	%
Допустимий кавітаційний запас	9	М

Підігрівачі високого тиску (ПВТ) підігрівають живильну воду парою з турбіни перед подачею в котли. Вони складаються з трьох вертикальних теплообмінників зі сталевими трубами Ø32 мм. Вода надходить трубопроводом Ду 250 і розподіляється до котлів. Для захисту передбачено зворотні та впускні клапани з обводом Ду 150, а також байпас Ду 225 для відключення при ремонті. ПВТ мають запобіжні клапани, регулятори рівня і каскадний злив у деаератор або ПНТ-4. При пусках використовується скидна лінія в конденсатор з шайбою Ш-3 (0,3 МПа, до 23 м/с).

Таблиця 2.10 – Загальна технічна характеристика підігрівників високого тиску

Підігрівник	Розмірність	ПВТ № 6	ПВТ № 7	ПВТ № 8
Тип		ПВ-425-230-13	ПВ-425-230-25	ПВ-425-230-37

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

підігрівника				
Поверхня нагрівання	м ²	425	425	425
Тиск пари в корпусі	МПа	1,28	2,45	3,63
Температура пари на вході в підігрівник	°С	450	530	500
Гідравлічний опір по воді	МПа	0,34	0,24	0,24
Габарити висота діаметр	мм	7390 1732	6795 1740	7390 1760
Маса сухого заповненого	т	27,13 41,1	24,9 42,0	32,1 46,0

Мережна установка підігріває воду паром з відборів турбіни Т-110/120-130. Для кожної турбіни встановлюють два горизонтальні підігрівачі типу ПСГ і сальниковий підігрівач. Пара подається у верхній і нижній підігрівачі, які працюють у парі. Через високий тиск у мережі застосовується двоступенева схема перекачування з насосами СЕ-2500-60-8 і СЕ-2500-180-8. Влітку підігрівачі в резерві або замінюються водогрійними котлами.

Розрахунок кількості мережних насосів:

$$G_{\text{мв}} = \frac{Q_{\text{max}}}{Cp(t_{\text{пмв}} - t_{\text{змв}})}, \quad (2.1)$$

де $G_{\text{мв}}$ – витрати мережевої води;

$T_{\text{пмв}}, t_{\text{змв}}$ – температури прямої та зворотної мережної води, відповідно

$$G_{\text{мв}} = \frac{900 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 2685 \text{ кг/с}$$

$$2685 \cdot 3,6 = 9666 \text{ т/год}$$

$$n = \frac{G_{\text{мв}}}{G_{\text{н}}}, (+1, \text{ якщо } n \leq 4) \quad (2.2)$$

де $G_{\text{н}}$ – подача насоса, т/год;

$$n = \frac{9666}{2500} = 3,9 \text{ шт.}$$

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Округлимо до $n = 4$. Загальна кількість мережних насосів на ТЕЦ становить 4 насоси, першого підйому та 4 насоси другого підйому.

Також передбачено встановлення шести дренажних насосів для мережних підігрівачів: по два насоси з резервом для ПСГ-1 (типу КВС-320-160) та по одному насосу (типу КСВ-320-160) для кожного з підігрівачів ПСГ-2.

Таблиця 2.11 – Технічні характеристики підігрівачів мережної води

Типорозмір	Розрахункові параметри пари		Розрахункові параметри води					Розрахунковий тепловий потік, МВт
	Тиск, МПа	номінальна витрата, т/час	Тиск, МПа	Максимальна температура на вході, °С	номінальна витрата, т/час	швидкість в трубах, м/с	гідравлічний тиск, МПа	
ПСГ-2300-2-8-I	0,03-0,2	170	0,9	115	3500	2,05	0,067	101,8
ПСГ-2300-3,5-8-II	0,06-0,2	147,6	0,88	115	3500	2,22	0,097	191,9

Таблиця 2.12 – Технічні характеристики дренажних насосів ПСГ та мережних насосів

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Типорозмір	Подача м ³ /год	Напір, м	Кавітаційний запас, м	Частота обертання хв-1	Потужність , кВт	ККД%
СЕ-2500-60-8	2500	60	7,5	1500	630	89
СЕ-2500-180-8	2500	180	7,5	3000	1600	86
КСВ-320-160	320	160	1,6	1480	250	76,5

Циркуляційна установка подає охолоджувальну воду в конденсатор, масло та газоохолоджувачі турбіни й генератора. Зазвичай на одну турбіну встановлюють один-два циркуляційні насоси без окремого резерву. В машинному залі передбачають по два насоси на турбіну, що дозволяє вимикати один із них у зимовий період, коли потреба у воді зменшується вдвічі. Продуктивність насосів визначають з розрахунку на літній період, коли температура води найвища.

Загальна потреба турбоустановки в охолоджувальній воді Т-110/120-130 складає 16 000 м³/год.

Розрахунковий показник для підбору ЦН –продуктивність:

$$Q_{ц.н.} = k \cdot W = 16000 \cdot 1,05 = 16800 \text{ м}^3/\text{год.}$$

де $Q_{ц.н.} = 16000$ м³/год – витрата охолоджувальної води

$k = 1,05$ – коефіцієнт, що враховує витрати води на мастило та повітроохолоджувачі.

Для встановлення приймаємо два ЦН типу ОВ(ОПВ)16-87К.

Таблиця 2.13 – Технічні характеристики циркуляційного насосу типу ОВ(ОПВ)16-87К

Назва параметра	Значення	Розмірність
Подача	8780	м ³ /ч
Напір	4,8	М
Допустимий кавітаційний запас	11	М
Частота обертань	485	хв. ⁻¹
Потужність	315	кВт

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ККД	84	%
-----	----	---

В якості двигуна використовується синхронний двигун типу ВАН 118/28-12.

Таблиця 2.14 – Технічні характеристики двигуна типу ВАН 118/28-12

Параметр	Значення	Розмірність
Номінальна потужність	315	кВт
Повна потужність	366	кВ×А
Частота обертання	500	хв. ⁻¹
ККД двигуна	96	%

Таблиця. 2.15 – Характеристики мастильних насосів

Тип насосу	ЦНСМ-300-240	Д-200-36	Д-100-23	Розмірність
Подача	300	200	100	м ³ /час
Напор	240	36	23	м
Потужність	315	37	24	кВт
Продовження таблиці 2.15				
Частота обертання	1500	1450	1400	об/мин
Кавітаційний запас	6	4,3	2,5	м
Маса насоса	1460	542	367	кг
Тип двигуна	BA02-450LA-4	AIP 200 M4		

Котельне відділення

Допоміжне обладнання котельного відділення включає газо- і повітропроводи, димососи, дугтьові вентилятори та транспортні пристрої. Як паливо використовується природний газ. Димососи і вентилятори забезпечують повну продуктивність котла з 10% запасом. Вентилятори ВДН-28 подають повітря до повітропідігрівача, забираючи тепле повітря з верхньої частини

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

котельні влітку або ззовні взимку. Об'єм подачі розраховується з 5% резервом, на кожен котел ставиться один вентилятор.

Таблиця 2.16 – Технічні характеристики дуттєвого вентилятора типу ВДН-28

Параметр	Значення параметра	Розмірності
Подача	430000	м ³ /год
Повний тиск	5,05	кПа
Температура газів	30	°С
ККД	86	%
Частота обертання	750	хв. ⁻¹

Таблиця 2.17 – Технічні характеристики димососа типа ДН-26х2 ГМ

Найменування	Значення	Розмірності
Подача	467000	м ³ /ч
Повний тиск	4,334	кПа
Температура газів	100	°С
ККД	84	%
Частота обертання	750	об/хв

2.4 Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

Для будівництва ТЕЦ у м. Івано-Франківськ за максимального теплового навантаження на гаряче водопостачання $Q_{\max} = 900$ МВт та за відсутності відбору пари 1,4 МПа для промислових споживачів ($\eta_{\text{ГВС}} = 18\%$, $\eta_{\text{вент}} = 9\%$), як паливо обрано природний газ. Схема ТЕЦ включає:

- 3 турбіни Т-110/120-130 із середнім тепловим навантаженням по мережних підігрівачах 208,8 МВт;
- 5 енергетичних котлів продуктивністю 500 т/год;
- 2 водогрійних котли КВГМ-180 потужністю 209 МВт.

Розрахунок теплової схеми виконано для чотирьох режимів:

I – максимальний зимовий ($t_{\text{нар}} = t_{\text{розрах}}$);

II – розрахунково-контрольний ($t_{\text{нар}} = t_{\text{середн.хол.міс.}}$, з відключенням одного котла);

III – середньоопалювальний ($t_{\text{нар}} = t_{\text{середн.опал.періоду}}$);

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

IV – літній (відсутнє опалення, ГВП становить 70% зимового, одна турбіна працює в теплофікаційному, інша – в конденсаційному режимі).

Параметри для розрахунків наведено в таблицях 2.18–2.20

Таблиця 2.18 – Вихідні дані для розрахунку теплової схеми ТЕЦ

Параметр	Позначення	Одиниця виміру	Режими			
			I режим	II режим	III Режим	IV режим
Місто будівництва ТЕЦ	-	-	Івано-Франківськ			
Максимальне теплове навантаження по горячій воді	Q_{\max}	МВт	900			
Витрати пари 1,4 МПа промислового споживачю	$D_{\text{п}}$	т/год	0,0			
Частка горячого водопостачання	$v_{\text{гвс}}$	%	18,0 %			
Частка вентиляції	$v_{\text{у}}$	%	9 %			
Частка опалення	$v_{\text{от}}$	%	73 %			
Продовження таблиці 2.18						
Паропродуктивність енергетичного котла	$D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}}$	т/год	500	500	500	500
Кількість енергетичних котлів	$n_{\text{ЭК}}$	-	3	2	3	3
Температура зовнішнього повітря	$t_{\text{нар}}$	°С	-20	-9	0	20,8
Коеф-т витрати пари на мазутогосподарство	$k_{\text{мх}}$	-	0,010	0,009	0,008	0,004
Кількість турбоустановок типу Т	n_{T}	-	3	2	3	3
Середнє теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбіни Т	$Q_{\text{сп}}^{\text{T}}$	МВт	208,7			
Кількість водогрійних котлів	$n_{\text{КВГМ}}$	-	2			
Навантаження водогрійних котлів	$Q^{\text{КВГМ}}$	МВт	209			
Паливо	-	-	природний газ			

Розрахунок теплової схеми для I режиму.

Температура додаткової води ХВО:

$$t_{\text{ХВО}} = 30 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Максимально можлива паропродуктивність енергетичних котлів:

$$\Sigma D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}} = \eta_{\text{ЭК}} \cdot D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}}, \quad (2.3)$$

$$\Sigma D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}} = 3 \cdot 500 = 1000 \text{ т/год.}$$

Частка внутрішньоциклових станційних витоків пари та конденсату:

$$\gamma_{\text{ут}} = 1 \text{ } \%.$$

Внутрішньоциклові станційні витрати пари та конденсату:

$$G_{\text{ут}} = \frac{\gamma_{\text{ут}} \cdot \Sigma D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}}}{100} \quad (2.4)$$

$$G_{\text{ут}} = 1 \cdot 1500 / 100 = 15 \text{ т/год.}$$

Витрати додаткової хім. знесоленої води в Д-0,12 МПа

$$G_{\text{д.в.}} = G_{\text{ут}}.$$

$$G_{\text{д.в.}} = 15 \text{ т/год.}$$

Витрати пари 1,4 МПа на мазутогосподарство:

$$D_{\text{МХ}}^{1,4} = k_{\text{МХ}}^{\text{I}} \cdot \Sigma D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}} \quad (2.5)$$

$$D_{\text{МХ}}^{1,4} = 0,01 \cdot 1500 = 15 \text{ т/ч.}$$

Сумарна витрата пари на власні потреби ТЕЦ (є тільки витрата пари на мазутогосподарство):

$$D_{\text{с.н.}} = D_{\text{МХ}}^{1,4}, \quad (2.6)$$

$$D_{\text{с.н.}} = 15 \text{ т/ч.}$$

Теплове навантаження гарячого водопостачання:

$$\text{- максимально зимнє} \quad Q_{\text{ГВС}}^{\text{ЗИМ.}} = \gamma_{\text{ГВС}} \cdot Q_{\text{max}}, \quad (2.7)$$

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{ЗИМ.}} = 0,18 \cdot 900 = 162 \text{ МВт};$$

$$\text{- в режимі I} \quad Q_{\text{ГВС}} = Q_{\text{ГВС}}^{\text{ЗИМ.}}, \quad (2.8)$$

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{ГВС} = 162 \text{ МВт.}$$

Сумарне теплове навантаження споживачів по гарячій воді:

$$(2.9) \quad \text{в режимі I} \quad Q_{ГС} = Q_{\max},$$

$$Q_{ГС} = 900 \text{ МВт.}$$

Теплове навантаження опалення та вентиляції:

$$(2.10) \quad Q_{ОВ} = Q_{ГС} - Q_{ГВС},$$

$$Q_{ОВ} = 900 - 162 = 738 \text{ МВт}$$

Для ТЕЦ передбачено якісне регулювання теплової потужності, при якому об'єм мережевої води залишається майже незмінним, а керування здійснюється за рахунок зміни її температури відповідно до температурного графіка (рис. 2.3).

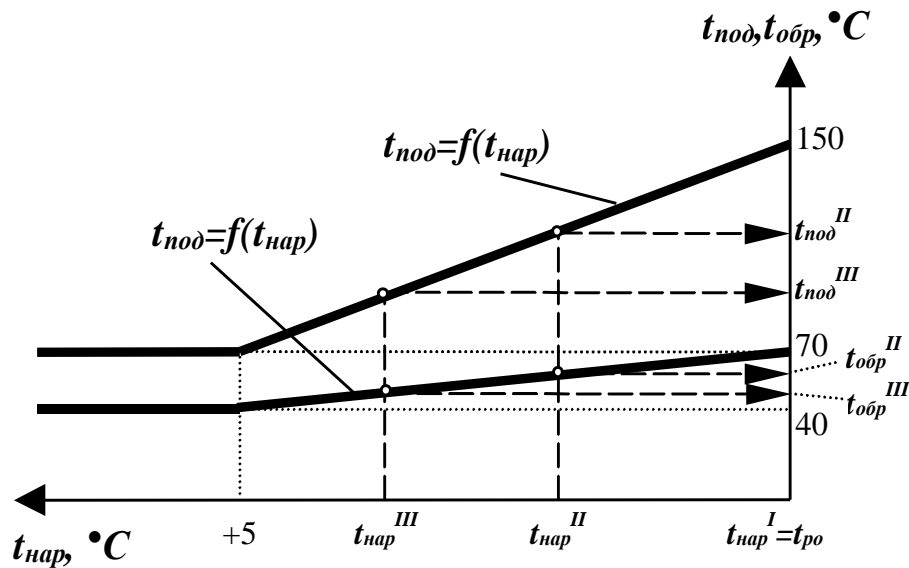


Рисунок 2.3 – Графік зміни температури води в тепломережі.

Температури води в тепломережі (пряма лінія): $t_{под} = 150,0 \text{ } ^\circ\text{C}.$

Температури води в тепломережі (зворотня лінія): $t_{зв} = 70,0 \text{ } ^\circ\text{C}.$

Середня температура води в тепломережі:

$$(2.11) \quad t_{ГС}^{ср} = 0,6 \cdot t_{под} + 0,4 \cdot t_{обр},$$

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$t_{тс}^{cp}=0,6 \cdot 150+0,4 \cdot 70=118,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Температура вихідної (сирої) води (зимній період) : $t_{исх} = 5 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Витоки води із тепломережі (зимній період):

$$G_{ут}^{TC}=0,15 \cdot Q_{max},$$

(2.12)

$$G_{ут}^{TC}=0,15 \cdot 1000=150 \text{ т/год.}$$

Сумарна витрата підживлюючої води:

$$G_{подп}=G_{ут}^{TC},$$

(2.13)

$$G_{подп}^{TC}=150 \text{ т/год.}$$

Теплова втрата з витоками з тепломережі:

$$Q_{ут}^{TC}=G_{ут}^{TC} \cdot C_p(t_{тс}^{cp} - t_{исх})/3600,$$

(2.14)

$$Q_{ут}^{TC}=150 \cdot 4,19 \cdot (118-5)/3600=19,73 \text{ МВт.}$$

Тепло, що вноситься з підживлючою водою:

$$Q_{подп}=G_{подп}^{TC} \cdot C_p(t_{хво}-t_{исх})/3600,$$

(2.15)

$$Q_{подп}^{TC}=150 \cdot 4,19 \cdot (30-5)/3600=4,36 \text{ МВт}$$

Сумарне теплофікаційне навантаження ТЕЦ:

$$Q_{ТЭЦ}=Q_{тс}+Q_{ут}^{TC}-Q_{подп}^{TC},$$

(2.16)

$$Q_{ТЭЦ}=1000+19,73-4,36=1015,36 \text{ МВт}$$

Витрата мережевої води:

$$G_{св}=3600 \cdot Q_{ТЭЦ} / [C_p \cdot (t_{под}-t_{обр})],$$

(2.17)

$$G_{св} = 3600 \cdot 1015,36 / [4,19 \cdot (150-70)] = 10904,86 \text{ т/год.}$$

Середнє теплофікаційне навантаження мережевих підігрівачів турбіни Т:

$$Q_{сп}^T=208,7 \text{ МВт.}$$

Сумарне теплофікаційне навантаження мережевих підігрівачів турбіни Т:

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Sigma Q_{\text{сп}}^T = n_T \cdot Q_{\text{сп}}^T, \quad (2.18)$$

$$\Sigma Q_{\text{сп}}^T = 208,7 \cdot 3 = 626,1 \text{ МВт.}$$

Середня витрата гострої пари на турбіну типу Т (по діаграмі режимів):

$$D_0^T = 482,5 \text{ т/год.}$$

Сумарна витрата гострої пари на турбіну типу Т:

$$\Sigma D_0^T = n_T \cdot D_0^T,$$

(2.19)

$$\Sigma D_0^T = 3 \cdot 482,5 = 1447,5 \text{ т/год.}$$

Середня електрична потужність турбіни типу Т (по діаграмі режимів):

$$N_{\text{э}}^T = 110 \text{ МВт.}$$

Сумарна електрична потужність турбіни типу Т:

$$\Sigma N_{\text{э}}^T = n_T \cdot N_{\text{э}}^T,$$

(2.20)

$$\Sigma N_{\text{э}}^T = 3 \cdot 110 = 330 \text{ МВт.}$$

Сумарні витрати пари на турбіні:

$$\Sigma D_0 = 965 \text{ т/ч} < D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}} = 1000 \text{ т/год.}$$

Сумарна електрична потужність турбін:

$$\Sigma N_{\text{э}} = \Sigma N_{\text{э}}^T,$$

(2.21)

$$\Sigma N_{\text{э}} = 330 \text{ МВт.}$$

Сумарне теплофікаційне навантаження мережевих підігрівачів турбін Т:

$$\Sigma Q_{\text{сп}} = \Sigma Q_{\text{сп}}^T,$$

(2.22)

$$\Sigma Q_{\text{сп}} = 626,1 \text{ МВт.}$$

Сумарне теплофікаційне навантаження пікових водогрійних котлів:

$$Q_{\text{ПВК}} = Q_{\text{ТЭЦ}} - \Sigma Q_{\text{сп}},$$

(2.23)

$$Q_{\text{ПВК}} = 1015,36 - 626,1 = 389,26 \text{ МВт.}$$

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Максимально можливе теплофікаційне навантаження пікових

$$(2.24) \quad \text{водогрійних котлів: } Q_{\text{ПВК}}^{\text{max}} = \frac{Q^{\text{КВГМ}}}{\eta^{\text{КВГМ}}}$$

$$Q_{\text{ПВК}}^{\text{max}} = 209 \cdot 2 = 418 \text{ МВт} > Q_{\text{ПВК}} = 389,26 \text{ МВт.}$$

Сумарна паропроодуктивність енергетичних котлів:

$$(2.25) \quad \Sigma D_{\text{ЭК}} = \Sigma D_0 + G_{\text{ут}} + D_{\text{с.н.}}$$

$$\Sigma D_{\text{ЭК}} = 1447,5 + 16,8 + 16,8 = 1486,1 \text{ т/год.}$$

Сумарні витрати підж. води енергетичних котлів:

$$\Sigma D_{\text{ПВ}} = \Sigma D_{\text{ЭК}}, (2.6)$$

$$\Sigma D_{\text{ПВ}} = 1486,1 \text{ т/год.}$$

Повні сумарні витрати тепла:

$$(2.26) \quad \Sigma Q_{\text{ТУ}} = [\Sigma D_0(h_0 - h_{\text{ПВ}}) + \Sigma D_{\text{ВП}}(h''_{\text{ВП}} - h'_{\text{ВП}}) + D_{\text{МХ}}^{1,4} h^{1,4}] / 3600,$$

при $p_0 = 23,5 \text{ МПа}$:

$$h_0 = 3330 \text{ кДж/кг}, h_{\text{ПВ}} = 1160 \text{ кДж/кг}, h''_{\text{ВП}} = 3550 \text{ кДж/кг}, h'_{\text{ВП}} = 2960 \text{ кДж/кг}$$

$$\Sigma Q_{\text{ТУ}} = [1447,5 \cdot (3330 - 1160) + 1486,1 \cdot (3550 - 2960) + 10 \cdot 2970] / 3600 = 1083,3 \text{ МВт.}$$

Сумарна витрата тепла на зовнішніх споживачів:

$$(2.27) \quad \Sigma Q_{\text{ВН}} = \Sigma Q_{\text{СП}},$$

$$\Sigma Q_{\text{ВН}} = 626,1 \text{ МВт.}$$

Витрата тепла на турбоустановки по виробництву електроенергії:

$$(2.28) \quad \Sigma Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = \Sigma Q_{\text{ТУ}} - \Sigma Q_{\text{ВН}} - G_{\text{ут}} \cdot \frac{(h_{\text{нг}} - C_p \cdot t_{\text{ХВО}})}{3600},$$

$$\Sigma Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = 1083,28 - 626,1 - \frac{16,8 \cdot (1160 - 4,19 \cdot 30)}{3600} = 452,354 \text{ МВт}$$

ККД турбоустановок по виробництву електроенергії:

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\eta_{\text{ТУ}}^{\ominus} = \frac{\Sigma N_3}{\Sigma Q_{\text{ТУ}}^{\ominus}}, \quad (2.29)$$

$$\eta_{\text{ТУ}}^{\ominus} = \frac{330}{452.35} = 0.730$$

Питома витрата тепла на виробництво електроенергії :

$$q_{\text{ТУ}}^{\ominus} = 1/\eta_{\text{ТУ}}^{\ominus},$$

$$q_{\text{ТУ}}^{\ominus} = 3600/\eta_{\text{ТУ}}^{\ominus},$$

$$q_{\text{ТУ}}^{\ominus} = 1/0,730 = 1,371,$$

$$q_{\text{ТУ}}^{\ominus} = 3600/0,730 = 4934,77$$

кДж/кВт·год.

Теплове навантаження енергетичних котлів:

$$\Sigma Q_{\text{ЭК}} = \frac{\Sigma D_{\text{ЭК}} \cdot (h_{\text{нн}} - h_{\text{не}}) + \Sigma D_{\text{ен}} \cdot (h''_{\text{ен}} - h'_{\text{ен}} + \Delta q_{\text{ВПП}})}{3600},$$

(2.30)

де $\Sigma D_{\text{ЭК}} = 1481,1$ кДж/кг, $h_{\text{нп}} = h_0 + 5$ кДж/кг, $\Delta q_{\text{ВПП}} \approx 30$ кДж/кг

$$\Sigma Q_{\text{ЭК}} = \frac{1481,1 \cdot (3330 + 5 - 1160) + 1447,5 \cdot (3550 - 2960 + 30)}{3600} = 1101,743 \text{ МВт}$$

ККД

трубопроводів:

$$\eta_{\text{тр}} = \frac{\Sigma Q_{\text{ТУ}}}{\Sigma Q_{\text{ЭК}}},$$

(2.31)

$$\eta_{\text{тр}} = \frac{1083,28}{1101,74} = 0.983$$

ККД ТЕЦ по виробництву електроенергії:

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\ominus} = \eta_{\text{ТУ}}^{\ominus} \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{ЭК}}, \quad (2.32)$$

де $\eta_{\text{ЭК}}$ – ККД енергетичних котлів (прийнятий $\eta_{\text{ЭК}} = 0,92$)

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\ominus} = 0,730 \cdot 0,983 \cdot 0,91 = 0,653$$

ККД ТЕЦ по виробництву і відпуску тепла на опалення , вентиляцію та ГВП:

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{T}} = \eta_{\text{ТФ}} \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{ЭК}}, \quad (2.33)$$

де $\eta_{\text{ТФ}}$ – ККД теплофікаційної установки (прийнятий $\eta_{\text{ТФ}} = 0,99$)

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{T}} = 0,99 \cdot 0,983 \cdot 0,91 = 0,886$$

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії:

$$b_y^{\text{э}} = \frac{123}{\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{э}}} = \frac{123}{0,653} = 0,1884 \text{ з}$$

(2.34)

Питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії і відпуск теплової енергії:

$$b_y^T = \frac{34,1}{\eta_{\text{ТЭЦ}}^T} = \frac{34,1}{0,886} = 38,4961 \text{ кг}$$

(2.35)

Таблиця 2.19 – Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

Параметри	Позначення	Формула пояснення	Одиниця виміру	Режими			
				I режим	II режим	III режим	IV режим
1	2	3	4	5	6	7	8
Температура додаткової води ХВО	$t_{\text{ХВО}}$	$t_{\text{ХВО}} = 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$.	$^{\circ}\text{C}$	30	30	30	30
Максимально можлива паропроductивність енергетичних котлів	$\square D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}}$	$\Sigma D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}} = n_{\text{ЭК}} \cdot D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}}$	т/год	1500	1000	1500	1500
Частка внутрициклових станційних витоків пари та конденсату	$\gamma_{\text{УТ}}$	$\gamma_{\text{УТ}} = 1,0 \text{ \%}$ (для опалювальних ТЕЦ)	%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Внутрициклові станційні витоків пари та конденсату	$G_{\text{УТ}}$	$G_{\text{УТ}} = \gamma_{\text{УТ}} \cdot \Sigma D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}} / 100$	т/год	15	10	15	15
Витрати додаткової хім. знесоленої води в Д-0,12 МПа	$G_{\text{Д.В.}}$	$G_{\text{Д.В.}} = \Delta G_{\text{О.К}} + G_{\text{УТ}} + G_{\text{К.П.}}$	т/год	15	10	15	15
Температура концентрату продувки перед охолоджувачем неперервної продувки (ОКП)	$t_{\text{К.П.}}$	$t_{\text{К.П.}} = 158 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	158	158	158	158
Витрати пари 1,4 МПа на мазутогосподарство	$D_{\text{МХ}}^{1,4}$	$D_{\text{МХ}}^{1,4} = k_{\text{МХ}} \cdot \Sigma D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}}$.	т/год	40	40	40	40
Сумарна витрата пари на власні потреби ТЕЦ (ПВП, Д-0,12, мазутогосподарство)	$D_{\text{С.Н.}}$	$D_{\text{С.Н.}} = D_{\text{МХ}}^{1,4}$	т/год	30,0	30,0	30,0	30,0

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Навантаження зовнішних споживачів по гарячій воді							
Гаряче водопостачання	$Q_{ГВС}$	$Q_{ГВС}^{ЗИМ.} = \gamma_{ГВС} \cdot Q_{max.}$ $Q_{ГВС}^{ЛЕТ.} = 0,7 \cdot Q_{ГВС}^{ЗИМ.}$	МВт	180	180	180	126
Опалення та вентиляція	$Q_{ОВ}$	$Q_{ОВ} = Q_{ТС} - Q_{ГВС}$	МВт	820	695	470	0
Сумарне теплове навантаження споживачів по гарячій воді	$Q_{ТС}$	В I режимі: $Q_{ТС} = Q_{max.}$ В II та III режимах – по графіку Россандера. В IV режимі: $Q_{ТС} = Q_{ГВС}^{ЛЕТ}$	МВт	1000	875	650	126
Температури води в тепломережі (подаюча лінія)	$t_{под}$	По графіку змінення температури води в тепломережі	°C	150	95,8	85,4	70
Температури води в тепломережі (зворотня лінія)	$t_{обр}$		°C	70	49	45,5	40

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовж. табл. 2.19	1	2	3	4	5	6	7	8
Температура вихідної (сирої) води	$t_{исх}$		Приймаємо ($t_{исх} = 5$ °С – зимою, $t_{исх} = 15$ °С – літом)	°С	5	5	5	15
Витіки води із тепломережі	$G_{ут}^{TC}$		Для I-III режимів: $G_{ут}^{TC} = 0,15 \cdot Q_{max}$; для IV режимів: $G_{ут}^{TC} = 0,05 \cdot Q_{max}$	т/год	150	150	150	50
Сумарна витрата підж. Води	$G_{подп}^{TC}$		$G_{подп} = G_{ут}^{TC}$	т/год	150	150	150	50
Теплова втрата витоками з тепломережі	$Q_{ут}^{TC}$	3	$Q_{ут}^{TC} = G_{ут}^{TC} C_p (t_{гс}^{сп} - t_{исх}) / 3600$	МВт	19,7	12,5	11,25	2,50
Тепло, що вноситься с піджив. водою	$Q_{подп}^{TC}$		$Q_{подп} = G_{подп}^{TC} C_p (t_{ХВО} - t_{исх}) / 3600$	МВт	4,36	4,36	4,36	0,87
Сумарне теплофікаційне навантаження ТЕЦ (мережних підігрівачів та ПВК)	$Q_{ТЭЦ}$		$Q_{ТЭЦ} = Q_{гс}^{TC} + Q_{ут}^{TC}$	МВт	1015	883	656	127
Витрата мережної води	$G_{св}$		$G_{св} = 3600 \cdot Q_{ТЭЦ} / [C_p (t_{под} - t_{обр})]$	т/год	10904	16214	14145	3655
Розрахунок турбоустановок								
Середнє теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбини Т	$Q_{сп}^T$			МВт	208,7	208,7	201,09	119,9
Сумарне теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбини Т	$\Sigma Q_{сп}^T$		$\Sigma Q_{сп}^T = n_T \cdot Q_{сп}^T$	МВт	626,1	417,4	603,27	359,7
Середня витрата гострої пари на турбину типу Т	D_0^T		По діаграмі режимів	т/год	482	482	464,88	482
Сумарна витрата гострої пари на турбину типу Т	ΣD_0^T		$\Sigma D_0^T = n_T \cdot D_0^T$	т/год	1447	965	1394,6	1447
Середня електрична потужність турбини типу Т	N_3^T		По діаграмі режимів	МВт	110	110	106,04	110
Сумарна електрична потужність турбини типу Т	ΣN_3^T		$\Sigma N_3^T = n_T \cdot N_3^T$	МВт	330	220	318,12	330
Сумарні витрати пари на турбини	ΣD_0		$\Sigma D_0 = \Sigma D_0^T$	т/год	1447	965	1394,64	1447
Сумарна електрична потужність турбин	ΣN_3		$\Sigma N_3 = \Sigma N_3^T$	МВт	330	220	318,12	330
Сумарне теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбін Т	$\Sigma Q_{сп}$		$\Sigma Q_{сп} = \Sigma Q_{сп}^T$	МВт	626,1	417,4	603,27	359,7
Сумарне теплофікаційне навантаження пікових водогрійних котлів	$Q_{ПВК}$		$Q_{ПВК} = Q_{ТЭЦ} - \Sigma Q_{сп}$	МВт	389,26	465,8	53,62	0,00
Сумарна паропроductивність енергетичних котлів	$\Sigma D_{ЭК}$		$\Sigma D_{ЭК} = \Sigma D_0 + G_{ут} + D_{с.н.}$	т/год	1481,1	988,9	1424,88	1471

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовж.табл.2.19	1	2	3	4	5	6	7	8
Сумарна паропродуктивність енергетичних котлів		$\Sigma D_{ЭК}$	$\Sigma D_{ЭК} = \Sigma D_0 + G_{yt} + D_{с.н.}$	т/год	1481,1	988,94	1424,88	1471,02
Сумарні витрати підж. води енергетичних котлів		$\Sigma D_{ПВ}$	$\Sigma D_{ПВ} = \Sigma D_{ЭК} + D_{прод}$	т/год	1486,1	991,44	1429,88	1476,02
Енергетичні показники ТЕЦ								
Повні сумарні витрати тепла		$\Sigma Q_{ТУ}$	$\Sigma Q_{ТУ} = [\Sigma D_0(h_0 - h_{ПВ}) + (D_{ПВП-0,12}^{0,12} + D_{ПВП-0,6}^{0,12}) \cdot h^{0,12} + D_{МХ}^{1,4} \cdot h^{1,4} + G_{к.п.} \cdot C_p(t_{к.п.} - t_{к.п.}^{OKП})/3600,$ где $h^{1,4} = 2970$ кДж/кг) при $p_0 = 23,5$ МПа: $h_0 = 3330$ кДж/кг, $h_{ПВ} = 1160$ кДж/кг, $h''_{ВП} = 3550$ кДж/кг, $h'_{ВП} = 2960$ кДж/кг	МВт	1083,281	722,303	1041,456	1074,965
Сумарна витрата тепла на зовнішніх споживачів		$\Sigma Q_{ВН}$	$\Sigma Q_{ВН} = \Sigma Q_{СП}$	МВт	626,1	417,4	603,27	359,7
Витрата тепла на турбоустановки по виробництву електроенергії		$\Sigma Q_{ТУ}^{\ominus}$	$\Sigma Q_{ТУ}^{\ominus} = \Sigma Q_{ТУ} - \Sigma Q_{ВН} - [G_{yt} + G_{кп}] \cdot (h_{ПВ} - C_p \cdot t_{ХВО})/3600$	МВт	452,354	301,283	433,359	710,438
ККД турбоустановок по виробництву електроенергії		$\eta_{ТУ}^{\ominus}$	$\eta_{ТУ}^{\ominus} = \Sigma N_{\ominus} / \Sigma Q_{ТУ}^{\ominus}$	—	0,730	0,730	0,734	0,465
Питома витрата тепла на виробництво електроенергії		$q_{ТУ}^{\ominus}$	$q_{ТУ}^{\ominus} = 1/\eta_{ТУ}^{\ominus}$	—	1,371	1,369	1,362	2,153
			$q_{ТУ}^{\ominus} = 3600/\eta_{ТУ}^{\ominus}$	кДж/кВт·год	4934,774	4930,082	4904,101	7750,236

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.19

1	2	3	4	5	6	7	8
Теплове навантаження енергетичних котлів	$\Sigma Q_{ЭК}$	$\Sigma Q_{ЭК} = [\Sigma D_{ЭК}(h_{пп} - h_{пв}) + D_{прод}(h_{прод} - h_{пв}) + \Sigma D_{вп}(h''_{вп} - h'_{вп} + \Delta q_{впп})]/3600$, де $h_{прод} = 1600$ кДж/кг, $h_{пп} = h_0 + 5$ кДж/кг, $\Delta q_{впп} \approx 30$ кДж/кг	МВт	1101,7	735,4	1060,2	1095,6
ККД трубопроводів	$\eta_{тр}$	$\eta_{тр} = \Sigma Q_{ту} / \Sigma Q_{ЭК}$	—	0,983	0,982	0,982	0,981
ККД ТЕЦ по виробництву електроенергії	$\eta_{ТЭЦ}^Э$	$\eta_{ТЭЦ}^Э = \eta_{ту}^Э \eta_{тр} \eta_{ЭК}$, де $\eta_{ЭК}$ – ККД енергетичних котлів (для газу – 0,91...0,94)	—	0,653	0,653	0,656	0,415
ККД ТЕЦ по виробництву і відпуску тепла на опалення, вентиляцію та ГВП	$\eta_{ТЭЦ}^Т$	$\eta_{ТЭЦ}^Т = \eta_{тф} \eta_{тр} \eta_{ЭК}$, де $\eta_{тф}$ – ККД теплофікаційної установки ($\eta_{тф} = 0,99...0,995$)	—	0,8858	0,914	0,914	0,913
Питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії	$b_y^Э$	$b_y^Э = 123 / \eta_{ТЭЦ}^Э$	г/кВт·год	0,188	0,188	0,187	0,296
Питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії і відпуск теплової енергії	$b_y^Т$	$b_y^Т = 34,1 / \eta_{ТЭЦ}^Т$	кг/ГДж	38,49	37,3	37,3	37,35

Таблиця 2.20 Пароводяний баланс ТЕЦ

	Розмірність	Режими				
Сумарна витрата живильної води енергетичних котлів	т/год	1481,1	988,94	1424,88	1471,02	
	Всього	т/год	1481,1	988,94	1424,88	1471,02
- сумарна витрата гострої пари на турбіни	т/год	1447,5	965	1394,64	1447,5	
- станційні втрати пари та конденсату на ТЕЦ	т/год	10,0	5,0	10,0	10,0	
- витрати пари на власні потреби ТЕЦ	т/год	10	4,5	8	4	
	Всього	т/год	1467,5	974,5	1412,64	1461,5

2.5 Компонування головного корпусу.

Основне та допоміжне обладнання ТЕЦ розміщується в головному корпусі, що включає турбінну й котельну зали, деаераторне та, за потреби, бункерне приміщення. Обладнання розташовують згідно з технологічним процесом для забезпечення надійності, зручності й економічності. Тип компонування залежить від палива, клімату тощо; у проєкті застосовано поперечне розташування турбін і закриту схему з центральним деаератором.

Котли БКЗ-500-140 встановлено фронтально до турбінної зали, димососи та вентилятори — на відкритому повітрі, димар — на відстані 28,8 м. На висоті 9,6 м змонтовано майданчик з пультами керування. Для обслуговування передбачено вантажно-пасажирські ліфти (один на 4 котли).

Турбіни розміщено «острівним» способом, зала має проліт 39 м. Основне обладнання — на позначці -1,4 м, обслуговування — на 12 м, деаератори — на 23,5 м. В залі — ремонтні майданчики, кран 80/20 т на висоті 31,8 м. Вентиляція — природна.

2.6 Допоміжне господарство ТЕЦ

Після техніко-економічного аналізу встановлено, що найефективнішим паливом для ТЕЦ є природний газ завдяки простоті газопостачання, надійності та низьким капітальним витратам. Газ надходить через газорозподільчу станцію та ГРП з тиском 1–1,2 МПа, а до пальників подається зі зниженим тиском до 0,2 МПа. Газопроводи виконані зі сталевих труб, прокладаються на естакадах, і включають засоби очищення, фільтрації, регулювання тиску та обліку витрати.

Мазутне господарство служить резервним джерелом палива. Воно включає приймально-зливні пристрої, наземні резервуари (10 000–20 000 м³, 70–80 °С), насосну станцію з теплообмінниками та систему трубопроводів. Мазут підігрівається парою (200–250 °С, 0,8–1,3 МПа), очищений конденсат повертається в цикл. Робоча температура палива для ТГМЕ-206 — 125–135 °С. Кількість резервуарів визначають відповідно до потреби безперервної роботи.

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$B = \frac{n \cdot N}{\eta_k \cdot Q_n^p} \quad (2.40)$$

де n - кількість котлів;

N - продуктивність котлів;

η_k - ККД котла;

Q_n^p - теплотворна здатність палива.

$$B_1 = \frac{3 \cdot 500 \cdot 10^6}{0,944 \cdot 37800 \cdot 10^3} = 42 \text{ т/год}$$

$B_1 = 42 \cdot 240 = 10080$ т – для енергетичних котлів.

$$B_2 = \frac{2 \cdot 209 \cdot 10^6}{0,9 \cdot 37800 \cdot 10^3} = 3,3 \text{ кг/с} = 12,2 \text{ т/год}$$

$B_2 = 12 \cdot 240 = 2880$ т – для ПВК.

$$B = B_1 + B_2 \quad (2.41)$$

$$B = 10080 + 2880 = 12960 \text{ т.}$$

Потрібно три резервуари мазуту з ємністю по 5000 м³.

Надійне водопостачання ТЕЦ забезпечує роботу конденсаторів, охолодження, водопідготовку та газоочистку. До 90 % води використовується на охолодження пари, тому перевага надається багатоходовим конденсаторам з меншою питомою витратою. Температура охолоджувальної води має бути на 5–10 °С нижча за температуру насичення пари. Подання води відбувається самопливом або насосами, з урахуванням найгірших літніх умов.

Використовуються прямоточна або оборотна схема з градирнями. В оборотній системі вода циркулює через градирні, де охолоджується при контакті з повітрям. Найпоширеніші — противоточні гіперболоїдні градирні (до 150 м заввишки). Для очищення води застосовують хіміобробку та систему гумових кульок. Взимку зледеніння запобігають підтриманням температури вище 10 °С, тепловими завісами й захистом.

Розрахунок кількості градирень:

$$F_{зр} = \frac{n \cdot D}{8}, \quad (2.42)$$

де n - кількість конденсаторів;

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

D - витрата охолоджуючої води, м³/год;

$$F_{зр} = 3 \cdot 17600 / 8 = 6600 \text{ м}^2$$

Обираю дві градирні типу БГ-4000-71.

Характеристики градирні типу БГ-4000-71

Найменування параметра	Розмірності	Значення параметра
Площа зрошення	м ²	4000
Гідравлічне навантаження	тис. м ³ /год	28,0-32,0
Щільність зрошення	м ³ /(м ² ·год)	7-8
Висота підйому води	м	10,85
Каркас	-	железобетон, сталь
Обшивка	-	алюміній
Висота башти	м	91,5
Внутрішній діаметр: -верхньої частини -нижньої частини	м	39,2 79

Експлуатаційні норми ТЕЦ вимагають контролю якості пари й живильної води, зокрема обмеження вмісту солей, газів, кислот, масел і дотримання параметрів рН, твердості тощо. Через втрати пари й конденсату воду потрібно постійно поповнювати, але сиру воду не використовують — її попередньо очищують.

Хімоводоочищення (ХВО) забезпечує знесолення та деаерацію, обирається з урахуванням складу вихідної води та вимог до живильної. Установки розміщуються на відкритому повітрі, автоматизовані, мають запас реагентів на 30 діб. Подавання води — з головного корпусу (основне) і протипожежного водогону (резервне), підігрів — паром з турбін.

Для видалення газів воду деаерують, накип запобігається фосфатуванням. Іонний обмін забезпечує пом'якшення (H-Na-катіонування) та знесолення (через H-катіонітові й ОН-аніонітові фільтри), зменшуючи твердість до ≤ 10 мкг/кг і вміст солей — до ≤ 100 мкг/кг.

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.7 Охорона навколишнього середовища від викидів електростанції

Димарі ТЕЦ викидають шкідливі речовини, які негативно впливають на довкілля та здоров'я людей. Щоб обмежити цей вплив, під час проектування передбачають санітарно-захисні зони між ТЕЦ і житловими районами. Їх розміри визначаються обсягом викидів та напрямками вітру, аби концентрації забруднень не перевищували гранично допустимі.

Особливої уваги потребують ТЕЦ у промислових районах великих міст, де вже існує високий рівень фонових забруднень. У таких випадках теплофікація дає змогу замінити численні малі котельні без фільтрації диму однією великою ТЕЦ, розташованою на віддаленні від житла. На таких станціях встановлюють високе димоочисне обладнання та високі димарі.

Ефективним засобом зменшення забруднення є підвищення труби та швидкості виходу газів, що забезпечує краще розсіювання у верхніх шарах атмосфери й знижує концентрацію шкідливих речовин біля землі.

Розрахунок концентрації оксидів азоту

Спалювання органічних палив супроводжується утворенням оксидів азоту:

N_2O , NO , N_2O_3 , NO_2 , N_2O_4 , N_2O_5 .

Найбільш стійким з них є NO_2 , тому розрахунок викидів оксидів азоту проводимо в перерахуванні на NO_2 .

$$M_{NO_2} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot B \cdot Q_n^p \cdot \kappa \left(1 - \frac{q_4}{100} \right) (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2 \quad (2.57)$$

де B – витрата натурального палива, $B = 1029,64$ т/рік,

$V = 65000$ м³/год;

Q_n^p – теплота згорання на робочу масу, кДж/кг;

κ – коефіцієнт який враховує продуктивність котла;

q_4 – втрати тепла з механічним недопалом, $q_4 = 0$ %;

ε_1 – коефіцієнт, який враховує ефективність впливу на зниження утворення оксидів азоту рециркуляції димових газів в топку, $\varepsilon_1 = 0,015$ - при вводиті газів рециркуляції в первинне повітря;

r – ступінь рециркуляції димових газів у топку, $r = 0$ %;

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

β_1 – коефіцієнт, що враховує якість палива;

β_2 – коефіцієнт, що враховує конструкцію пальників, $\beta_2=1$ - для вихрових пальників;

β_3 – коефіцієнт, що враховує вид шлаковидалення, $\beta_3=1$ - для твердого шлаковидалення;

ε_2 – коефіцієнт, що враховує зниження викидів оксидів азоту при багатоступеневому спалюванні, а так як спалювання одноступеневе, то $\varepsilon_2=1$.

Коефіцієнт який враховує продуктивність котла:

$$k = \frac{12 \cdot D_0}{200 + D_n} \quad (2.51)$$

де D_0 – фактична паропроодуктивність котлів;

D_n – номінальна паропроодуктивність котлів.

$$K = \frac{12 \cdot 500}{200 + 500} = 8,571$$

Коефіцієнт що враховує якість палива:

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot N^r \quad (2.52)$$

де N^r – вміст азоту в паливі на горючу масу.

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot 1,5 = 0,883$$

$$M_{NO_x} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 8,571 \cdot 65000 \cdot 34330 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) \cdot (1 - 0,01875 \cdot 0) \cdot (1 - 0) \cdot 0,883 \cdot 1 \cdot 1 = 574,472 \text{ г/с}$$

Вибір кількості і розрахунок висоти димарів

Висота димаря визначається за рівнянням:

$$H = \sqrt{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \left(\frac{M_{NO_2}}{ГДК_{NO_2}} + \frac{M_{SO_2}}{ГДК_{SO_2}} \right)} \cdot \sqrt[3]{\frac{z}{V_T \cdot \Delta T}} \quad (2.53)$$

де A - коефіцієнт, що залежить від температурної стратифікації атмосфери даного району, що визначає умови вертикального і горизонтального розсіювання шкідливих речовин, $A = 160$;

F - безрозмірний коефіцієнт, що враховує швидкість осадження шкідливих речовин в атмосфері, $F=1.0$;

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

m, n - безрозмірні коефіцієнти, що враховують умови виходу із джерела димових газів.

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} \quad (2.54)$$

де f - параметр, що визначаємо по формулі :

$$f = \frac{\omega_0^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T} \cdot 10^3 \quad (2.55)$$

де ω_0 - швидкість димових газів на зрізі димаря:

$$\omega_0 = 2,6 \cdot \sqrt{\frac{\Delta T \cdot D_0}{100 \cdot i + 8 \cdot \lambda}} \quad (2.56)$$

де i - звуження труби, $i = 0,01-0,015$, приймаємо $i = 0,015$;

λ - коефіцієнт тертя, $\lambda = 0,05$;

D_0 - внутрішній діаметр гирла димаря;

H - геометрична висота димаря. Приймаємо в першому наближенні $H=180$ м;

Z - число димарів, $Z = 1$;

ΔT - різниця температур димових газів і навколишнього повітря:

$$T = T_{\text{вих.г}} - T_{\text{навк.пов.}} \quad (2.57)$$

де $T_{\text{вих.г.}}$ - температура димових газів, що йдуть, $T_{\text{вих.г.}} = 121$ °С;

$T_{\text{навк.пов.}}$ - середня температура опівдні найбільш спекотного місяця,

$T_{\text{навк.пов.}} = 25,1$ °С.

$\Delta T = 121 - 25,1 = 95,9$ °С;

$V_{\text{г}}$ - об'ємна витрата димових газів:

$$V_{\text{г}} = \frac{\pi \cdot D_0^2}{4} \cdot \omega_0 \quad (2.58)$$

Параметр n визначається в залежності от величини:

$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_{\text{г}} \cdot \Delta T}{H}} \quad (2.59)$$

ГДК - гранично припустима концентрація шкідливих викидів:

$\text{ГДК}_{\text{NO}_2} = 0,085$ мг/м³;

$\text{ГДК}_{\text{SO}_2} = 0,5$ мг/м³.

Отже, у першому наближенні при $H = 180$ м:

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- обчислюємо швидкість димових газів на зрізі димаря:

$$w_o = 2,6 \cdot \sqrt{\frac{95,9 \cdot 8,4}{100 \cdot 0,05 + 8 \cdot 0,012}} = 32,69 \text{ м / с},$$

- обчислюємо параметр f:

$$f = \frac{10^3 \cdot 32,69^2 \cdot 8,4}{180^2 \cdot 95,9} = 2,889$$

- обчислюємо об'ємну витрату димових газів:

$$V_r = \frac{\pi \cdot 8,4^2 \cdot 32,69}{4} = 1810,655 \text{ м}^3 / \text{с},$$

- обчислюємо параметр u_m :

$$U_n = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1810,65 \cdot 95,9}{180}} = 6,423$$

- обчислюємо безрозмірний коефіцієнт m:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{2,889} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{2,889}} = 0,755$$

- обчислюємо висоту димаря в першому наближенні:

$$H = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 0,755 \cdot 1 \cdot \left(\frac{574,47}{0,085}\right) \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{1810,655 \cdot 95,9}}} = 120,98 \text{ м}$$

Одержали висоту димаря $H=120,98$ м. Вибираємо по рекомендаціях одну димову трубу $H=150$ м, $D_y=7,2$ м.

Далі перераховуємо з параметрами труби $H=150$ м, $D_y=7,2$ м:

$$w_o = 2,6 \cdot \sqrt{\frac{95,9 \cdot 7,2}{100 \cdot 0,05 + 8 \cdot 0,012}} = 30,264,$$

$$V_r = \frac{\pi \cdot 7,2^2 \cdot 30,264}{4} = 1231,598,$$

$$f = \frac{30,264^2 \cdot 7,2}{150^2 \cdot 95,9} = 3,06$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{3,06} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{3,06}} = 0,747,$$

$$U_n = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1231,598 \cdot 95,9}{150}} = 6,378, U_n=6,378 > 2, \text{ тоді } n = 1,$$

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$H = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 0,747 \cdot 1 \cdot \left(\frac{574,472}{0,085} \right)} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{1231,597 \cdot 95,9}} = 128,33 \text{ м.}$$

Остаточно приймаємо димову трубу висотою $H=150\text{м}$ із внутрішнім діаметром устя $D_y=7,2\text{м}$.

2.8 Генеральний план ТЕЦ

Вибір майданчика будівництва та генеральний план ТЕЦ

Місце для будівництва ТЕЦ обирається з урахуванням мінімізації витрат на паливо, воду й передачу енергії. Площадка повинна бути рівною, не сільськогосподарською, з надійними ґрунтами (несуча здатність не менше 25–30 Н/см²) і без ризику затоплення. Важливою є наявність залізничного сполучення, можливість виведення ЛЕП і відсутність перешкод для будівництва високих труб. Остаточне рішення приймається після економічного порівняння кількох варіантів.

Генеральний план ТЕЦ

Генеральний план ТЕЦ показує розміщення всіх основних і допоміжних споруд на території станції: головного корпусу, димових труб, електрощитів, розподільчих пристроїв, систем водо- та паливостачання, ХВО, масляного господарства, складів і службових приміщень. Забезпечується під'їзд залізничного та автотранспорту до ключових об'єктів. План враховує «розу вітрів» для розміщення споруд і запобігання забрудненню житлових зон. ТЕЦ мають характерні особливості: ЗРП, повітряні та кабельні лінії, зворотне водопостачання з градирнями, теплопроводи до споживачів. Головний вхід зазвичай розташований біля торця головного корпусу.

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.9 Висновки за розділом 2

У цьому розділі було обґрунтовано вибір технологічної схеми, основного й допоміжного обладнання для будівництва опалювальної ТЕЦ у місті Івано-Франківськ потужністю 330 МВ. Обрано три турбоустановки типу Т-110/120-130 з відповідними котлами Е-500-13,8-560ГМН і двома водогрійними котлами КВГМ-180 для покриття пікових навантажень. Проведено розрахунок теплової схеми для різних режимів роботи (зимовий максимум, перехідні та літній), виконано тепловий і пароводяний баланси, а також визначено енергетичні показники ТЕЦ, включаючи ККД і питомі витрати палива.

Показано, що станція забезпечує ефективне тепlopостачання міста за рахунок поєднання електрогенерації та відпуску тепла в мережу. Запропоновано компоновання головного корпусу з фронтальним розміщенням котлів, оптимізовано розташування допоміжного обладнання (деаератори, насосні станції, системи охолодження). Обґрунтовано вибір газу як основного палива та мазуту як резервного, визначено потребу в об'ємах зберігання, джерелах водопостачання, розраховано необхідну кількість і тип градирень.

З метою мінімізації впливу на довкілля проєктом передбачено сучасні системи очищення, високий димар, контроль шкідливих викидів та дотримання санітарно-захисних зон. Генеральний план ТЕЦ сформовано з урахуванням логістики, безпеки, орієнтації на розу вітрів і зручності експлуатації об'єктів. Запропонована схема підтверджує технічну доцільність і економічну ефективність реалізації проєкту.

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТЕНЦІАЛУ БІОМАСИ ТА АНАЛІЗ ПЕРСПЕКТИВ ЙОГО ВИКОРИСТАННЯ

3.1 Енергетичний потенціал біомаси

Біомаса утворюється в результаті фотосинтезу, коли вуглекислий газ із повітря та вода з ґрунту утворюють вуглеводи — основу біомаси. При її спалюванні вивільняється енергія, а вуглець повертається у вигляді CO_2 , що знову залучається в природний цикл. Таким чином, біомаса не лише має екологічну цінність, а й слугує важливим енергетичним ресурсом.

В Україні, через дефіцит лісових ресурсів, доцільно використовувати відходи лісового господарства та целюлозно-паперової промисловості. Зокрема, в лісоповалах накопичено понад 4,1 млн т відходів, що створює екологічну проблему, особливо в Західній Україні.

За оцінками, в Україні щороку утворюється 44,46 млн т біомасових відходів, що дорівнює 6,25 млн т умовного палива, а відходи тваринництва та птахівництва становлять 4,58 млн т сухої маси (1,64 млн т умовного палива).

Однак використання біомаси ускладнюється її фізичними властивостями, що потребує адаптації технологій та розробки нового обладнання.

Використання біомаси як джерела енергії у світі

Споживання біомаси у світі стрімко зростає. Загальна маса живої матерії на планеті становить близько 2000 млрд т, з яких 1800 млрд т припадає на наземні рослини, а 1600 млрд т — на лісові насадження. У середньому на одного жителя Землі припадає 400 т наземної біомаси. Щорічний приріст біомаси становить близько 400 млрд т, а швидкість накопичення енергії наземною біомасою — 3000 ЕДж/рік.

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.2 Доцільність використання біомаси в Україні

Екологічні переваги

Використання енергії біомаси має низку екологічних переваг: сприяє зниженню впливу на клімат, зменшує кислотні дощі, ерозію ґрунтів, забруднення водойм і навантаження на полігони ТПВ. Крім того, воно підтримує біорізноманіття й сприяє збереженню здорових лісових екосистем.

Проблема зміни клімату загострюється через викиди парникових газів, спричинені людською діяльністю, зокрема спалюванням викопного палива. Це впливає на біосферу й загрожує стабільності життя на планеті. Технології енергетичного використання біомаси допомагають зменшити цей вплив, адже рослини під час росту поглинають вуглець, утворюючи замкнутий вуглецевий цикл.

В Україні розвиток біоенергетики стримується низкою бар'єрів: відсутністю потужних котлів для міні-ТЕЦ, нерозвиненою технологією тюкування соломи, високою вологістю гною, складнощами збору біогазу на сміттєзвалищах, низькою ефективністю виробництва біоетанолу, відсутністю фінансових стимулів, слабким екологічним законодавством, браком інформації та координації на державному рівні. Водночас, пряме спалювання біомаси — найдоцільніший шлях її використання в Україні. Метою дослідження є обґрунтування застосування біомаси у промисловій теплоенергетиці.

Завдання включають: аналіз палива, досвід інших країн, розробку модельних пристроїв, експерименти, оцінку впливу на довкілля та розробку рекомендацій з утилізації відходів.

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1 - Річний баланс біомаси в 2010 р

Вид біомаси/ надлишків біомаси	Валовий збір, млн т	Коефіцієнт відходів	Коефіцієнт доступності	Загальна кількість доступних відходів, млн т	Q ^p _n , Мдж/кг	Кількість біомаси, доступної для отримання енергії		Енергетичний потенціал біомаси, доступної для отримання енергії, млн т НЕ
						%	млн т	
Злакові культури/ солома	28,4	1,0	0,85	24,25	15,7	20	4,85	1,8
Кукурудза на зерно/ стебла	5,1	1,183	0,7	4,49	13,7	50	2,24	0,73
Цукровий буряк/ бутвина вичавки	17,3	0,31	0,4	2,8	13,7	50	1,4	0,5
Соняхи / стебла	2,3	3,5	0,7	5,97	13,5	50	2,99	0,97
Деревина/ відходи деревини	5,1	0,5	0,9	4,1	9,0	71	2,85	0,61
Навоз / (суха речовина)	7,42	-	0,62	4,3	15,0	100	4,5	1,6
Всього				44,44			19	6,25

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.3 Фізико-хімічні властивості біомаси

Біомаса складається переважно з целюлози (20–50%), лігніну (16–33%) та геміцелюлоз (15–30%), а також екстрагованих речовин і неорганічних домішок. Целюлоза є основним енергетичним компонентом, який визначає теплоту згоряння. Лігнін — другий за вмістом компонент, має складну ароматичну структуру. Хімічний склад біомаси залежить від виду рослини та умов вирощування.

Таблиця 3.2 - Хімічний склад рослинної біомаси, %

Біомаса	Зола	Речовини, що розчиняються в органічних розчинниках	Речовини, що розчиняються у воді	Лігнін	Геміцелюлоза	Целюлоза
м'яка деревина	0,4	2,0	-	27,8	24,0	41,0
Тверда деревина	0,3	3,1	-	19,5	35,0	39,0
Солома пшениці	6,6	3,5	7,4	16,5	28,1	40
Солома рису	16,1	4,3	13,3	12	24,3	30,1
Відходи цукрової тростини	2,3	8	10,0	18,5	29,0	33,3

Елементарний склад біомаси

Таблиця 3.3 - Вміст різних речовин у біомасі та її енергетична характеристика

Паливо	Органічна маса					Робоче паливо		
	C ⁰	H ⁰	O ⁰ +N ⁰	Q	V	W ^P	A ^P	Q _H ^P
	%	%	%	МДж/кг	%	%	%	МДж/кг
Дуб	50,3	6,05	43,25	18,95	82,0	45,0	2,1	8,91
Береза	49,3	6,1	44,6	19,2	87,3	50,1	0,7	8,11
Вільха	49,0	6,25	44,75	19,0	86,2	51,0	1,1	7,73
Осика	48,5	6,10	45,2	16,61	87,0	44,0	1,1	9,12
Сосна	50,2	6,0	43,8	19,83	85,0	57,4	1,4	7,11
Солома	44,4	5,4	49,7	15,35	-	8	5	13,13
Лузга соняшника	51,7	6,3	42,0	19,12	80,0	15	2	15,48
Лузга хлопку	47,4	6,4	46,2	-	-	15	2	15,48

Таблиця 3.3 - Елементарний хімічний склад горючої маси різних видів твердого палива.

Паливо	Склад горючої маси, %				
	C ^Г	H ^Г	O ^Г	N ^Г	S ^Г _{ор+к}
Деревина	51	6	42,3	0,5	-
Гумусові утворення:					
Торф	58	6	33	2,5	0,5
Буре вугілля	64-77	4-6	15-25	1	0,5-7,5
Кам'яне молоде	88-90	4-4,5	3-4	1,5	1-3

вугілля					
Продовження таблиці 3.3					
Антрацит	90-93	2-4	2-4	1	0,5-2
Горючі сланці	60-75	7-9	10-17	1	5-15

Таблиця 3.4 - Результати хімічного аналізу мінеральних речовин, які містяться в деяких видах сільськогосподарських культур.

Сировина	Компоненти, % до сухої маси					
	N	S	Ca	P	K	Mg
Пшениця:						
-стеблина	· 2,11	· -	0,0518- 0,0721	0,0259- 0,0389	-	0,00016- 0,00019
-солома	0,5	0,03-	-	-	-	-
-верхівка	1,64	0,16				
Кукурудза						
-стеблина	2,04	-	-	-	-	-
Овес	2,25					
-солома	1,1	-	-	-	-	-
Ячмінь						
-солома	-	-	-	0,05-0,67	0,93-2,78	-
Рис						
-листя	3,33-3,96	-	-	0,169- 0,176	0,675- 0,898	-

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Фізичні властивості біомаси

Таблиця 3.5 - Вага одиниці об'єму щільної сухої деревини різних порід та її теплота згоряння

Порода дерева	Вага 1м ³ щільної сухої деревини, кг/м ³	Об'єм твердої речовини, %	Об'єм порожнин, %	Теплота згоряння сухої деревини (нижча),	
				МДж/кг	МДж/м ³
Дуб	650	43,1	56,6	18,5	12,13 x10 ³
Береза	560	37,3	62,8	18,68	10,40x10 ³
Осика	440	28,5	71,5	18,4	8,16x10 ³
Сосна	460	30,5	69,5	19	8,78x10 ³

Між пористістю та об'ємною вагою деревини в абсолютно сухому стані така залежність:

$$C = (1 - \rho/d)100, \quad (2.3.1)$$

де: C - пористість в %; ρ - об'ємна вага деревини, кг/м³; d - питома вага деревинної речовини, кг/м³.

Для переводу абсолютної вологості у відносну застосовують відповідні формули:

$$\omega_0 = 100 \cdot \omega_a / 100 + \omega_a \quad (2.3.2)$$

$$\omega_a = 100 \cdot \omega_0 / 100 + \omega_0, \quad (2.3.3)$$

Для сирі та смолистої деревини теплоємність залежить від вологості та вмісту смол, і розраховується з урахуванням цих показників:

$$C = \{ [0,324\omega_0 (100 - \omega_0 - R_0) + 0,5R_0 + 1,0 \cdot \omega_0] / 100 \} 4,187,$$

де: C - теплоємність абсолютно сирі та смолистої деревини, кДж/кг

ω_0 - відносна вологість, %; R - відносний вміст смолистих речовин, %.

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.6 - Теплопровідність різних порід деревини, Вт/мК

Порода	Повздовж волокон	Перпендикулярно волокнам
Сосна	0,35	0,15
Ялина	0,20	0,10
Дуб	0,36	0,21

Енергетичні властивості біомаси

Теплота згорання органічних сполук ніколи не відповідає сумі теплот згорання компонентів, що взяті окремо. Для визначення теплоти згорання за даними елементарного аналізу можна використовувати формулу

Д.І.Менделєєва:

$$Q_H^P = 0,339C^P + 1,03H^P - 0,109(O^P - S_{ор+к}^P) - 0,025W^P, \quad (2.3.1)$$

де: Q_H^P – нижча теплота згорання на робочу масу, МДж/кг; C^P , H^P , O^P , $S_{ор+к}^P$ – вміст різних речовин у біомасі на органічну масу, %.

Якість кожного палива визначається його теплотою згорання, яка залежить, в першу чергу, від вмісту вуглецю в паливі (табл.3.7)

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.7 - Елементарний склад і нижча теплота згоряння типів палива

Назва палива	C, %	H, %	O, %	$Q_{н}^p$, МДж/кг
Хвойна деревина	50,5	6,2	43,2	19
Листяна деревина	49,6	6,2	44,1	18,40
Торф	59,5	6,0	35	22,4
Буре вугілля	68,0	5,0	27	25,3
Пісне кам'яне вугілля	80,0	5,0	15,0	30,65
Деревинне вугілля	80,0	6,2	13,8	32,01
Антрацит	95,0	2,5	2,5	34,52

Таблиця 3.8 - Нижча теплота згоряння деревини в залежності від відносної вологості

Відносна вологість, %	Показник	Одиниця виміру	Сосна	Ялина	Береза	Осіка
0	Вага $Q_{н}^p$	кг/м ³	320	280	410	300
		МДж/кг	21,65	21,65	21,18	21,18
		МДж/м ³	$6,93 \times 10^3$	$6,06 \times 10^3$	$8,68 \times 10^3$	$6,36 \times 10^3$
25	Вага $Q_{н}^p$	кг/м ³	384	339	484	360
		МДж/кг	13,285	13,285	12,98	12,98
		МДж/м ³	$5,1 \times 10^3$	$4,5 \times 10^3$	$6,28 \times 10^3$	$4,67 \times 10^3$
35	Вага $Q_{н}^p$	кг/м ³	443	391	558	415
		МДж/кг	10,32	11,15	10,89	10,89
		МДж/м ³	$4,9 \times 10^3$	$4,36 \times 10^3$	$6,08 \times 10^3$	$4,52 \times 10^3$
50	Вага $Q_{н}^p$	кг/м ³	576	508	726	540
		МДж/кг	7,96	7,96	7,76	7,76
		МДж/м ³	$4,58 \times 10^3$	$4,04 \times 10^3$	$5,63 \times 10^3$	$4,19 \times 10^3$

3.4 Фізичні основи процесу горіння біомаси

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Теплофізичні характеристики біомаси як палива

Біомаса має низку відмінностей від традиційного палива, що ускладнює її використання та вимагає спеціального обладнання. Серед особливостей:

- значні коливання характеристик навіть у межах однієї партії;
- нестабільна вологість (до 60%), що потребує сушки;
- низька зольність, але висока шлако- та корозійність через вміст K_2O , Cl , Ca ;
- високий вихід летючих (80–82%) — підвищена пожежо- та вибухонебезпечність;
- погані сипкі властивості та низька густина — складно транспортувати й подрібнювати;
- низький вміст сірки — екологічна перевага.

Підготовка біомаси до спалювання

Виробництво щепи включає: рубку, подрібнення, транспортування, зберігання та доставку. При нагріванні біомаса розкладається на леткі речовини й вуглець. Леткі згорають у газовій фазі, тверді — на решітці. При повному згорянні утворюються CO_2 і H_2O , при неповному — дим і шкідливі сполуки. Целюлоза дає більше летких речовин, лігнін — більше вуглецю і теплоти. Геміцелюлози розкладаються першими. Ефективне спалювання досягається в автотермічному режимі за рахунок каталітичного окислення.

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

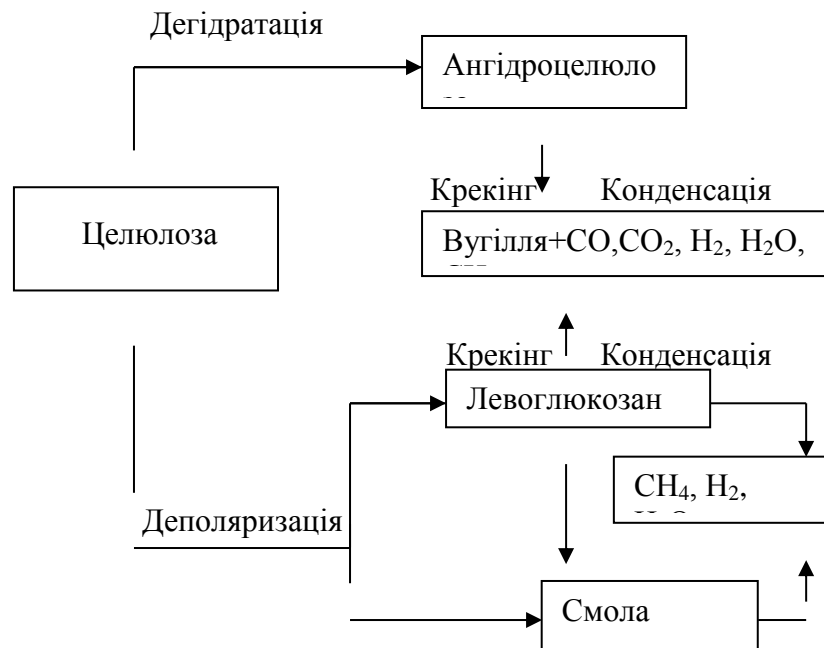


Рисунок 3.1. Реакція деполімеризації, що призводить до утворення левоглюкозану і смоли.

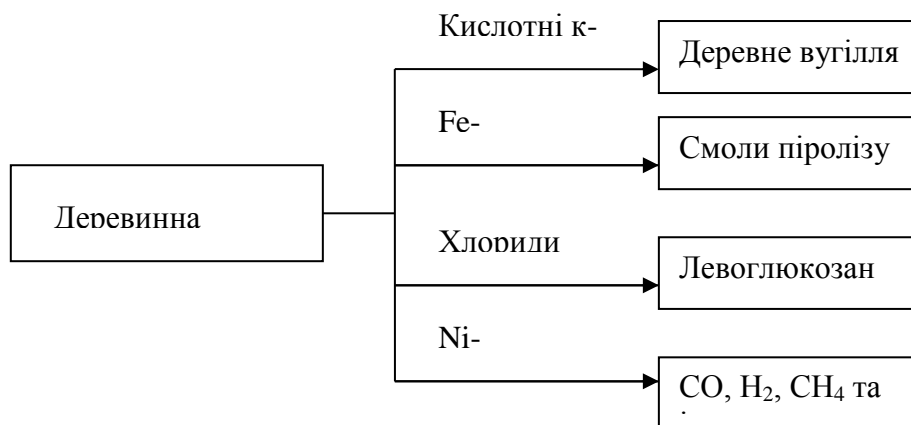


Рисунок 3.2. Схема регулювання продуктів піролізу деревинної біомаси шляхом підбору відповідних каталізаторів.

При повному згорянні стала швидкість горіння однорідного палива визначається як:

$$I_p = - \Delta H dw/dt , \quad (3.1)$$

де: I_p - інтенсивність реакції, кДж/кг; ΔH - теплота згорання, кДж/кг;
 dw/dt - швидкість переміщення мас.

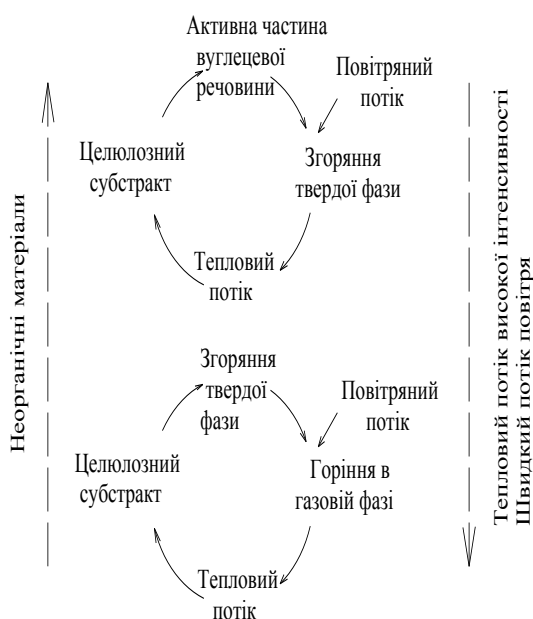


Рисунок 3.3. Схема полуменевого та повільного горіння летючих компонентів та вуглецевої речовини, що утворюються під час процесу піролізу біомаси.

Теплоємність CO_2 , H_2O і O_2 залежить від температури й визначається за рівняннями Спенсера. Розрахунки проводяться на основі елементарного складу палива, з урахуванням вуглецю, водню та постійної теплоємності інших компонентів.

Систему спалювання проектують для мінімізації теплових втрат і максимального використання гарячих газів. Ефективність горіння залежить від температури, кількості повітря, складу та розміру часток. За низьких температур домінує піроліз, за високих — тепломасообмін. Дрібні частки згоряють швидше. Процес складний і потребує подальших досліджень для

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

точної оцінки.

3.5 Висновки за розділом 3

У розділі розглянуто біомасу як перспективне та екологічно безпечне джерело енергії для використання в теплоенергетиці. Проаналізовано енергетичний потенціал біомаси в Україні, зокрема соломи, деревини, відходів сільського господарства та тваринництва. Наведено дані про доступність біомасових ресурсів, їх теплоту згоряння, хімічний склад і фізичні характеристики. Встановлено, що річний обсяг біомаси, доступної для енергетичного використання в Україні, становить понад 6 млн т умовного палива, що дозволяє зменшити залежність від викопних ресурсів.

Показано, що біомаса має ряд екологічних переваг: участь у замкнутому вуглецевому циклі, зменшення парникових викидів і впливу на клімат, утилізація відходів, збереження природних екосистем. Однак ефективне використання біомаси потребує подолання технічних бар'єрів — адаптації обладнання до нестабільної вологості, зольності та сипких властивостей, а також створення стимулюючих умов на державному рівні.

У розділі також подано аналіз фізико-хімічних властивостей біомаси, її енергетичну цінність, теплофізичні характеристики й механізми горіння. Вивчено основні процеси піролізу, реакцій окиснення та теплового розкладу. Обґрунтовано необхідність підготовки біомаси до спалювання (сушіння, подрібнення, транспортування) для досягнення ефективного та стабільного горіння. Зроблено висновок, що пряме спалювання біомаси є найдоцільнішим напрямком її використання в Україні, а її впровадження в промислову теплоенергетику є технічно й економічно виправданим.

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. ОХОРОНА ПРАЦІ

Охорона праці є невід'ємною складовою під час проектування, будівництва та експлуатації теплоелектроцентралі. Забезпечення безпечних і здорових умов праці працівників є пріоритетним завданням, що визначається законодавчими актами України, нормативно-технічною документацією та вимогами міжнародних стандартів. Особлива увага приділяється питанням запобігання травматизму, зниженню впливу шкідливих та небезпечних виробничих факторів, а також забезпеченню пожежної та техногенної безпеки.

У даному розділі розглянуто основні небезпечні та шкідливі фактори, які можуть виникати під час роботи на ТЕЦ, а також запропоновано необхідні технічні, організаційні і санітарно-гігієнічні заходи, які спрямовані на їх усунення або мінімізацію. Визначено відповідність проєктних рішень вимогам законодавства з охорони праці та охорони навколишнього середовища.

4.1 Технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації об'єкта

Під час проектування ТЕЦ потужністю 330 МВт для міста Івано-Франківськ були враховані сучасні вимоги до охорони праці та безпеки виробництва. Основні технічні рішення спрямовані на усунення або мінімізацію дії небезпечних та шкідливих виробничих факторів, зниження ризиків аварійних ситуацій та забезпечення надійної роботи основного й допоміжного обладнання.

До технічних заходів належать:

		<i>Азарова</i>			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		<i>Пешко</i>				85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- автоматизація технологічних процесів і дистанційне керування основним обладнанням, що знижує контакт персоналу з небезпечними зонами;
- оснащення обладнання системами аварійного відключення, сигналізації та блокування при відхиленнях від нормального режиму роботи;
- застосування герметичних трубопроводів і фланцевих з'єднань для запобігання витокам пари, води та пального;
- встановлення ефективних вентиляційних систем у котельних, турбінних та допоміжних приміщеннях для видалення шкідливих газів
- забезпечення нормативних параметрів мікроклімату робочої зони;
- застосування засобів із шумозахисту у виробничих приміщеннях і встановлення глушників на джерела підвищеного шуму;
- використання безпечного електрообладнання та захисного заземлення, відповідно до вимог ПУЕ.

Організаційні заходи включають:

- розробку інструкцій з охорони праці для всіх категорій працівників;
- регулярне проведення інструктажів, навчання з техніки безпеки та перевірок знань;
- впровадження системи контролю за технічним станом обладнання та своєчасне технічне обслуговування;
- обмеження доступу до небезпечних зон лише для підготовленого персоналу;
- забезпечення працівників засобами індивідуального захисту відповідно до характеру робіт;
- призначення відповідальних осіб за дотримання вимог охорони праці на кожній ділянці.

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зазначені заходи дають змогу забезпечити високий рівень безпеки праці на ТЕЦ, знизити виробничі ризики та створити умови, що відповідають чинному законодавству України.

4.2 Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії. Вихідні положення

При проєктуванні ТЕЦ потужністю 330 МВт враховано вимоги щодо створення безпечних та комфортних умов праці відповідно до чинного законодавства України, зокрема Закону України «Про охорону праці», Державних санітарних норм та правил, а також нормативів з мікроклімату, освітлення, шуму й вібрації. Гігієнічні умови праці безпосередньо впливають на продуктивність працівників, їхнє здоров'я та тривалість професійної діяльності.

Основними завданнями системи виробничої санітарії є:

- усунення або зменшення дії шкідливих факторів на робочих місцях (висока температура, шум, вібрація, запиленість, загазованість);
- підтримання належного мікроклімату в виробничих і побутових приміщеннях;
- забезпечення працівників питною водою, побутовими приміщеннями, душовими, гардеробами;
- впровадження заходів із запобігання професійним захворюванням і збереження здоров'я персоналу.

Усі рішення з гігієни праці в проєкті базуються на сучасних технічних стандартах і спрямовані на досягнення нормативних рівнів виробничих факторів у межах санітарно допустимих норм.

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.2.1 Мікроклімат робочої зони

Мікроклімат виробничих приміщень ТЕЦ значною мірою впливає на самопочуття та працездатність персоналу. До основних параметрів мікроклімату належать температура, вологість та швидкість руху повітря. Для забезпечення нормативних умов праці в проєкті передбачено комплекс технічних рішень, що спрямовані на регулювання цих параметрів відповідно до ДСН 3.3.6.042-99.

У приміщеннях із підвищеним тепловиділенням (котельне відділення, машинний зал) передбачено приточно-витяжну вентиляцію з механічним спонуканням, що забезпечує подачу свіжого повітря та видалення гарячого або забрудненого. У зонах з постійним перебуванням персоналу температура підтримується в межах 18–22 °С, а відносна вологість — 40–60 %. Швидкість руху повітря не перевищує допустимі значення (до 0,3 м/с при нормальних умовах).

Для зниження теплового навантаження застосовуються теплоізоляція обладнання, екрани від інфрачервоного випромінювання та дистанційне керування процесами, що дозволяє скоротити перебування працівників у зоні впливу високих температур. У холодний період року передбачено систему опалення, яка підтримує комфортну температуру в побутових і технічних приміщеннях.

Усе обладнання та системи контролю мікроклімату відповідають санітарно-гігієнічним нормам і забезпечують безпечні умови праці згідно з чинними стандартами.

4.2.2 Склад повітря робочої зони

Якість повітря в робочій зоні ТЕЦ має суттєве значення для безпеки та здоров'я персоналу. Під час роботи основного й допоміжного обладнання у

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

повітря можуть потрапляти шкідливі речовини: оксиди азоту (NO_x), вуглецю (CO), сірки (SO_2), а також пил та пари технологічних рідин.

Для контролю складу повітря у виробничих приміщеннях передбачено встановлення систем локального та загального витяжного вентилявання, що забезпечують своєчасне видалення шкідливих домішок. У місцях можливого виділення небезпечних речовин передбачено постійний моніторинг повітря на вміст шкідливих компонентів із застосуванням автоматичних газоаналізаторів.

Проєктом передбачено, що концентрації шкідливих речовин не перевищуватимуть гранично допустимих концентрацій (ГДК), встановлених ДСТУ EN 482:2022 «Повітря робочої зони» та ДСП 201-97 «Державні санітарні правила охорони атмосферного повітря населених місць». Зокрема:

- оксид вуглецю — не більше 20 мг/м^3 ;
- діоксид азоту — не більше 2 мг/м^3 ;
- діоксид сірки — не більше 2 мг/м^3 ;
- загальна запиленість — не більше 4 мг/м^3 .

Також передбачено обов'язкове використання засобів індивідуального захисту органів дихання (респіраторів) під час проведення ремонтних або аварійно-небезпечних робіт, коли рівень шкідливих речовин може тимчасово перевищувати норму.

Усі заходи спрямовані на створення безпечного та контрольованого середовища, що відповідає санітарним нормам і стандартам охорони праці.

4.2.3 Виробниче освітлення

Рациональне освітлення робочих місць на ТЕЦ є важливим фактором забезпечення безпеки праці, зниження втомлюваності персоналу та запобігання аварійним ситуаціям. Проєктом передбачено організацію виробничого освітлення відповідно до вимог ДБН В.2.5-28:2018 «Природне і штучне освітлення».

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				89
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На ТЕЦ застосовуються три види освітлення: природне, штучне та аварійне. Природне освітлення забезпечується через світлопрозорі конструкції у вигляді вікон, зенітних ліхтарів і світлових прорізів. У приміщеннях, де постійно перебувають працівники, передбачено бокове або комбіноване природне освітлення з коефіцієнтом природної освітленості не менше 1,5 %.

Штучне освітлення виконується за допомогою люмінесцентних і світлодіодних світильників, що забезпечують достатній рівень освітленості в різних зонах:

- в операторних — не менше 300 лк;
- у котельному залі — 200 лк;
- у майстернях — 300–500 лк;
- на сходах і в коридорах — 100 лк.

Усі світильники розташовані таким чином, щоб уникати сліпучої дії світла та забезпечувати рівномірне освітлення без глибоких тіней.

Аварійне освітлення передбачене в машинних, електрощитових та евакуаційних зонах. Воно функціонує від незалежних джерел живлення та забезпечує мінімально необхідний рівень освітленості (не менше 10 % від робочого) для безпечного завершення робіт та евакуації персоналу у разі відключення основного джерела живлення.

Таким чином, система освітлення на ТЕЦ розроблена з урахуванням санітарно-гігієнічних і технологічних вимог та спрямована на створення безпечних умов праці.

4.2.4 Виробничий шум

На ТЕЦ джерелами виробничого шуму є парові та водогрійні котли, турбіни, насосне обладнання, вентилятори, компресори та інші механізми з обертовими частинами. Тривалий вплив підвищеного рівня шуму може

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

спричиняти зниження працездатності, підвищену втому, порушення слуху та інші професійні захворювання.

Відповідно до ДСН 3.3.6.037-99 «Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку», допустимий рівень звуку в приміщеннях з постійним перебуванням персоналу не повинен перевищувати 80 дБА, а в допоміжних зонах — 85 дБА. Проєктом передбачено технічні та організаційні заходи для зниження шумового навантаження.

Основні технічні рішення:

- встановлення шумоглушників на повітропроводи, вентиляційні системи та вихлопи турбін;
- розміщення обладнання з підвищеним шумом у спеціально звукоізованих приміщеннях;
- застосування віброгасильних опор і гнучких вставок для зменшення передавання шуму по конструкціях;
- обшивка машинних залів звукоізоляційними панелями;
- використання безшумних електродвигунів і вентиляторів.

Організаційні заходи включають:

- проведення періодичного контролю рівня шуму на робочих місцях;
- чергування персоналу в зонах з підвищеним шумом відповідно до санітарних норм;
- забезпечення працівників засобами індивідуального захисту органів слуху — протишумовими навушниками або вкладишами.

Комплексне впровадження цих заходів дозволяє підтримувати рівень шуму в межах допустимих норм і забезпечити комфортні та безпечні умови праці.

4.2.5 Виробничі вібрації

На території ТЕЦ виробничі вібрації виникають у результаті роботи парових турбін, насосного обладнання, вентиляторів, компресорів,

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

транспортів та іншого динамічного устаткування. Вплив вібрацій на організм людини може викликати функціональні порушення серцево-судинної, нервової та опорно-рухової систем, а також призводити до розвитку професійних захворювань.

Згідно вимог ДСН 3.3.6-039-99 проєктом передбачено низку технічних рішень для зменшення рівня вібрації та її негативного впливу на працівників:

- встановлення динамічного обладнання на вібропоглинаючі фундаменти;
- використання пружинних або гумових віброгасильних опор;
- ізоляція вібрації шляхом монтажу гнучких з'єднань у трубопроводах та комунікаціях;
- балансування обертових елементів машин і механізмів;
- регулярне технічне обслуговування для запобігання розбалансуванню обладнання.

Організаційні заходи включають:

- контроль рівнів вібрації на робочих місцях відповідно до ДСН 3.3.6.039-99;
- обмеження тривалості перебування персоналу в зонах з підвищеним вібраційним навантаженням;
- забезпечення працівників індивідуальними засобами захисту, такими як віброзахисні рукавиці, устілки, взуття з амортизуючими підошвами.

Завдяки впровадженню технічних і організаційних заходів рівень вібрації на об'єкті утримується в межах допустимих норм, що сприяє зниженню ризиків для здоров'я персоналу та підвищенню безпеки праці.

4.2.6 Виробничі випромінювання

Під час роботи обладнання ТЕЦ працівники можуть піддаватися дії різних видів виробничих випромінювань, зокрема інфрачервоного (ІЧ),

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ультрафіолетового (УФ), електромагнітного (ЕМП) та іонізуючого випромінювання. Ці фізичні фактори можуть чинити негативний вплив на органи зору, шкіру, нервову систему та загальний стан здоров'я персоналу.

Основними джерелами інфрачервоного випромінювання є поверхні паропроводів, котлів та іншого теплового обладнання. У місцях з підвищеним ІЧ-випромінюванням передбачено:

- теплоізоляцію нагрітих поверхонь;
- встановлення теплових екранів;
- обмеження тривалості перебування персоналу поблизу джерел випромінювання;
- використання спецодягу з відбивною поверхнею.

Джерелами електромагнітного випромінювання можуть бути високовольтне електрообладнання, генератори, трансформатори, радіозасоби зв'язку. Для зниження впливу ЕМП застосовуються:

- металеві екрани;
- заземлення обладнання;
- обмеження часу перебування працівників у зонах з підвищеним рівнем ЕМП.

Іонізуюче випромінювання не є типовим для ТЕЦ, однак у разі використання приладів радіаційного контролю чи джерел іонізуючого випромінювання для технічних цілей передбачено дотримання вимог НРБУ-97 та ДСП 6.177-2005-09-02. Такі джерела підлягають обліку, технічному обслуговуванню й екрануванню, а персонал — обов'язковому дозиметричному контролю та навчанням.

Всі виробничі випромінювання контролюються відповідно до чинних санітарних норм, а у випадках перевищення допустимих рівнів впроваджуються відповідні технічні й організаційні заходи. Це забезпечує захист персоналу від шкідливого впливу фізичних факторів.

		<i>Азарова</i>			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		<i>Пешко</i>				93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.3 Пожежна безпека та профілактика

ТЕЦ належить до категорії об'єктів з підвищеною пожежною небезпекою через наявність горючих матеріалів, палива, мастил, високотемпературного обладнання та електроустановок. Під час проєктування враховано вимоги чинних нормативів: ДБН В.1.1-7:2016, ДСТУ EN 1127-1, Правил пожежної безпеки в Україні та інших галузевих стандартів.

Об'єкт згідно з ДСТУ Б.В.1.1-36:2016 класифікується за пожежною небезпекою відповідно до категорій: приміщення поділяються на категорії А, Б, В, Г, Д, залежно від виду та кількості горючих речовин. Конструктивні рішення, системи вентиляції, електропостачання, евакуаційні шляхи та засоби пожежогасіння проєктуються з урахуванням цієї класифікації.

Розрахунок пожежного ризику, вибір систем пожежогасіння та сигналізації здійснюється згідно з оцінкою потенційної загрози займання, характерної для кожної виробничої зони ТЕЦ.

4.3.1 Технічні рішення системи запобігання пожежі

З метою запобігання виникненню пожеж на ТЕЦ реалізовано низку технічних заходів, спрямованих на усунення можливих джерел займання та обмеження поширення вогню. Основними технічними рішеннями є:

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- застосування вогнестійких та негорючих будівельних матеріалів у конструкціях будівель і приміщень, з урахуванням їх пожежної класифікації;
- використання ізоляції з матеріалів, що не підтримують горіння, на трубопроводах, кабелях та елементах обладнання;
- розділення вибухо- та пожежонебезпечних зон протипожежними перегородками, герметичними дверима та протидимовими клапанами;
- обладнання електроустановок автоматичними вимикачами, захистом від короткого замикання та перевантаження;
- автоматизовані системи контролю температури, витоку газів і диму з передачею сигналів на пункти диспетчерського спостереження.

Особливу увагу приділено надійності систем вентиляції, що мають протипожежні клапани та забезпечують димовидалення у разі загоряння. Також передбачено блискавкозахист та захисне заземлення всього обладнання згідно з вимогами ПУЕ.

Завдяки впровадженим технічним рішенням ризик займання суттєво знижується, що забезпечує високий рівень пожежної безпеки на об'єкті.

4.3.2 Технічні рішення системи протипожежного захисту

На ТЕЦ реалізована система протипожежного захисту, яка включає комплекс технічних засобів для виявлення загорянь, локалізації вогню та забезпечення безпечної евакуації персоналу. Система спроектована згідно з вимогами ДБН В.1.1-7:2016 та ДБН В.2.5-56-2014, а також Правил пожежної безпеки в Україні та галузевих нормативів.

До складу системи входять:

- автоматична пожежна сигналізація, яка виявляє дим, підвищення температури або полум'я та передає сигнал на центральний пункт управління;

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- система оповіщення та управління евакуацією, яка автоматично активує звукові та світлові сигнали, відкриває евакуаційні двері та забезпечує інструктаж персоналу у разі загоряння;
- стаціонарні установки пожежогасіння (водяні, пінні, порошкові або газові) — в залежності від категорії пожежної небезпеки приміщення;
- внутрішній і зовнішній протипожежний водопровід з пожежними кранами, гідрантами та запасом води в пожежних резервуарах;
- системи димовидалення та протидимного захисту, що забезпечують очищення шляхів евакуації від диму та зменшують ризик отруєння персоналу продуктами горіння.

Обладнання та системи працюють в автоматичному або напіваавтоматичному режимі та регулярно перевіряються на працездатність. Весь персонал ТЕЦ проходить навчання з протипожежних дій, що разом із технічними рішеннями забезпечує ефективний захист об'єкта від пожеж.

4.4 Висновки за розділом 4

У розділі детально розглянуто заходи з охорони праці, гігієни виробничого середовища та пожежної безпеки, що впроваджуються на проєктованій ТЕЦ потужністю 330 МВт. Визначено основні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, характерні для об'єктів теплової енергетики, зокрема: високу температуру, шум, вібрації, загазованість, виробниче випромінювання та інші. Запропоновано комплекс технічних і організаційних рішень, спрямованих на усунення або зменшення дії цих факторів до нормативно допустимих значень.

Проєктом передбачено автоматизацію технологічних процесів, ефективну вентиляцію, системи контролю мікроклімату, використання шумоглушників і вібропоглинаючих конструкцій. Визначено вимоги до освітлення, складу повітря робочої зони, організації побутових приміщень,

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

засобів індивідуального захисту. Усі заходи базуються на чинних ДБН, ДСТУ, НПАОП і відповідають вимогам міжнародних стандартів.

Особливу увагу приділено пожежній безпеці — проектом передбачено використання вогнестійких матеріалів, систем автоматичної сигналізації, оповіщення, евакуації, пожежогасіння, а також протидимного захисту. Розроблено системи захисту для всіх категорій приміщень згідно з їх пожежною класифікацією.

ВИСНОВОК

У дипломному проєкті розроблено теплоелектроцентральною, призначену для забезпечення потреб у гарячій воді для комунально-житлового сектору загальною тепловою потужністю 900 МВт. Встановлена електрична потужність ТЕЦ становить 330 МВт. На основі техніко-економічного аналізу та порівняння різних варіантів основного обладнання обрано найбільш економічно доцільну конфігурацію — три парові турбіни типу Т-110/120-130 у поєднанні з котлами Е-500-140-560ГМ.

У результаті техніко-економічного обґрунтування проведено аналіз трьох варіантів, з яких найефективнішим виявилась ТЕЦ на 330 МВт (три турбіни Т-110/120-130, три котли Е-500-140ГМ). Вона має найменші річні витрати (320,369 млн у.о.), низьку собівартість енергії, забезпечує високий дохід і швидко окупність, що підтверджує доцільність її реалізації.

У тепломеханічній частині обґрунтовано вибір схеми та обладнання ТЕЦ на 330 МВт для Івано-Франківська. Проведено теплові розрахунки, визначено ККД, паливні витрати, компонування обладнання й водопостачання. Обрано природний газ як основне паливо, мазут — резервне. Передбачено екологічні заходи та оптимальний генплан, що підтверджує доцільність проєкту.

		<i>Азарова</i>			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		<i>Пешко</i>				97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У третьому розділі розглянуто біомасу як альтернативне паливо для ТЕЦ. Проаналізовано її енергетичний потенціал, екологічні переваги та технічні особливості використання. Вивчено фізико-хімічні властивості, механізми горіння та потребу в підготовці біомаси. Обґрунтовано доцільність її прямого спалювання в умовах України.

У розділі «Охорона праці» визначено основні шкідливі та небезпечні виробничі фактори в котельному відділенні та блочній щитовій: високий тиск і температура, шум, вібрації, шкідливі гази. Наведено технічні, електробезпечні, санітарно-гігієнічні та протипожежні заходи відповідно до вимог ДБН, ДСТУ та НПАОП.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. М.С. Бондаренко, О.С. Єлеонська. Теплові та атомні електростанції і установки: навчальний посібник. – Миколаїв: Видавництво НУК, 2022 – 131 с.
2. Варламов Г. Б., Любчик Г. М., Маляренко В. А. Теплоенергетичні установки та екологічні аспекти виробництва енергії: Підручник. – Київ: ІВЦ “Видавництво «Політехніка»”, 2003. – 232 с. – ISBN 966–622–128–4.
3. Черноусенко О. Ю. Атомні і теплові електричні станції: Курс лекцій [Електронний ресурс]. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020. – 323 с.
4. Борисенко А. В., Пешко В. А. Основи теплової енергетики: конспект лекцій [Електронний ресурс]. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 149 с.
5. Боженко М.Ф. Бакалаврська кваліфікаційна робота: Вимоги до оформлення [Електронний ресурс]: навч. посіб. для здобувачів ступеня бакалавра. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020. – 81 с.
6. Базеев Є. Т., Білека Б. Д., Васильєв Є. П., Варламов Г. Б., Вольчин І. А. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Кн. 3: Розвиток теплоенергетики та гідроенергетики. – 2013. – 399 с. – ISBN 978-966-8163-15-9.

		Азарова			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		Пешко				98
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7. Енергетична стратегія України на період до 2035 року: безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність (схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 р. № 605-р) – К.: Міністерство енергетики України. – 2017. – 66 с.

		<i>Азарова</i>			ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Арк.
		<i>Пешко</i>				99
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДПБ 25 144 92432 ПЗ	Пояснювальна записка	96	
3	A1	ДПБ 25 144 92432 001 ТМС	Схема трубопроводів енергоблоку	1	
4	A1	ДПБ 25 144 92432 001 ГК	Головний корпус. Поперечний розріз	1	
5	A1	ДПБ 25 144 92432 001 ГП	Генеральний план	1	

					ДПБ 25 144 92432			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Азарова			Відомість дипломного проекту	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перевір.		Пешко						1
Т. контр.		Соломаха				КПІ ім. Ігоря Сікорського, кафедра ТАЕ, гр. ТУ-11		
Н. Контр.		Абдулін						
Зав. каф.		Черноусенко						