

**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:

Завідувач кафедри

_____ Віталій ПЕШКО
(підпис) (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

«___» _____ 2026р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

за освітньо-професійною програмою

«Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій»
(спеціалізація)

спеціальності 144 «Теплоенергетика»
(код та назва спеціальності)

на тему: «Опалювальна ТЕЦ для міста Миколаїв»

Виконав студент VI курсу, групи ТУ-22
(шифр групи)

_____ Бучинський Андрій Віталійович
(Власне прізвище, ім'я, по батькові)

_____ (підпис)

Керівник: ст. викладач Петро МЕРЕНГЕР
(посада, науковий ступінь, вчене звання, ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____ (підпис)

Консультант з питань охорони праці доц., к.т.н. Сергій КАШТАНОВ
(назва розділу) (посада, вчене звання, науковий ступінь, ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____ (підпис)

Рецензент: доц. каф АЕ, к.т.н., доц. Микита ВОРОБІЙОВ
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

_____ (підпис)

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

Студент

_____ (підпис))

Керівник

_____ (підпис))

Київ – 2026 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»

(спеціалізація)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(підпис) Віталій ПЕШКО
(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

«__» _____ 2026 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Бучинському Андрію Віталійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Опалювальна ТЕЦ для міста Миколаїв»

керівник проекту Меренгер Петро Петрович, ст. викладач
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «28» травня 2026 р. № 1992-с

2. Термін подання студентом проекту __ червня 2026 року

3. Вихідні дані до проекту місто Миколаїв з потребою в гарячій воді по графіку 150/70 °С 1050 МВт; частка ГВП – 17 %, вентиляції – 8,5 %. Кількість годин використання встановленої електричної потужності ТЕЦ – 5800 год/рік. Основне паливо – природний газ; резервне/аварійне – мазут.

4. Зміст пояснювальної записки Техніко-економічне обґрунтування вибору основного устаткування ТЕЦ; Тепломеханічна частина; Охорона праці.

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо) Теплова схема турбіни; Поперечний розріз головного корпусу; Генеральний план станції.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Каштанов С.Ф., доцент		

7. Дата видачі завдання 20 квітня 2026

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Термін виконання етапів проекту	Примітка
1	ТЕО проекту	16.04.2026	
2	Тепломеханічна частина	23.04.2026	
3	Охорона праці	05.06.2026	
4	Креслення теплової схеми турбіни	12.05.2026	
5	Креслення поперечного розрізу ГК	19.05.2026	
6	Креслення генерального плану	26.05.2026	
7	Оформлення пояснювальної записки	12.06.2026	
8	Захист ДПБ	16.06.2026	

Студент

(підпис)

Андрій БУЧИНСЬКИЙ
(ім'я, ПРИЗВИЩЕ)

Керівник проекту

(підпис)

Петро МЕРЕНГЕР
(ім'я, ПРИЗВИЩЕ)

**Пояснювальна записка
до дипломного проєкту бакалавра
на тему:**

«Опалювальна ТЕЦ для міста Миколаїв»

Київ - 2026 року

ЗМІСТ

Анотація

Перелік умовних позначень, символів, одиниць, скорочень і термінів.....	9
Вступ.....	10
1 Техніко-економічне обґрунтування вибору основного обладнання ТЕЦ.....	12
1.1 Варіанти систем енергопостачання.....	12
1.1.1 Розрахунок теплових навантажень.....	12
1.1.2 Розрахунок першого варіанту ТЕЦ.....	13
1.1.3 Розрахунок другого варіанту ТЕЦ.....	15
1.1.4 Розрахунок третього варіанту ТЕЦ.....	16
1.2 Порівняння варіантів теплопостачання.....	18
1.2.1 Визначення витрати умовного та натурального палива.....	18
1.2.2 Визначення витрати електроенергії на власні потреби.....	19
1.2.3 Визначення капіталовкладень.....	20
1.2.4 Розрахунок питомих витрат палива.....	22
1.2.5 Визначення чисельності експлуатаційного персоналу.....	24
1.2.6 Розрахунки заробітної плати.....	24
1.2.7 Визначення амортизаційних відрахувань.....	25
1.2.8 Визначення загальностанційних та інші витрат.....	25
1.2.9 Вартість палива.....	26
1.2.10 Вартість замикаючої електроенергії.....	27
1.2.11 Приведені витрати.....	28
1.3 Проектна калькуляція собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ.....	28
1.3.1 Розрахунок річних витрат на експлуатацію ТЕЦ.....	29
1.3.2 Розподіл витрат палива та електроенергії на власні потреби поміж електроенергією та теплом.....	30

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Бучинський			Опалювальна ТЕЦ для міста Миколаїв Пояснювальна записка	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Меренгер					3	101
Т. контро.		Рачинський				КПІ ім. Ігоря Сікорського, НН ІАТЕкаф.ТАЕ, гр ТУ-22		
Н. Контр.		Беднарська						
Затверд.		Пешко						

1.3.3 Розподіл річних експлуатаційних витрат між електроенергією та теплом.....	32
1.4 Розрахунок грошових потоків інвестиційного проекту.....	33
1.4.1 Розрахунок капіталовкладень у будівництво ТЕЦ.....	33
1.4.2 Розрахунок доходів.....	34
1.4.2.1 Розрахунок доходів від відпуску електроенергії.....	34
1.4.2.2 Розрахунок доходів від відпуску тепла.....	35
1.4.3 Амортизаційні витрати.....	35
1.4.4 Розрахунок річних витрат.....	36
2 Тепломеханічна частина.....	38
2.1 Загальна характеристика ТЕЦ.....	38
2.2 Основне обладнання.....	39
2.2.1 Турбоагрегат типу Т-180/210-130.....	40
2.2.2 Котлоагрегати.....	44
2.2.2.1 Паровий котел Еп-670-13,8-545.....	44
2.2.2.2 Піковий водонагрівальний котел КВГМ-100.....	46
2.3 Вибір допоміжного обладнання.....	48
2.3.1 Турбінне відділення.....	49
2.3.2 Котельне відділення.....	56
2.3.3 Теплова схема та трубопроводи	57
2.4 Розрахунок теплової схеми ТЕЦ	60
2.5 Компонування головного корпусу	66
2.6 Допоміжне господарство ТЕЦ.....	67
2.6.1 Паливне господарство.....	67
2.6.1.1 Газове господарство	67
2.6.1.2 Мазутне господарство.....	67
2.6.2 Система технічного водопостачання.....	68
2.6.2.1 Споживачі технічної води.....	68
2.6.2.2 Оборотня система водопостачання з градирнями.....	68
2.6.3 Хімічна водопідготовка.....	69

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

2.6.3.1 Норми якості води.....	70
2.6.3.2 Організація водно-хімічних режимів енергоустановок.....	71
2.6.3.3 Обладнання та методи хімводопідготовки.....	71
2.7 Розрахунок загазованості повітряного басейну.....	73
2.7.1 Розрахунок концентрації оксидів сірки для мазуту	73
2.7.2 Розрахунок концентрацій оксидів азоту.....	74
2.7.3 Вибір і розрахунок висоти димової труби.....	75
2.8 Вибір майданчика будівництва та генеральний план ТЕЦ.....	77
3 Охорона праці.....	79
3.1 Технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації ГРП та системи газопостачання котла.....	80
3.2 Електробезпека.....	81
3.3 Гігієна праці та виробнича санітарія.....	83
3.3.1 Мікроклімат виробничих приміщень.....	83
3.3.2 Склад повітря робочої зони.....	85
3.3.3 Виробничий шум та вібрація.....	85
3.3.4 Виробничі випромінювання.....	86
3.4 Пожежна безпека та профілактика.....	86
4. Індивідуальне завдання.....	89
Висновки.....	101
Перелік посилань.....	103
Додатки.....	105

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Анотація

У дипломному проєкті розроблено теплоелектроцентральної загальної тепловою потужністю 1050 МВт, призначену для стабільного забезпечення споживачів гарячою водою та парою.

На основі техніко-економічного порівняння проаналізовано два варіанти комплектації основного обладнання станції та обґрунтовано економічно найвигідніший з них. Оптимальним рішенням визначено блочне компонування із встановленням теплофікаційних парових турбін Т-180/210-130 та барабанних котлів Еп-670-13,8-545. Розраховано принципову теплову схему ТЕЦ у максимально-зимовому режимі, підібрано комплекси допоміжного обладнання, ХВО, систем водопостачання та виконано розрахунки розсіювання шкідливих викидів в атмосферу. Графічна частина проєкту містить три розгорнуті креслення: розрахункова принципова теплова схема ТЕЦ; поперечний розріз та компонування головного корпусу; генеральний план промислового майданчика станції.

Annotation

The graduation project presents the design of a district heating power plant with a total thermal capacity of 1050 MW, aimed at providing a reliable supply of hot water and steam to consumers.

Based on a techno-economic comparison, two options for the main equipment configuration were analyzed, and the most profitable alternative was selected. The optimal solution is a block-type arrangement consisting of T-180/210-130 cogeneration steam turbines and Ep-670-13.8-545 drum-type boilers. The principal thermal scheme of the plant was calculated for the maximum winter mode. The auxiliary equipment, water treatment plant, and cooling water systems were selected, and atmospheric pollutant dispersion calculations were performed. The graphic part of the project includes three detailed drawings: the principal thermal scheme of the plant; the

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

arrangement and cross-section of the main building; the general layout plan of the power plant site.

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ,
СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ**

ШПРОУ – швидкодіючий редукційно-охолоджувальний пристрій

РОУ(П) – редукційно-охолоджувальна установка (пристрій)

ВСП – верхній мережний підігрівач

ГВП – гаряче водопостачання

ГРП – газорегуляторний пункт

ГРС – газорозподільна станція

ККД – коефіцієнт корисної дії

НМП – нижній мережний підігрівач

ОД – охолоджувач дренажу

ОП – охолоджувач пари

ОУ – охолоджувач ущільнень

ПВТ – підігрівач високого тиску

ПВК – піковий водогрійний котел

ПВП – пароводяний підігрівач

ГПК – гранично припустима концентрація

ПК – паровий котел

ПНТ – підігрівач низького тиску

ПТС – принципова теплова схема

МП – мережний підігрівач

ТЕС – теплова електрична станція

ТЕЦ – теплоелектроцентраль

ХВО – хіводоочистка

ЦВТ – циліндр високого тиску

ЦНТ – циліндр низького тиску

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

ЦСТ – циліндр середнього тиску

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Енергетичний сектор забезпечує життєдіяльність усієї промисловості та житлового фонду України. Генерація електричної й теплової енергії в країні історично базується на поєднанні атомної енергетики, спалювання твердих і газомазутних палив, а також використання відновлюваних джерел. При цьому до теплових станцій висуваються жорсткі вимоги щодо безперебійності постачання та зниження собівартості кожного кіловата.

Комбіноване виробництво електрики та тепла на ТЕЦ демонструє значно вищу ефективність порівняно з роздільним штучним виробітком. Забезпечення міських масивів гарячою водою від турбінних відборів дозволяє суттєво скоротити сумарну витрату палива, якщо порівнювати цей показник із роботою звичайних районних котелень. Крім суто фінансової вигоди, концентрація потужностей на одному великому промисловому майданчику дозволяє впроваджувати сучасні методи очищення димових газів і контролювати викиди оксидів азоту й сірки.

Головною технологічною проблемою вітчизняної теплоенергетики є критичний стан основних фондів. Більшість діючих енергоблоків проектувалися та вводилися в експлуатацію ще в другій половині минулого століття. Це обладнання повністю вичерпало свій розрахунковий парковий ресурс, зафіксований заводами-виробниками, і застаріло як фізично, так і морально.

Брак інвестицій та дефіцит обігових коштів на повноцінну модернізацію призводять до системного зниження надійності енергопостачання. Застарілі технологічні вузли стають причиною частих відмов, підвищують питомі витрати палива та посилюють антропогенне навантаження на довкілля. Будь-яка серйозна технологічна аварія взимку здатна миттєво залишити без опалення цілі житлові квартали і паралізувати інфраструктуру великого міста. Саме тому проектування нових маневрових ТЕЦ із сучасним теплосиловим устаткуванням є критичною умовою для виживання галузі.

Показники ефективності класичних теплових станцій конденсаційного типу залишаються незадовільними – їхній ККД рідко перевищує межі 35–39%, а на

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

вугільних об'єктах цей індекс ще нижчий. Величезний масив теплоти низького потенціалу просто розсіюється в атмосфері через градирні або скидається у водойми, не приносячи користі.

Така низька ефективність використання палива на тлі його постійного подорожчання створює жорсткі умови для інженерів. Виникає пряма необхідність впроваджувати безвідхідні теплові цикли, оптимізувати регенеративні схеми та переходити на блочні принципи побудови станцій.

У цьому дипломному проєкті розроблено та проаналізовано інженерні рішення з проектування сучасної теплоелектроцентралі для умов міста Миколаїв із максимальним тепловим навантаженням у гарячій воді 1050 МВт.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 1

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ ТЕЦ

Оскільки енергетичний сектор забезпечує роботу всієї промисловості, точність техніко-економічних рішень при проектуванні нової станції безпосередньо впливає на фінансовий стан держави.

Спорудження об'єктів генерації вимагає значних інвестицій, триває кілька років, а сам комплекс розрахований на десятиліття безперервної служби. Через це до проектів висуваються жорсткі вимоги щодо безперебійності постачання енергії, швидкої окупності, а також створення безпечних і комфортних умов для роботи оперативного персоналу.

Ефективність використання енергетичних ресурсів і зменшення перевитрат палива в масштабах країни багато в чому визначаються масштабами впровадження когенерації для потреб житлових кварталів та виробничих контурів.

1.1 Варіанти систем енергопостачання

1.1.1 Розрахунок теплових навантажень

1) Спочатку визначаємо теплові навантаження для вентиляції, гарячого водопостачання та опалення. Розрахункове навантаження на вентиляцію рахуємо так:

$$Q_v = \gamma_v Q_{\max}, \quad (1.1)$$

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

γ_v – частка вентиляції.

$$Q_v = 0,08 \cdot 1100 = 88 \text{ МВт},$$

2) Далі знаходимо розрахункове теплове навантаження на ГВП для опалювального періоду:

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

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

$$Q_{\text{ГВП}} = 0,13 \cdot 1100 = 143 \text{ МВт},$$

Улітку навантаження на гаряче водопостачання падає. Рахуємо його за цією формулою:

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

$$Q_{\text{ГВП}}^{\text{lim}} = 0,7 \cdot 178,5 = 124,95 \text{ МВт}$$

3) Розрахункове теплове навантаження на опалення:

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

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

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

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

$$Q_{\text{роз.оп}} = 1050 - 89,25 - 178,5 = 782,25 \text{ МВт},$$

4) Розраховуємо теплове навантаження, яке припадає на відбори турбін.:

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

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

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

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

$$Q_{\text{відб}} = 178,5 + 0,5 \cdot (782,25 + 89,25) = 614,25 \text{ МВт}.$$

1.1.2 Розрахунок першого варіанта ТЕЦ

Для покриття необхідного навантаження в гарячій воді вибираємо такі турбіни: дві турбіни Т-180/210-130, характеристики якої наведені в табл. 1.1.

Для покриття теплового навантаження в гарячій воді обрано дві турбіни Т-180/210-130. Теплофікаційний відбір однієї такої турбіни становить 326 МВт. Визначаємо коефіцієнт теплофікації:

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

$$\alpha = (2 \cdot 326) / 1050 = 0,621$$

Коефіцієнт теплофікації для турбін типу Т-180/210-130 повинен бути в діапазоні: $0,5 < \alpha_{ТЕЦ} < 0,65$, що виконується в даному випадку.

Таблиця 1.1 - Характеристики турбіни Т-180/210-130

Найменування показника	Позначення	Значення	Одиниця виміру
Номінальна електрична потужність турбіни	N_e	180	МВт
Максимальна електрична потужність турбіни	$N_{\max}$	210	МВт
Початковий тиск пари перед турбіною	P_0	12,8	МПа
Початкова температура пари перед турбіною	t_0	540	°С
Номінальне теплове навантаження опалювального відбору	$Q_{T_{\text{ном}}}$	302	МВт
Номінальна паропроductивність котла ТГМП-314	D_K	670	т/год
Тиск перегрітої пари на виході з котла	P_{Π}	13,8	МПа
Температура перегрітої пари на виході з котла	T_{Π}	545	°С
Теплова потужність пікового водогрійного котла КВ-ГМ-180	$Q_{\text{пвк.ном}}$	209	МВт

Турбіни цього варіанту розраховані на споживання 645 т/год пари кожна. Для їхнього забезпечення встановлюємо два енергетичні котли ЕП-670. Паропроductивність кожного становить 670 т/год. Сумарна генерація пари складає 1340 т/год, що повністю перекриває потребу турбін у 1290 т/год

Для покриття пікової частини навантаження у гарячій воді використовують пікові водонагрівальні котли. Доля пікового навантаження становить:

$$Q_{\text{пик}} = Q_{\max} - Q_{\text{відб}} \quad (1.7)$$

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Тобто,

$$Q_{\text{пик}} = 1050 - 2 \cdot 326 = 398 \text{ МВт.}$$

Для видачі необхідних 398 МВт потрібно встановити 4 пікові котли типу КВГМ-100 потужністю по 116 МВт кожен.

1.1.3 Розрахунок другого варіанту ТЕЦ

Далі наведено розрахунок для другого варіанта ТЕЦ. Основою другого варіанта є турбіна Т-175/210-130 з характеристиками у табл. 1.2.

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

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

Рахуємо коефіцієнт теплофікації:

$$\alpha = \alpha = (2 \cdot 314) / 1050 = 0,598$$

Коефіцієнт знаходиться в допустимих межах ($0,5 < \alpha < 0,7$).

В даному варіанті всі турбіни розраховані на споживання пари у 760 т/год.

Потреба турбін у парі становить:

$$D_{\text{турб}} = 2 \cdot 760$$

$$D_{\text{турб}} = 1520 \text{ т/год}$$

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Для покриття пікової частини графіка навантажень використовують пікові водонагрівальні котли. Величина пікового навантаження за формулою (1.7) становить:

$$Q_{\text{пik}} = 1400 - 2 \cdot 314 = 472 \text{ МВт}$$

Цю потребу покриватимуть 4 котли з продуктивністю 420 т/год кожен. Загальна генерація пари:

$$D_{\text{котлів}} = 1680 \text{ т/год}$$

Величина пікового навантаження для другого варіанта становить:

$$Q_{\text{пik}} = 1050 - 2 \cdot 314 = 1050 - 628 = 422 \text{ МВт}$$

Для забезпечення цієї потужності аналогічно встановлюємо 4 котли типу КВГМ-100 по 116 МВт

1.1.4 Розрахунок третього варіанту.

Третій варіант передбачає побудову районної котельні з установкою РОУ, де комбіноване вироблення електроенергії відсутнє, а все теплове навантаження покривають виключно водогрійні котлоагрегати великої потужності. Для наочності порівняння структури генеруючих потужностей складено зведену відомість обладнання за всіма трьома схемами.

Таблиця 1.3 - Кількісний склад обладнання

	Обладнання		
	Кількість турбін, n_T	Кількість парових котлів, n_K	Кількість водонагрівальних котлів, n_{BK}
ТЕЦ 1	2Т-180/210-130	2х670т/год	4КВГМ-100
ТЕЦ 2	2Т-175/210-130	4х420 т/год	5КВГМ-100
Котельня	-	-	6КВГМ-180

При розрахунках режимів роботи станції враховано кліматологічні умови міста Миколаїв, які зведені у таблиці 1.4, а також тривалість опалювального сезону та температурні параметри зовнішнього повітря регіону. Крім цього, базою для обчислень став річний графік відпуску теплової енергії від колекторів ТЕЦ,

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

представлений на рисунку 1.1. Підсумкові результати розрахунків річних об'ємів відпущеного тепла та сумарного виробітку електричної енергії наведено в таблиці 1.5.

Таблиця 1.4 - Кліматологічні дані міста Миколаїв

Назва періоду	Температура зовнішнього повітря, t _{зп} , °С	Тривалість періоду, τ, год
Опалювальний (максимальний)	-15	86
Опалювальний (середній найхолоднішого місяця)	-1,1	744
Опалювальний (середній за опалювальний період)	+1,8	3912
Опалювальний (кінець опалювального періоду)	+8	4800
Літній	+22,2	3960

Річний графік відпуску теплоти від ТЕЦ занесено в Додаток А.

Таблиця 1.5 – Розрахунки річних відпусків теплоти та виробітку енергії для м. Миколаїв

Найменування показників	Варіант 1	Варіант 2
Максимальне навантаження, МВт	1050	1050
Доля гарячого водопостачання, %	17	17
Тривалість опалювального періоду, год/рік	3912	3912
Розрахункова температура опалення, °С	-15	-15
Середня температура опалення, °С	1,8	1,8
Річний відпуск пари, тис. т/рік	0	0
Кількість годин використання встановленої потужності, годин/рік	5800	5800
ККД котлоагрегатів	0,91	0,91
Втрати палива, %	0,00%	0,00%
Масиви навантажень по варіантах		
Турбіни Т, МВт	652	628
Турбіни ПТ, МВт	0	0
Турбіни Р, МВт	0	0
Водонагрівальні котли, МВт	398	422
РОУ, МВт	0	0
Разом, МВт	1050	1050
Характеристики турбін:		
Т: потужність, МВт	360	350
питомі витрати тепла: на тепловому споживанні, кДж/кВт·год	3810	3810

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 1.5		
те ж саме в конденсаційному режимі, кДж/кВт·год	8625	8818
питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з опалювального відбору, кВт·год/ГДж	152,5	131,5
Результати розрахунків		
Відпуск тепла у гарячій воді, тис. ГДж	9487,242	9487,242
у т.ч.: турбіни Т	9031,340	8918,012
водонагрівальні котли	455,902	569,230
Разом відпуск тепла, тис. ГДж	9487,242	9487,242
Встановлена потужність ТЕЦ, МВт	360	350
Виробіток електроенергії, млн. кВт·год	2088	2030
у т.ч. на тепловому споживанні	1377,28	1172,72
у т.ч. турбінами Т	1377,28	1172,72
турбінами ПТ	0,00	0,00
турбінами Р	0,00	0,00
в конденсаційному режимі	710,72	857,28
у т.ч. турбінами Т	710,72	857,28
Витрати тепла на виробіток електроенергії, тис. ГДж	11377,37	12028,09
Виробіток тепла енергетичними котлами, тис. ГДж	20408,71	20946,10
Витрати палива, тис. т у.п./рік:	813,10	832,45
у т.ч.: енергетичними котлами	795,32	809,92
водонагрівальними котлами	17,78	22,53

1.2 . Порівняння варіантів теплопостачання

1.2.1 Витрати умовного та натурального палива

Комп'ютерне моделювання річного графіка теплових навантажень дозволило отримати точні обсяги річної витрати умовного палива для порівнюваних схем ТЕЦ (як для енергетичних, так і для пікових водогрійних котлів).

Тобто: $V_{ум}^I = 813,10$ тис. т.у.п. /рік,

$V_{ум}^{II} = 832,45$ тис. т.у.п. /рік.

Річне споживання умовного палива для районної котельні (третій варіант) розраховується за такою залежністю:

$$V_{вк} = Q_v^{річ} \cdot (1+a/100) \cdot 1,0526/29309 \cdot \eta_{КА} \cdot \eta_{ТП} \quad (1.9)$$

де: $Q_v^{річ}$ – річний відпуск тепла у гарячій воді, тис. ГДж;

a – нормативні втрати палива при транспортуванні (для природного газу $a = 0$)

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$\eta_{ка}$ – коефіцієнт корисної дії котлоагрегату, (прийнято $\eta_{ка} = 0,91$);

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

$B_{вк} = (9487,242 \cdot 1,0526) / (29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99) = 1\,379,352$ тис. т.у.п./рік

Економічні та теплофізичні параметри спалюваного газу наведено у таблиці

1.6.

Таблиця 1.6 – Характеристики палива

Вид палива	Вартість 1т умовного палива, у.о./м ³	Теплотворна здатність, $(Q_n)^p$, кДж/кг
Газ	260	34330

Перерахунок витрати умовного палива у натуральне виконується за формулою:

$$B_{нат} = B_{ум} \cdot (29309 / (Q_n)^p) \quad (1.10)$$

де: $(Q_n)^p$ - нижча робоча теплотворна здатність спалюваного палива, кДж/кг;

$B_{ум}$ – сумарна витрата умовного палива котельними установками, тис. т у.п./рік;

29309 – еквівалентна теплота згоряння одного кілограма умовного палива, кДж/кг

Для ТЕЦ-1:

$$B_{нат} = 813,10 \cdot 29309 / 34330 = 694,166 \text{ тис т/рік}$$

Для ТЕЦ-2:

$$B_{нат} = 832,45 \cdot 29309 / 34330 = 710,685 \text{ тис т/рік}$$

Для районної котельні (третій варіант):

$$B_{нат} = 379,352 \cdot 29309 / 34330 = 323,831 \text{ тис т/рік}$$

1.2.2 Витрата електроенергії на власні потреби

Споживання електроенергії для тяго-дутьєвих механізмів розраховується за такою формулою:

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

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

де: $w_{\text{ТД}}$ – питома витрата енергії на генерацію однієї тонни пари енергетичними котлами, кВт·год/т;

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

Підставляємо значення для кожного варіанта.

$$w_{\text{ТД}}^{\text{I}} = (3,5 \cdot 20,4087) / 2,59 = 27,579 \text{ млн. кВт·год,}$$

$$w_{\text{ТД}}^{\text{II}} = (3,5 \cdot 20,9461) / 2,59 = 28,305 \text{ млн. кВт·год,}$$

$$w_{\text{ТД}}^{\text{III}} = (3,5 \cdot 9,4872) / 2,59 = 12,821 \text{ млн. кВт·год}$$

Витрати електроенергії на інші власні потреби обчислюються так:

$$W_{\text{ін}} = w_{\text{ін}} \cdot W_{\text{вир.}} / 100, \quad (1.12)$$

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

$w_{\text{ін}}$ – частка витрат на інші потреби:

(для перших двох варіантів беремо 0,7%);

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

$$W_{\text{ін}}^{\text{I}} = 0,7 \cdot 2088 / 100 = 14,616 \text{ млн. кВт·год,}$$

$$W_{\text{ін}}^{\text{II}} = 0,7 \cdot 2030 / 100 = 14,21 \text{ млн. кВт·год,}$$

Для районної котельні (варіант 3):

$$W_{\text{ін}}^{\text{III}} = 0,1 \cdot (12,821 + 30,818) = 4,364 \text{ млн. кВт·год.}$$

Отримані результати споживання електроенергії на власні потреби зведені до таблиці 1.7

Таблиця 1.7- Витрати електроенергії на власні потреби по варіантах:

Позначення	ТЕЦ-1	ТЕЦ-2	Котельня	Розмірність
Котельний цех				
Тяго-дугтєве обладнання	27,579	28,305	12,821	млн. кВт·год
Турбінний цех				
1. Циркуляційні насоси	–	–	–	млн. кВт·год
2. Мережні насоси	–	–	–	млн. кВт·год
Інші споживачі	14,616	14,210	4,364	млн. кВт·год
Сумарні витрати	42,195	42,515	17,185	млн. кВт·год
Річний відпуск електроенергії в мережі	2045,805	1987,485	–	млн. кВт·год

1.2.3 Визначення капіталовкладень

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Загальні капітальні витрати для порівнюваних варіантів неблочних ТЕЦ складаються з двох основних частин: інвестицій у зведення будівель і споруд, а також витрат на придбання та монтаж технологічного обладнання:

$$K_{\text{ТЕЦ}} = K_{\text{БС}} + K_{\text{ОБ}}, \quad (1.13)$$

а) Кошторисна вартість будівельної частини обчислюється з урахуванням базових витрат на перші агрегати та послідовного додавання витрат на кожну наступну одиницю обладнання:

$$K_{\text{БС}} = [K_{\text{БС}(K)}^1 + (n_K - 1) \cdot K_{\text{БС}(K)}^{11} + K_{\text{БС}(T)}^1 + (n_T - 1) \cdot K_{\text{БС}(T)}^{11} + n_{\text{БК}} \cdot K_{\text{БС}(\text{БК})}], \quad (1.13.a)$$

де: $K_{\text{БС}(K)}^1, K_{\text{БС}(K)}^{11}$ – фінансові витрати на будівлі та споруди, які відносяться відповідно на перший та кожен наступний котельний агрегат, млн. у.о.

$K_{\text{БС}(T)}^1, K_{\text{БС}(T)}^{11}$ – капіталовкладення в будівельну частину, що припадають на першу та наступні паротурбінні установки, млн. у.о.;

$K_{\text{БС}(\text{БК})}$ – витрати на споруди для одного пікового водогрійного котла на території станції, млн. у.о.;

$(n_K - 1) \quad (n_T - 1) \quad n_{\text{БК}}$ – загальна кількість монтованих енергетичних котлів, турбін та пікових теплогенераторів відповідно.

б) Аналогічним чином визначаються сумарні інвестиції в технологічне обладнання об'єкта:

$$K_{\text{ОБ}} = [K_{\text{ОБ}(K)}^1 + (n_K - 1) \cdot K_{\text{ОБ}(K)}^{11} + K_{\text{ОБ}(T)}^1 + (n_T - 1) \cdot K_{\text{ОБ}(T)}^{11} + n_{\text{БК}} \cdot K_{\text{ОБ}(\text{БК})}], \quad (1.13.б)$$

де: $K_{\text{ОБ}(K)}^1, K_{\text{ОБ}(K)}^{11}$ – витрати на основне та допоміжне обладнання для першого і наступних котлів, млн. у.о.;

$K_{\text{ОБ}(T)}^1, K_{\text{ОБ}(T)}^{11}$ – вартість теплосилового обладнання першої та наступних турбоустановок, млн. у.о.;

$K_{\text{ОБ}(\text{БК})}$ – вартість обладнання, віднесені на один піковий водонагрівальний котел, розташований на майданчику ТЕЦ, млн.у.о.

Нижче наведено розрахунок капітальних вкладень за першим варіантом (ТЕЦ-1) з двома турбінами Т-180/210-130, двома котлами продуктивністю по 670 т/год та чотирма піковими котлами КВГМ-100:

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_{\text{бс}} = 39,2 + 15,2 + 33,5 + 17,6 + 4 \cdot 1,5 = 117,5 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{\text{об}} = 42,3 + 28,1 + 54,8 + 43,1 + 4 \cdot 3,5 = 182,3 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{\text{ТЕЦ-1}} = K_{\text{бс}} + K_{\text{об}} = 299,8 \text{ млн. у.о.}$$

Розрахунок для другого варіанта (ТЕЦ-2), де передбачено встановлення чотирьох котлів по 420 т/год, двох турбін Т-175/210-130 і чотирьох пікових КВГМ-100:

$$K_{\text{бс}} = 28,4 + 3 \cdot 10,8 + 33,5 + 17,6 + 4 \cdot 1, = 117,9 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{\text{об}} = 29,8 + 3 \cdot 18,5 + 54,8 + 43,1 + 4 \cdot 3,5 = 197,2 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{\text{ТЕЦ-2}} = K_{\text{бс}} + K_{\text{об}} = 315,1 \text{ млн. у.о.}$$

Для третього варіанта, який передбачає спорудження районної котельні з шістьма водогрійними котлами КВГМ-180, інвестиційні витрати обчислюються за спрощеною залежністю:

$$K_{\text{кот.}} = K^1 + (n-1) \cdot K^{11}, \quad (1.14)$$

де K^1, K^{11} - обсяг капіталовкладень у перший та кожен наступний водогрійний агрегат котельні відповідно, млн. у.о.;

$$K_{\text{кот.}} = 21 + 5 \cdot 4,3 = 42,5 \text{ млн. у.о.}$$

1.2.4 Розрахунок питомих витрат палива

Спочатку визначаємо питомі витрати палива для теплофікаційного режиму ТЕЦ.

Розрахунок ведемо за такою формулою:

$$b_{\text{тф}} = \frac{q_{\text{тф}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot (1 + \frac{a}{100})}{29309 \cdot \eta_{\text{КА}} \cdot \eta_{\text{ТП}}}, \quad (1.15)$$

де: $q_{\text{тф}}$ - питома витрата теплоти для теплофікаційного виробітку електроенергії (кДж/кВт·год);

k_1 - коефіцієнт пускових витрат палива (беремо 1,02)

k_2 - коефіцієнт роботи у змінних режимах (дорівнює 1,03);

a - норма витрат при транспортуванні (для газу це 0%)

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Підставляємо цифри для обох варіантів ТЕЦ. Показники однакові.

Для ТЕЦ-1 та ТЕЦ-2:

$$b_{\text{тф}} = (3810 \cdot 1,02 \cdot 1,03) / (29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99) = 0,151595$$

Тепер рахуємо питомі витрати палива на виробництво електроенергії в конденсаційному режимі.

Формула ідентична, змінюється лише показник витрати теплоти:

$$b_K = \frac{q_K \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot (1 + \frac{a}{100})}{29309 \cdot \eta_{KA} \cdot \eta_{III}}, \quad (1.16)$$

Для першої ТЕЦ:

$$b_K = (8625 \cdot 1,02 \cdot 1,03) / (29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99) = 0,343 \text{ кДж/кВт}\cdot\text{год}$$

Для другої ТЕЦ:

$$b_K = (8818 \cdot 1,02 \cdot 1,03) / (29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99) = 0,35 \text{ кДж/кВт}\cdot\text{год}$$

Наступний крок - розрахунок витрат палива на генерацію теплової енергії.

Рахуємо окремо для енергетичних і водонагрівальних котлів.

Базове рівняння:

$$b_Q = \frac{34,1 \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot (1 + \frac{a}{100})}{\eta_{KA} \cdot \eta_{III}}, \quad (1.17)$$

Коефіцієнт змінних режимів ($k_{\text{зм}}$) відрізняється: для водогрійних агрегатів він становить 1,01, а для енергетичних парових – 1,03.

Обчислення для парових котлів ТЕЦ-1 і ТЕЦ-2:

- енергетичні (парові) котли:

$$b_T = b_T = (34,1 \cdot 1,02 \cdot 1,03) / (0,91 \cdot 0,99)$$

$$b_T = b_T = 39,7663 \text{ кг/ГДж}$$

- водонагрівальні котли:

$$b_{\text{ТВК}} = b_{\text{ТВК}} = (34,1 \cdot 1,02 \cdot 1,01) / (0,91 \cdot 0,99)$$

$$b_{\text{ТВК}} = b_{\text{ТВК}} = 39,54569 \text{ кг/ГДж}$$

Питомі витрати палива на відпуск тепла від районної котельні (варіант 3):

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$$b_{BK} = \frac{34,1 \cdot 1,0526 \cdot (1 + \frac{a}{100})}{\eta_{KA} \cdot \eta_{TP}}, \quad (1.18)$$

$$b_{\text{котельня}} = (34,1 \cdot 1,02 \cdot 1,03) / (0,91 \cdot 0,988) = 39,8468$$

Таблиця 1.8 - Кількісний склад обладнання

Обладнання	Кількість турбін	Кількість парових котлів	Кількість водонагрівальних котлів
ТЕЦ 1	2хТ-180/210-130	2 х 670 т/год	4хКВГМ-100
ТЕЦ 2	2хТ-175/210-130	4 х 420 т/год	4хКВГМ-100
Котельня	—	—	6хКВГМ-180

1.2.5 Визначення чисельності експлуатаційного персоналу

Штат працівників рахуємо залежно від виду спалюваного палива та кількості енергоблоків (для ТЕЦ). Для районної котельні орієнтуємося на загальну теплову продуктивність котлів.

У результаті маємо:

$$R^I = (177 + (185 - 177) \cdot (1340 - 1250) / (1360 - 1250)) \cdot 0,9 = 165,19$$

Приймаємо штат у 165 осіб.

$$R^{II} = (174 + (179 - 174) \cdot (1680 - 1610) / (1730 - 1610)) \cdot 0,9 = 159,23$$

Округлюємо до 159 осіб.

$$R^{III} = 0,052 \cdot 6 \cdot 209 = 65,208 \text{ чол.},$$

Беремо 65 осіб.

де: R^I , R^{II} , R^{III} – чисельна кількість штату працівників відповідно для 1,2 і 3-го варіантів, чол.

1.2.6 Розрахунки заробітної плати

Фонд оплати праці визначається просто: множимо кількість персоналу на середню зарплату. Формула виглядає так:

$$I_{\text{зп}} = R_e \cdot \Phi \quad (1.19)$$

де: $I_{\text{зп}}$ – річна сума на зарплати, млн. у.о./рік;

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

R_e – кількість людей у штаті;

Φ – середній фонд зарплати одного працівника.

Для станцій (ТЕЦ-1 та ТЕЦ-2) середній фонд становить 6300 у.о./люд·рік. Працівникам котельні закладено 4500 у.о./люд·рік.

Рахуємо річні суми.

Для ТЕЦ-1:

$$I_{\text{п}}^{\text{I}} = 1,0395 \text{ млн. у.о./рік}$$

Для ТЕЦ-2:

$$I_{\text{п}}^{\text{II}} = 1,0017 \text{ млн. у.о./рік}$$

Для районної котельні:

$$I_{\text{п}}^{\text{III}} = 65 \cdot 4500 \cdot 10^{-6} = 0,2925 \text{ млн. у.о./рік}$$

1.2.7 Визначення амортизаційних відрахувань:

$$I_a = (N_{a(\text{БС})}/100) \cdot K_{\text{БС}} + (N_{a(\text{ОБ})}/100) \cdot K_{\text{ОБ}},$$

де: I_a – амортизаційні відрахування, млн. у.о./рік;

$N_{a(\text{БС})}$ – норма амортизаційних відрахувань на будівелі та споруди, %;

$N_{a(\text{ОБ})}$ – норма амортизаційних відрахувань на обладнання, %.

$$I_a^{\text{I}} = 0,055 \cdot 117,5 + 0,2 \cdot 182,3 = 42,9225 \text{ млн. у.о./рік}$$

$$I_a^{\text{II}} = 0,055 \cdot 117,9 + 0,2 \cdot 197,2 = 45,9245 \text{ млн. у.о./рік}$$

$$I_a^{\text{КОТ}} = N_a \cdot K_{\text{КОТ}}/100,$$

$$I_a^{\text{КОТ}} = (15 \cdot 42,5) / 100 = 6,375 \text{ млн. у.о./рік}$$

1.2.8 Визначення загальностанційних та інші витрат

Для оцінки загальних витрат станції враховуємо її встановлену електричну потужність:

- ТЕЦ-1 = 360 МВт
- ТЕЦ-2 = 350 МВт

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Для забезпечення ефективного функціонування інфраструктури нормативи відрахувань на інші станційні потреби розраховуються у відсотковому співвідношенні, що варіюється залежно від масштабів об'єкта, дозволяючи врахувати індивідуальні потреби кожної окремої станції та оптимізувати розподіл фінансових ресурсів.

Таблиця 1.9 - Норми відрахувань на інші витрати, %

Електрична потужність ТЕЦ, МВт	200	300	400	500	750	1000	1500	> 2000
$\alpha_{ін}$, %	60	50	45	40	30	23	14	12

$$I_{ін} = \alpha_{ін} (I_a + I_{зп})/100, \quad (1.20)$$

де: $I_{ін}$ - загальностанційні та інші витрати, млн. у.о./рік;

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

$I_{зп}$ – річна заробітна плата експлуатаційного персоналу, млн. у.о./рік;

I_a - амортизаційні відрахування, млн. у.о./рік.

$$\alpha_{ін1} = |(50-45) \cdot 60/100 - 50| = 47\%$$

$$\alpha_{ін2} = |(50-45) \cdot 50/100 - 50| = 47,5\%$$

$$I_{ін}^I = (47 \cdot 43,962) / 100 = 20,6621 \text{ млн. у.о./рік}$$

$$I_{ін}^{II} = (47,5 \cdot (45,9245 + 1,0017)) / 100 = 22,2899 \text{ млн. у.о./рік}$$

$$I_{ін}^{III} = (70 \cdot (6,375 + 0,2925)) / 100 = 44,6673 \text{ млн. у.о./рік.}$$

1.2.9 Вартість палива

$$I_{п} = (B_{ен.к} \cdot \Pi_{п.ен.к}) + (B_{вк} \cdot \Pi_{пвк}) \quad (1.21)$$

де: $B_{ен.к}$ – річні витрати умовного палива енергетичними котлами, т у.п./рік;

$B_{вк}$ – витрати умовного палива водонагрівальними котлами, т у.п./рік;

$\Pi_{п.ен.к}$ і $\Pi_{пвк}$ – артість палива для енергетичних та водонагрівальних агрегатів (приймаємо $\Pi = 260$ у.о./т у.п.).

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Спочатку рахуємо складові балансу для станцій і котельні. Витрати палива на виробіток електроенергії в теплофікаційному режимі:

$$B_{т.ен} = b_{т} \cdot Q_{ен}$$

Для ТЕЦ-1:

$$B_{т.енI} = 39,7663 \cdot 10^{-3} \cdot 9805,3285 = 389,9215 \text{ ту. п./рік}$$

Для ТЕЦ-2:

$$B_{т.енII} = 39,7663 \cdot 10^{-3} \cdot 9696,838 = 385,6073 \text{ ту. п./рік}$$

Далі йдуть витрати палива на відпуск тепла від водонагрівальних котлів:

$$B_{т.вк} = b_{твк} \cdot Q_{вк}$$

Для першої ТЕЦ:

$$B_{т.вкI} = 38,9941 \cdot 10^{-3} \cdot 467,3708 = 18,2247 \text{ ту. п./рік}$$

Для другої ТЕЦ:

$$B_{т.вкII} = 38,9941 \cdot 10^{-3} \cdot 575,8609 = 22,4552 \text{ ту. п./рік}$$

Для котельні (варіант 3):

$$B_{т.вкIII} = 39,8468 \cdot 10^{-3} \cdot 10272,69 = 409,3338 \text{ ту. п./рік}$$

Тепер зводимо підсумкові річні витрати на паливо.

Для ТЕЦ-1:

$$I_{пI} = ((820,0503 \cdot 260) + (18,2247 \cdot 260)) \cdot 10^{-6} = 217,9515 \text{ млн. у. о./рік}$$

Для ТЕЦ-2:

$$I_{пII} = ((843,8209 \cdot 260) + (22,4552 \cdot 260)) \cdot 10^{-6}$$

$$I_{пII} = 225,2318 \text{ млн. у. о./рік}$$

Для котельні:

$$I_{пIII} = (409,3338 \cdot 260) \cdot 10^{-6} = 106,4268 \text{ млн. у. о./рік}$$

1.2.10. Вартість замикаючої електроенергії

Показник вартості замикаючої електроенергії розраховується так:

$$I_{зам} = C_{зам} \cdot W_{зам}, \quad (1.25)$$

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

$C_{зам}$ – тариф на електроенергію, у.о./кВт год;

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

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{\text{зам}}^{\text{II}} = 0,12 \cdot 58,399 = 7,0079 \text{ млн. у.о./рік};$$

$$I_{\text{зам}}^{\text{III}} = 0,12 \cdot 2060,795 = 247,2954 \text{ млн. у.о./рік}.$$

Отримані дані з розділу 1.2 зводяться у таблицю 1.10, яку занесено в додаток Б.

1.2.11 Приведені витрати

Зводимо всі техніко-економічні показники до єдиного критерію. Рівняння приведених витрат

$$З = I_{\Sigma} + 0,1 \cdot K_{\Sigma}, \quad (1.26)$$

де: $З$ – приведені витрати, млн. у.о./рік;

I_{Σ} – сумарні річні експлуатаційні витрати, млн. у.о./рік;

K_{Σ} - капіталовкладення, млн. у.о.

$$З^{\text{I}} = 282,5651 + 0,1 \cdot 299,8 = 312,545 \text{ млн. у.о./рік},$$

$$З^{\text{II}} = 296,4541 + 0,1 \cdot 315,1 = 327,964 \text{ млн. у.о./рік},$$

$$З^{\text{III}} = 362,7535 + 0,1 \cdot 42,5 = 367,0035 \text{ млн. у.о./рік}.$$

Висновки: Після перевірки техніко-економічних показників стає зрозуміло, що перший варіант є найвигіднішим. Його приведені річні витрати мінімальні та складають 312,5451 млн. у.о./рік. Ця схема передбачає експлуатацію двох турбін Т-180/210-130, двох парових котлів на 670 т/год та чотирьох пікових водогрійних котлів КВГМ-100.

1.3 Проектна калькуляція собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ

Собівартість випущеної продукції належить до головних фінансових індикаторів, що відображають якість операційної діяльності та загальну ефективність промислового об'єкта. Цей параметр акумулює в собі результати всіх впроваджених на підприємстві кроків, спрямованих на зростання рентабельності, оптимізацію праці та вдосконалення виробничих процесів.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Коли мова йде про проектування, розрахована собівартість наочно демонструє, наскільки прогресивні, технічно вивірені та фінансово виправдані інженерні ідеї закладені в основу майбутньої ТЕЦ.

В енергетичній галузі цей показник для електричних станцій прямо вказує на досягнутий рівень використання палива, фактичну продуктивність робочих місць, якість організації планових ремонтів, а також на доцільність інвестицій та майбутній режим роботи блоків в енергосистемі.

Головна відмінність ТЕЦ від більшості інших промислових об'єктів полягає у сумісному випуску двох абсолютно різних видів енергії – електричної та теплової. Через таку специфіку під час фінансових розрахунків виникає потреба розділити загальну суму річних експлуатаційних витрат між обома векторами генерації.

З огляду на це, калькуляція собівартості енергії на теплоелектроцентралі виконується за чотири послідовні кроки:

1. визначення загальної суми річних витрат на утримання та експлуатацію станції;
2. розмежування витрат натурального палива та електрики на власні потреби між генерацією тепла і струму;) пропорційний розподіл річних експлуатаційних витрат із використанням «фізичного» (ексергетичного) методу;
3. фінальний розрахунок собівартості одиниці кожного виду енергії та аналіз її структури.

Усі необхідні вихідні дані, включаючи фонд оплати праці оперативного персоналу, обсяги амортизаційних відрахувань, а також загальностанційні та накладні витрати, повністю взяті з наших попередніх інженерних обчислень у пунктах 1.2.6 – 1.2.8.

1.3.1 Розрахунок річних витрат на експлуатацію ТЕЦ

Визначаємо витрати натурального палива для енергетичних котлів:

$$В_{нат} = 820,0503 \cdot 10^3 \cdot 29309/34330 = 700,4325 \text{ тис. тн. п./рік}$$

Рахуємо вартість цього палива:

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{п. ен} = 260 \cdot 700,4325 \cdot 10^3 = 182112,45 \text{ тис. у. о./рік}$$

Для водонагрівальних котлів витрата натурального палива становить:

$$B_{нат} = 18,2247 \cdot 10^3 \cdot 29309/34330 = 15,5694 \text{ тис. тн. п./рік}$$

Його вартість:

$$I_{п. вк} = 300 \cdot 15,5694 \cdot 10^3 = 4670,82 \text{ тис. у. о./рік}$$

Загальна вартість спаленого палива на ТЕЦ:

$$I_{п} = 182112,45 + 4670,82 = 186783,27 \text{ тис. у. о./рік}$$

Оплата праці експлуатаційного персоналу обходиться у:

$$I_{зп} = 165 \cdot 6500 = 1072,50 \text{ тис. у. о./рік}$$

Сума амортизаційних відрахувань дорівнює:

$$I_a = (5,5/100 \cdot 117,5 + 20/100 \cdot 182,3) \cdot 10^3 = 42922,50 \text{ тис. у. о./рік}$$

Загальностанційні та інші поточні витрати:

$$I_{ін} = 0,48 \cdot 42922,50 + 1072,50 = 21117,60 \text{ тис. у. о./рік}$$

Підбиваємо загальну суму експлуатаційних витрат:

$$I_s = 186783,27 + 1072,50 + 42922,50 + 21117,60 = 251895,87 \text{ тис. у. о./рік}$$

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

Спочатку обчислимо витрату палива енергетичними котлами для умов роздільного виробництва тепла та електроенергії:

$$B_{роз} = b_k \cdot W_{вир} + b_q \cdot Q_{відп} \quad (1.27)$$

$$B_{роз} = 0,3431776 \cdot 10^{-3} \cdot 2052 \cdot 10^6 + 39.7663 \cdot 10^{-3} \cdot (11405.707 - 732.0835) \cdot 10^3 = 1128.65098 \text{ тис. т у.п. / рік.}$$

Комбінований виробіток дає економію палива, яку розраховуємо так:

$$\Delta B_{тф} = (b_k - b_t) \cdot W_{тф}$$

$$\Delta B_{тф} = (0,3431776 - 0,151595) \cdot 1628,9058 = 312,07 \text{ тис. т у.п. / рік.} \quad (1.29)$$

Частка зекономленого палива становить:

$$\Delta b = \Delta B_{тф} / B_{розд} \quad (1.30)$$

$$\Delta b = 312,0712/1128,6503 = 0,276499 \text{ тис. ту. п./рік}$$

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Тепер розподілимо витрати палива (без урахування власних потреб електроенергії) на два види продукції. Для виробітку електроенергії:

$$B'_w = 0.3431776 \cdot 10^{-3} \cdot 2052 \cdot 10^6 (1 - 0.276494) = 509,4932 \text{ тис.т у.п. / рік.}$$

Для виробітку тепла:

$$B'_q = 39,7663 \cdot 10^{-3} \cdot (11405,707 - 732,0835) \cdot 10^3 \cdot (1 - 0,276499)$$

$$B'_q = 307,0921 \text{ тис. ту. п./рік}$$

Робимо проміжну перевірку балансу:

$$509,4932 + 307,0921 = 816,5853 \text{ тис.т у.п./рік;}$$

Наступний крок – розподіл електроенергії власних потреб між двома видами енергії. На відпуск електроенергії відносимо:

$$W_{\text{вп}}^w = (W_{\text{вп}}^{\text{к.п.}} + W_{\text{вп}}^{\text{ін.}}) \cdot \frac{B'_w}{B_{\text{ен.к}}} + W_{\text{вп}}^{\text{т.п.}} \quad (1.31)$$

$$W_{\text{вп}}^w = (87,212651 + 14,364) \cdot \frac{509,4932}{816,5857} + 13,338 = 76,7148 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год. / рік}$$

На відпуск тепла відносимо:

$$W_{\text{вп}}^q = (W_{\text{вп}}^{\text{к.п.}} + W_{\text{вп}}^{\text{ін.}}) \cdot \frac{B'_q}{B_{\text{ен.к}}} + W_{\text{вп}}^{\text{тф}} \quad (1.32)$$

$$W_{\text{вп}}^q = (27,579 + 14,616) \cdot (307,0921/816,5853) + 34,21712$$

$$W_{\text{вп}}^q = 72,4169 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год./рік}$$

Питома витрата палива безпосередньо на відпуск електроенергії дорівнює:

$$b_w^{\text{відп}} = \frac{B'_w \cdot 10^3}{W_{\text{вир}} \cdot W_{\text{вп}}^w} \quad (1.33)$$

$$b_w^{\text{відп}} = \frac{509,4932 \cdot 10^6}{2052 - 76,7148} = 0.257934 \text{ кг / (кВт} \cdot \text{год.)}$$

Тепер рахуємо витрати умовного палива з урахуванням власних потреб. Для відпуску тепла:

$$B_q = B'_q + b_w^{\text{відп}} \cdot W_{\text{вп}}^q \cdot 10^{-3} \quad (1.34)$$

$$B_q = 307,0925 + 0.257934 \cdot 72,41694 \cdot 10^{-3} = 325,77126 \text{ тис.т у.п. / рік.}$$

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Для відпуску електроенергії:

$$B_w = B_w^* - b_w^{\text{відп}} \cdot W_{\text{вп}}^q \cdot 10^{-3} \quad (1.35)$$

$$B_w = 509,4932 - 0,257934 \cdot 72,4169 \cdot 10^{-3} = 490,8141 \text{ тис. ту. п./рік}$$

Підсумкова перевірка балансу підтверджує правильність розрахунків:

$$B_{\text{підсум}} = 490,8141 + 325,7712 = 816,5853 \text{ тис. ту. п./рік}$$

1.3.3 Розподіл річних експлуатаційних витрат між електроенергією та теплом

У межах розрахунків за «фізичним» методом увесь технологічний комплекс теплоелектроцентралі умовно розбивають на три послідовні виробничі етапи:

- етап I – генерація пари, куди входять паливно-транспортний, котельний цехи та блок хімоводоочищення;
- етап II – генерація електричного струму, що охоплює турбінний та електричний цехи;
- етап III – відпуск теплової енергії, що включає мережні підігрівачі, теплофікаційні контури та групу пікових водогрійних котлів.

При цьому загальні фінансові та ресурсні витрати першого етапу розмежовують між електрикою та теплом пропорційно до витраченого палива.

Усі витрати, які виникають на другому етапі, у повному обсязі покладають на собівартість відпущеної електроенергії, а витрати третього етапу – виключно на собівартість відпущеного тепла.

Витрати першої фази (виробництво пари) розподіляються пропорційно до витрат палива:

$$I_{w,I} = I_I \cdot B_w / B_{\text{ен.к.}} \quad (1.36)$$

$$I_{q,I} = I_I \cdot B_q / B_{\text{ен.к.}} \quad (1.37)$$

Фінансові вкладення, зафіксовані на II та III етапах технологічного циклу, повністю закріплюють за відповідним цільовим енергоносієм – електричним струмом або теплотою.

Витрати на виплату заробітної плати, амортизаційні відрахування, а також весь масив загальностанційних та допоміжних накладних витрат розмежовують

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

на основі пропорційного співвідношення між сумами трьох виробничих етапів, які ми вже розподілили між обома видами енергії на попередньому кроці.

Решту експлуатаційних витрат, які потрібно закріпити за конкретним видом енергоносія, обчислюють як математичну різницю. Для цього від сумарних загальностанційних витрат віднімають частку накладних витрат на амортизацію та оплату праці, які вже віднесені на цей енергоносіє.

На завершальному етапі всі фінансові компоненти, закріплені за електричною енергією та теплом, сумують за окремими технологічними стадіями й офіційними статтями калькуляції. Отримані підсумкові значення заносять до зведеної калькуляційної таблиці 1.11 в Додаток В

1.4 Розрахунок грошових потоків інвестиційного проекту

Освоєння капіталовкладень і тривалість будівництва ТЕЦ (Паропродуктивність котлів: 670 т/год) капіталовкладення;

- доходи;
- річні експлуатаційні витрати (без амортизаційних відрахувань);
- амортизаційні відрахування.

Таблиця 1.12 - Освоєння капіталовкладень і тривалість будівництва ТЕЦ

Тривалість проектування та будівництва, міс				Частка засвоєних капіталовкладень, % від вартості першого блока		
Проектування до початку будівництва	Підготовчий період	Основний період	Проміжок між пусками блоків	Проектування	Підготовчий період	Основний період (для 1-го блоку)
23	7	28	5	2,5	25	72,5

1.4.1 Розподіл капіталовкладень у будівництво ТЕЦ за роками розрахункового періоду

Для коректного фінансового планування розбиваємо загальні капіталовкладення по енергоблоках:

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_{\text{ТЕЦ}} = K_{\text{БЛ}}^I + K_{\text{БЛ}}^{II} \quad (1.38)$$

де: $K_{\text{БЛ}}^I$, $K_{\text{БЛ}}^{II}$ – інвестиції в перший та другий енергоблоки відповідно

I-ий блок: Т-180/210-130+670т/год+2хКВГМ-100;

$K_{\text{БЛ}}^I = 217,5$ млн у.о.;

II-ий блок: Т-180/210-130+670т/год+2хКВГМ-100;

$K_{\text{БЛ}}^{II} = 158$ млн у.о.

Сумарні капіталовкладення:

$$217,5 + 158,0 = 375,5 \text{ млн у.о.}$$

Далі отримане значення, відноситься на кожний блок $K_{\text{БЛ}}^I$ та розбивається на періоди, як це показано в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7- Витрати електроенергії на власні потреби по варіантах:

Позначення	ТЕЦ-1	ТЕЦ-2	Котельня	Розмірність
Котельний цех				
Тяго-дугтєве обладнання	27,579	28,305	12,821	млн. кВт·год
Турбінний цех				
1. Циркуляційні насоси	—	—	—	млн. кВт·год
2. Мережні насоси	—	—	—	млн. кВт·год
Інші споживачі	14,616	14,210	4,364	млн. кВт·год
Сумарні витрати	42,195	42,515	17,185	млн. кВт·год
Річний відпуск електроенергії в мережі	2045,805	1987,485	—	млн. кВт·год

1.4.2 Розрахунок доходів

1.4.2.1. Розрахунок доходів від відпуску електроенергії

$$D_w = C_{\text{тар}}^w \cdot W_{\text{відп}}, \quad (1.40)$$

де: $C_{\text{тар}}^w$ – тариф на електроенергію, у.о./(кВт·год), ($C_{\text{тар}}^w = 0,12$ у.о./(кВт·год));

$W_{\text{відп}}$ - річний відпуск електроенергії в мережу, млн.кВт·год;

$$D_w = 0,12 \cdot 2045,805 = 245,496 \text{ млн у.о./рік.}$$

Доходи від відпуску електроенергії з кожного блоку:

$$D_w^{\text{БЛ}} = \frac{D_w}{n_{\text{БЛ}}} \quad (1.41)$$

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$$D_w^{\text{БЛ}} = \frac{245,4966}{2} = 122,7483 \text{ млн у.о./рік.}$$

1.4.2.2 Розрахунок доходів від відпуску тепла

$$DQ = C_{Q\text{тар}} \cdot Q_{\text{відп}} \cdot 10^{-3}$$

де: $C_{Q\text{тар}}$ – тариф на теплову енергію, у.о./ГДж (приймаємо $C_{Q\text{тар}} = 15$ у.о./ГДж);

$Q_{\text{відп}}$ - річний відпуск тепла від ТЕЦ-1, тис. ГДж/рік.

$$DQ = 15 \cdot 9487,242 \cdot 10^{-3} = 142,3086 \text{ млн у.о./рік}$$

Доходи від відпуску тепла з кожного енергоблоку визначаються за формулою:

$$DQ_{\text{БЛ}} = \frac{DQ}{n_{\text{БЛ}}}$$

$$DQ_{\text{БЛ}} = DQ_{\text{БЛ}} = \frac{142,3086}{2} = 71,1543 \text{ млн у.о./рік}$$

Разом доходи від відпуску електроенергії і тепла:

$$D\Sigma = D_w + DQ$$

де:

D_w – річний дохід від реалізації електроенергії, млн у.о./рік ($D_w = 245,4966$ млн у.о./рік);

DQ – річний дохід від реалізації теплової енергії, млн у.о./рік

($DQ = 142,3086$ млн у.о./рік).

$$D\Sigma = 245,4966 + 142,3086 = 387,8052 \text{ млн у.о./рік}$$

1.4.3 Амортизаційні витрати

Амортизація нараховується пропорційно до введених основних фондів і кількості робочих місяців у році. Для наступних років береться повна сума (розрахована раніше в п. 1.2.7):

$$B_a = 42,9225 \text{ млн у.о./рік.}$$

1.4.4 Розрахунок річних витрат

Річні експлуатаційні витрати без урахування амортизації:

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$$B_{\Sigma} = B_n + B_{zn} + B_{in} \quad (1.45)$$

$$B_{\Sigma} = 255,398 + 1,404 + 26,8657 = 283.668 \text{ млн у.о./рік.}$$

Сумарні експлуатаційні витрати на кожний блок станції:

$$B_{БЛ} = \frac{B_{\Sigma}}{n_{\text{бл}}} \quad (1.46)$$

$$ББЛ = \frac{283,668}{2} = 141,834 \text{ млн у.о./рік}$$

За даними табл. 1.6 будується графік будівництва, що наведений на рисунку 1.2., що занесено в Додаток Г.

Результат проведеного розрахунку капіталовкладень для кожного переліченого блоку будівництва, доходів, витрат та амортизаційних відрахувань подано в таб. 1.13

Таблиця 1.13- Розрахунок капіталовкладень по роках

Найменування	Період будівництва				Разом за рік
	Проектування	Підготовчий період	Осн. Період (до пуску 1-го бл.)	Буд. 2-го блока	
Тривалість, міс.	23	7	28	10	—
Поч. періоду	0	1р. 11міс	2р. 6міс	4р. 5міс	
Кін. періоду	1р. 11міс	2р. 6міс	4р. 10міс	5р. 3міс	
Капіталовклад. Млн. у.о.	5,4375	54,375	157,6875	158	375,5
Освоєння капіталовкладень за роки:					
1-й	2,836956522	—	—	—	2,837
2-й	2,600543478	7,7678571	—	—	10,368
3-й	—	46,607143	33,79018	—	80,397
4-й	—	—	67,58036	—	67,580
5-й	—	—	56,31696	110,6	166,917
6-й	—	—	—	47,4	47,400

Таблиця 1.14 – Розрахунок річних витрат, амортизаційних відрахувань та доходів від реалізації продукції

Найменування	Номери блоків		Разом за рік
	1	2	

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Термін пуску, міс	58	63	–
Кількість місяців роботи:			
у 5-му році	2	–	–
у 6-му році	12	9	–
у 7-му році	12	12	–
Річні витрати у 5-му році, млн у.о.	23,639	–	23,639
у 6-му році, млн у.о.	141,834	106,375	248,209
Продовження таблиці 1.14			
у 7-му році, млн у.о.	141,834	141,834	283,668
Аморт. відрах. за повний рік роботи, млн у.о.	31,030	24,727	55,757
у 5-му році, млн у.о.	5,172	–	5,172
у 6-му році, млн у.о.	31,030	18,545	49,575
у 7-му році, млн у.о.	31,030	24,727	55,757
Доходи у 5-му році, млн у.о.	33,514	–	33,514
у 6-му році, млн у.о.	201,084	150,813	351,897
у 7-му році, млн у.о.	201,084	201,084	402,168

Висновок:

Проект спорудження опалювальної ТЕЦ із встановленою електричною потужністю 360 МВт та максимальним тепловим навантаженням 1050 МВт для умов міста Миколаїв демонструє високу фінансову доцільність. Загальний економічний ефект підтверджується величиною чистого дисконтованого доходу, який за весь розрахунковий період експлуатації досягає 402,68 млн у. о.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 2

ТЕПЛОМЕХАНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Загальна характеристика ТЕЦ

Проектована ТЕЦ-360 забезпечуватиме теплом та електроенергією житлові масиви й промислові підприємства міста Миколаїв. Станція, обладнана двома турбінами Т-180/210-130, розташована на півдні України. Розташування майданчика обирали за двома критеріями: мінімальна відстань до споживачів та зручний доступ до джерел палива.

Теплові мережі тягнуться на відстань від 5 до 12 км від ТЕЦ. Видача електроенергії відбувається лініями напругою 110 кВ та 330 кВ. Поруч проходить залізнична магістраль, що зручно для підвезення будівельних конструкцій, габаритного обладнання та резервного палива. Основне паливо станції – природний газ, який безперебійно надходить магістральним газопроводом. Система технічного водопостачання – оборотна, працює з градирнями.

Загальна теплова потужність об'єкта сягає 1050 МВт, а енергетична – 652 МВт. Для компенсації теплових навантажень додатково монтуємо чотири водогрійні котли КВГМ-100. ТЕЦ працює в базовому режимі. Встановлена електрична потужність використовується 5800 годин на рік. Такий показник зумовлений потребою додатково генерувати електроенергію в конденсаційному режимі протягом літа.

Система гарячого водопостачання (ГВП) реалізована за закритою двоконтурною схемою. Теплоносій подається по двом магістралям за температурним графіком 150–70 °С.

Кліматичні розрахункові умови для Миколаєва:

- Розрахункова температура опалення: -18 °С
- Середня температура опалювального періоду: 1,7 °С
- Середня температура найхолоднішого місяця: -10 °С
- Тривалість опалювального періоду: 3912 годин

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Резервним паливом слугує топковий мазут марки ТМ-100, який постачає місцевий нафтопереробний завод.

Характеристики спалюваного природного газу (%):

$\text{CH}_4=98,3\%$;

$\text{C}_2\text{H}_6=0,3\%$;

$\text{C}_3\text{H}_8=1,2\%$;

$\text{C}_4\text{H}_{10}=1,5\%$;

C_5H_{12} та більш важкі вуглеводні - 0,3%;

$\text{N}_2=1,0\%$;

$\text{CO}_2=0,1\%$;

$Q^p_{\text{H}} = 34330 \text{ кДж/кг}$;

Щільність при 0°C і 101,3 кПа - $0,562 \text{ кг/м}^3$;

Топочний мазут:

$\text{S}=2,11\%$;

$\text{A}=0,038\%$;

$\text{W}=0,052\%$;

$\text{C}=86,6\%$;

$\text{H}=10,2\%$;

$\text{O}=0,21\%$;

$\text{H}=0,79\%$;

Відносна щільність $\rho_4^{20} = 0,941$;

Умовна в'язкість $4,7^\circ\text{УВ}$;

$Q^p_{\text{H}} = 37800 \text{ кДж/кг}$.

2.2 Основне обладнання

Кожен енергоблок ТЕЦ-1 укомплектований трьома головними агрегатами. По-перше, це парова теплофікаційна турбіна Т-180/210-130. Її номінальна електрична потужність у теплофікаційному режимі становить 180 МВт, а в конденсаційному зростає до 210 МВт.

Номінальна теплова потужність 1050 МВт.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2.1 Турбоагрегат типу Т-180/210-130

Обираючи турбіну, ми повністю орієнтувалися на характер теплового навантаження. Для ТЕЦ, яка видає тепло в гарячій воді, оптимально підходять турбіни типу Т. На станції встановлено дві такі машини. Вони мають два теплофікаційні відбори та один проміжний перегрів пари.

Турбіна Т-180/210-130-1 необхідна для приводу генератора ТГВ-200М (ротор обертається з частотою 50 с^{-1}) та відпуску тепла на опалення. Початковий тиск пари становить 12,8 МПа. Агрегат може працювати в кількох різних режимах. Основний – з двома включеними відборами для ступінчастого підігріву мережної води. При цьому автоматика тримає мінімальну витрату пари в конденсатор. Також можна працювати з двома відборами і довільним скиданням пари в конденсатор. Крім того, доступний режим лише з нижнім відбором або чистий конденсаційний режим. Відключення відборів та перемикання між цими станами не вимагає зупинки турбіни.

Відбори мають такі межі регулювання тиску:

Нижній відбір: 0,049 - 0,147 МПа

Верхній відбір: 0,059 - 0,196 МПа

Тиск у нижньому відборі підтримується, коли увімкнений тільки він. У верхньому – коли працюють обидва. Якщо турбіна працює в номінальному режимі з двома підігрівачами (тиск у верхньому відборі 0,098 МПа), у конденсатор надходить мінімальна кількість пари – близько 30 т/год. У чисто конденсаційному режимі, якщо температура охолоджувальної води становить 27°C , ця витрата підстрибує до 461 т/год.

Номінальне сумарне теплове навантаження опалювальних відборів становить 1089 ГДж/год (302,5 МВт). Цей показник гарантується за низки умов: параметри свіжої пари тримаються в номіналі, регенерація повністю включена (витрата води через ПВТ дорівнює витраті пари на турбіну), витрата води через конденсатор не менше 11000 м³/год, мережна вода гріється ступінчасто, а в конденсатор йде мінімум пари.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Потужність турбіни напряму залежить від температури, до якої гріємо мережну воду:

185 МВт – при підігріві від 41 до 85 °С

180 МВт – при підігріві від 51 до 95 °С

177 МВт – при підігріві від 61 до 105 °С

Якщо врахувати підігрів підживлювальної води в конденсаторі, максимальне теплове навантаження зростає:

$$Q_{\text{тmax}} = 1130 \text{ ГДж/год}$$

При витраті свіжої пари 670 т/год вода після ПСГ-2 нагрівається максимум до 118 °С. Окрім опалювальних, турбіна має ще сім нерегульованих відборів. Вони потрібні для підігріву живильної води в ПНТ, деаераторі та ПВТ. Максимальну електричну потужність агрегат видає, коли опалювальні відбори відключені, регенерація працює на повну, проточна частина чиста, а через конденсатор проходить 22000 м³/год води з температурою 27 °С.

Конструкція турбіни. Турбіна є одновальним агрегатом. Компонування йде за схемою: 1ЦВТ + 1ЦСТ + 1ЦНТ. Циліндр високого тиску має 12 ступенів лівого обертання, де перша виступає регулюючою. ЦСТ складається з 11 ступенів правого обертання. ЦНТ зроблений двопотоковим: по чотири ступені в кожному напрямку, третій ступінь є регулюючим.

Ротор високого тиску викуваний як суцільна деталь. У роторі середнього тиску перші сім ступенів теж суцільноковані, а чотири останні – насадні. Ротор низького тиску – це вал із вісьмома насадженими дисками. Ротори ВТ та СТ з'єднані жорсткою муфтою, яка викувана разом з ними і має спільний середній підшипник. Всі інші ротори теж з'єднані жорсткими муфтами, самі ротори є гнучкими.

Для рівномірного прогріву та охолодження передбачено валоповоротні пристрої з електричним приводом. Вони крутять ротор зі швидкістю 3,4 об/хв і запускаються з щита управління. Пускати турбіну можна як з холодного, так і з неостиглого стану на ковзних параметрах пари. Щоб прискорити прогрів і зменшити теплові напруження, фланці та шпильки горизонтального роз'єму

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

обігрівуються парою. Потім пару подають на передні ущільнення ЦВТ і ЦСТ. Лопатковий апарат розрахований на частоту 50 Гц (3000 об/хв). За обертами та тиском стежить електрогідравлічна САР, впливаючи на клапани ЦВТ та діафрагми ЦНТ. Також є система захисту від аварій.

Регулювання потужності – соплове. Свіжа пара проходить через два стопорні клапани, потрапляє в чотири парові коробки й далі в ЦВТ. Паровпуск розташований з боку середнього підшипника. Після ЦВТ пара йде на проміжний перегрів, а звідти через клапани повертається в ЦСТ. Далі потік ділиться: частина відбирається у верхній відбір, інша трубами йде в двопотоковий ЦНТ. Після двох ступенів ЦНТ пара знову ділиться між нижнім відбором та конденсатором. У нижньому відборі встановлено регулюючі діафрагми, які дозують пару на останні ступені турбіни. Усе керування централізоване і ведеться з приміщення блочного щита. Електроніка реєструє параметри та видає аварійну сигналізацію.

Конденсаційна та регенеративна установки. Установка складається з поверхневого конденсатора, конденсатних насосів, ежекторів та циркуляційних насосів. Двоходовий конденсатор має поверхню 9000 м² і розрахований на 6,1 м³/с прісної води під тиском 0,34 МПа. В середині є вбудована частина. Через неї пропускають мережну або підживлювальну воду (до 2,02 м³/с, тиск 0,7 МПа). За цією водою конденсатор розбитий на два відсіки (однопотоковий). Вода послідовно проходить через них, і це дозволяє ефективно конденсувати пару при різних тисках. Конденсатор має пристрої для відбору проб, прийому знесоленої води (до 27,7 кг/с), прийому пари від БРОУ (до 69,4 кг/с) та скидання води від котла (до 55,5 кг/с). Рівень конденсату тримається автоматично з точністю ±200 мм на висоті 300 мм від дна. Вміст кисню за нормальних умов не перевищує 50 мкг/кг. Апарат привозять блоками, а трубки розвальцьовують вже на місці. Повітря видаляють два основні ежектори ЕП-3-700-1 та пускові ЕП-1-1100-1. Конденсат качають насоси першого (КСВ-500-85) та другого (КСВ-320-160-2) ступенів підйому. Для швидкого зриву вакууму є засувка з електроприводом.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Регенеративна система має чотири ступені ПНТ, три ПВТ і деаератор. ПНТ і ПВТ – це вертикальні поверхневі теплообмінники. Рівень дренажу в них підтримується автоматично.

Таблиця 2.1 – Основні параметри парових турбіни Т-180/210-130

Найменування	Розмірність	Величина
Потужність,:	МВт	
- номінальна		180
- максимальна		210
Частота обертання ротора	с ⁻¹	3000
Початкові параметри пари:		
- тиск	МПа	12,8
- температура	°С	540
Параметри пари після промперегріву:		
- тиск	МПа	2,49
- температура	°С	540
Теплове навантаження,	ГДж/год	1089
Межі регулювання тиску в відборах:	МПа	
- верхньому відборі (включені два опалювальні відбори)		0,059-0,196
- нижньому відборі (верхній опалювальний відбір відключено)		0,049-0,147
Температура води,:	°С	
- живильної		248
- охолоджуючої		27
Витрата охолоджуючої води	т/год	28000
Тиск пари в конденсаторі при конденсаційній потужності 180 МВт	кПа абс	8,65

ПВТ обладнані вбудованими охолоджувачами гріючої пари та дренажу. Мережну воду гріють у горизонтальних підігрівачах ПСГ-1 і ПСГ-2. Площа трубного пучка кожного становить 5000 м². Вони розраховані на тиск води 0,78 МПа та витрату 1666,6 кг/с.

Конденсат із них відкачується спеціальними насосами в магістраль до і після ПНТ № 2.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.2 – Параметри пари відборів турбіни Т-180/210-130

№ відбору	Підігрівач регенеративної системи	Тиск в камері, МПа	Температура пари, °С	Кількість пари, що відбирається, т/год
I	ПВТ-7	4,12	386	31,6
II	ПВТ-6	2,72	333	49,9
III	ПНТ-5	1,26	447	17,9 - 2,9
IV	Деаератор 0,6 МПа	0,585	315	за балансом
V	ПНТ-4	0,658	360	28,5
VI	ПНТ-3	0,259	249	21,8
VII	ПНТ-2	0,098	152	7,8
VIII	ПНТ-1	0,049	99	1,6

Рисунок 2.1 Турбоустановка Т-180/210-130 занесено в додаток Г.

2.2.2 Котлоагрегати

2.2.2.1 Паровий котел Еп-670-13,8-545

Паровий котел Еп-670-13,8-545 ГМН працює в єдиному блоці з турбіною Т-180/210-130. Він спалює природний газ та високосірчистий мазут. Це однокорпусний барабанний агрегат П-подібної відкритої компоновки. Він має природну циркуляцію і розрахований на високі параметри пари з проміжним перегрівом. Котел повністю газоцільний. Працює під наддувом із низьким надлишком повітря.

Топка тут відкритого типу, призматична. У розрізі це прямокутник із розмірами по осях труб 18 х 7,68 м. Екрани зварені із суцільних панелей. Використано гладкі труби зі сталі 20 розміром Ø 60 х 6 мм, між якими вварена смуга 6 х 21,5 мм. Під топки утворює початок фронтового екрана. Він нахилений на 15° у бік задньої стіни. Щоб покращити аеродинаміку, труби заднього екрана у верхній частині утворюють виступ усередину топки на 2000 мм. Там же, на задній стінці, у два яруси розташовані 12 газомазутних пальників. Відстань між цими ярусами становить 2,6 м. Пальники вихрові, двопотокові, призначені для роздільного спалювання палива.

Барабан зварений зі сталі 16 НГМА. Його внутрішній діаметр – 1600 мм, а товщина стінки – 112 мм. Схема випаровування двоступенева, пара додатково

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

промивається живильною водою. Перший ступінь знаходиться всередині барабана. Це система внутрішніх циклонів і промивних пристроїв. Роль другого ступеня виконують виносні циклони діаметром 426 мм.

Вода з барабана опускається до екранів по шести стояках із сталі 20 (Ø 465 х 40 мм). Далі по трубах Ø 159 х 15 мм вона потрапляє в нижні камери екранів. Пароводяна суміш підіймається назад у барабан по трубах Ø 133 х 13 мм. Стеля топки, стіни перехідного та опускного газоходів також екрановані. Там встановлені суцільнозварні панелі з труб Ø 32 х 5 мм зі ввареною смугою 6 х 21,5 мм. Ці панелі повністю включені до тракту пароперегрівача високого тиску.

Тракт пароперегрівачів Пароперегрівач високого тиску ділиться на три зони: радіаційну, ширмову (напіврадіаційну) та конвективну. Радіаційна частина розміщена у верхній зоні топки у вигляді горизонтальних стрічок. Труби зроблені зі сталі 12Х1МФ, розмір – Ø 42 х 5 мм. Ширмовий перегрівач – це 24 окремі ширми, вибудовані в один ряд у верхній частині топки (труби Ø 32 х 5 мм, сталь 12Х1МФ). Конвективний перегрівач високого тиску має два ступені у формі вертикальних пакетів. Вхідна частина другого ступеня зібрана з труб Ø 36 х 6 мм (сталь 12Х1МФ), а вихідна – з труб Ø 32 х 4 мм (сталь 12Х18Н12Т).

Промперегрівач має три ступені. Перший розташований у перехідному газоході (труби Ø 42 х 4 мм, сталь 12Х1МФ). Другий і третій ступені вихідні. Вони виконані з труб Ø 40 х 4 мм зі сталі 12Х1МФ та 12Х18Н12Т.

Водяний економайзер змонтовано в опускному газоході. Він має дві частини по висоті, змійовики з труб Ø 28 х 4 мм (сталь 20) розташовані перпендикулярно до тракту. Повітря гріється у двох регенеративних обертових повітропідігрівачах (РВП) з діаметром ротора 6,8 м, які винесені за межі котельні.

Системи регулювання, захисту та автоматизації Пара високого тиску йде двома неперемішуваними потоками. Температуру свіжої пари регулюють трьома вприсками власного конденсату. Перший вприк стоїть перед ширмами, другий – перед першим ступенем конвективного перегрівача, третій – перед другим. Щоб отримати власний конденсат, на бічних стінках котла (на рівні ширм) встановлено шість конденсаторів Ø 426 х 36 мм. Тракт пари промперегріву теж має два

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

незалежні потоки. Температуру тут тримають за допомогою рециркуляції димових газів у низ топки та уприскування живильної води між ступенями пароперегрівача.

Щоб котел залишався газощільним, усі проходи труб через стелю ущільнені сільфонами. Над стелею зроблено «теплий ящик». Туди подається гаряче повітря під тиском, який трохи перевищує тиск газів усередині котла. Натрубна обмурівка котла полегшена. Вона кріпиться прямо на суцільнозварні панелі топки та газоходів, а ззовні закрита декоративною обшивкою з оцинкованого листа.

Для очищення поверхонь нагріву передбачене парове обдування апаратами ОГ-8 та ОГ-8А. Економайзер чистять дрібоструминною установкою, а РВП обдувають паром. Компонування котла дозволяє ремонтувати всі поверхні безпосередньо зсередини газоходу. Агрегат повністю оснащений арматурою, пристроями відбору проб і датчиками. Живлення котла, горіння та температура пари регулюються автоматично. Система теплового захисту повністю контролює ці процеси.

Таблиця 2.3 - Технічні характеристики парового котла ТГМП-344 А [3]

Найменування показника	Розмірність	Величина
Паровиробництво номінальне	т/год (кг/с)	670 (186)
Витрата пари через промперегрівач	т/год (кг/с)	575 (160)
Тиск пари на виході:		
- пароперегрівача високого тиску	МПа	13,8
- промперегрівача	МПа	2,7
Температура:		
- перегрітої пари високого тиску	°С	545
- пари після промперегрівача	°С	545
- живильної води	°С	240
- відхідних газів	°С	121
ККД (брутто) гарантійний	%	94,4
Габаритні розміри:		
- ширина по осям колони	м	36
- висота котлоагрегату	м	36

Рисунок 2.2 – Паровий котел Еп-670-13,8-545 занесено в Додаток Д.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2.2.2.1 Піковий водогрійний котел КВГМ-100

Такі агрегати беруть на себе пікове теплове навантаження, коли потужності турбінних відборів вже не вистачає. Зазвичай теплофікаційні турбіни перекривають 50-65% зимового максимуму опалення, а решту догрівають пікові джерела. Крім того, вони слугують резервом на випадок виходу з ладу турбіни або якщо станцію змушують покривати електричні піки (тоді відбори прикривають, скидаючи більше пари в конденсатор). Оскільки пікові котли працюють не весь рік, вони мають бути максимально простими й недорогими за конструкцією.

Газомазутний котел КВГМ-100 має П-подібну компоновку. Він працює в опалювальному (70-150 °С) та піковому (100-150 °С) режимах. За потреби може гріти воду навіть до 200 °С.

Топкова камера та задня стінка конвективної шахти екрановані трубами Ø 60 x 3 мм із кроком 64 мм. Конвективна частина складається з трьох пакетів. Усі вони набрані з U-подібних ширм (труби Ø 28 x 3 мм). Ширми стоять паралельно фронту котла і формують шаховий пучок труб. Бічні стінки конвективної шахти закриті трубами Ø 83 x 3,5 мм з кроком 128 мм. Вони ж виконують роль стояків для ширм. Стояки зсунуті один відносно одного на 64 мм, тому ширми розміщуються у вигляді гребінок.

Усі екранні труби вварені прямо в колектори Ø 273 x 11 мм. Щоб повітря не затримувалось під час заповнення котла водою, на верхніх колекторах стоять повітряники. На стелі топки змонтовані вибухові запобіжні клапани. Якщо котел працює на мазуті, конвективні поверхні чистить дрібоочищувальна установка.

Каркаса як такого котел не має. Нижні колектори екранів опираються прямо на портал. Помости кріпляться до стійок, які з'єднані з кронштейнами того ж portalу. Натрубна обмурівка дуже легка – всього близько 110 мм. Вона складається з совелітових плит, шамотобетону, мінераловатних матраців та магнезійної обмазки. На фронтівій стіні розміщено три газомазутні пальники з

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

ротаційними форсунками. Два стоять у нижньому ряду, а третій – над ними у другому ряду.

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики котлоагрегату КВГМ–100

Найменування показника	Розмірність	Величина
Теплопродуктивність номінальна	МВт (ГДж/год)	116,3 (418,7)
Робочий тиск води на вході	МПа	1,0 – 2,5
Витрата палива:		
- природний газ	м³/год	12520
- топочний мазут	кг/год	11500
Об'єм топкової камери	м³	388
Променесприймаюча поверхня топки	м²	325
Теплонавантаження топкового об'єму	ккал/(м³·год)	280000
Те теплове навантаження променесприймаючої поверхні:		
- при спалюванні газу	ккал/(м²·год)	116000
- при спалюванні мазуту	ккал/(м²·год)	137000
Поверхня нагріву конвективних пучків	м²	2385
Температура вихідних димових газів:		
- на природному газі	°С	140
- на мазуті	°С	180
ККД котлоагрегату (брутто):		
- на природному газі	%	92,5
- на мазуті	%	91,3
Витрата мережної води через котел:		
- основний режим роботи	т/год	1235
- піковий режим роботи	т/год	2460
Гідравлічний опір котла:		
- основний режим роботи	МПа	0,165
- піковий режим роботи	МПа	0,079

Рисунок 2.3 – Котлоагрегат КВГМ-100 занесено в Додаток Е

2.3 Вибір допоміжного обладнання

Додаткову знесолену воду для поповнення втрат у циклі ми деаеруємо у вакуумному деаераторі. Пару для нього беремо безпосередньо з теплофікаційних відборів турбін. Чому саме вакуумний? Він дозволяє повністю використати потенціал відборів і працювати з тим тиском, якого реально вимагає температурний графік мережі. Якби ми поставили атмосферний деаератор, турбіна недовиробляла б електрику через жорстке обмеження тиску на рівні 0,12 МПа. Крім того, вакуумний апарат рятує від непотрібного перегріву хімічно

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

очищеної води. Наша ТЕЦ-1 тримає чіткі параметри деаерації: робочий тиск 7,5 кПа при температурі процесу 75 °С.

Повітря для дуття гріємо калориферами на мережній воді. Щоб зрізати піки теплового графіка, на кожен моноблок ставимо по два водогрійні газомазутні котли КВГМ-100 (разом їх чотири).

Температурні режими водопідготовки (ХВО) виглядають так:

- взимку підживлювальна вода має 40 °С;
- влітку перед подачею в тепломережу ми догріваємо її до 65 °С;
- сиру воду питної якості перед подачею на ХВО гріємо до 40 °С;
- вихідну воду для підживлення мережі та котлів гріємо в підігрівачах (ПВП)

до 25 °С.

Вакуум у конденсаторах стабільно тримають двоступеневі пароструминні ежектори. Продувну воду з котлів ми сепаруємо в один ступінь, а потім охолоджуємо концентрат у теплообміннику. Це дозволяє не втрачати тепло дарма.

2.3.1 Турбінне відділення

Блок складається з котла ТГМЕ-206 та турбіни Т-180/210-130. Витрата живильної води становить 1122 м³/год. Цю цифру ми отримали з урахуванням 2% втрат у циклі та питомого об'єму води 1,1 м³/т.

Таблиця 2.5 - Технічні характеристики насоса з електроприводом марки ПЕ-580-185/200.

Найменування параметра	Розмірність	Значення параметра
Подача	м³/год.	580
Напір	м	2030
Частота обертання	хв ⁻¹	2904
ККД насоса	%	81,5

Живильні насоси – це серце турбінного цеху. Ми підбираємо їх під максимальну потужність станції з обов'язковим запасом у 5%. Для нашого блоку

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

ідеально підходять електронасоси ПЕ-580-185/200 сумського заводу «Насосенергомаш» з двигунами АГД на 4000 кВт.

Для такого насоса використовується електродвигун АГД, потужністю 4000 кВт. Напір живильного насоса рахуємо так:

$$\Delta p_{\text{пн}} = p_o + \Delta p_{\text{пар}} + \Delta p_{\text{пу}} + \Delta p_{\text{жив}} + \Delta p_{\text{РКЖ}} + \Delta p_{\text{ПВТ}} + \Delta p_{\text{геод}} - p_{\text{Д}} \text{ ,} \quad (2.1)$$

де $\Delta p_{\text{пар}}$ – гідравлічний опір паропроводів, приймаємо

$$\Delta p_{\text{пар}} = (0,04-0,09) \cdot p_o ; \quad (2.2)$$

$\Delta p_{\text{ПУ}}$ - опір паровиробляючої установки;

$\Delta p_{\text{жив}}$ - опір живильного трубопровода, $\Delta p_{\text{жив}} = 0,2-0,3$ МПа;

$\Delta p_{\text{РКП}}$ - опір регулюючого клапана живлення, $\Delta p_{\text{РКП}} = 1$ МПа;

$\Delta p_{\text{геод}}$ - геодезний підпір, визначається різницею в висотах встановлення котла і деаератора;

$p_{\text{Д}}$ - тиск в деаераторі.

$$\Delta p_{\text{пн}} = 12,8 + 0,64 + 25 + 0,3 + 1 + 6,2 \cdot 10^{-6} + 0,3 - 0,7 = 39,34 \text{ МПа}$$

Конденсатні та циркуляційні насоси. Для відкачування води з конденсатора монтуємо три насоси першого ступеня КСВ-300-100. З них два працюють, один стоїть у резерві. Підбирали їх під найжорсткіший конденсаційний режим турбіни, коли теплофікаційні відбори для зовнішнього споживача відключені, і в конденсатор летить максимум пари. Насоси першого ступеня подають воду на всас насосів другого ступеня – КСВ-320-160-2 (теж два робочих і один резервний). Двоступенева установка подає конденсат прямісінько в деаератор.

Циркуляційні насоси качають охолоджуючу воду в конденсатор, а також в маслоохолоджувачі турбіни та газоохолоджувачі генератора.

Резерв для них не передбачений. Ми ставимо по два насоси на кожну турбіну прямо в машинному залі.

Це зручно: взимку потреба у воді падає вдвічі, і один насос можна просто зупинити.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Сумарна витрата води на турбіну Т-180/210-130 становить 28000 м³/год.

Таблиця 2.7 - Технічні характеристики конденсатного насоса типу КСВ-300-100

Найменування параметрів	Розмірність	Значення параметрів
Подача	м³/год	300
Напір	м	100
Припустимий кавітаційний запас	м	1,6
Частота обертання	хв ⁻¹	1000
Потужність	кВт	154
ККД насоса	%	75

Шукаємо розрахункову продуктивність циркуляційного насоса:

$$Q_{ц.н.} = k \cdot W \quad (2.3)$$

$$Q_{ц.н.} = 28000 \cdot 1,05 = 29400 \text{ м}^3/\text{год}$$

де $Q_{ц.н.} = 28000 \text{ м}^3/\text{год}$ - витрата охолоджуючої води;

$k=1,05$ - коефіцієнт, який враховує витрати води на масло- та повітроохолоджувачі. Зупиняємо вибір на двох осьових насосах Оп-2-145 із синхронними двигунами СДН-2-16-59-8УЗ.

Для установки приймаємо два ЦН типу Оп-2-145.

Таблиця 2.8 - Технічні характеристики циркуляційного насоса типу Оп-2-145

Найменування параметрів	Розмірність	Значення параметрів
Подача	м³/год	21940 - 37160
Напір	м	16,3 - 9,4
Припустимий кавітаційний запас	м	10 - 12,5
Частота обертання	хв ⁻¹	365
Споживана потужність	кВт	820 - 1550
ККД	%	80

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

За нормальний теплообмін і видалення повітря відповідають два основні (один у резерві) і один пусковий пароструминні ежектори. Основний ежектор споживає 900 кг/год пари, пусковий бере 1000 кг/год. Монтуюємо два апарати типу ЕП-3-700-1.

Таблиця 2.9 - Технічні характеристики двигуна типу СДН-2-16-59-8УЗ

Найменування параметрів	Розмірність	Значення параметрів
Номінальна потужність	кВт	1250
Повна потужність	кВА	1455
Частота обертання	хв ⁻¹	750
ККД двигуна	%	95,7

Таблиця 2.10 – Технічні характеристики конденсатора типу 180-КЦС-1

Тип конденсатора	Розмірність	180-КЦС-1
Поверхня охолодження:		
- Основних пучків	м ²	6000
- Вбудованих пучків	м ²	3000
Число ходів води	—	2
Витрата циркуляційної води:		
Продовження таблиці 2.10		
- максимальна	м ³ /год	28 000
- мінімальна	м ³ /год	14 000
Температура циркуляційної води на вході:		
- розрахункова	°С	20
- максимальна	°С	33
Гідравлічний опір	кПа	37
Витрата пари	т/год	за балансом
Тиск у конденсаторі	МПа	0,0050
Діаметр трубок	мм	30/28
Кількість трубок	шт	20 805

Регенеративна установка високого та низького тиску. Регенерацію монтуюємо індивідуально під кожну турбіну за «однотробою» схемою. Жодних запасних корпусів не передбачено. Система гріє конденсат і живильну воду парою

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

з нерегульованих відборів турбіни. Туди входять ПНТ, ПВТ, деаератор та допоміжні теплообмінники.

Дренажні насоси теж ставимо без резерву. Замість запасного агрегата прокладаємо резервну лінію каскадного зливу дренажу в сусідній підігрівач нижчого тиску. Після ПНТ-3 встановлюється один зливний насос КС-80-150.

Таблиця 2.12 - Технічна характеристика підігрівачів

Найменування підігрівача	Тип підігрівача	Макс. температура пари, °С	Гідравлічний опір по воді, МПа	Поверхня нагрівання, м²	Вага без води, т	Вага з водою, т
ПНТ № 1	ПН-350-16-7-III нж	400	0,0495	350	10,4	17,8
ПНТ № 2	ПН-350-16-7-III нж	400	0,0495	350	10,4	17,8
ПНТ № 3	ПН-350-16-7-III нж	400	0,0495	350	10,4	17,8
ПНТ № 4	ПН-350-16-7-I нж	400	0,0500	352	10,2	17,6
ПВТ № 6	ПВ-700-265-13	449	0,2400	700	56,7	85,6
ПВТ № 7	ПВ-700-265-31	341	0,2500	700	54,8	83,6
ПВТ № 8	ПВ-700-265-45	392	0,2500	700	63,5	93,6

Мережна установка та підігрівачі мережної води. Підігрівачі монтуються без резерву, оскільки працюють здебільшого під час опалювального сезону. Влітку навантаження падає, і частина корпусів відпочиває або їх підміняють ПВК. Пропускна здатність кожного апарата становить 80% від максимуму. Схема турбіни Т-180/210-130 включає два підігрівачі: ПСГ-1 та ПСГ-2 (обидва типу ПСГ-5000-3,5-8-1). Вони лежать горизонтально під турбіною. Працювати лише з верхнім підігрівачем не можна. А от відключити верхній і гріти тільки нижнім – штатна ситуація, потрібно лише підрегулювати тиск пари.

Щоб не потовщувати камери і трубні дошки підігрівачів, тиск у них обмежили позначкою 0,78 МПа. При цьому в самій магістралі тиск становить 1,8–2,2 МПа. Саме тому ми перекачуємо мережну воду у два ступені. Напір насосів

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

першого підйому не руйнує підігрівачі, але створює достатній підпір, щоб вода не закипала перед насосами другого ступеня. Корпус ПСГ повністю зварний.

На ньому змонтовано подвійний лінзовий компенсатор, який забирає на себе температурні розширення. Щоб пара не пробила трубки наскрізь ерозією, у першому ряду пучка встановлено сталеві відбійники.

Таблиця 2.13 - Технічні характеристики підігрівачів мережної води.

Типорозмір	Розрахункові параметри пари		Розрахункові параметри води				
	тиск, МПа	Номінальна витрата, кг/с	тиск, Мпа	тах тем-ра на вході, °С	Номінальна витрата, кг/с	швидкість в трубах, м/с	Гідрравлічний опір, м.вод.ст.
ПСГ-5000-3,5-8-1	0,06-0,2	81,9	0,88	115	1666,7	2,22	9,7

Мережні насоси женуть воду в міську систему і обов'язково встановлюються з резервом. На перший підйом ставимо насоси СЕ-5000-70, на другий – СЕ-500-160.

Таблиця 2.14 - Технічні характеристики мережних насосів

Типорозмір	Подача, м³/год	Напір, м	Припустимий ковитацийний запас, м	Частота обертання, об⁻¹	Потужність, кВт	КПД, %
СЕ 5000-70	5000	70	10	3000	1200	82
СЕ 5000-160	5000	160	40	3000	2500	87

Для приводу агрегата СЕ-5000-70 підійде двигун ТАК4-560-ХК-1243 (потужність 116,2 кВт).

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Деаерація живильної та підживлювальної води. У конденсаті завжди є агресивні гази, і якщо їх не прибрати, вони швидко зруйнують труби. Щоб цього уникнути, ми застосовуємо термічну деаерацію. На кожен блок ми ставимо по одному деаератору ДП-1000 із баком. Бак на 100 м³ – це своєрідна страховка, його об'єму вистачить на 5 хвилин аварійної роботи блоку, якщо подача води обірветься.

Таблиця 2.15 - Технічні характеристики деаератора підвищеного тиску типу ДП-1000

Найменування параметра	Розмірність	Значення параметра
Номінальна продуктивність	кг/с	277,8
Робочий тиск	МПа	0,69
Тиск припустимий при роботі запобіжних клапанів	МПа	0,85
Спробний гідравлічний тиск	МПа	1
Робоча температура	°С	164,2
Максимально-допустима температур	°С	172
Діаметр стовпчика	мм	2432
Висота стовпчика	мм	4000
Маса стовпчика	кг	7100
Маса стовпчика заповненою водою	кг	26000
Геометрична ємність стовпчика	м ³	17
Корисна ємність акумуляторного бака	м ³	120
Типорозмір охолоджувача пари (2шт.)		ОВП-18

З деаератором працює бак типу БД-100-1-13.

Таблиця 2.16 – Технічна характеристика деаераторного бака типу БД-100-1-13

Найменування параметра	Розмірність	Значення параметра
Корисна ємність	м ³	100
Геометрична ємність	м ³	113
Максимальна довжина	мм	13500

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Діаметр бака-акумулятора	мм	3500
Товщина стінки	мм	16
Маса	т	23,95

2.3.2 Котельне відділення

Допоміжне обладнання котельного відділення – це переважно тягодуттьові механізми. До них належать вентилятори та димососи. Вони мають повністю забезпечувати роботу котла на максимальній потужності, плюс давати ще 10% експлуатаційного запасу.

Дуттьові вентилятори заганяють холодне повітря в повітропідігрівачі котла. Взимку вони тягнуть його прямо з вулиці, а влітку – з-під даху котельні. Це практичне рішення: ми повертаємо в цикл частину тепла від нагрітих поверхонь котла і разом трохи вентилюємо цех. Об'єм повітря рахуємо з 5% запасом продуктивності. На кожен енергоблок монтуємо по два вентилятори ВДН-25х2.

Таблиця 2.17 - Технічні характеристики дуттєвого вентилятора типу ВДН-25х2

Найменування параметра	Розмірність	Значення параметра
Подача	м ³ /год	380000/500000
Повний тиск	Па	4800/8250
Температура газу	t, °C	30
Максимальна температура газу	t, °C	70
КПД	%	88,5
Частота обертання	n, хв ⁻¹	745/980
Потужність	кВт	540/1250

Враховуючи вищезгадані умови експлуатації та необхідність створення 10% запасу продуктивності, було проведено вибір допоміжного обладнання. Основними технічними характеристиками обраних димососів ДОД-31,5 ФГМ, які будуть встановлені на енергоблоці у кількості двох одиниць, є показники,

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

наведені у таблиці нижче. Для забезпечення стабільного відводу димових газів та компенсації присосів повітря вздовж газового тракту було обрано димососи типу ДОД-31,5 ФГМ. Детальні технічні дані обраного обладнання представлені в Таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 - Технічні характеристики димососа типу ДОД-31,5

Найменування параметра	Розмірність	Значення параметра
Подача	м ³ /год	970000
Повний тиск	Па	4790
Температура газу	t°С	200
КПД	%	80,5
Частота обертання	хв ⁻¹	495
Потужність	кВт	1645

Таблиця 2.19 - Технічні характеристики димососу рециркуляції типу ГД-31

Найменування параметра	Розмірність	Значення параметра
Продуктивність	м ³ /год	345000
Кількість димососів	шт.	2
Температура	°С	365
Повний тиск	МПа	41,0
Максимальна температура газів на вході в димосос	°С	400
КПД	%	84
Частота обертання	хв ⁻¹	745
Потужність	кВт	460

Привід механізмів – електричний. Потужність двигунів розраховуємо з огляду на інерцію масивних роторів під час пуску. ККД цих машин на номінальному навантаженні котла не повинен падати нижче 90% від їхнього максимуму.

2.3.3. Теплова схема та трубопроводи

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Проект базується на типовій тепловій схемі моноблока: турбіна Т-180/210-130 працює в парі з котлом ТГМЕ-206. Головні вузли схеми: конденсаційна та регенеративна установки, живильна група, пусковий вузол зі скидними лініями, головні паропроводи, система промперегріву, розпалювальний сепаратор, колектор власних потреб, пристрої регулювання температури та теплофікаційна установка.

Конденсаційна і регенеративна установки. Відпрацьована пара потрапляє в поверхневий конденсатор, де її охолоджує циркуляційна вода. Утворений конденсат стікає в збірник. Звідти насоси першого ступеня качають його до насосів другого ступеня по трубі Ø 500 мм. Якщо потрібно промити турбіну чи котел, брудну воду можна скинути безпосередньо з напірної лінії в бак або циркуловід.

Далі насоси другого ступеня проганяють конденсат через холодильники основних ежекторів (по трубі Ø 400 мм). Конденсат проходить обидва основні ежектори (вони працюють паралельно), але є обвідна лінія Ø 200 мм і ремонтний обвід Ø 100 мм. Крім того, передбачено пусковий ежектор. Наступна точка – два послідовні охолоджувачі ежекторів ущільнень турбіни. Звідти по трубі Ø 300 мм конденсат прямує у чотири ПНТ. Їхня трубна система зроблена з нержавійки.

Під час пуску турбіни витрата конденсату мала. Щоб насоси та перші підігрівачі не працювали насухо, змонтовано лінію рециркуляції в конденсатор (Ø 200 мм). На чистих конденсаційних режимах ПНТ №1 просто виконує роль сальникового підігрівача. Гріюча пара до ПНТ №1 йде трубою Ø 1000 мм. До ПНТ №2 та №3 прокладені труби Ø 500 мм. На ПНТ №4 вистачає Ø 350 мм. Конденсат гріючої пари зливається каскадом. Зокрема, з ПНТ №1 він скидається у розширювач через гідрозатвор по трубі Ø 200 мм.

Далі весь основний конденсат заходить у деаератор підвищеного тиску. Робочий тиск там 0,69 МПа. Апарат один, він розрахований на 1000 т/год. Оскільки блок працює здебільшого в базовому режимі, пару на деаератор беремо лише з п'ятого відбору турбіни.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

До підігрівачів високого тиску пару підводимо так: ПВТ №5 – Ø 250 мм, ПВТ №6 – Ø 200 мм, ПВТ №7 – Ø 125 мм. До ПВТ №5 також підведена резервна лінія Ø 250 мм від станційної магістралі для розпалювання. Конденсат гріючої пари з ПВТ зливається каскадом у деаератор. Якщо тиск падає, автоматика скидає його в розширювач. Водяний тракт ПВТ захищений від надлишкового тиску обводом Ø 200 мм із засувкою. Котел живиться через один основний клапан трубою Ø 377 мм. Пускового клапана ми не ставимо.

Живильна установка, пусковий вузол та паропроводи. Живильна група складається з електронасоса та трьох бустерних насосів. Для захисту колектора змонтовано мембранний запобіжний пристрій. Котел ТГМЕ-206 має однопотокову екранну систему, тому пусковий вузол теж один. Він включає вбудовану засувку та двокорпусний сепаратор із шиберними клапанами.

Головні паропроводи (марка сталі 15X1M1Ф) йдуть у дві нитки Ø 325 x 60 мм прямо до стопорних клапанів ЦВТ. Байпасів на ГПЗ немає, труби прогріваються при відкритих клапанах. Пускова схема – однобайпасна. Холодні нитки промперегріву мають Ø 465 x 16 мм, гарячі – Ø 630 x 28 мм. Для скидання пари в конденсатор під час пуску є труба Ø 400 мм з охолоджувачем ОУ 545/200. Запобіжні клапани промперегріву налаштовані на спрацьовування при 4,79 МПа.

На блоці встановлено розпалювальний сепаратор діаметром 1000 мм. З нього вода скидається в конденсатор турбіни або циркуляційні трубопроводи, а пара йде у деаератор та конденсатор.

Колектор власних потреб та теплофікація. Колектор власних потреб пропускає 60 т/год. Він живиться парою з холодних ниток промперегріву через редуктор. Робочі параметри тут тримаються на рівні 1,326 МПа та 300 °С. Звідси пара йде на деаератор, форсунки, калорифери та ущільнення. Температуру свіжої пари регулюємо штатними та пусковими вприсками. Температуру промперегріву при пусках збиваємо паровими байпасами.

Мережна вода послідовно проходить через підігрівачі МП №1 та МП №2 трубопроводом Ø 1200 мм. Їхня сумарна теплопродуктивність повністю

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

перекриває максимум турбіни – 1465 ГДж/год. Пара для першого підігрівача надходить трубами Ø 1300 мм, для другого – Ø 1000 мм.

Конденсат з МП відкачується в тракт основного конденсату турбіни трубами Ø 300 мм та Ø 250 мм.

Якщо якість конденсату падає, він автоматично перемикається на скид у розширювач.

2.4 Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

Проектування теплової схеми починається з аналізу електричних та теплових навантажень. Ми спираємося на характеристики палива, кліматичні умови Миколаєва та необхідну сумарну потужність станції. Турбіни підбираємо відповідно до цих вихідних даних.

Основні принципи вибору обладнання є такими. По-перше, одинична потужність агрегатів має бути максимальною з огляду на перспективи розвитку району. По-друге, оскільки ми встановлюємо пікові водогрійні котли, пароводяний підігрівач мережної води не потрібен. По-третє, для живильної води обов'язкова двоступенева деаерація. Сиру воду перед ХВО гріємо у вбудованих пучках конденсаторів. Дуттєве повітря перед подачею в котли нагріваємо калориферами на мережній воді.

Розрахунок схеми дозволяє звести тепловий баланс та перевірити ефективність обраних турбін. Свіжа пара йде виключно на турбоагрегати та РОУ. Витрату пари турбінами визначаємо за заводськими діаграмами режимів:

$$D_0 = f(N_s, \Sigma D_{cn}) \quad (2.4)$$

Ми розраховуємо чотири характерні режими роботи ТЕЦ. Перший режим – максимально-зимовий. Він відповідає розрахунковій температурі для проектування опалення. Цей режим визначає максимальну генерацію пари та сумарну потужність усіх встановлених котлів. Навантаження на опалення та вентиляцію беремо максимально-добові, а для гарячого водопостачання (ГВП) – середньогодинні за тиждень. Другий режим – розрахунково-контрольний. Його

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

рахуємо для середньої температури найхолоднішого місяця за умови аварійної зупинки найпотужнішого котла. Станція при цьому повинна видавати максимум пари на виробництво, забезпечувати середнє навантаження на опалення та середньодобові потреби ГВП. За цим режимом вибираємо кількість та одиничну потужність котлів. Третій режим – середньоопалювальний. Базується на середній температурі зовнішнього повітря за весь опалювальний період. Четвертий режим – літній. Опалення повністю відключене. Технологічне навантаження беремо літнє максимально-добове, ГВП – середнє за тиждень.

Нижче наведено покроковий розрахунок для максимально-зимового режиму (Режиму І). Температура додаткової води після ХВО:

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

Максимально можлива паропроодуктивність енергетичних котлів:

$$\begin{aligned} \Sigma D_{\text{ЕК}}^{\text{НОМ}} &= n_{\text{ЕК}} \cdot D_{\text{ЕК}}^{\text{НОМ}} \\ \Sigma D_{\text{ЕК}}^{\text{НОМ}} &= 2 \cdot 670 = 1340 \text{ т/год.} \end{aligned} \quad (2.5)$$

Внутрішньоциклові станційні втрати пари та конденсату беремо на рівні 1%:

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

Абсолютна величина цих втрат:

$$\begin{aligned} G_{\text{ут}} &= \gamma_{\text{ут}} \cdot \Sigma D_{\text{ЕК}}^{\text{НОМ}} / 100 \\ G_{\text{ут}} &= 1 \cdot 1340 / 100 = 13.4 \text{ т/год.} \end{aligned} \quad (2.6)$$

Витрата хімічно знесоленої води в деаератор перекиває ці втрати:

$$\begin{aligned} G_{\text{д.в.}} &= G_{\text{ут.}} \\ G_{\text{д.в.}} &= 13.4 \text{ т/год} \end{aligned} \quad (2.7)$$

Мазутогосподарство споживає пару тиском 1,4 МПа. Її витрата:

$$\begin{aligned} D_{\text{МХ}}^{1,4} &= k_{\text{МХ}}^{\text{І}} \cdot \Sigma D_{\text{ЕК}}^{\text{НОМ}} \\ D_{\text{МХ}}^{1,4} &= 0,01 \cdot 1340 = 13.4 \text{ т/год.} \end{aligned} \quad (2.8)$$

Сумарна витрата пари на власні потреби ТЕЦ

$$\begin{aligned} D_{\text{с.н.}} &= D_{\text{МХ}}^{1,4}, \\ D_{\text{с.н.}} &= 13.4 \text{ т/год.} \end{aligned} \quad (2.9)$$

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Максимально-зимове навантаження ГВП для Миколаєва:

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{зим.}} = \gamma_{\text{ГВС}} \cdot Q_{\text{max}}, \quad (2.10)$$
$$Q_{\text{ГВП}}^{\text{зим.}} = 0,16 \cdot 1050 = 168 \text{ МВт};$$

В режимі І

$$Q_{\text{ГВП}}^{\cdot} = Q_{\text{ГВП}}^{\text{зим.}}, \quad (2.11)$$
$$Q_{\text{ГВП}}^{\cdot} = 176 \text{ МВт.}$$

Сумарне теплове навантаження споживачів у гарячій воді:

$$Q_{\text{TM}} = Q_{\text{max}}, \quad (2.12)$$
$$Q_{\text{TM}} = 1050 \text{ МВт.}$$

На опалення та вентиляцію припадає:

$$Q_{\text{ОВ}} = Q_{\text{ТС}} - Q_{\text{ГВС}}, \quad (2.13)$$
$$Q_{\text{ОВ}} = 1050 - 168 = 882 \text{ МВт.}$$

Потужність тепломережі регулюємо якісним методом. Ми тримаємо практично постійну витрату води, але змінюємо її температуру в тепломережі. Температурний графік зміни температури води в тепломережі занесено в Додаток Є

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

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

Середня температура води в мережі:

$$t_{\text{ТС}}^{\text{cp}} = 0,6 \cdot t_{\text{под}} + 0,4 \cdot t_{\text{обр}} \quad (2.14)$$
$$t_{\text{ТС}}^{\text{c}} = 0,6 \cdot 150 + 0,4 \cdot 70 = 118,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Температура сирієї води взимку становить $5 \text{ }^{\circ}\text{C}.$ Витоки з тепломережі:

$$G_{\text{ут}}^{\text{ТС}} = 0,15 \cdot Q_{\text{max}} \quad (2.15)$$
$$G_{\text{ут}}^{\text{ТС}} = 0,15 \cdot 1050 = 157,5 \text{ т/год.}$$

Сумарна витрата на підживлення мережі дорівнює витокам:

$$G_{\text{подп}} = G_{\text{ут}}^{\text{ТС}} \quad (2.16)$$
$$G_{\text{подп}}^{\text{ТС}} = 157 \text{ т/год.}$$

Втрати тепла з цими витоками:

$$Q_{\text{ут}}^{\text{ТС}} = G_{\text{ут}}^{\text{ТС}} \cdot C_p (t_{\text{ТС}}^{\text{cp}} - t_{\text{исх}}) / 3600 \quad (2.17)$$

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{\text{ут}}^{\text{TC}} = (157,5 \cdot 4,19 \cdot (118 - 5)) / 3600 = 20,71 \text{ МВт.}$$

Тепло, яке приносить підживлювальна вода після ХВО:

$$Q_{\text{подп}} = G_{\text{подп}}^{\text{TC}} \cdot C_p (t_{\text{ХВО}} - t_{\text{исх}}) / 3600 \quad (2.18)$$

$$Q_{\text{подп}}^{\text{TC}} = (157,5 \cdot 4,19 \cdot (30 - 5)) / 3600 = 4,58 \text{ МВт}$$

Сумарне теплофікаційне навантаження ТЕЦ:

$$Q_{\text{ТЕЦ}} = Q_{\text{тм}} + Q_{\text{ут}}^{\text{TM}} - Q_{\text{подп}}^{\text{TM}}, \quad (2.19)$$

$$Q_{\text{ТЕЦ}} = 1050 + 20,71 - 4,58 = 1066,13 \text{ МВт}$$

Витрата води в тепломережі:

$$G_{\text{мв}} = 3600 \cdot Q_{\text{ТЕЦ}} / [C_p \cdot (t_{\text{под}} - t_{\text{обр}})] \quad (2.20)$$

$$G_{\text{мв}} = (3600 \cdot 1066,13) / (4,19 \cdot (150 - 70)) = 11453,30 \text{ т/год.}$$

Теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів (ПМГ) двох турбін (одного та сумарне):

$$Q_{\text{мп}}^{\text{T}} = 326 \text{ МВт.}$$

$$\Sigma Q_{\text{мп}}^{\text{T}} = n_{\text{T}} \cdot Q_{\text{сп}}^{\text{T}} \quad (2.21)$$

$$\Sigma Q_{\text{мп}}^{\text{T}} = 326 \cdot 2 = 652 \text{ МВт.}$$

Витрата гострої пари на турбіни за діаграмами заводу ЛМЗ

$$D_0^{\text{T}} = 670,0 \text{ т/год.}$$

$$\Sigma D_0^{\text{T}} = n_{\text{T}} \cdot D_0^{\text{T}}, \quad (2.22)$$

$$\Sigma D_0^{\text{T}} = 2 \cdot 670 = 1340 \text{ т/год.}$$

Сумарна електрична потужність генераторів станції:

$$\Sigma N_e^{\text{T}} = n_{\text{T}} \cdot N_e^{\text{T}}, \quad (2.23)$$

$$\Sigma N_e^{\text{T}} = 2 \cdot 180 = 360 \text{ МВт.}$$

Перевіряємо баланс пари:

$$\Sigma D_0 = 1340 \text{ т/ч} \leq D_{\text{ЕК}}^{\text{НОМ}} = 1340 \text{ т/год.}$$

Сумарна електрична потужність турбін:

$$\Sigma N_e = \Sigma N_e^{\text{T}}, \quad (2.24)$$

$$\Sigma N_e = 360 \text{ МВт.}$$

Сумарне теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбін Т

$$\Sigma Q_{\text{мп}} = \Sigma Q_{\text{мп}}^{\text{T}}, \quad (2.25)$$

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Sigma Q_{\text{МП}} = 652 \text{ МВт.}$$

Навантаження пікових водогрійних котлів (ПВК):

$$Q_{\text{ПВК}} = Q_{\text{ТЕЦ}} - \Sigma Q_{\text{СП}}, \quad (2.26)$$

$$Q_{\text{ПВК}} = 1066,13 - 652 = 414,13 \text{ МВт.}$$

Максимальна потужність чотирьох встановлених КВГМ-100 перекидає цю потребу:

$$Q_{\text{ПВК}}^{\text{max}} = Q^{\text{КВГМ}} \cdot n^{\text{КВГМ}}, \quad (2.27)$$

$$Q_{\text{ПВК}}^{\text{max}} = 116,3 \cdot 4 = 465,2 \text{ МВт} > Q_{\text{ПВК}} = 414,13 \text{ МВт.}$$

Сумарна паропроодуктивність енергетичних котлів із запасом на власні потреби станції:

$$\Sigma D_{\text{ЕК}} = \Sigma D_0 + G_{\text{УТ}} + D_{\text{С.Н.}}, \quad (2.28)$$

$$\Sigma D_{\text{ЕК}} = 1340 + 13,04 + 16,8 = 1369,48 \text{ т/ч.}$$

Сумарні витрати живильної води для цих котлів:

$$\Sigma D_{\text{ПВ}} = 1375,51 \text{ т/год.}$$

Повні сумарні витрати тепла на турбоустановки:

$$\Sigma Q_{\text{ТУ}} = [\Sigma D_0(h_0 - h_{\text{ПВ}}) + \Sigma D_{\text{ВП}}(h''_{\text{ВП}} - h'_{\text{ВП}}) + D_{\text{МХ}}^{1,4} h^{1,4}] / 3600, \quad (2.29)$$

при $p_0 = 23,5 \text{ МПа}$:

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

$$\Sigma Q_{\text{ТУ}} = [1340 \cdot (3330 - 1160) + 1340 \cdot (3550 - 2960) + 13,4] / 3600 = 1001,054 \text{ МВт.}$$

Сумарна витрата тепла на зовнішніх споживачів

$$\Sigma Q_{\text{ВН}} = \Sigma Q_{\text{СП}}$$

$$\Sigma Q_{\text{ВН}} = 652 \text{ МВт.}$$

Витрата тепла на генерацію саме електрики:

$$\Sigma Q_{\text{ТУ}}^{\text{Е}} = \Sigma Q_{\text{ТУ}} - \Sigma Q_{\text{ВН}} - G_{\text{УТ}} \cdot (h_{\text{ПВ}} - C_p \cdot t_{\text{ХВО}}) / 3600 \quad (2.30)$$

$$\Sigma Q_{\text{ТУ}}^{\text{Е}} = 1001,054 - 652 - 23,45 \cdot (1160 - 4,19 \cdot 30) / 3600 = 342,317 \text{ МВт.}$$

ККД турбоустановок по виробництву електроенергії

$$\eta_{\text{ТУ}}^{\text{Е}} = \Sigma N_{\text{Е}} / \Sigma Q_{\text{ТУ}}^{\text{Е}} \quad (2.31)$$

$$\eta_{\text{ТУ}}^{\text{Е}} = 342,317 / 360 = 0,95.$$

Енергетичний ККД турбін по електриці та питомі витрати тепла:

$$q_{\text{ТУ}}^{\text{Е}} = 1 / \eta_{\text{ТУ}}^{\text{Е}} \quad (2.32)$$

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$$q_{\text{ТУ}}^{\text{E}} = 1/0,95 = 11,052,$$

$$q_{\text{ТУ}}^{\text{E}} = 3600/\eta_{\text{ТУ}}^{\text{E}} \quad (2.33)$$

$$q_{\text{ТУ}}^{\text{E}} = 3600/0,95 = 3785,963 \text{ кДж/кВт}\cdot\text{ч}$$

Теплове навантаження самих котлів:

$$\Sigma Q_{\text{ЕК}} = [\Sigma D_{\text{ЕК}}(h_{\text{пп}} - h_{\text{пв}}) + \Sigma D_{\text{вп}}(h''_{\text{вп}} - h'_{\text{вп}} + \Delta q_{\text{впп}})]/3600, \quad (2.34)$$

де $h_{\text{прод}} = 1600 \text{ кДж/кг}$, $h_{\text{пп}} = h_0 + 5 \text{ кДж/кг}$, $\Delta q_{\text{впп}} \approx 30 \text{ кДж/кг}$

$$\Sigma Q_{\text{ЕК}} = [1369,48 \cdot (3330 + 5 - 1160) + 1112,2 \cdot (3550 - 2960 + 30)]/3600 = 1019,677 \text{ МВт}.$$

ККД трубопроводів:

$$\eta_{\text{тр}} = \Sigma Q_{\text{ТУ}} / \Sigma Q_{\text{ЕК}} \quad (2.35)$$

$$\eta_{\text{тр}} = 1001,054/1019,677 = 0,9817.$$

ККД ТЕЦ по виробництву електрики та відпуску теплової енергії:

$$\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{E}} = \eta_{\text{ТУ}}^{\text{E}} \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{ЕК}}, \quad (2.36)$$

де: $\eta_{\text{ЕК}}$ – ККД енергетичних котлів (прийнятий $\eta_{\text{ЕК}} = 0,94$)

$$\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{E}} = 0,951 \cdot 0,9817 \cdot 0,94 = 0,878.$$

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

$$\text{ГВП} \quad \eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{T}} = \eta_{\text{ТФ}} \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{ЕК}}, \quad (2.37)$$

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

$$\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{T}} = 0,99 \cdot 0,9817 \cdot 0,94 = 0,9136.$$

Питомі витрати умовного палива на обидва види продукції:

$$b_y^{\text{E}} = 123 / \eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{E}} \quad (2.38)$$

$$b_y^{\text{E}} = 123/0,878 = 140,17 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч}$$

Питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії та відпуск теплової енергії

$$b_y^{\text{T}} = 34,1 / \eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{T}} \quad (2.39)$$

$$b_y^{\text{T}} = 34,1/0,9136 = 37,33 \text{ кг/ГДж}$$

Розрахунок для режимів з II – IV наведено в табл. 2.20, яку занесено у Додаток Є.

2.5 Компонування головного корпусу

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Головний корпус – це серце електростанції. Тут зосереджено основне обладнання, яке перетворює тепло згоряння палива в електрику та теплову енергію. До нього стікаються всі технологічні потоки: паливо, вода для охолодження пари та інші ресурси. Назовні виходять димові гази, нагріта вода та готова електроенергія.

Будівля складається з котельного та турбінного відділень (машинного залу). Між ними будують багатоповерхове проміжне приміщення, відоме як бункерно-деаераторна етажерка. Воно робить конструкцію всього корпусу стійкішою. Парові котли стоять поперек турбоагрегатів. У цьому проміжному блоці ми розміщуємо деаератори з баками, РОУ, розподільні пристрої власних потреб та теплові щити керування, включаючи блочний щит. Щити монтуємо на основному рівні обслуговування, єдиному для турбін і котлів.

Димососи та дуттєві вентилятори виносимо на вулицю. Це стандартна практика для станцій на газу та мазуті в усіх кліматичних зонах. Залізобетонну димову трубу зводимо поруч, безпосередньо з боку котельного цеху. Конденсаційне обладнання – насоси та теплообмінники – навпаки, розміщується у закритих приміщеннях.

Для нашої ТЕЦ-1 компоновання вибиралося з огляду на кілька жорстких вимог. По-перше, логіка технологічного процесу. Наприклад, баки живильної води повинні стояти достатньо високо над насосами, щоб уникнути кавітації. По-друге, безпека та надійність. Пожежонебезпечні зони обов'язково ізолюються, а будівельні конструкції не повинні вібрувати від роботи потужних обертових машин. По-третє, зручність експлуатації та монтажу, економічність і забезпечення нормальних санітарно-гігієнічних умов для персоналу.

Турбіни в машинному залі можна поставити поздовж або поперек. Ми обрали поперечне розташування. Враховуючи всі фактори, для проектованої ТЕЦ прийнято замкнуте компоновання з центральним деаераторним відділенням. Всі основні та допоміжні приміщення щільно прилягають одне до одного без будівельних розривів.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

2.6 Допоміжне господарство ТЕЦ

2.6.1 Паливне господарство

2.6.1.1 Газове господарство

Природний газ – це основне, найбільш економічне та зручне паливо для промислових енергоустановок. Газове господарство ТЕЦ-1 вирізняється простотою експлуатації, низькими капітальними витратами та високою надійністю.

До складу системи входить газорегулюючий пункт (ГРП) та мережа трубопроводів. Газ надходить до ГРП із загальноміської газорегулюючої станції (ГРС), яка розташована за межами території станції. У ГРП тиск газу, що надходить із магістралі, дроселюється до рівня, необхідного для роботи пальників парових та водогрійних котлів. Якщо перепад тиску великий, дроселювання проводиться у два ступені. З огляду на шум, який виникає при дроселюванні, будівлю ГРП розміщують окремо.

Наземне прокладання газопроводів на естакадах є стандартом для нашої території. До котельного відділення газ підводиться спільною магістраллю, від якої робиться відгалуження до кожного котла. Вся арматура – виключно сталева. Очищення газу від пилу забезпечують волокнисті фільтри у складі ГРП, а для ремонтних робіт передбачено байпасну лінію. На кожному відводі до котла встановлюють регулюючу та запірну арматуру, а також швидкодіючий клапан, що миттєво перекриває подачу при падінні тиску повітря.

2.6.1.2 Мазутне господарство

Мазутне господарство – це резервна система для прийому, зберігання, підготовки та подачі палива в котельню. Для ТЕЦ-1 це паливо використовується лише під час перебоїв у постачанні газу та для роботи пікових водогрійних котлів.

Вузол включає:

- Приймально-зливний пристрій для роботи з цистернами.
- Мазутосховище з наземними або підземними резервуарами.
- Мазутонасосну станцію для підігріву та подачі палива до форсунок.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Для забезпечення надійності мазут у цистернах перед зливом розігрівають до 60–70 °С. Безпосередньо перед спалюванням у котлі мазут підігрівають до 125–135°С, щоб його в'язкість не перевищувала 2,5 °ВУ. Усі мазутопроводи, що проходять по вулиці, обов'язково мають парові супутники та теплову ізоляцію.

Розрахунок аварійного запасу мазуту: Для забезпечення 10-денної (240 годин) автономної роботи:

Витрата мазуту для двох енергетичних котлів (Еп-670):

$$B_1 = \frac{(2 \cdot 670000 \cdot 3330)}{(0,944 \cdot 37800)} = 125000 \text{ кг/год} = 125 \text{ т/год}$$

Сумарна витрата мазуту для енергетичних котлів на аварійний період роботи (240 годин):

$$B_1 = 125 \cdot 240 = 3000 \text{ т} - \text{для енергетичних котлів.}$$

Витрата мазуту для чотирьох водогрійних котлів (КВГМ-100):

$$B_2 = 4 \cdot 11500 = 46000 \text{ кг/год} = 46 \text{ т/год}$$

$$B_2 = 46 \cdot 240 = 11040 \text{ т} - \text{для ПВК.}$$

Загальний запас:

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

$$B = 30000 + 11040 = 41040 \text{ т.}$$

При щільності мазуту 0,94 т/м³, необхідний об'єм резервуарів становить 43660 м³. Для зберігання такого запасу встановлюємо 4 резервуари типу РВС по 10000 м³ та 1 резервуар на 5000 м³.

2.6.2 Система технічного водопостачання

2.6.2.1 Споживачі технічної води

Для стабільної роботи ТЕЦ потрібне безперебійне водопостачання. Вода необхідна для охолодження конденсаторів турбін, роботи систем водопідготовки, охолодження підшипників, газоохолоджувачів генераторів та інших допоміжних систем. Сумарна витрата технічної води має відповідати потужності джерела водопостачання.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Основним споживачем є конденсатор турбіни. Ми використовуємо двоходові конденсатори типу 180-КЦС-1, оскільки вони мають вищу ефективність порівняно з одноходовими. Для забезпечення якісного вакууму температура охолоджуючої води на виході має бути на 5–10 °С нижчою за температуру насичення пари в конденсаторі. Розрахунок витрати води проводимо для найтеплішого часу року, коли температура джерела є максимальною.

Воду на маслоохолоджувачі та газоохолоджувачі генераторів подаємо з напірної лінії конденсаторів. Щоб уникнути перегріву обмоток генератора, нагрів води в газоохолоджувачах не повинен перевищувати 50 °С.

Для нашої ТЕЦ-1 прийнято **оборотну систему технічного водопостачання з градирнями**. Це оптимальне рішення для умов, коли дебіт природних водойм обмежений або станція розташована в межах міста. Система є замкнутим контуром: вода проходить через конденсатори, нагрівається, охолоджується в градирнях і повертається назад насосами.

Особливості градирень:

- Вони займають мало місця порівняно зі ставками-охолоджувачами і легко розміщуються на території станції.
- Градирні розсіюють тепло в атмосферу, що безпечно для місцевих водойм.
- У зимовий період витрата води знижується, тому частину насосів можна зупиняти, а для запобігання зледенінню навколо градирень створюють «водяні завіси» та перекривають вхідні вікна щитами.

Розрахунок градирень:

Необхідна площа зрошувального пристрою визначається за формулою:

$$F_{зр} = \frac{(n \cdot D)}{q_{гидр}}$$

де:

- n – кількість конденсаторів (2);
- D – витрата води на один конденсатор (м³/год);
- $q_{гидр}$ – допустиме навантаження (м³/(м²·год)).

$$F_{зр} = (2 \cdot 28000) / 8 = 7000 \text{ м}^2$$

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Для забезпечення надійності обираємо дві великі гіперболоїдні градирні типу БГ-4000-71 (сумарна площа м²).

Для запобігання відкладенням у трубах конденсаторів, які погіршують вакуум, передбачена автоматична система очищення еластичними гумовими кульками, що працює без зупинки турбіни.

2.6.3 Хімічна водопідготовка

2.6.3.1 Норми якості води

Надійна робота сучасних котлів високого тиску можлива лише за умови використання високоякісної води. Навіть мінімальні відкладення накипу на екранних трубах критично знижують тепловіддачу, що веде до перегріву металу, розривів труб та аварійних зупинок станції.

Норми якості води. Ми керуємося стандартами ПТЕ, які жорстко регламентують склад живильної води та пари. Для нашого блоку (котли Еп-670) головними є:

- вміст кремнію 40 мкг/кг;
- загальна твердість не більш 1 мкг-Екв/кг;
- вміст кисню, не більш:
- перед деаератором 30 мкг/кг;
- після деаератора 10 мкг/кг;
- вміст вільного сульфіту перед економайзером не більш 2 мкг/кг;
- вільна кислота (CO₂) у воді після деаератора повинна бути відсутньою;
- вміст гідразина перед економайзером у межах від 20-60 мкг/кг;
- показник рН при температурі 25 ° С живильної води 9,1±0,1;
- вміст аміаку і його з'єднань (у перерахуванні на NH₃), не більш 1000 мкг/кг;
- сумарний вміст нітратів і нітритів не повинний перевищувати 20 мкг/кг;
- вміст з'єднань заліза, не більш 30 мкг/кг;
- вміст з'єднань міді, не більш 5 мкг/кг;
- вміст масел і нафтопродуктів, не більш 0,3 мг/кг;
- вміст кремнієвої кислоти, не більш 25 мкг/кг.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

- вміст з'єднань натрію, не більш 15 мкг/кг;

2.6.3.2 Організація водно-хімічних режимів енергоблоків

Під час роботи теплоелектроцентралі виникають неминучі втрати робочого тіла у вигляді пари, конденсату та мережної води. Найбільший дефіцит зазвичай зумовлений неповерненням конденсату від промислових підприємств, які споживають відпущену пару для своїх технологічних потреб. Залежно від специфіки виробництва у споживачів, ці втрати коливаються в межах від 30 до 100%. Сюди також додаються витоки через нещільності у магістральних тепломережах, парові втрати всередині самої станції та періодичні скиди води під час продувки барабанів котлів.

Заповнювати ці втрати звичайною сирого водою з річки чи водопроводу категорично заборонено. Вона насичена розчиненими солями, які під впливом високих температур інтенсивно утворюють накип на внутрішніх стінках труб. Такий відклад швидко руйнує процеси теплообміну, викликає перегрів металу поверхні нагріву котла та може призвести до масштабної аварії. Саме тому на ТЕЦ обов'язково монтують комплекс обладнання хімічної водоочистки, який повністю змінює склад вихідної води відповідно до нормативних інженерних вимог (для енергоблоків високого тиску основним методом є глибоке знесолення).

Конкретний метод обробки та технологічна схема ХВО підбираються індивідуально для кожної станції. Інженери проектують очисні споруди на основі хімічного аналізу вихідної води, нормативних вимог до живильної води котлів і підживлення контуру тепломережі. Також враховується об'єм і ступінь забруднення конденсату, що повертається від споживачів Миколаєва, а остаточний вибір апаратів підтверджується техніко-економічними розрахунками.

2.6.3.3 Обладнання і методи хімводопідготовки

Повна годинна продуктивність блоку хімічного водоочищення розраховується за результатами балансу теплової схеми станції. Цей об'єм має

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

повністю покривати дефіцит робочого тіла з урахуванням витрати води на власні технологічні потреби хімічного цеху.

Великогабаритні фільтри, баки-акумулятори та освітлювачі монтуються на відкритому повітрі для економії площі цеху. Поруч із ХВО проектується склад реагентів, розрахований на зберігання 30-добового оперативного запасу матеріалів, які доставляються залізницею у вагонах вантажопідйомністю по 60 т. Вузли підготовки кислоти розраховані на безпечний прийом і спорожнення цистерн ємністю 50 т. Усі етапи очищення води, промивки та регенерації іонітів повністю автоматизовані.

Вихідна сира вода надходить на очищення з головного корпусу ТЕЦ після попереднього підігріву до стабільних 30–40 °С. Такий температурний режим необхідний для забезпечення нормального перебігу хімічних реакцій та запобігання випаданню конденсату на зовнішніх стінках трубопроводів і корпусів апаратів. Вода гріється паром з відборів турбін у спеціальних підігрівачах, розташованих всередині котельного відділення, і подається на ХВО по одній робочій лінії. Для надійності передбачено резервне введення від загальностанційного господарсько-протипожежного водопроводу.

Знесолена вода повертається до головного корпусу по двох незалежних трубопроводах, кожен з яких самостійно спроможний забезпечити 100 % проектного розходу. Ці лінії прокладаються на спільній наземній естакаді або в бетонних каналах. Окрім водяних комунікацій, з компресорної головного корпусу до залу ХВО підводиться магістраль стисненого повітря, необхідного для розпушування фільтруючих матеріалів та роботи запірної автоматики.

Окрім глибокого очищення від мінеральних домішок, сучасні барабанні котли потребують повного видалення з живильного тракту розчинених корозійно-активних газів – кисню та вільної вуглекислоти.

Оскільки після проходження фільтрів ХВО вода все ще насичена газами, її перед подачею у котли деаерують під тиском у деаераторних колонках. Разом із хімічно очищеною водою деаерацію проходять промисловий конденсат, що

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

повернувся від підприємств Миколаєва, та конденсат із мережних підігрівачів станції.

Екранні труби сучасних котлів працюють в умовах екстремальних теплових навантажень. Через це навіть тонкий шар накипу на внутрішніх поверхнях нагріву викликає різке перегрівання металу, що призводить до розриву труб і аварійної зупинки блока. Для попередження накипоутворення впроваджено централізоване або індивідуальне фосфатування котлової води за допомогою pomp-дозаторів, які подають реагент безпосередньо в барабан кожного котла.

Очищення від грубих механічних домішок завершується ще до надходження води на ХВО, а видалення дрібних колоїдних часток реалізується шляхом коагуляції в освітлювачах. Для зв'язування домішок у хімічному процесі застосовують сульфат алюмінію або залізний купорос.

Глибоке пом'якшення води побудоване на методі іонного обміну в катіонітових фільтрах, де специфічні нерозчинні матеріали замінюють власні іони на катіони солей жорсткості із заповнюючої води.

Як базову схему пом'якшення додаткової води для підживлення тепломереж застосовано технологію сумісного Н-Na-катіонування. Це дозволяє знизити показник залишкової жорсткості води до нормованого інженерного рівня.

Повне знесолення води для живлення високонапірних котлів також виконується іонообмінним способом за рахунок послідовного пропускання потоку через Н-катіонітові та ОН-аніонітові ступені фільтрації. Після завершення повного циклу обробки сумарний вміст солей у воді падає до мінімальних значень.

2.7 Розрахунок загазованості повітряного басейну

2.7.1 Розрахунок концентрації оксидів сірки в мазуті

При спалюванні мазуту близько 99% сірки переходить в SO_2 , і 1% в SO_3 . Викиди оксидів сірки для котлоагрегату рахуємо в перерахунку SO_2 , на (г/с):

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02BS^p(1-\eta'_{\text{so}})(1-\eta''_{\text{so}})[1-\eta'''_{\text{so}} \cdot (\tau_{\text{оп}}/\tau_{\text{ка}})], \quad (2.43)$$

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

де: B – витрата мазуту на котел: г/с;

S^p – вміст сірки в мазуті $S^p=2,8\%$;

η'_{so} – частка оксидів, що зв'язуються золю: 0,02;

η''_{so} – частка вловлювання в мокрому золовловлювачі: 0,

τ_{op}/τ_{ka} – коефіцієнт роботи очистки: 0.

$$B = 723,1 \text{ г/с}$$

$$M_{so_2} = 0,02 \cdot 723,1 \cdot 2,8 \cdot (1-0,02)(1-0)(1-0) = 39,68 \text{ г/с}$$

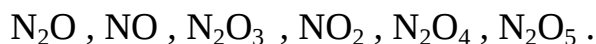
Вилучення SO_3 та SO_2 з димових газів може здійснюватися переліченими методами:

- метод каталітичного окислення;
- вапняний метод;
- двохцикловий лужний метод;
- магнезитовий метод;
- сульфітний метод.

2.7.2 Розрахунок концентрації оксидів азоту

Процес утворення оксидів азоту (NO_2) під час спалювання органічного палива є складним механізмом, що залежить від температури в зоні горіння, надлишку повітря та вмісту азоту в самому паливі. Згідно з прийнятою методикою, загальний обсяг викидів розраховується в перерахунку на діоксид азоту (NO_2), г/с:

Спалювання органічних палив супроводжується утворенням оксидів азоту:



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

Механізм утворення оксидів азоту залежить від складових азоту в паливі та повітрі. У зв'язку з цим оксиди азоту підрозділяються на паливні і повітряні.

Сумарна кількість викидів оксидів азоту в т/рік визначаємо по рівнянню:

$$M_{NO_2} = 0,34 \cdot 10^{-7} K \cdot B \cdot Q_H^p (1-q_4/100)(1-\varepsilon_1 r)(1-\eta_{NO}(\tau_{no}/\tau_{ka}))\beta_1\beta_2\beta_3\varepsilon_2 \quad (2.44)$$

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

де: К - коефіцієнт типу котла та його паропроодуктивності

$$K = (12 D_{\phi}) / (200 + D_{\phi}) \quad (2.45)$$

В - річна витрата натурального палива, т/рік;

Q_H^p - нижча теплота згоряння палива, кДж/кг, $Q_H^p = 34330$ кДж/кг;

q_4 - втрати тепла від механічного недопалу, %, $q_4 = 0$ %;

ε_1/Γ – параметри рециркуляції димових газів;

$\eta_{NO}/\tau_{NO}/\tau_{ка}$ - показники ефективності та часу роботи азотоочистки.

В даний час азотоочистки в енергетиці не існують і отже вираз:

$$\eta_{NO}(\tau_{NO} \setminus \tau_{ка}) = 0;$$

$\beta_1/\beta_2/\beta_3$ - конструктивні та паливні коефіцієнти;

$$D_{\phi} = (T_{уст} \cdot n \cdot D_H) / 8760 \quad (2.47)$$

$$D_{\phi} = (5850 \cdot 2 \cdot 670) / 8760 = 894,86;$$

$$K = (12 \cdot 894,86) / (200 + 2 \cdot 670) = 6,97;$$

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot 3 = 1,588;$$

$$M_{NO_2 (r)} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 6,97 \cdot 22656,84 \cdot 34330 \cdot (1 - 0/100) \cdot (1 - 0,025 \cdot 0) \cdot (1 - 0) \cdot 1,588 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,0 = 292,83 \text{ г/с (для газу);}$$

$$M_{NO_2 (m)} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 10 \cdot 723,1 \cdot 37800 \cdot (1 - 0/100) \cdot (1 - 0,025 \cdot 0) \cdot (1 - 0) \cdot 1,588 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,0 = 162,84 \text{ г/с (для мазуту);}$$

$$\Sigma M_{NO} = M_{NO_2 (r)} + M_{NO_2 (m)} \quad (2.48)$$

$$\Sigma M_{NO} = 292,93 + 162,84 = 455,67 \text{ г/с}$$

2.7.3 Розрахунок і вибір висоти димової труби

Висота димової труби визначається як критичний параметр, що забезпечує розсіювання викидів в атмосфері до рівнів, які не перевищують граничнодопустимі концентрації (ГДК).

Розрахунок базується на методиці нормативного розсіювання шкідливих речовин. Висота труби (Н, м) обчислюється за формулою:

$$H = \sqrt[3]{A F m n (M_{NO_2} / ПДК_{NO_2} + M_{SO_2} / ПДК_{SO_2}) Z / V_r \Delta T}, \quad (2.49)$$

де:

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

- $A=180$ – коефіцієнт температурної стратифікації атмосфери для південних регіонів України;
- $F=1,0$ – безрозмірний коефіцієнт швидкості осідання речовин;
- m, n – безрозмірні коефіцієнти, що враховують умови виходу газів з устя;
- $Z=1$ – кількість димових труб на ТЕЦ;
- $V_r=1872,08 \text{ м}^3/\text{с}$ – сумарна об'ємна витрата димових газів.

1. Визначення температурного перепаду (ΔT): Різниця між температурою газів на виході (t_r °C) та температурою навколишнього середовища найгарячішого місяця ($t_{\text{навк}}$ °C):

$$\Delta T = 121 - 18 = 103 \text{ } ^\circ\text{C}$$

2. Геометричні параметри труби (перше наближення): Приймаємо висоту $H_1=180 \text{ м}$ та діаметр $D_0=8,4 \text{ м}$.

3. Розрахунок швидкості виходу газів (ω_0): При конусному звуженні стінок та коефіцієнті тертя:

$$\omega_0 = 2,6 \sqrt{(103 \cdot 8,4) / (100 \cdot 0,05 + 8 \cdot 0,015)} = 33,8 \text{ м/с}$$

4. Параметри розсіювання:

- безрозмірний параметр f :

$$f = [(33,8^2 \cdot 8,4 / (180)^2 \cdot 103) \cdot 10^3] = 0,0029$$

- параметр виходу газів v_m

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{(1872,08 \cdot 1039) / 180} = 6,64 \Rightarrow n=1$$

- коефіцієнт динамічного виходу m :

$$m = 1 / (0,67 + 0,1 \sqrt{0,0029} + 0,34 \sqrt[3]{0,0029}) = 1,38$$

- висота димаря в першому наближенні:

$$H = \sqrt[3]{160 \cdot 1 \cdot 1,38 \cdot 1 \cdot (39,68 / 0,5 + 455,67 / 0,085)} \cdot \sqrt[3]{1 / 1872,08 \cdot 103} = 144,57 \text{ м}$$

У першому наближенні одержали висоту димаря $H=144,57 \text{ м}$. Далі приймаємо $H=144,57 \text{ м}$ і аналогічно повторюємо розрахунок.

Остаточно одержуємо $H=161,32 \text{ м}$.

Отриману висоту димаря округлюємо до стандартної величини $H=180 \text{ м}$.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

У результаті проведеного розрахунку димаря визначена його довжина $H=180$ м, внутрішній діаметр устя - $D_0 - 8,4$ м.

2.8 Вибір майданчика будівництва та генеральний план ТЕЦ

Вибір місця для спорудження ТЕЦ проводиться на основі порівняння техніко-економічних показників кількох варіантів. Пріоритет надається ділянкам, розташованим максимально близько до джерел теплового та електричного навантаження міста Миколаїв, а також до магістральних джерел водопостачання та паливних мереж.

При виборі площадки дотримуються таких вимог:

- Ділянка не повинна містити корисних копалин і бути придатна для інтенсивного сільськогосподарського використання.
- Територія не повинна затоплюватися паводковими водами.
- Необхідна наявність міцного ґрунту з несучою здатністю не менше МПа.
- Рівень ґрунтових вод має бути на м нижче рівня фундаментів будівель та підвальних приміщень, щоб уникнути додаткових витрат на гідроізоляцію.

Генеральний план визначає раціональне розміщення головного корпусу, допоміжних споруд, складів мастил та реагентів, а також транспортних розв'язок. Важливим фактором при плануванні є врахування «рози вітрів» – графічного розподілу швидкостей та напрямків вітру, що дозволяє мінімізувати вплив викидів на прилеглі житлові квартали. Основний вхід на територію та прохідну облаштовують з боку постійної торцевої стіни головного корпусу.

Для оцінки ефективності використання земельної ділянки розраховуються наступні коефіцієнти:

Коефіцієнт забудови $K_{заб}$:

$$K_{заб} = (F_{бд} / F_{огор}) \cdot 100 \% \quad (2.56)$$

$$K_{заб} = (41700 / 135500) \cdot 100\% = 30,8 \%$$

$$K_{заб} = 30,8 \%$$

Коефіцієнт використання території $K_{и.т.}$:

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Враховує сумарну площу, зайняту всіма спорудами, відкритими майданчиками, дорогами та естакадами

$$K_{в.т.} = (F_{спор.} / F_{огор.}) \cdot 100 \% \quad (2.57)$$

$$K_{в.т.} = (68300 / 135500) \cdot 100 \% = 50,4 \%$$

Питома площа в огорожі $f_{пит.}$:

Характеризує компактність розміщення потужностей на МВт встановленої електричної потужності:

$$f_{пит.} = F_{огор.} / N_e, \text{ га} / 100 \text{ МВт} \quad (2.58)$$

$$f_{пит.} = 13,55 / 3,6 = 3,76 \text{ га} / 100 \text{ МВ}$$

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Розділ 3

ОХОРОНА ПРАЦІ

Право на безпечні умови роботи та захист здоров'я є базовою гарантією для кожного працівника. Світова статистика Міжнародної організації праці демонструє невтішні цифри: щороку фіксується приблизно 15 мільйонів випадків виробничого травматизму. Кожні три хвилини на підприємствах планети гине одна людина. Для мінімізації цих ризиків діє система правових, організаційних, технічних та санітарних заходів, які формують комплекс охорони праці.

В Україні охорона праці регулюється нормами Конституції, профільним Законом «Про охорону праці» та Кодексом законів про працю. Законодавство підсилюють міжгалузеві й галузеві стандарти, правила та інструкції, які мають силу обов'язкових до виконання нормативно-правових актів. На теплових електростанціях головний вектор безпеки спрямований на недопущення аварій, профілактику травматизму та захист персоналу від шкідливих виробничих чинників.

Предметом проектування у цьому дипломному проекті є теплоелектроцентральною ТЕЦ-360, що будується у місті Миколаїв. Станція укомплектована двома моноблоками потужністю по 180 МВт на базі турбін Т-180/210-130 та газомазутних барабанних котлів Еп-670-13,8-545 (ТГМЕ-206). Для зрізання пікових теплових навантажень встановлено чотири водогрійні котли КВГМ-100. Основним паливом для ТЕЦ є природний газ, який транспортується магістральним газопроводом, а резервним – топочний мазут ТМ-100, що доставляється залізницею.

Основне тепломеханічне обладнання, насосні групи та системи регенерації розміщені всередині закритого головного корпусу. Тягодуттєві машини (димососи ДОД-31,5 та вентилятори ВДН-25х2), регенеративні повітропідігрівачі, мазутосховище та блоки хімічної водопідготовки винесені на відкриті майданчики станції. Електроенергія власних потреб розподіляється за напруги 6

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

кВ та 0,4 кВ. Експлуатація такого великого теплосилового комплексу пов'язана з наявністю підвищеного тиску, високих температур теплоносія, вибухопожежонебезпечних середовищ та високої напруги.

Цей розділ містить інженерні рішення та необхідні організаційні заходи з безпеки експлуатації спроектованого обладнання, а також необхідні заходи з гігієни праці, виробничої санітарії та пожежної безпеки та профілактики.

3.1 Технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації ГРП та системи газопостачання котла

Виробничий контроль за станом газового господарства станції організовано відповідно до діючих вимог з промислової безпеки на небезпечних об'єктах. Газорегулюючий пункт (ГРП) та елементи газового тракту котлоагрегатів розраховані на максимальну годинну витрату палива і мають комплексний захист від витоків та вибухів.

Проектом передбачені такі технічні рішення для ГРП:

- Усе встановлене електрообладнання, датчики та виконавчі механізми мають вибухозахищене виконання із рівнем «0» або вибухонепроникною оболонкою типу «d». Це стосується сигналізаторів загазованості СТМ-30-01, температурних датчиків ТСМУ, датчиків тиску Метран та клемних коробок КСВ.
- Автоматика захисту миттєво перекриває подачу газу у разі виходу тиску чи температури за технологічні межі.
- Газопроводи комплектуються виключно сталевією арматурою, яка відповідає І класу герметичності.
- Технологічний процес повністю автоматизовано, що виключає потребу в постійній присутній роботі людей всередині залу ГРП.
- У приміщенні змонтовані автоматичні датчики-сигналізатори загазованості СТМ-30-01, які подають сигнал на БЦК при досягненні 20% від нижньої межі вибуховості.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

- Для захисту підземних металевих комунікацій від корозії та статичної електрики встановлено катодний захист із перетворювачем В-ОПЕ-М-42-24, який безперервно вимірює захисний потенціал.

- Трубопроводи покриті комбінованою тепловою та звукопоглинальною ізоляцією для виключення опіків та зниження шуму від дроселювання.

Для системи газопостачання котла ТГМЕ-206 реалізовані наступні заходи:

- Забезпечено повну конструктивну герметичність фланцевих з'єднань, зварних швів та корпусів арматури.

- Впроваджено систему аварійного захисту та світлозвукової сигналізації, яка спрацьовує при падінні тиску газу або повітря перед пальниками котла.

- Газовий тракт до кожного котла оснащений двома послідовними запірними органами з дистанційним електричним та дублюючим ручним керуванням. Перший вузол стоїть на загальній магістралі, другий – біля пальників.

- Для проведення ремонтів передбачені фланці під установку глухих залізних заглушок, обладнані розтискними пристроями та гнучкими мідними перемичками.

- Очищення тракту від залишків газу чи повітря виконується через продувні свічки та штуцери для подачі інертного газу або стисненого повітря. Система забезпечує п'ятикратний обмін об'єму не довше ніж за 20 хвилин.

- Кінцеві ділянки продувних свічок виведені вище рівня даху котельного відділення щонайменше на 1 метр.

- Електромагнітні запірні клапани підключені за першою категорією надійності від двох незалежних джерел змінного струму.

- Усі газопроводи заземлені, а на фланцях встановлені гнучкі струмопровідні перемички для захисту від іскор статички.

3.2 Електробезпека

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Обране за проектом електротехнічне устаткування та умови його експлуатації відповідають вимогам ПУЕ-2017, НПАОП 40.1-1.21-98, НПАОП 40.1-1.01-97, НПАОП-40.1-1.32-01, ДСТУ 7237:2011 та Технічний регламент з безпеки низьковольтного електричного обладнання (постанова Каб. Міністрів України №1149 від 23.10.2009 р.), а також ДСТУ Б В.2.5-82:2016. «Інженерне обладнання будинків і споруд. Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд».

Для виключення ураження електричним струмом при обслуговуванні електроустановок ТЕЦ впроваджено комплекс інженерних та організаційних рішень. Станція має трифазні мережі напругою 6 кВ із ізольованою нейтраллю (система захисного заземлення IT) та чотирипровідні мережі 380/220 В із глухозаземленою нейтраллю (система захисного заземлення TN, підсистема TN-C). За умовами безпеки більшість приміщень головного корпусу (котельне, турбінне, мазутонасосна) через високу температуру, вологість та наявність заземлених металоконструкцій належать до категорії особливо небезпечних.

Проектом реалізовано три групи захисних заходів:

1. Захист від прямого контакту з нормально струмовідними частинами:

- Електродвигуни допоміжних механізмів мають дистанційне керування з блочного щита, а безпосередньо біля них встановлені кнопки аварійного вимкнення «Стоп».
- Застосовано сховану проводку, а силові кабелі прокладені у спеціальних закритих залізобетонних каналах, металевих коробах та кабельних напівповерхах.
- Розподільні пристрої та силові збірки розміщені у закритих металевих шафах, де клемні колодки додатково закриті діелектричними щитками.
- Для приводів pomp та вентиляторів вибрані надійні електродвигуни з короткозамкненим ротором, які не мають іскристих щіткових контактів.
- Пускова комутаційна апаратура pomp мазутного господарства повністю винесена за межі вибухонебезпечного залу мазутонасосної.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

- Для ремонтного та переносного освітлення всередині котлів і ємностей лінія знижується до безпечних значень напруги – 12 В та 42 В відповідно, а стаціонарна аварійна мережа працює на 220 В.

- Робочі світильники загального освітлення закріплені на висоті понад 2,5 метри від підлоги, що виключає випадковий дотик.

- Шафи комутаційних апаратів обладнані механічним блокуванням, яке не дозволяє відкрити дверцята без попереднього вимкнення рубильника.

- Конструкція штепсельних розеток на 12 В та 42 В фізично унеможливорює ввімкнення в них стандартних вилок на 220 В.

- Ізоляція струмовідних ліній виконана стійким поліхлорвінілом із електричним опором не менше 1 кОм на кожен Вольт робочої напруги. Стан ізоляції контролюється автоматичними приладами безперервного нагляду.

- На огороженнях та дверях електрощитових нанесені знаки безпеки, а також вивішені застережні плакати («Стій! Напруга!», «Не вмикати! Працюють люди!»).

2. Захист при аварійних режимах та пробі ізоляції на корпус:

- У високовольтних мережах 6 кВ (електродвигуни pomp мазуту 8НД-10х5) застосовано захисне заземлення контурного типу з опором заземлювача не більше 0,5 Ом. Воно знижує напругу дотику та кроку до безпечних величин.

- У низьковольтних мережах 380/220 В з глухозаземленою нейтраллю (pomпи першого підйому 10НД-6х1, пускові pomпи 5Н-5х4) виконано захисне заземлення системи TN (підсистема TN-C). При замиканні фази на метал корпусу PEN-провідник створює однофазне коротке замикання. Це викликає миттєве спрацювання автоматів максимального струмового захисту та знеструмлення пошкодженої ділянки.

3. Використання електрозахисних засобів: При проведенні перемикачів або ремонтів без зняття напруги персонал зобов'язаний застосовувати колективні засоби захисту (переносні заземлення, діелектричні екрани, тимчасові щити) та індивідуальні ізолювальні комплекти (діелектричні рукавички, боти, килимки, ізольований інструмент, штанги та кліщі). Перед початком робіт усі захисні

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

засоби мають пройти візуальний огляд на відсутність механічних пошкоджень та перевірку термінів чергових експлуатаційних випробувань. Забороняється використання засобів із простроченим терміном випробувань або за наявності видимих дефектів ізоляції.

3.3 Гігієна праці та виробничої санітарія

3.3.1 Мікроклімат виробничих приміщень

Параметри повітряного середовища у цехах ТЕЦ нормуються відповідно до санітарних вимог ДСН 3.3.6.042-99. Весь комплекс робіт чергового персоналу станції за інтенсивністю енерговитрат (201–250ккал/год) віднесено до категорії важкості Пб, що передбачає помірне фізичне навантаження та переміщення вантажів до 10 кг.

Нормативні та допустимі параметри для цієї категорії зведені у таблиці 3.1.
Таблиця 3.1 – Допустимі та оптимальні параметри мікроклімату на робочих місцях

Період року	Температура повітря, °С (оптимальна)	Температура повітря, °С (допустима верхня/нижня)	Відносна вологість, % (оптимальна)	Відносна вологість, % (допустима, не більше)	Швидкість руху повітря, м/с (оптимальна)	Швидкість руху повітря, м/с (допустима)
Холодний	17 – 19	21 / 15 (для постійних місць)	40 – 60	75	0,2	0,4 (макс.)
Теплий	20 – 22	27 / 16 (для постійних місць)	40 – 60	70 (при 25°С)	0,3	0,2 – 0,5

Для підтримки цих показників реалізовані такі проєктні рішення:

- У залах БЦК, операторських та побутових кімнатах змонтовано систему водяного опалення з водогазопровідних труб за ГОСТ 3262-75.
- Для потреб гарячого водопостачання санпропускників встановлено швидкісний водоводяний підігрівач.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

- Видалення повітряних пробок із контурів опалення здійснюється автоматичними повітрозбірниками у верхніх точках системи.
- Гарячі трубопроводи пари та живильної води покриті мінераловатною теплоізоляцією для обмеження конвективного виділення тепла.
- Поверхні БЩК захищені від теплових потоків екрануванням, а у залах встановлені кондиціонери.

У приміщеннях мазутонасосної та в службових кабінетах працює примусова припливно-витяжна вентиляція, яка доповнена природними дефлекторами на даху.

3.3.2 Склад повітря робочої зони

Для порівняння, природний склад чистого атмосферного повітря містить 78,1% азоту, 20,93% кисню, 0,93% аргону та близько 0,03% вуглекислого газу. В умовах ТЕЦ-360 головним ризиком є забруднення повітря парами мазуту та чадним газом при аварійних ситуаціях у ГРП.

Контроль складу повітря забезпечується наступними рішеннями:

- Витяжні вентилятори у машинному залі мазутонасосної працюють безперервно для недопущення накопичення мазутних парів.
- Робота мазутного господарства організована так, що розвантаження цистерн йде на відкритій естакаді, а підігрівачі винесені за межі будівлі помп.
- На випадок пожежі чи аварійного витоку газу персонал забезпечується фільтрувальними протигазами марки В, саморятівниками СПП-2, а також ізолювальними дихальними апаратами АСМ та респіраторами РКК-2.
- На станції діє графік періодичного лабораторного контролю загазованості робочих місць.

3.3.3 Виробничий шум та вібрація

Основними джерелами аеродинамічного та гідродинамічного шуму на ТЕЦ є турбоагрегати, котли, компресори та поживні насоси. Санітарні норми ДСН

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

3.3.6.037-99 обмежують рівень звуку для постійних робочих місць у цехах значенням 80 дБА, а в залі БЦК – 65 дБА.

Допустимі рівні вібрації регламентуються ДСН 3.3.6.039-99.

Таблиця 3.2 – Допустимі рівні звукового тиску в октавних смугах частот

Характер робочого місця	32 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	Рівень звуку, дБА
БЦК / ЦК	96	83	94	68	63	60	57	55	54	65
Робочі місця в цеху	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для зниження шуму та вібрацій від обертових механізмів (де за санітарними нормами віброшвидкість не повинна перевищувати 0,0013 м/с, а віброприскорення – 0,4 м/с²) реалізовано:

- Усі високооборотні помпи та компресори змонтовані на індивідуальних масивних фундаментах із вібропоглинальними прокладками.
- У повітроводах дуттєвих вентиляторів встановлені жорсткі напрямні апарати, які виключають зриви потоку й гудіння.
- Підключення трубопроводів до напірних колекторів виконано через гнучкі віброізолювальні вставки.
- У компресорній станції, де рівень шуму перевищує норму, постійні робочі місця відсутні, а на входних дверях вивішені знаки безпеки.
- Стіни та стеля приміщення БЦК облицьовані звукопоглинальними панелями, а обхідникам цехів видаються індивідуальні навушники-антифони ВДНІИ ОТ-2.

3.3.4 Виробничі випромінювання

При експлуатації ТЕЦ персонал зазнає впливу двох типів випромінювань: інфрачервоного (теплове випромінювання від поверхонь котлів, паропроводів та турбіни) та ультрафіолетового (під час проведення зварювальних робіт на ремонтних майданчиках).

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Відповідно до нормативів, інтенсивність інфрачервоного опромінення тіла людини обмежується залежно від площі опромінення: не більше 35 Вт/м² при дії на 50% шкіри і більше, до 70 Вт/м² – при охопленні 25–50% тіла, та до 100 Вт/м² – якщо опромінюється менше 25% поверхні. Захист забезпечується нанесенням на корпуси обладнання термоізоляційного шару (температура зовнішньої стінки не вище 45 °С), застосуванням переносних теплових екранів під час ремонтів та обов'язковим використанням спецодягу і захисних щитків із світлофільтрами під час зварювання.

3.4 Пожежна безпека та профілактика

Висока пожежна небезпека ТЕЦ обумовлена значними об'ємами горючих газів, наявністю аварійних запасів мазуту, великою кількістю турбінного масла в системах змащення та регулювання турбіни, а також протяжним кабельним господарством. Основні будівлі станції спроектовані з урахуванням вимог ДБН В.1.1-7-2016 «Пожежна безпека об'єктів будівництва».

Оп3а вибухопожежною небезпекою виробничі зони ТЕЦ розділені на категорії та класи згідно з ПУЕ, що відображено у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Класифікація приміщень та робочих зон станції за вибухопожежною небезпекою

Назва приміщення (об'єкта)	Категорія приміщення	Мінімальний ступінь вогнестійкості	Клас робочої зони за ПУЕ
Головний корпус ТЕЦ	Г	2	–
Приміщення БЦК	Д	2	–
Закриті розподільні пристрої (ЗРУ)	В	2	П-1
Зал газорегулюючого пункту (ГРП)	А	2	В-1а
Естакада приймання-зливу мазуту	Д	2	В-ІІ

Протипожежний захист станції включає такі технічні рішення та системи:

- Будівлі головного корпусу та пікової котельні зведені повністю з неспалимих залізобетонних і металевих конструкцій.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

- Для термінової евакуації людей з високих позначок обслуговування (майданчики деаераторів, верхні яруси пальників котла) передбачені зовнішні сталеві пожежні сходи та ліфти, винесені на відстань понад 20 метрів від технологічних агрегатів.
- На території станції змонтовано кільцевий господарсько-протипожежний водопровід високого тиску. Кабельні напівповерхи та підвали обладнані автоматичними дренчерними та сплнктерними установками водяного гасіння.
- На основних відмітках обслуговування (0,00 м та 9,00 м) встановлені пожежні шафи з рукавами, стаціонарні розводки для подачі піни та ящики із сухим піском.
- Протяжні кабельні тунелі розділені на відсіки завдовжки не більше 150 метрів за допомогою протипожежних перегородок із границею вогнестійкості 0,75 години.
- Для гасіння електрообладнання та маслосистем до моменту зняття електричної напруги передбачені пересувні двобалонні вуглекислотні установки УП-2М.
- Усі цехи укомплектовані первинними засобами: пінними вогнегасниками ВХП-10, вуглекислотними ВВ-8 та порошковими ВП-5.
- Сусідні силові трансформатори на відкритих розподільних пристроях розділені між собою бетонними перегородками з границею вогнестійкості 1,5 години, які виступають за габарити корпусів на 1 метр.
- При планових або аварійних зупинках турбогенератора ТГВ-200М витіснення вибухонебезпечного водню з корпусу виконується інертним вуглекислим газом. Ресивери для зберігання водню повністю винесені за межі головного корпусу на окремий огорожений майданчик.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

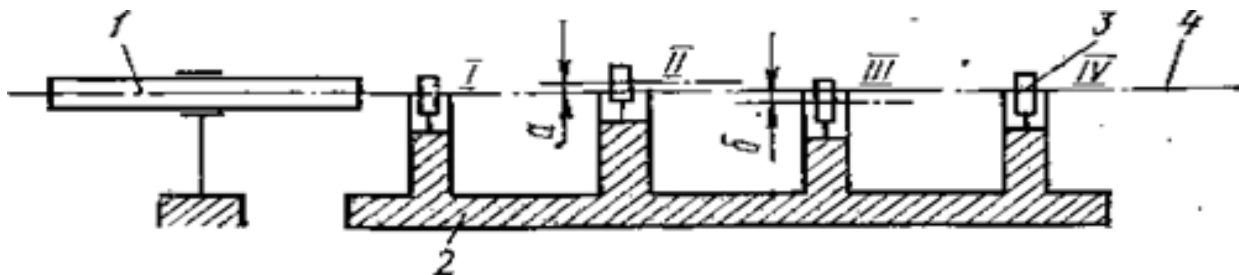
РОЗДІЛ 4.

СПОСІБ ВИВІРКИ ТУРБИНИ ЗА ДОПОМОГОЮ ОПТИЧНИХ ПРИЛАДІВ

За допомогою зорової труби (мікротелескопа) і системи спеціальних пристроїв можна вельми точно визначити зміщення центрів розточок турбіни від оптичної осі зорової труби як у вертикальному, так і горизонтальному напрямках, а також взаємні висотні позначки певних точок, горизонтальних роз'ємів циліндрів і корпусів підшипників.

На рис. 4.1 наведена схема перевірки розташування центрів розточування турбіни за допомогою зорової труби 1 і центрошукачів 3, по черзі встановлюються у відповідні розточування. Припустимо, що центри I і IV розточування розташовані на оптичній осі зорової труби, центр розточування II розташований вище, а центр розточування III - нижче осі. При цьому можна з великою точністю визначити величини a і b , які характеризують положення центрів розточок II і III вертикальної площині по відношенню до осі зорової труби.

Висотні позначки певних точок горизонтального роз'єму циліндра перевіряють за допомогою зорової труби 2 (рис. 4.2) і спеціальних візирів 4, які по черзі розташовуються у відповідних місцях роз'єму. Якщо при перевірці положення центрів розточування трубу встановлюють нерухомо, то для випадку перевірки висотних позначок роз'єму її встановлюють на повноповоротному штативі 1. По черзі направляючи зорову трубу на візирі 4, можна точно визначити відносні висотні позначки точок, a і b , розташованих на роз'ємі.



					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Рисунок 4.1 – Схема перевірки розташування центрів розточування турбіни за допомогою зорової труби та центрошукачів: 1 - зорова труба, 2 - турбіна, 3 - центрошукач, 4 - оптична вісь зорової труби; I–IV – номери розточування.

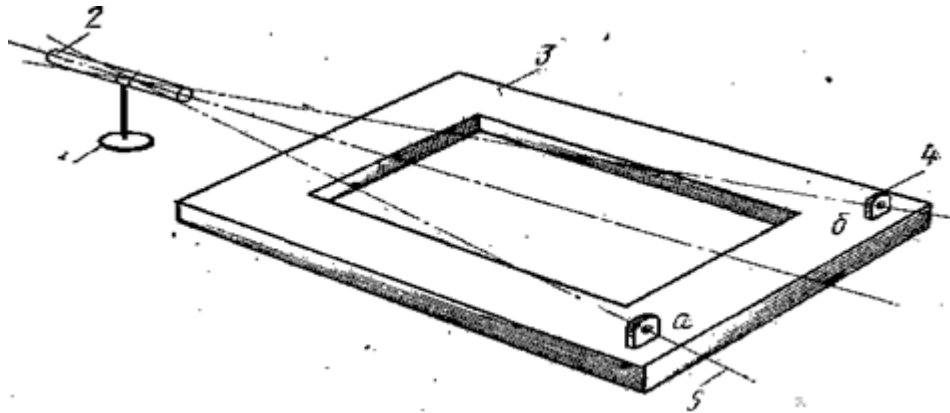


Рисунок 4.2 – Схема перевірки висотних позначок горизонтального роз'єму циліндра за допомогою зорової труби та візирів: 1 - штатив повноповоротний, 2 - зорова труба, 3 - горизонтальний роз'єм циліндра, 4 - візир, 5 - оптична вісь зорової труби.

Для можливості відтворення на монтажі стендової збірки турбіни необхідно, щоб на складальному стенді заводу, після того як вивірка циліндрів і корпусів підшипників закінчена, був заповнений спеціальний формуляр, в якому фіксують взаємні положення центрів розточок турбіни, а також горизонтальних роз'ємів циліндрів, заміряні за допомогою візирів). У цьому випадку для відтворення на монтажі результатів стендового складання турбіни потрібно за допомогою аналогічних оптичних приладів та пристроїв встановити циліндри та корпуси підшипників згідно з даними, наведеними в заводському формулярі.

Для багатоциліндрових турбін великої потужності, що мають легкодеформовані і великогабаритні ЦНД, оптичний спосіб вивірки циліндрів і корпусів підшипників є найбільш прогресивним, що дає значну економію часу і трудових витрат. За допомогою оптичних приладів можна також перевіряти центрування діафрагм, обойм ущільнень і т.д.

У центрошукачі та візирі для визначення їх положення щодо оптичної осі зорової труби встановлюють марки. Марка (рис. 4.3) є металевою склянкою, на

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

дні якої виконані два центральні прорізи, розташовані по вертикальному і горизонтальному діаметрам, а також ще дві вертикальні 6 і дванадцять горизонтальних 5 прорізів, розташованих симетрично по відношенню до центральних. Відстань між сусідніми прорізами дорівнює 2 мм.

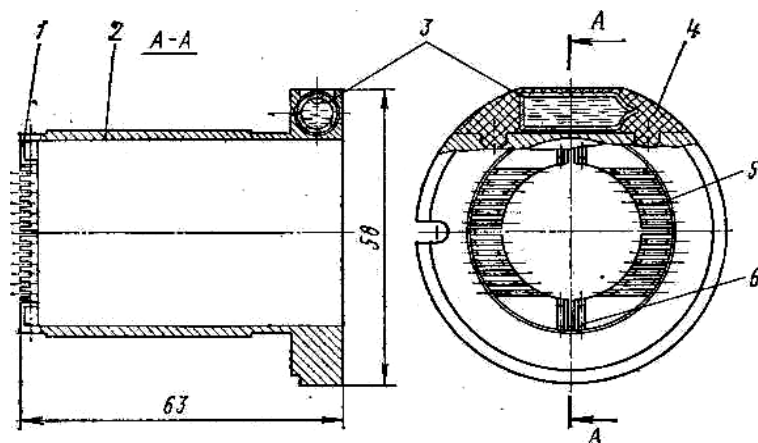


Рисунок 4.3 – Марка: 1 – фланець, 2 – корпус, 3 – ампула рівня, 4 – корпус ампули рівня, 5 – горизонтальні прорізи (12+1 шт.), 6 – вертикальні прорізи (3 шт.)

Щодо цих прорізів встановлюють перехрестя зорової труби 4 (рис. 4.4 а). Залежно від видалення зорової труби від центрошукача (візира) вибирають марки із шириною прорізів 0,5; 0,75; 1 мм. Наявність прорізів на дно марки дозволяє заміряти вертикальні зміщення центрів розточень до ± 13 мм. У фланці марки вмонтовано ампулу рівня, за допомогою якої прорізи марки встановлюють строго у вертикальній та горизонтальній площинах! При правильній установці марки бульбашка повітря повинен розташовуватися в середині ампули.

Зорова труба (мікротелескоп) на своєму корпусі має три барабани 2, 3 та 7 (рис. 4.4, в), обертанням яких її регулюють. Барабани 3 та 7 служать для переміщення механізму, вбудованого в трубу оптичного мікрометра, за допомогою якого поєднують перехрестя труби з прорізами марки. Барабан 3 зміщує перехрестя труби у горизонтальному напрямку, а барабан 7 – у вертикальному. Розмір зміщення зображення перехрестя 1 мм. Барабан 2 фокусує систему служить отримання різкого зображення марки.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Усунення марки заміряють при розташуванні перехрестя труби посередині прорізів (рис. 4.4, б). Величину зміщення марки відраховують за цифрами шкал барабанів 3 і 7, які встановилися проти ризику 8. Шкала кожного барабана механізму оптичного мікрометра забарвлена у два кольори: половина шкали – чорна половина – червона. За позитивні значення величин зміщення центрів розточування приймаються зміщення центру марки щодо перехрестя вгору та вправо. Ці величини відраховують за червоними шкалами барабанів. Виміри, визначені за чорними шкалами, вважаються негативними.

Типи зорових труб: НА-3, ППС-11, Тейлор-Гібсон; ціна поділок відлікового пристрою – 0,05 і 0,02 мм.

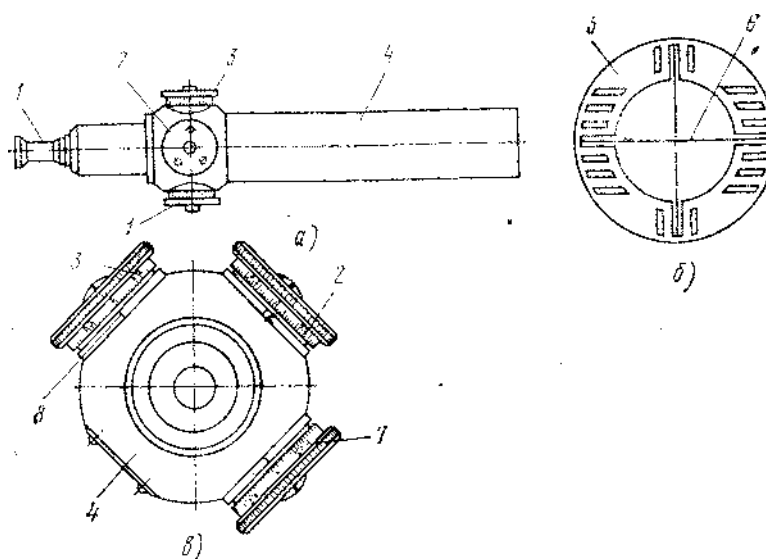


Рисунок 4.4 – Зорова труба: а - зорова труба, б - вид через зорову трубу на марку, в - розташування барабанів і шкал відліку оптичного мікрометра; 1 - окуляр, 2,3,7 - барабани, 4 - зорова труба, 5 - марка, 6 - перехрестя труби (марка знаходиться на оптичній осі труби), 8 – риска.

Центрошукач (рис. 4.5) призначений для автоматичної установки марки в центрі розточень циліндрів, корпусів підшипників та діафрагм. Його дія заснована на тому, що центром розточування є центр кола, проведеного через кінці трьох ніжок 2.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Ніжки притискаються спеціальними пружинами до конуса, розташованого в корпусі центрошукача.

Переміщення конуса можна висувати ніжки на однакову величину до 25 мм. Для застосування центрошукача у розточках різного діаметра на його ніжки наворачтають подовжувачі 5 стандартного мікронутроміра.

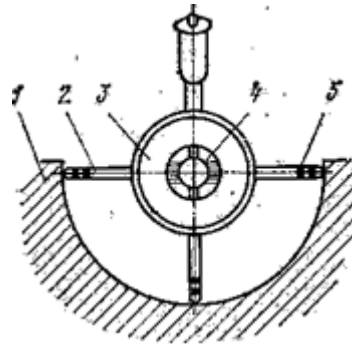


Рисунок 4.5 – Центрошукач: 1 – розточування, 2 – вимірювальна ніжка, 3 – корпус, 4 – марка, 5 – подовжувач.

Візир (рис. 4.6) застосовують для виміру відносних висотних позначок фланців горизонтального роз'єму корпусів підшипників і циліндрів парових турбін. У корпус 2 візира встановлюють марку 3.

Візир має магнітну основу 7, що дозволяє йому стояти щільно на площині роз'єму.

На візирі, так само, як і на центрошукачі, є пристрій 4 для повороту марки з метою встановлення бульбашки її рівня 5 в середнє положення.

Місце встановлення візира має бути рівним, при необхідності його зачищають наждачним полотном до металевого блиску, позначають керном і нумерують відповідно до вказівок формуляра.

Для вивіряння зорової труби горизонтальній площині застосовують прецизійний рівень (рис. 4.7), який під час роботи встановлюють основою 6 безпосередньо на корпус труби.

На кришці рівня є лімб 4 мікрометричного гвинта з шкалою, розбитою на 100 поділів. Число обертів лімба відраховується лічильником оборотів 3, на шкалі якого нанесено 20 поділ.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

При горизонтальному положенні основи рівні шкали лімба і лічильника повинні бути в початковому положенні: шкала лімба на нулі, а шкала лічильника на десятому розподілі. Ціна поділу шкали 0,01 мм/м.

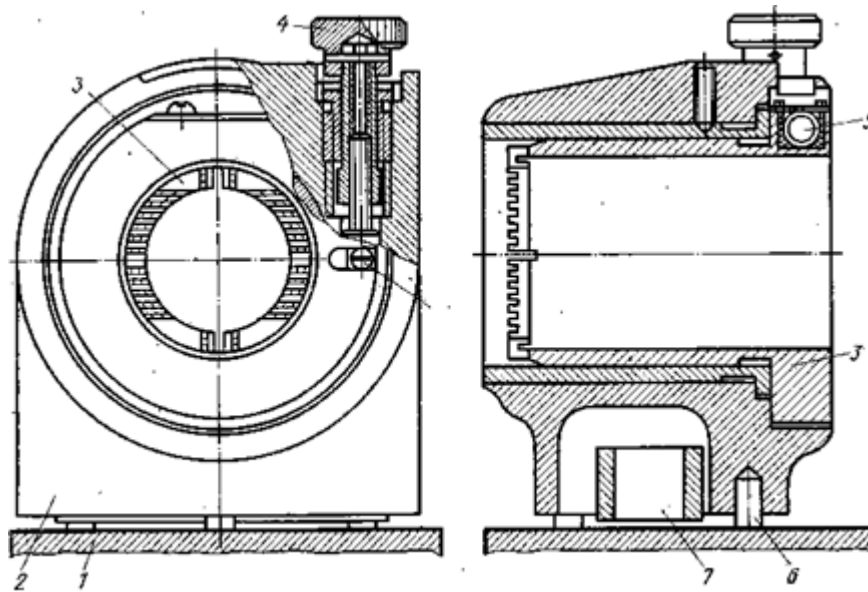


Рисунок 4.6 – Візир: 1 - горизонтальний роз'єм циліндра (корпусу підшипника), 2 - корпус, 3 - марка, 4 - пристосування для повороту марки, 5 - рівень марки, 6 - опорний штифт, 7 - магнітна основа.

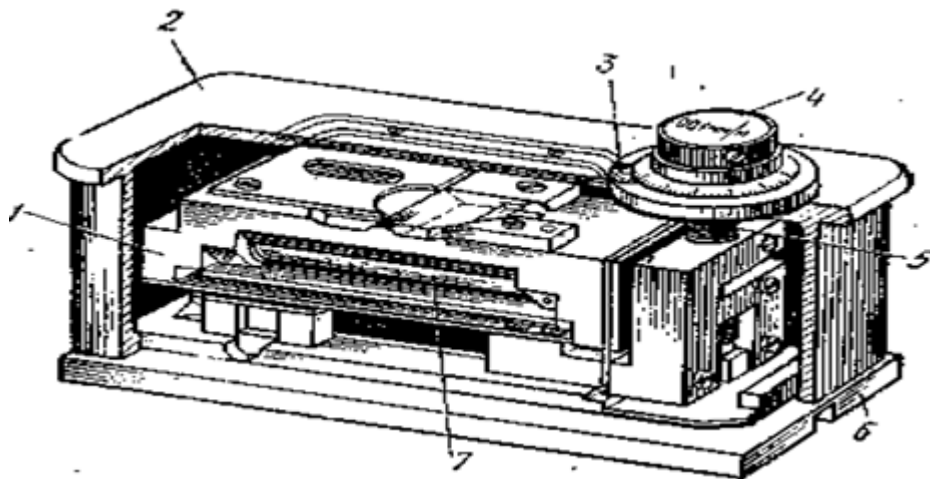


Рисунок 4.7 – Прецизійний рівень: 1 - корпус ампули, 2 - кришка, 3 - лічильник обертів лімба, 4 - лімб, 5 - ходовий гвинт переміщення, 6 - основа, 7 - ампула.

Для встановлення зорової труби при вимірюванні відносних висотних позначок горизонтального роз'єму циліндрів і корпусів підшипників, коли оптична вісь труби повинна повертатися у горизонтальній площині на певний кут, застосовують нівелірну поворотну підставку (рис. 4.8, а). Її встановлюють або на опорі, закріпленій на фундаменті турбоагрегату, або на спеціальній кронштейні, який кріплять до ЦНД. Вивіряють підставку за допомогою трьох регулювальних болтів. На рис. 4.8 б поворотна підставка показана з встановленими на ній зоровою трубою 4 і прецизійним рівнем 5

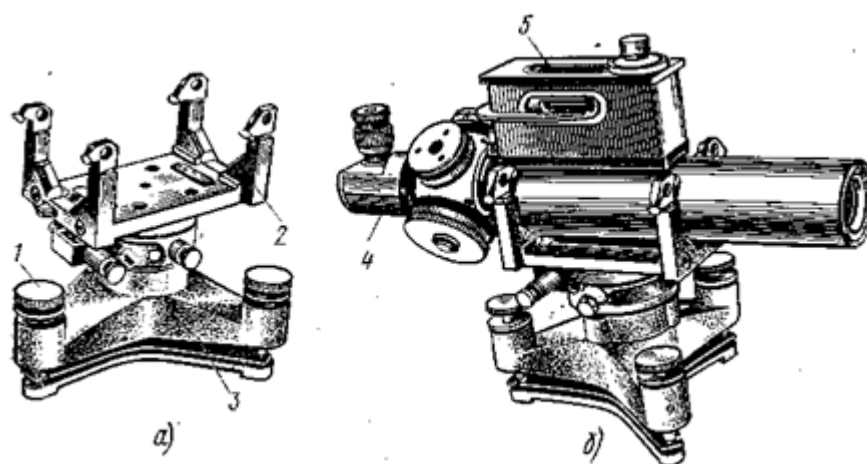


Рисунок 4.8 – Установка зорової труби на нівелірній поворотній підставці

При перевірці співвісності розточування турбіни, коли немає необхідності вдаватися до поворотної підставки, зорову трубу кріплять на спеціальній рамі (рис. 4.9).

Встановлюють раму на кронштейні, закріпленому горизонтальному роз'ємі циліндра.

За допомогою регулювальних гвинтів 5 зорової труби 1 надають горизонтальне положення, яке фіксується пружними гвинтовими упорами 6 і опорними пластинками 3.

Оптичний спосіб вивіряння турбін заснований на тому, що центри контрольних розточок повинні бути розташовані в одній вертикальній площині, що збігається з поздовжньою віссю турбоагрегату, а їх відносне висотне положення визначається лінією статичного прогину центрованих роторів.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

переднього підшипників, 4 - ЦВД, 5 - ЦНД, 6 - зорова труба, 7 - оптична вісь зорової труби; I-V - номери підшипників; М0-М3-розточування під масляні ущільнення; П1-П4 - розточування під кінцеві ущільнення (значення координат дано для випадку, коли оптична вісь зорової труби проходить через центри контрольних розточок ПЗ-П4).

Практично при монтажі турбіни із застосуванням зорової труби спочатку вивіряють висотне положення нижньої частини ЦНТ. Для цього в певних місцях на горизонтальному роз'ємі циліндра встановлюють візири, зорову трубу поміщають на нівелірну підставку на стійці, яку розташовують на поздовжній осі фундаменту з боку генератора.

Зорову трубу в штативі встановлюють горизонтально за допомогою прецизійного рівня. Направляючи оптичну трубу по черзі на перехрестя прорізів марок, визначають вертикальне зсув відносно горизонтальної площини, що збігається з оптичною віссю труби. Порівнюючи положення візирів, отримане на монтажі, з даними формуляра, знятого на заводському стенді, визначають величину та напрямок необхідних переміщень циліндра.

Після цього зорову трубу встановлюють у розточуванні заднього підшипника IV ЦНТ, а контрольні розточування ПЗ і П4 циліндра по черзі встановлюють центрошукачі. Визначаючи завищення центру передньої контрольної розточування щодо задньої та порівнюючи ці величини з даними заводського формуляра, визначають необхідні величини зміни поздовжнього ухилу циліндра. Також перевіряють положення корпусів підшипників ЦВТ.

Після вивіряння циліндрів за допомогою зорової труби та центрошукачів перевіряють положення діафрагм та обойм ущільнень.

Перед визначенням взаємного становища центрів розточень турбіни необхідно перевірити збереження форми контрольних розточок вимірюванням величин D і R (рис. 4.11), порівнявши їх із результатами вимірювання на заводі. При зміні форми контрольної розточування більш ніж 0,05 мм вносять поправки на зміщення положення центру розточування.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Встановити зорову трубу так, щоб її оптична вісь точно проходила через центри точок ПЗ і П4 (див. рис. 4.10), обраних за базу, практично складно. Крім того, початкове положення труби може змінитись при її повторних установках. Тому для полегшення робіт, пов'язаних з вивіркою корпусів підшипників і деталей проточної частини, складено таблиці координат центрів розточування турбіни з урахуванням зміщення положення оптичної осі зорової труби в контрольних розточках.

Наприклад, для турбіни ПТ-60-130 складено таблиці, що визначають положення всіх розточень для випадків зміщення осі зорової труби по відношенню до центру розточування ПЗ по вертикалі від 0,0 до 0,9 мм, по горизонталі – від -0,25 до 0,25 мм, а стосовно центру розточування П4 як по вертикалі, так і по горизонталі – від -0,1 до 0,1 мм. Як приклад у табл. 4.1 наведені координати контрольних розточок для випадку встановлення оптичної осі зорової труби в розточенні П4 із заниженням -0,1 мм і в розточуванні ПЗ із завищенням від 0 до 0,9 мм.

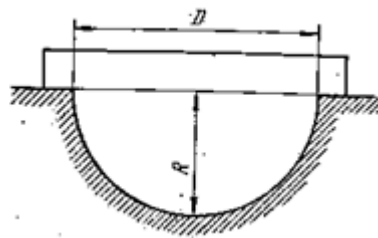


Рисунок 4.11 – Вимірювання форми контрольних розточок.

Таблиця 4.1 – Виписка з таблиць координат центрів розточок (вертикаль П₄=-0,1), мм

ЦНД			Корпус середніх подшипників				ЦВД		Корпус переднього подшипника		
П ₃	V	IV	M ₂	III	II	M ₂	П ₂	П ₁	M ₁	I	M ₀
0,00	0,20	-0,02	0,09	0,13	0,25	0,24	0,26	1,03	1,23	1,34	1,95
0,10	0,13	-0,03	0,20	0,26	0,41	0,42	0,44	1,33	1,54	1,65	2,33
0,20	0,05	-0,05	0,32	0,38	0,58	0,59	0,63	1,64	1,85	1,97	2,59
0,30	-0,02	-0,07	0,43	0,50	0,74	0,82	1,91	2,15	2,15	2,28	3,05
0,40	-0,10	-0,09	0,55	0,63	0,91	0,94	1,01	2,21	2,45	2,60	3,42
0,50	-0,18	-0,10	0,67	0,75	1,07	1,11	1,19	2,50	2,77	2,92	3,78
0,60	-0,25	-0,12	0,78	0,87	1,24	1,28	1,38	2,79	3,08	3,23	4,14
0,70	-0,33	-0,14	0,90	0,99	1,40	1,45	1,57	3,08	3,38	3,55	4,50
0,80	-0,40	-0,15	1,01	1,12	1,57	1,63	1,75	3,38	3,69	3,86	4,87
0,90	-0,48	-0,17	1,13	1,24	1,73	1,80	1,94	3,67	4,00	4,18	5,23

Спосіб вивіряння циліндрів і корпусів підшипників із застосуванням оптичних приладів дуже точний, він дає можливість вести вивірку турбіни як у вертикальній, так і в горизонтальній площинах, оскільки, спостерігаючи в зорову трубу за положенням центрошукачів, визначають необхідні зміщення розточок відразу в двох напрямках: вгору (вниз) і вправо. Однак при цьому немає безпосереднього спостереження за навантаженням на кожну опору: за навантаженнями можна судити тільки побічно, визначаючи положення візирів, що розташовуються на горизонтальному роз'ємі циліндрів (корпусів підшипників).

Тому, застосовуючи оптичні прилади для вивіряння циліндрів та корпусів підшипників турбіни, слід перевіряти навантаження на опори турбіни динамометрами.

Комбінований спосіб вивіряння турбіни із застосуванням динамометрів та оптичних приладів

Комбінований спосіб вивіряння циліндрів і корпусів підшипників з одночасним застосуванням оптичних приладів та динамометрів дає можливість, контролюючи навантаження на кожну опору, вести вивірку турбіни одночасно у вертикальній та горизонтальній площинах з високою точністю.

Основна увага приділяється відтворенню на монтажі стендової установки циліндрів з урахуванням явищ, що впливають на зміну їх положення (складання роз'ємів, приварювання конденсатора, правильність завантаження опор тощо). Основним вважається стендове положення контрольних розточень циліндрів, яке у свою чергу визначається положенням роторів турбіни, центрованих між собою з урахуванням їх статичного прогину.

За аналогією з наведеними нижче прикладами виконують роботи зі складання та вивірці турбіни з будь-яким числом циліндрів. При цьому певні технологічні операції або виключатимуться (при меншій кількості циліндрів), або повторюватимуться (при більшій кількості циліндрів).

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

1. У дипломному проєкті розроблено теплоелектроцентральної, головним завданням якої є надійне й безперебійне закриття комунально-побутових потреб житлових масивів та промислових об'єктів міста Миколаїв у гарячій воді. Повна встановлена електрична потужність спроектованого об'єкта становить: $N_e = 360/420 \text{ МВт}$.

2. Завдяки проведенню комплексного техніко-економічного аналізу та порівнянню експлуатаційних параметрів різних комплектів устаткування вдалося визначити найбільш раціональний та фінансово виправданий варіант комплектації станції. Оптимальним інженерним рішенням для ТЕЦ-360 визначено встановлення двох маневрових парових турбоустановок типу Т-180/210-130, які працюють у блоці з двома газомазутними барабанними котлоагрегатами типу Еп-670-13,8-545.

3. Розрахункова «Тепломеханічна частина» містить розгорнуті інженерні характеристики обраних енергоблоків, детальний вибір насосного та теплообмінного допоміжного обладнання, а також балансовий розрахунок принципової теплової схеми. У межах екологічного блоку визначено секундні маси шкідливих викидів оксидів сірки та азоту і розраховано безпечну висоту димової труби, яка забезпечує нормативне розсіювання до рівня ГДК. Окрім цього, у розділі описано просторове компонування вузлів головного корпусу та суміжних господарств. Станція використовує природний газ як основне паливо та мазут як резервне. Технічне водопостачання організовано за оборотною схемою із монтажем двох басейнових градирень.

4. За результатами інженерних та фінансово-економічних обчислень отримано такі фінальні показники роботи теплоелектроцентралі:

- відносна витрата умовного палива на відпущене тепло споживачам:

$$b_{\Pi} = \frac{39,7663 \text{ кг}}{\text{ГДж}}$$

- відносна витрата умовного палива на відпущену електричну енергію при роботі за теплофікаційним графіком:

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$$b_e = 0,151595 \text{ кг/кВт} \cdot \text{год}$$

- відносна витрата умовного палива на відпущену електричну енергію при переході в конденсаційний режим:

$$b_e = 0,3431 \text{ кг/кВт} \cdot \text{год}$$

сумарні річні приведені витрати на експлуатацію та утримання станції:

$$I_{\text{пр}} = 338,647 \text{ млн. о./рік}$$

Спеціальний розділ охорони праці охоплює аналіз умов промислової санітарії, розрахунок штучного й природного виробничого освітлення робочих зон, заходи протидії цеховому шуму та вібраціям, а також комплекс рішень із профілактики та автоматичного гасіння пожеж.

6. Графічна звітність дипломного проєкту повністю сформована й представлена на трьох підсумкових кресленнях:

- розрахункова принципова теплова схема ТЕЦ;
- поперечний розріз та компонування обладнання головного корпусу;
- генеральний план промислового майданчика станції.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Ященко Я.В. Монтаж та ремонт ПГУ ТЕС (курс лекцій).– К.: КПІ, ТЕФ, 2001.– 273 с.
2. ГКД 34.20.661-95 Правила організації технічного обслуговування і ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж Міненерго України.
3. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. – К.: ОЕП «ГРІФРЕ», 2003. – 613 с.
4. НАОП 1.1.10-5.01-80 Інструктивні матеріали з техніки безпеки при монтажі тепломеханічного обладнання і трубопроводів ТЕС і АЕС.
5. Правила охорони праці при експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій, теплових мереж і тепловикористовуючих установок НПАОП 0.00-1.69-13.
6. ГКД 34.17.401-95 Контроль та подовження строку служби металу устаткування теплових електростанцій. Типова інструкція. Частина 1. Котли, турбіни та трубопроводи з тиском 9 МПа і вище.
7. ГКД 34.25.301-96 Котли, турбіни та трубопроводи ТЕС. Положення про вхідний контроль металу теплоенергетичного обладнання з тиском 9 МПа і вище.
8. О.А. Персион, К.А. Гарус. Монтаж трубопроводів. – К.: Будівельник, 1987.– 207 с.
9. ДНАОП 0.00-1.07-94 Правила будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском.
10. ДНАОП 0.00-1.11-98 Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води.
11. Правила технічної експлуатації теплових установок і мереж. Із змінами.– К.: Індустрія 2019.– 176 с.
12. Леговані сталі / Більченко О.В., Дудка О.І., Хижняк В.Г., Чернега С.М.: Навч. пос. – К.: Кондор, 2009. – 98 с. Обкл. м'яка. Формат 84х108/32. ISBN 978-966-351-289-1. Код 245509.
13. Будя Ю.С., Меренгер П.П., Беднарська І.С., Шелешей Т.В. (2022). КІЛЬКІСНІ ПОКАЗНИКИ ВИКИДІВ СУСПЕНЗОВАНИХ ТВЕРДИХ ЧАСТИНОК ПРИ РІЗНИХ ТЕХНОЛОГІЯХ СПАЛЮВАННЯ. Сучасна техніка та інноваційні технології , (21-01), 31-36.
1. 14.Закон України «Про охорону праці» від 14.10.1992 № 2694-ХІІ.
2. улаштування електроустановок. Міненерговугілля України, 2017.
14. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.
15. ДСН 3.3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму, інфра- та ультразвук.
16. ДБН В.1.1-7-2016. Пожежна безпека об'єктів будівництва.
17. ДБН В.2.5-56:2014. Системи протипожежного захисту.
18. ДБН В.2.5-56:2014. Системи протипожежного захисту.

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

19. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. Міненерговугілля України 2017

20. Технологічні системи ТЕС та захист навколишнього середовища. Виконання розрахунків у дипломних проектах бакалаврів ІІІ Меренгер, ТВ Нікуленкова

21. Kiesova, L. O., Pobirovskyi, Y. M., & Merenher, P. P. (2018). Дослідження та вибір методів контролю витрати вугільного пилу на пальники діючих котлів ТЕС при різних технологіях пилоподачі в умовах змінних навантажень. Науковий журнал «Енергетика: економіка, технології, екологія», (4), 60-66.

22. Шелешей Т. В., Беднарська І. С., Романова К. О. (2026) ВПЛИВ РЕЖИМНИХ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПАРАМЕТРІВ НА ТЕМПЕРАТУРУ ВІДХІДНИХ ГАЗІВ ДЛЯ ЕНЕРГОБЛОКУ 210 МВт. Shipbuilding & Marine Infrastructure. №1 (22) 2026. 116-126. DOI [https://doi.org/10.15589/smi2026.1\(22\).11](https://doi.org/10.15589/smi2026.1(22).11)

23. І. С. Беднарська, Т. В. Шелешей, Д. В. Риндюк, С. Р. Ліщук. (2026) АНАЛІЗ ПРИЧИН ДЕГРАДАЦІЇ ТЕПЛОВОЇ ІЗОЛЯЦІЇ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ ТЕЦ. ЗБІРНИК НАУКОВИХ ПРАЦЬ НАЦІОНАЛЬНОГО УНІВЕРСИТЕТУ КОРАБЛЕБУДУВАННЯ ІМЕНІ АДМІРАЛА МАКАРОВА. № 2 (505) 2026. 129-136. DOI [https://doi.org/10.15589/znp2026.2\(505\).14](https://doi.org/10.15589/znp2026.2(505).14)

24. Беднарська І.С., Ліщук С.Р. ОЦІНКА ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕПЛОВОЇ ІЗОЛЯЦІЇ ОБЛАДНАННЯ ЕНЕРГОБЛОКУ ТЕЦ У ПІСЛЯРЕМОНТНИЙ ПЕРІОД. Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки. Том 37 (76) № 3 2026. Частина 2. 132-136. DOI <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2026.3.2/19>

25. Інженерна екологія енергетики [Електронний ресурс]: навчальний посібник: для здобувачів ступеня бакалавра за освіт. програмою «Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій» спец. Г 4 «Енерговиробництво» спеціалізації Г 4.02 «Теплоенергетика» / уклад.: Д.В. Риндюк, В.А. Пешко, І.С. Беднарська – Електронні текстові дані (1 файл: PDF). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2026. – 186 с.

26. Шелешей, Т., Беднарська, І., Власенко, О., Сиваченко, В., Корчма, В., & Матусевич, Х. (2023). Emissions of carbon dioxide when burning different types of fuel and construction of nomograms for calculation of nitrogen oxides. SWorldJournal, 1(21-01), 21–26. <https://doi.org/10.30888/2663-5712.2023-21-01-026>

27. Розрахунок теплової схеми електростанції з турбіною К-300-240. Рекомендації до виконання розрахункової роботи [Електронний ресурс] : навчальний посібник для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій» спеціальності 144 Теплоенергетика / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: В. А. Пешко, Д. В. Риндюк, Т. В. Шелешей, І. С. Беднарська. – Електронні текстові дані (1 файл:

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

2,75 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. – 46 с.
<https://ela.kpi.ua/handle/123456789/63416>

28. Розрахунок номінального режиму роботи промислово-опалювальної ТЕЦ з турбіною ПТ-135/165-130/15. Рекомендації до виконання розрахункової роботи [Електронний ресурс] : навчальний посібник для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій» спеціальності 144 Теплоенергетика / КПІ ім. Ігоря Сікорського; Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського (протокол № 8 від 02.06.2023 р.) за поданням Вченої ради Теплоенергетичного факультету (протокол № 13 від 29.06.2023 р.); уклад.: В. А. Пешко, І. С. Беднарська, Т. В. Шелешей. – Електронні текстові дані (1 файл: 2,66 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. – 51 с. <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/57261>

29. Теплові схеми та діаграми режимів теплових електростанцій та установок [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 144 «Теплоенергетика» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського (протокол № 8 від 02.06.2023 р.) за поданням Вченої ради Теплоенергетичного факультету (протокол № 13 від 29.05.2023 р.); уклад.: В.А. Пешко, Т.В. Шелешей, І.С. Беднарська, – Електронні текстові дані (1 файл: 1.72 Мбайт)– Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. – 51 с. <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/57295>

30. Sheleshei, T., Bednarska, I., Panchenko, K., & Fedoruk, R. (2024). Analysis of modern methods of combating nitrogen oxides in gas boilers. Scientific notes of Taurida National V.I. Vernadsky University. Series: Technical Sciences, 4, pp. 271-275 DOI: 10.32782/2663-5941/2024.4/40, https://www.tech.vernadskyjournals.in.ua/journals/2024/4_2024/42.pdf

31. I.S. Bednarska, T.V. Sheleshei, P.P. Merenher, O.V. Goncharov, I.O. Shakhbazov (2022). CALCULATED EVALUATION OF QUANTITATIVE INDICATORS OF NITROGEN OXIDES WHEN USED AT DIFFERENT ENERGY INSTALLATIONS. Scientific notes of Taurida National V.I. Vernadsky University. Series: Technical Sciences, , 1, pp. 200-205 DOI: 10.32838/2663-5941/2022.1/30, http://www.tech.vernadskyjournals.in.ua/journals/2022/1_2022/30.pdf

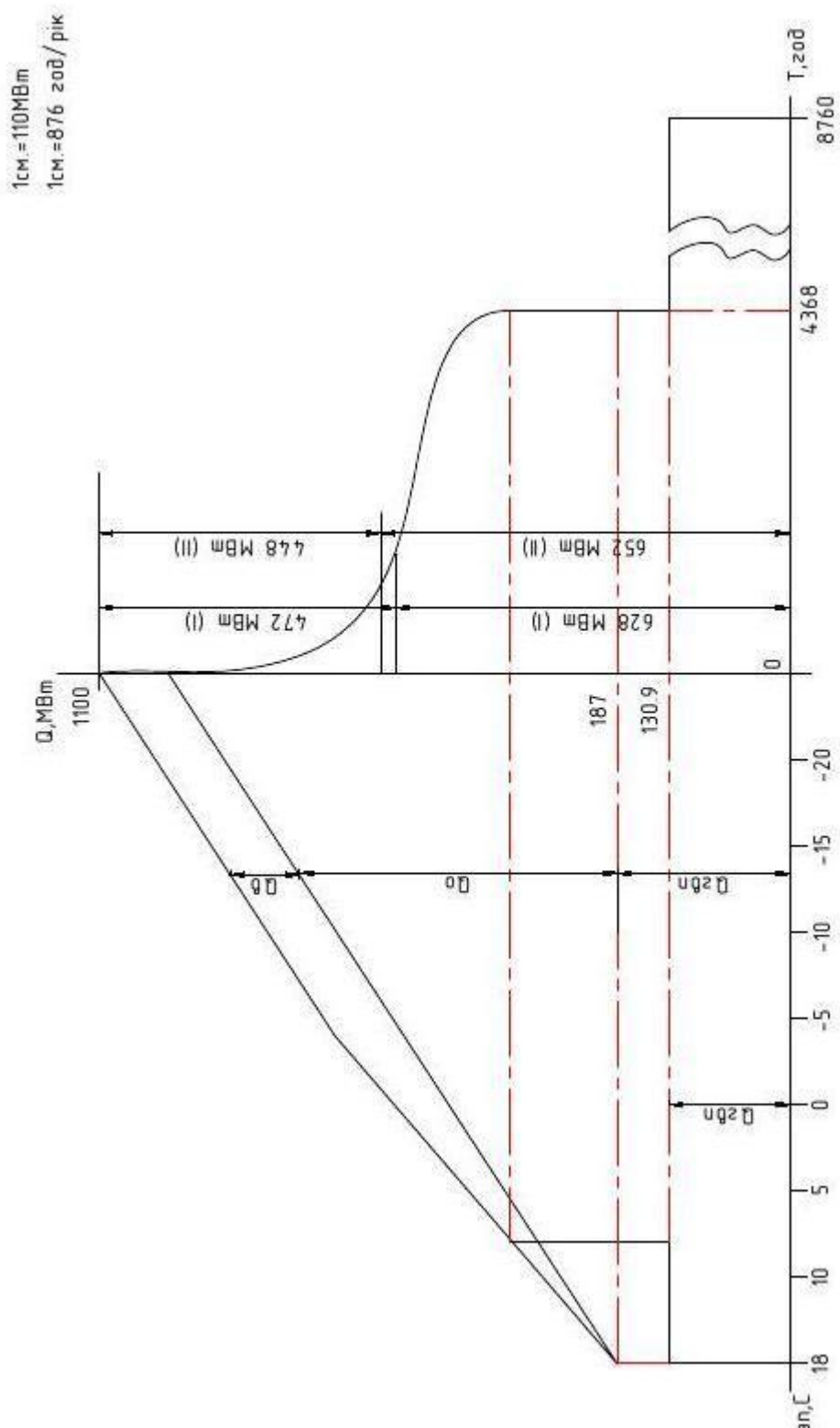
32. Черноусенко О., Бутовський Л., Власенко О., Беднарська, І. (2025). Визначення особливостей спалювання газових палив змінного складу в нішевому стабілізаторному пальнику. International Science Journal of Engineering & Agriculture, Vol. 4, Iss. 3, pp. 27-42. DOI: 10.46299/j.isjea.20250403.03, <https://isg-journal.com/isjea/article/view/1025>

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТКИ

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаток А. Рисунок 1.1 – Річний графік відпуску теплоти від ТЕЦ



					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаток Б. Таблиця 1.10 - Порівняння варіантів енергопостачання.

№	Найменування показників	ТЕЦ-360 (В-1)	ТЕЦ-350 (В-2)	Котельня (В-3)
1	Електрична потужність, МВт	360	350	—
2	Теплова потужність:			
	а) у парі, т/год	—	—	—
	б) у гарячій воді, МВт	1050	1050	1050
	у т. ч.: Відбори турбін, МВт	652	628	—
	РОУ, МВт	—	—	—
	водонагрівальні котли, МВт	398	422	1050
3	Річний відпуск тепла, тис. ГДж	9487,242	9487,242	9487,242
	у т. ч. а) виробничі відбори турбін	0	0	—
	б) опалювальні відбори турбін	9031,340	8918,012	—
	в) РОУ і парові котли	—	—	—
	г) водонагрівальні котли	455,902	569,230	9487,242
4	Кількість годин використання встановленої потужності, год./рік	5800	5800	—
5	Питомий виробіток елек-гії на тепл. споживанні, кВт/ГДж:			
	а) виробничі відбори	—	—	—
	б) опалювальні відбори	152,5	131,5	—
6	Питомі витрати палива:			
	а) на виробіток елек-гії на тепл. споживанні, кг/кВт·год	0,151595	0,151595	—
	б) на виробіток елек-гії в конденсаційному режимі, кг/кВт·год	0,343261	0,350935	—
	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	39,8468
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, чол.	165	159	65
9	Середня зарплата, у.о./люд. рік	6300	6300	4500
10	Норма амортизаційних відрахувань, %	—	—	15
	а) будівлі та споруди	5,5	5,5	0
	б) обладнання	20	20	0
11	Частка загальностанційних та інших витрат, %	47	47,5	70
12	Капіталовкладення в джерела енергопостачання, млн. у.о.	299,8	315,1	42,5

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ			Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				

	у т. ч. будівлі та споруди	117,5	117,9	0
	Обладнання	182,3	197,2	0
13	Річний виробіток електроенергії, млн. кВт·год	2088	2030	–
	у т. ч.: а) на тепловому споживанні	1377,28	1172,72	–
	б) у конденсаційному режимі	710,72	857,28	–
14	Витрати електроенергії на власні потреби, млн. кВт·год/рік	42,195	42,515	17,185
15	Річний відпуск електроенергії, млн. кВт·год/рік	2045,805	1987,485	–
16	Замикаючий відпуск електроенергії, млн. кВт·год/рік	–	58,399	2060,795
17	Річна витрата умовного палива, тис. т у.п./рік			
	а) на виробіток елек-гії на тепловому споживанні	226,6815	193,3033	0
	б) на виробіток елек-гії в конденсаційному режимі	203,4473	264,9103	0
	в) на відпуск тепла від турбін, РОУ і парових котлів	389,9215	385,6073	0
	г) на відпуск тепла від водонагрівальних котлів	18,2247	22,4552	409,3338
	Загальні витрати палива (Розрахунок / ПК), тис. т у.п.	838,275	866,276	409,334
	у тому числі: а) енергетичними котлами	820,0503	843,8209	0
	б) водонагрівальними котлами	18,2247	22,4552	409,3338
18	Річні експлуатаційні витрати, млн. у.о./рік:			
	а) вартість палива	217,9515	225,2318	106,4268
	б) амортизаційні відрахування	42,9225	45,9245	6,3750
	в) зарплата експлуатаційного персоналу	1,0395	1,0017	0,2925
	г) загальностанційні та ін. витрати	20,6621	22,2899	4,6673
	д) вартість замикаючого відпуску електроенергії	0	7,0079	247,2954
	Разом, млн. у.о./рік	282,5651	296,4541	362,7535
19	Сумарні приведені витрати, млн. у.о./рік	312,5451	327,9641	367,0035

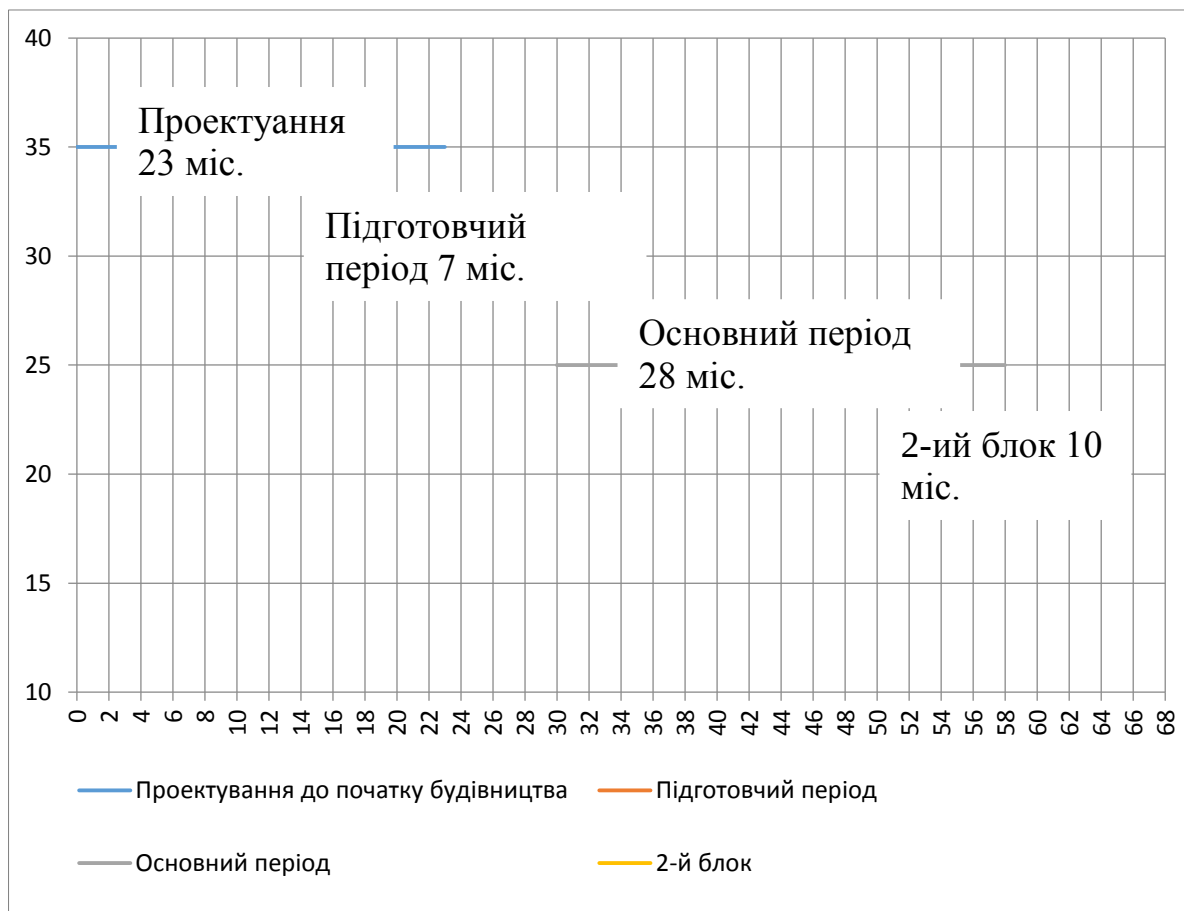
					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаток В. Таблиця 1.11 - Проектна калькуляція собівартості енергії на ТЕЦ

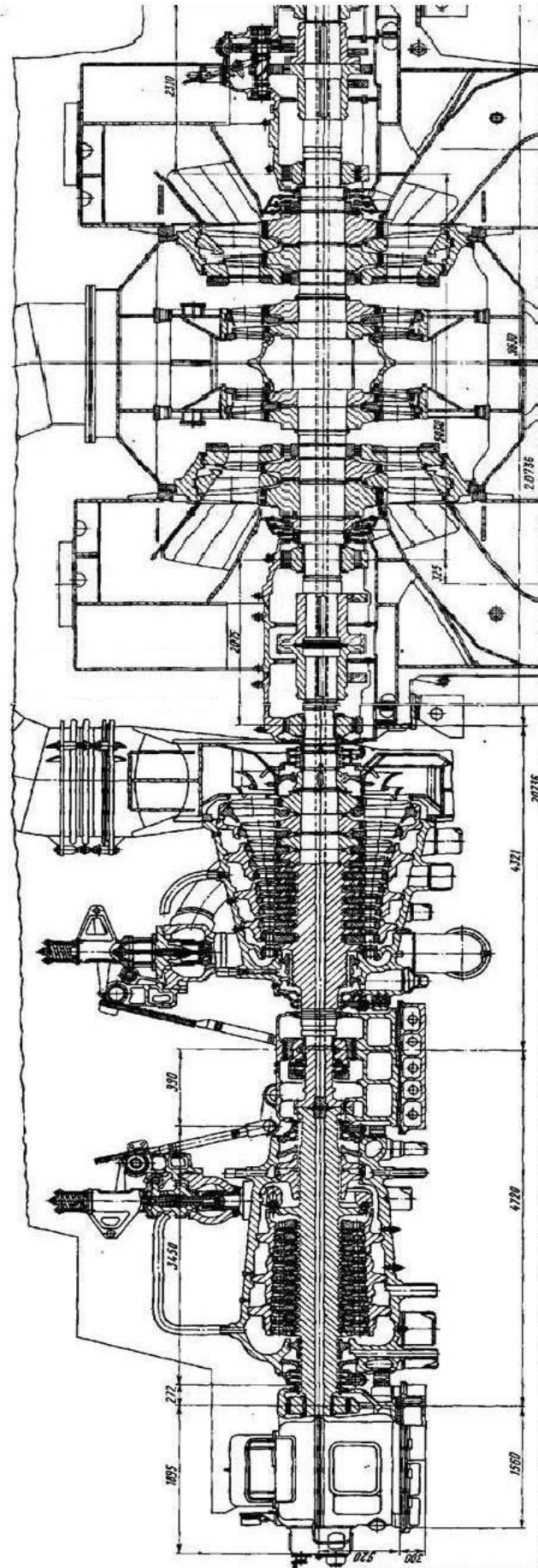
Найменування	Паливо	Зарплата	Аморт. відрахування	Інші витрати	Разом	Електроенергію	Тепло
1. Виробництво пари	182112,45	500,53	20336,68	—	202949,66	121979,85	80969,81
2. Виробництво елек-гії	—	500,53	20336,68	—	20837,21	20837,21	—
3. Виробництво тепла	4670,82	71,44	2249,14	—	6991,40	—	6991,40
Разом	186783,27	1072,50	42922,50	—	230778,27	142817,06	87961,21
4. Загальностанційні витрати	—	—	—	21117,60	21117,60	13068,00	8049,60
Усього	186783,27	1072,50	42922,50	21117,60	251895,87	155885,06	96010,81
Розподіл на: а) електроенергію							
1. Виробництво пари	109455,93	300,84	12223,08	—	121979,85		
2. Виробництво елек-гії	—	500,53	20336,68	—	20837,21		
Разом	109455,93	801,37	32559,76	—	142817,06		
3. Загальностанційні витрати	—	202,30	1630,20	11235,50	13068,00		
Усього	109455,93	1003,67	34189,96	11235,50	155885,06		
б) тепло							
1. Виробництво пари	72656,52	199,69	8113,60	—	80969,81		
2. Виробництво тепла	4670,82	71,44	2249,14	—	6991,40		
Разом	77327,34	271,13	10362,74	—	87961,21		
3. Загальностанційні витрати	—	68,83	2425,86	5554,91	8049,60		
Усього	77327,34	339,96	12788,60	5554,91	96010,81		

Додаток Г. Рисунок 1.2 – Етапи проектування та будівництва ТЕЦ-360 МВт

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ			Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				



Додаток Г. Рисунок 2.1 – Турбоустановка Т-180/210-130

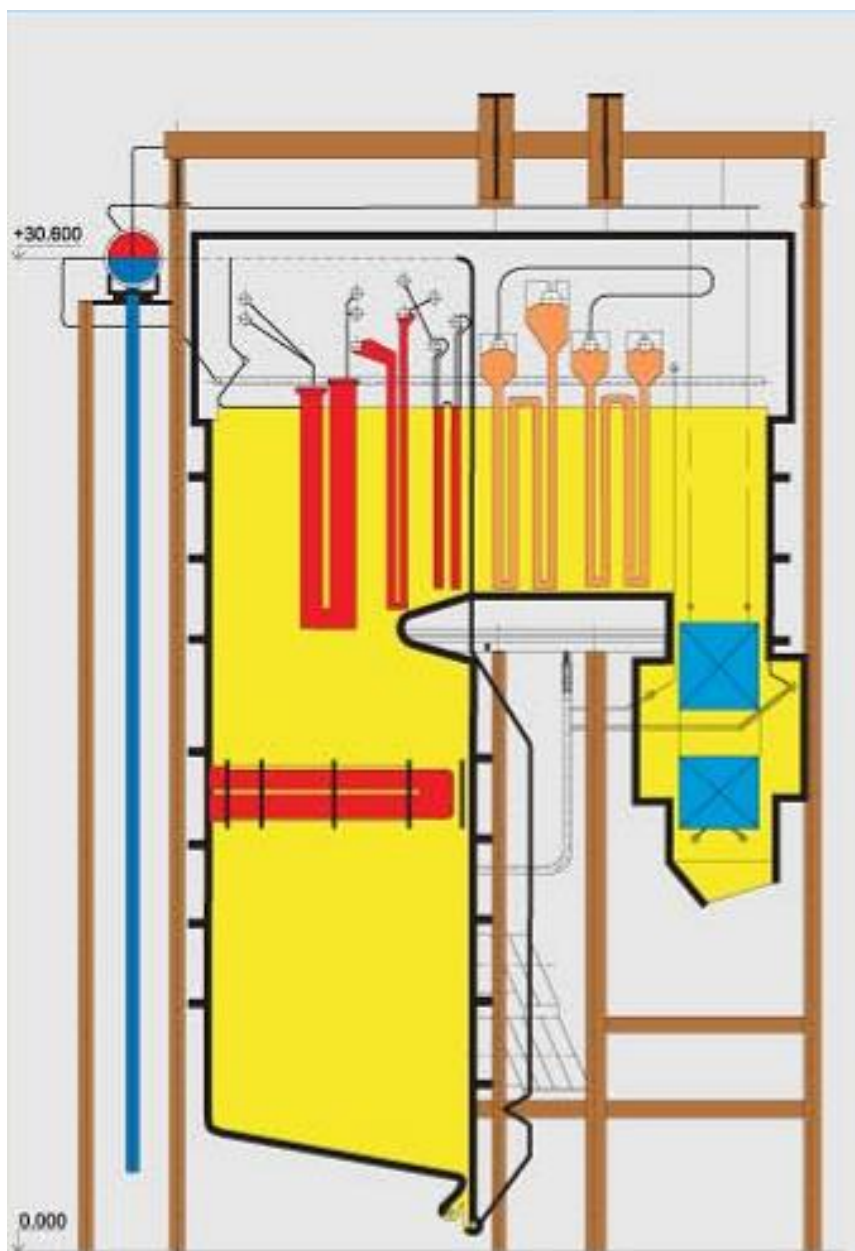


Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата

ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ

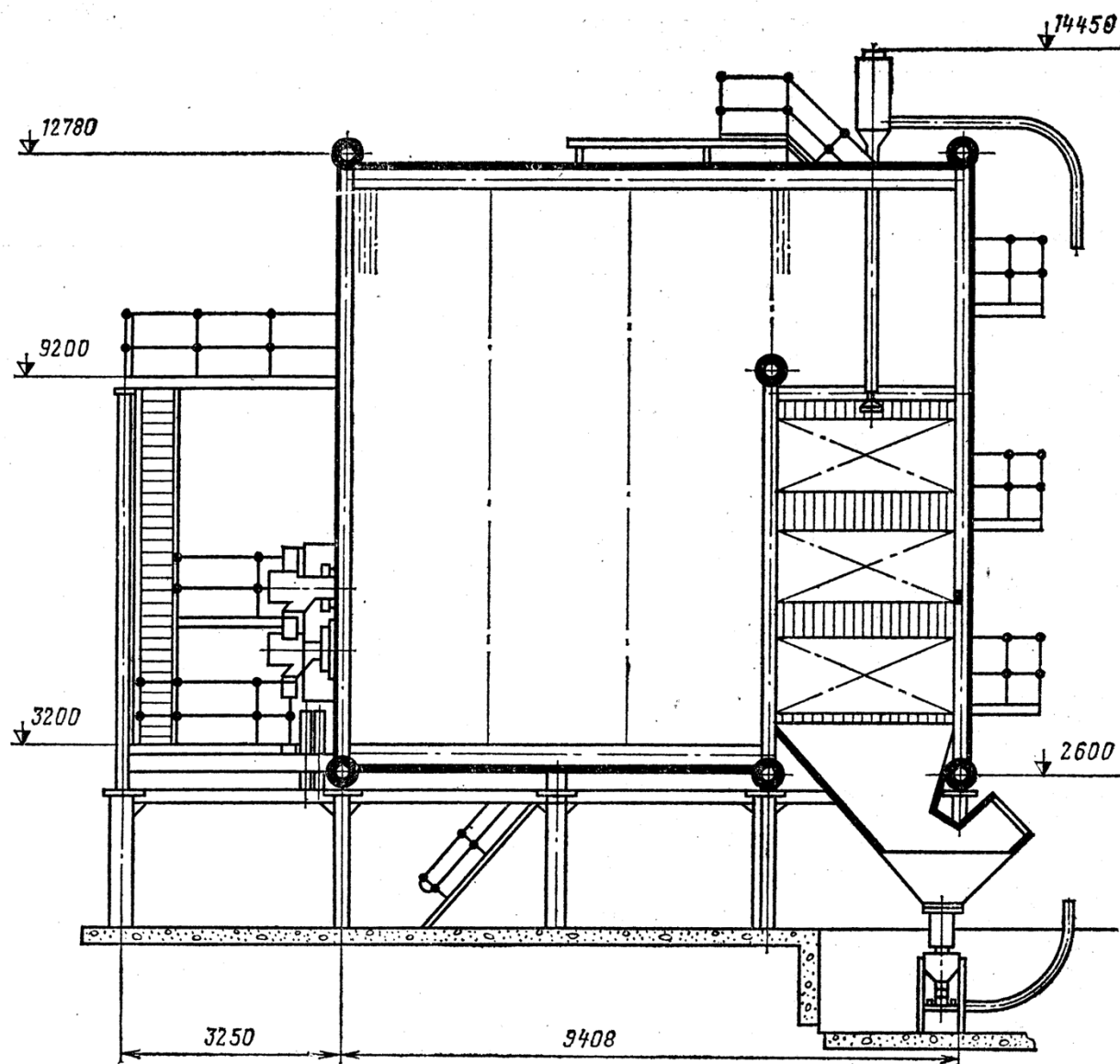
Арк

Додаток Д. Рисунок 2.2 – Паровий котел Еп-670-13,8-545



					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаток Е. Рисунок 2.3 – Котлоагрегат КВГМ-100

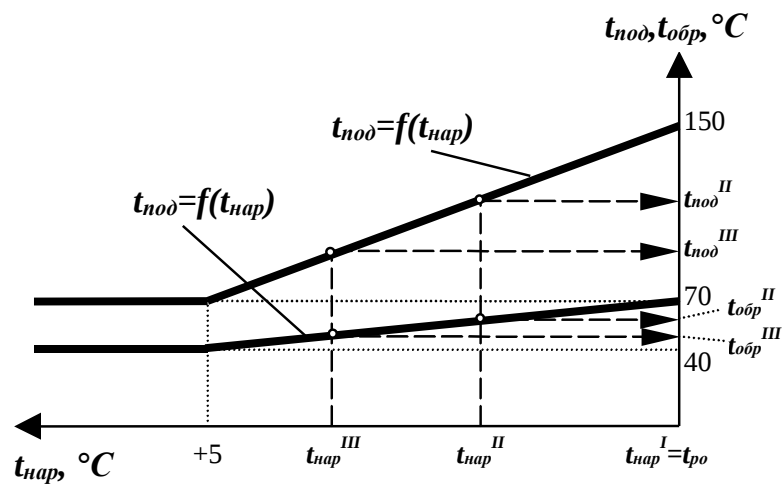


Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата

ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ

Арк

Додаток Є. Графік зміни температури води в тепломережі.



Додаток Ж. Таблиця 2.20 - Розрахунок режимів роботи ТЕЦ

Розрахункова величина	Позначення	Одиниця виміру	I (Макс.-зим.)	II (Авар.-контр.)	III (Сер.-опал.)	IV (Літній)
Температура додаткової води після ХВО	$t_{\text{ХВО}}$	°C	30	30	30	30
Макс. паропроодуктивність енерг. котлів	$\Sigma D_{\text{ЕКном}}$	т/год	1340	670	1340	670
Безперервна продувка енерг. котлів	$G_{\text{прод}}$	т/год	13,4	6,7	13,4	6,7
Витрата пари 0,6 МПа з розширювача в Д	$D'_{\text{прод}}$	т/год	6,03	3,015	6,03	3,015
Витрата концентрату безперервної продувки	$G_{\text{к.п.}}$	т/год	7,37	3,685	7,37	3,685
Частка внутрішньостанційних витрат	$\gamma_{\text{втр}}$	%	1,2	1,2	1,2	1,2
Внутрішньостанційні витрати пари й конд.	$G_{\text{втр}}$	т/год	16,08	8,04	16,08	8,04
Витрата додаткової води в конденсатор	$G_{\text{д.в.}}$	т/год	16,08	8,04	16,08	8,04
Температура концентрату після ОКП	$t_{\text{к.п.ОКП}}$	°C	40	40	40	40
Температура додаткової води після ОКП	$t_{\text{двОКП}}$	°C	11,7	11,7	11,7	11,7
Витрата пари 1,4 МПа на мазутогосподарство	$D_{\text{мг1,4}}$	т/год	13,4	6,03	10,72	2,68
Сумарна витрата пари на власні потреби	$D_{\text{в.п.}}$	т/год	13,4	6,03	10,72	2,68
Навантаження споживачів:						
- Гаряче водопостачання (ГВП)	$Q_{\text{ГВП}}$	МВт	168,00	168,00	168,00	124,50
- Опалення і вентиляція	$Q_{\text{ов}}$	МВт	882,00	454,00	158,00	0,00
Сумарне теплове навантаження споживачів	$Q_{\text{тс}}$	МВт	1050,00	622,00	326,00	124,50
Параметри тепломережі:						

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ		Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			

- Лінія, що подає	$t_{\text{под}}$	°C	150	150	150	150
- Зворотна лінія	$t_{\text{звор}}$	°C	70	70	70	70
Середня температура води в ТМ	$t_{\text{ТМ.сер}}$	°C	118,0	118,0	118,0	118,0
Температура вихідної сирової води	$t_{\text{вих}}$	°C	5	5	5	15
Втрати води з тепломережі	$G_{\text{втрТМ}}$	т/год	157,50	157,50	157,50	52,50
Сумарна витрата живильної води ТМ	$G_{\text{живТМ}}$	т/год	157,50	157,50	157,50	52,50
Теплова втрата з витоками з ТМ	$Q_{\text{втрТМ}}$	МВт	20,71	20,71	20,71	6,29
Тепло, що вноситься з підживл. водою	$Q_{\text{живТМ}}$	МВт	4,58	4,58	4,58	0,91
Сумарне теплофікаційне навантаження ТЕЦ	$Q_{\text{ТЕЦ}}$	МВт	1066,13	638,13	342,13	129,88
Витрата мережної води	$G_{\text{МВ}}$	т/год	11453,30	6852,71	3674,07	1394,72

Розрахунок турбоустановок:

Теплофікаційне навантаження 1-ї турбіни	$Q_{\text{мпТ}}$	МВт	326	326	163	100,5
Сумарне навантаження відборів турбін	$\Sigma Q_{\text{мпТ}}$	МВт	652	326	326	100,5
Середня витрата гострої пари на турбіну	$D_{0\text{T}}$	т/год	670	670	595	610
Сумарна витрата гострої пари на ТЕЦ	ΣD_0	т/год	1340	670	1190	610
Електрична потужність однієї турбіни	$N_{e\text{T}}$	МВт	180	180	162	175
Сумарна електрична потужність турбін	ΣN_e	МВт	360	180	324	175
Навантаження пікових котлів (ПВК)	$Q_{\text{ПВК}}$	МВт	414,13	312,13	0,00	0,00
Паропродуктивність енерг. котлів	$\Sigma D_{\text{ек}}$	т/год	1369,48	684,07	1216,80	620,72
Витрата живильної води енерг. котлів	$\Sigma D_{\text{жв}}$	т/год	1375,51	687,085	1222,83	623,735

Енергетичні показники ТЕЦ:

Повна сумарна витрата тепла на ТУ	$\Sigma Q_{\text{ТУ}}$	МВт	1001,054	499,974	888,023	452,882
Витрата тепла на зовнішніх споживачів	$\Sigma Q_{\text{зов}}$	МВт	652	326	341	100,5
Витрата тепла на виробіток елек-гії	$\Sigma Q_{\text{ТУЕ}}$	МВт	342,317	170,606	540,285	352,382
ККД ТУ по виробітку	$\eta_{\text{ТУЕ}}$	—	0,951	0,948	0,600	0,497

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ		Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			

електроенергії						
Питома витрата тепла на елек-гію	$q_{\text{ТУЕ}}$	кДж/кВт·год	3785,96	3798,22	6003,17	7243,46
Теплове навантаження енерг. котлів	$\Sigma Q_{\text{ек}}$	МВт	1019,677	509,434	905,991	462,580
ККД трубопроводів	$\eta_{\text{тр}}$	—	0,9817	0,9814	0,9802	0,9790
ККД ТЕЦ по виробництву елек-гії	$\eta_{\text{ТЕЦЕ}}$	—	0,878	0,874	0,553	0,457
ККД ТЕЦ по відпуску тепла в мережу	$\eta_{\text{ТЕЦТ}}$	—	0,9136	0,9133	0,9121	0,9110
Питома витрата умовного палива на е/е	$b_{\text{уЕ}}$	г/кВт·год	140,1702	140,6681	222,6153	269,1466
Питома витрата умовного палива на тепло	$b_{\text{уТ}}$	кг/ГДж	37,3246	37,3362	37,3844	37,4279
Температури води в тепломережі:						
Лінія, що подає	$t_{\text{под}}$	°С	150	150	150	150
Зворотна лінія	$t_{\text{звор}}$	°С	70	70	70	70
Середня температура води в тепломережі	$t_{\text{тм.}}^{\text{ср}}$	°С	118,0	118,0	118,0	118,0
Температура вихідної (сирої) води	$t_{\text{вих}}$	°С	5	5	5	15
Втрати води з тепломережі	$G_{\text{втр}}^{\text{тм}}$	т/год	165	165	165	55
Сумарна витрата живильної води	$G_{\text{жив}}^{\text{тм}}$	т/год	165	165	165	55
Теплова втрата з втратою із тепломережі	$Q_{\text{втр}}^{\text{тм}}$	МВт	21,70	21,70	21,70	6,59
Тепло, що вноситься з живильною водою	$Q_{\text{жив}}^{\text{тм}}$	МВт	4,80	4,80	4,80	0,96
Сумарне теплофікаційне навантаження ТЕЦ (мережних підігрівачів і ПВК)	$Q_{\text{ТЕЦ}}$	МВт	1116,90	668,90	357,90	136,53
Витрата мережної води	$G_{\text{мв}}$	т/год	11995,34	7183,88	3843,79	1466,34
Розрахунок турбоустановок						
Середнє теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбіни Т	$Q_{\text{мп}}^{\text{т}}$	МВт	326	326	170,5	105,5

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ		Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			

Сумарне теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбіни Т	$\Sigma Q_{мп}^T$	МВт	652	326	341	105,5
Середня витрата гострої пари на турбіну типу Т	D_0^T	т/год	670	670	595	610
Сумарна витрата гострої пари на турбіну типу Т	ΣD_0^T	т/год	1340	670	1190	610
Середня електрична потужність турбіни типу Т	Ne^T	МВт	180	180	162	175
Сумарна електрична потужність турбіни типу Т	ΣNe^T	МВт	360	180	324	175
Сумарна витрата пари на турбіну	ΣD_0	т/год	1340	670	1190	610
Сумарне теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбін типу Т	$\Sigma Q_{мп}$	МВт	652	326	341	105,5
Сумарне теплофікаційне навантаження пікових водогрійних котлів	$Q_{пвк}$	МВт	464,90	342,90	0,00	0,00
Сумарна паропроодуктивність енергетичних котлів	$\Sigma D_{ек}$	т/год	1369,48	684,07	1216,8	620,72
Сумарна витрата живильної води енергетичних котлів	$\Sigma D_{жв}$	т/год	1375,51	687,085	1222,83	623,735
Енергетичні показники ТЕЦ						
Повна сумарна витрата тепла на турбоустановку	$\Sigma Q_{ту}$	МВт	1001,054	499,974	888,023	452,882
Сумарна витрата тепла на зовнішніх споживачів	$\Sigma Q_{зов}$	МВт	652	326	341	105,5
Витрата тепла на турбоустановки по виробництву електроенергії	$\Sigma Q_{ту\text{ }E}$	МВт	342,317	170,606	540,285	344,014
ККД турбоустановок по виробництву електроенергії	$\eta_{ту\text{ }E}$	—	0,951	0,948	0,600	0,509
Питома витрата тепла	$q_{ту\text{ }E}$	—	1,052	1,055	1,668	1,966

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ		Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			

на виробництво електроенергії		кДж/кВт·год	3785,96	3798,22	6003,17	7076,85
Теплове навантаження енергетичних котлів	$\Sigma Q_{ек}$	МВт	1019,677	509,434	905,991	462,58
ККД трубопроводів	$\eta_{тр}$	—	0,9817	0,9814	0,9802	0,9790
ККД ТЕЦ по виробництву електроенергії	$\eta_{ТЕЦ\ E}$	—	0,878	0,874	0,553	0,468
ККД ТЕЦ по виробництву і відпуску тепла на опалення, вентиляцію і ГВП	$\eta_{ТЕЦ}^T$	—	0,9136	0,9133	0,9121	0,9110
Питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії	$b_{уЕ}$	г/кВт·год	140,1702	140,6681	222,6153	262,735 7
Питома витрата умовного палива на виробництво і відпуск теплової енергії	b_y^T	кг/ГДж	37,3246	37,3362	37,3844	37,4279

					ДПБ.26.144.74.02.ТЕЦ.ПЗ	Арк
Змн	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		