

**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

(підпис) Віталій ПЕШКО
(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 Одеса»

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

Дмитро ПАВЛЮК
(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ) _____
(підпис)

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

Консультант з питань
охорони праці _____
(назва розділу) доц., к.т.н. Сергій КАШТАНОВ
(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 проєкт студенту

Дмитру ПАВЛЮКУ

(Ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

1. Тема проєкту « Опалювальна ТЕЦ для міста Одеса »

керівник проєкту Петро МЕРЕНГЕР, ст. викладач
(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ, науковий ступінь, вчене звання)

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

2. Термін подання студентом проєкту червня 2026 року

3. Вихідні дані до проєкту місто Одеса, Максимальне теплове навантаження: $Q_{\max}=1300$ МВт; Частка гарячого водопостачання $\gamma_{\text{ГВП}}=18\%$; Частка вентиляції $\gamma_{\text{в}}=8\%$; Основне паливо – природний газ; допоміжне та резервне – мазут. Система технічного водопостачання – оборотна з градирнями.

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

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

6. Консультанти розділів проєкту

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

7. Дата видачі завдання 16 лютого 2026 року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Термін виконання етапів проєкту	Примітка
1	ТЕО проєкту	23.03.2026	
2	Тепломеханічна частина	20.05.2026	
3	Охорона праці	27.05.2026	
4	Креслення теплової схеми турбіни	20.04.2026	
5	Креслення поперечного розрізу ГК	13.05.2026	
6	Креслення генерального плану	13.05.2026	
7	Оформлення пояснювальної записки	10.06.2026	
8	Захист ДПБ	.06.2026	

Студент

(підпис)

Дмитро ПАВЛЮК
(ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Керівник проєкту

(підпис)

Петро МЕРЕНГЕР
(ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

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

«Опалювальна ТЕЦ для міста Одеса»

Київ - 2026 року

АНОТАЦІЯ

Даний дипломний проєкт присвячений інженерному проєктуванню та техніко-економічному обґрунтуванню спорудження міської теплоелектроцентралі опалювального профілю в умовах міста Одеса. Встановлена сумарна електрична потужність об'єкта становить 500 МВт, а максимальний відпуск теплової енергії з колекторів дорівнює 1300 МВт.

На основі розрахунків паливного балансу та річного графіка standing навантажень виконано варіантне зіставлення складу енергетичного обладнання. Основним генераційним комплексом ТЕЦ визначено монтаж двох надкритичних теплофікаційних енергоблоків на базі парові турбіни Т-250/300-240 та прямоточних котлоагрегатів ТГМП-344А номіналом 1000 т/год пари кожен. Для покриття екстремальних зимових піків теплоспоживання запроєктовано паливний контур котельні у складі 5 водогрійних агрегатів КВГМ-100.

SUMMARY

This graduation project covers the engineering design and technical-economic optimization of a municipal cogeneration thermal power plant for the climatic conditions of Odesa region. The total installed electrical capacity of the energy facility is 500 MW, with a peak thermal energy output of 1300 MW from the station's headers.

Based on annual thermal duration curves and fuel balance calculations, a multi-variant optimization of the plant's main technological loop was performed. The optimal baseline configuration features two supercritical cogeneration units equipped with T-250/300-240 steam turbines and TGM-344A once-through boiler units with a capacity of 1000 t/h each. Peak winter heat demands are covered by an auxiliary heating plant consisting of 5 KVGM-100 water-heating boilers.

ЗМІСТ

Прийняті умовні скорочення	11
ВСТУП.....	12
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ	
ОСНОВНОГО УСТАТКУВАННЯ ТЕЦ	13
1.1 Варіанти систем енергопостачання.....	13
1.1.1 Розрахунок теплових навантажень споживачів	13
1.1.2 Варіант №1: Аналіз схеми з інтеграцією енергоблоків	14
1.1.3 Варіант №2: Аналіз схеми з інтеграцією енергоблоків	16
1.1.4 Варіант №3: Спорудження централізованої районної котельні .	17
1.2 Аналітичне визначення річного відпуску теплової енергії та обсягів генерації потужності.....	18
1.3 Порівняння варіантів теплопостачання	19
1.3.1 Витрати умовного палива.....	19
1.3.2. Витрати натурального палива	19
1.3.3 Витрати електричної енергії на власні потреби станційного обладнання	21
1.4 Обґрунтування обсягів капітальних інвестицій у будівництво	23
1.5 Моделювання та розрахунок питомих витрат палива.....	24
1.6 Комплексна відомість порівняння техніко-економічних показників.....	26
2 ТЕПЛОМЕХАНІЧНА СТРУКТУРА ТА ХАРАКТЕРИСТИКА	
ОБЛАДНАННЯ СТАНЦІЇ	27
2.1 Загальна характеристика ТЕЦ	27
2.2 Склад основного генеруючого обладнання	28
2.2.1 Конструктивні особливості та параметри турбоагрегатів	28

					ДПБ.26.144.82.07.ТЕЦ.ПЗ							
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата								
Розроб.		Павлюк			Опалювальна ТЕЦ для міста Одеса Пояснювальна записка				Літ.	Арк.	Акрушів	
Перевір.		Меренгер									7	132
Т. контро.		Рачинський							КПІ ім. Ігоря Сікорського,			
Н. Контр.		Беднарська							ННІ АТ Е, каф.ТАЕ, гр ТУ-22			
Затверд.		Пешко										

2.2.2 Котлоагрегати	30
2.3 Вибір та технічне обґрунтування допоміжного устаткування	
ТЕЦ	35
2.3.1 Допоміжні системи та агрегати турбінного і деаераторного	
цехів.....	35
2.3.1.1 Конденсаційна установка	35
2.3.1.2 Живильна установка.....	37
2.3.1.3 Деаераторна установка	38
2.3.1.4 Регенеративна установка.....	38
2.3.1.5 Теплофікаційна установка	41
2.3.1.6 Установка підживлення тепломережі.....	44
2.3.1.7 Редукційно-охолоджувальні установки	44
2.3.1.8 Насоси сирієї води.....	45
2.3.2 Допоміжне устаткування котельного відділення.....	45
2.3.2.1 Тягодуттєва установка	45
2.3.2.2 Спеціалізовані установки котельного відділення.....	45
2.4 Теплова схема та магістральні трубопроводи енергоблока	47
2.4.1 Структурний опис теплової схеми.....	47
2.4.2 Конденсаційний та регенеративний контури циркуляції	48
2.4.3 Живильний насосний комплекс моноблока	51
2.4.4 Пусковий вузол та скидні трубопровідні комунікації	52
2.4.5 Головні паропроводи та швидкісні пуско-скидні пристрої.....	52
2.4.6 Система проміжного перегріву пари	53
2.4.7 Розтопочний сепаратор із лініями скидання водяного та	
парового потоків.....	54
2.4.8 Трубопроводи пари власних потреб енергоблока	
.....	55
2.4.9 Устрої для регулювання температур свіжої та вторинної пари	
.....	55

2.5 Інженерний розрахунок теплової схеми ТЕЦ.....	56
2.5.1 Математичний розрахунок теплової схеми для Максимально-зимового режиму	57
2.6 Компонування головного корпусу теплоелектроцентралі.....	63
2.6.1 Особливості компонування котельного відділення	65
2.6.2 Особливості компонування турбінного відділення	66
2.7 Допоміжне господарство ТЕЦ.....	68
2.7.1 Паливне господарство	68
2.7.1.1 Газове господарство	68
2.7.1.2 Мазутне господарство	70
2.7.2 Система технічного водопостачання.....	73
2.7.2.1 Споживання технічної води	73
2.7.2.2 Оборотна система водопостачання з градирнями	76
2.7.3 Хімічна водопідготовка	80
2.7.3.1 Організація водно-хімічного режиму електростанції.....	80
2.7.3.2 Методи хімводопідготовки	83
2.8 Охорона навколишнього середовища від викидів електростанції .	85
2.8.1 Розрахунок витрати натурального палива.....	87
2.8.2 Розрахунок концентрації оксидів азоту (для газу).....	88
2.8.3 Розрахунок концентрації оксидів сірки (для мазута).....	89
2.8.4 Вибір кількості та розрахунок висоти димових труб.....	90
2.9 Генеральний план ТЕЦ	93
2.9.1 Обґрунтування та вибір майданчика для будівництва ТЕЦ.....	93
2.9.2 Опис структури та показників генерального плану ТЕЦ	95
3 ОХОРОНА ПРАЦІ	99
3.1 Технічні рішення та організаційні заходи щодо безпечної експлуатації об'єкта	100
3.2 Заходи з електробезпеки	101

3.3 Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії	103
3.3.1 Вихідні положення.....	103
3.3.2 Мікроклімат робочої зони.....	104
3.3.3 Склад повітря робочої зони	104
3.3.4 Виробниче освітлення.....	105
3.3.5 Виробничий шум та вібрація	107
3.3.6 Виробничі випромінювання	107
3.4 Пожежна безпека.....	108
3.4.1 Технічні рішення системи запобігання пожежі.....	108
3.4.2 Технічні рішення системи протипожежного захисту.....	109
4 ТЕПЛОВИЙ ВУЗОЛ ТА ЛІЧИЛЬНИКИ ТЕПЛА	
4.1 Індивідуальний тепловий пункт.....	110
4.1.1 Загальна інформація про теплові пункти.....	110
4.1.2 Пристрій системи та вимоги до монтажу ІТП.....	112
4.1.3 Моделі на базі теплообмінника.....	112
4.1.4 Елеваторні вузли в системі центрального опалення.....	114
4.1.5 Основні неполадки та методи їх усунення.....	115
4.1.6 Розподільчий пункт і вибір температурного режиму.....	116
4.1.7 Функції та положення.....	118
4.2 Лічильники тепла: види, виробники та поради щодо встановлення..	121
4.2.1 Що таке лічильник тепла і чому він потрібен.....	121
4.2.2 Коли найкраще встановлювати лічильник тепла.....	122
4.2.3 Які бувають лічильники тепла та їх принцип роботи.....	123
4.2.4 Популярні виробники лічильників тепла.....	124
4.2.5 Що потрібно для встановлення лічильника тепла.....	126
Висновок.....	128
Перелік посилань.....	130
Додатки.....	133

ПРИЙНЯТІ УМОВНІ СКОРОЧЕННЯ

ШРОУ – швидкодіюча редукційно-охолоджувальна установка;

РОУ – редукційно-охолоджувальна установка;

ВМП – верхній мережний підігрівач;

ГВП – гаряче водопостачання;

ГРП – газорозподільний пункт;

ГРС – газорозподільна станція;

ККД – коефіцієнт корисної дії;

МП – мережевий підігрівач;

НМП – нижній мережевий підігрівач;

ОБП – охолоджувач безперервної продувки;

ОД – охолоджувач дренажу;

ОП – охолоджувач пари;

ОУ – охолоджувач ущільнень;

ОЕ – охолоджувач ежектора;

ПВТ – підігрівач високого тиску;

ПВК – піковий водогрійний котел;

ПВП – пароводяний підігрівач;

ПК – паровий котел;

ПНТ – підігрівач низького тиску;

ПС – підігрівач сальниковий;

ПТС – принципова теплова схема;

ПТУ – паротурбінна установка;

РП – редукційний пристрій;

ТМ – теплова мережа;

ТЕЦ – теплоелектроцентрально;

ХВО – хімоводоочистка;

ЦВТ – циліндр високого тиску;

ЦНТ – циліндр низького тиску.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Сталий розвиток сучасної світової економіки та підвищення промислового потенціалу безпосередньо залежать від надійності, живучості та енергетичної незалежності базових об'єктів паливно - енергетичного комплексу. Для України в умовах глобальних викликів, перебудови ринків та модернізації інфраструктури теплова енергетика залишається стратегічною складовою національної безпеки, яка гарантує стабільне функціонування об'єднаної енергосистеми (ОЕС) та централізованого теплозабезпечення міст.

Попри активне світове впровадження відновлюваних та альтернативних джерел енергії, теплові електричні станції та теплоелектроцентралі (ТЕЦ), що функціонують на органічному паливі, продовжують відігравати домінуючу роль у покритті базових та маневрових графіків електричних і теплових навантажень. Основним паливом для таких об'єктів є природний газ, який характеризується високою екологічністю спалювання та зручністю транспортування, а як технологічний і аварійний резерв традиційно задіюється енергетичний мазут. В умовах вичерпності викопних паливних ресурсів на перший план висуваються жорсткі вимоги щодо термодинамічної ефективності та паливної економічності теплосилових установок станцій.

Найбільш прогресивним та термодинамічно вигідним методом енергопостачання великих міських конгломератів є когенерація - комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на базі єдиного технологічного циклу ТЕЦ. Порівняно з роздільним виробництвом (коли електрика генерується на КЕС, а тепло - у районних котельнях), сумісна генерація дозволяє скоротити питомі витрати палива на 20 – 30%, радикально знизити екологічне навантаження на атмосферний басейн та підвищити ККД використання первинних паливних ресурсів.

Предметом даного дипломного проєкту є комплексне проєктування та дослідження режимів роботи опалювальної ТЕЦ потужністю 500 МВт для теплопостачання житлових та промислових масивів міста Одеса.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ОСНОВНОГО УСТАТКУВАННЯ ТЕЦ

У даному розділі дипломного проєкту виконується комплексний техніко-економічний аналіз та інженерний розрахунок декількох альтернативних схем побудови теплоелектроцентралі (ТЕЦ), а також порівняльний варіант із будівництвом централізованої районної котельні. Головним завданням проєктування є оптимізація якісного, кількісного та структурного складу основного теплосилового й котельного обладнання для надійного енергозабезпечення споживачів.

1.1 Варіанти систем енергопостачання

1.1.1 Розрахунок теплових навантажень споживачів

При проєктуванні та виборі потужності енергоджерел ключовим є правило повного і безперебійного покриття годинних потреб прикріпленого житлово-комунального та промислового району. Нижче наведено розрахунок годинних теплових потоків у гарячій воді для кліматичних умов міста Одеса при заданій максимальній потужності $Q_{\max} = 1300$ МВт.

а) Годинний розрахунковий відпуск теплової енергії на потреби примусової вентиляції громадських, адміністративних та побутових споруд:

$$Q_z = \gamma_v \cdot Q_{\max}, \text{ МВт} \quad (1.1)$$

де γ_v – коефіцієнт вентиляційної частки графіка (згідно із завданням $\gamma_v = 0,08$).

$$Q_z = 0,08 \cdot 1300 = 104 \text{ МВт}$$

б) Годинний розрахунковий тепловий потік на потреби централізованого гарячого водопостачання (ГВП) впродовж опалювального (зимового) періоду:

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

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $\gamma_{\text{ГВП}}$ – коефіцієнт, що враховує частку навантаження систем ГВП ($\alpha_{\text{ГВП}} = 0,18$).

$$Q_{\text{ГВП}} = 0,18 \cdot 1300 = 234 \text{ МВт}$$

У неопалювальний (літній) період року теплове навантаження ГВП коригується з урахуванням вищої температури сирої водопровідної води:

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

$$Q_{\text{ГВП,літ}} = 0,7 \cdot 234 = 163,8 \text{ МВт}$$

в) Розрахункове годинне теплове навантаження безпосередньо на опалення житлових масивів району за балансовим методом:

$$Q_o = Q_{\text{max}} - Q_z - Q_{\text{ГВП}}, \text{ МВт} \quad (1.4)$$

$$Q_o = 1300 - 104 - 234 = 962 \text{ МВт}$$

г) Сумарне теплове навантаження, яке доцільно та термодинамічно вигідно перевести на довготривале покриття від регульованих опалювальних відборів пари турбоагрегатів (середній рівень теплофікаційного навантаження):

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

$$Q_{\text{відб}} = 234 + 0,5 \cdot (962 + 104) = 767 \text{ МВт.}$$

1.1.2 Варіант №1: Аналіз схеми з інтеграцією енергоблоків Т-250/300-240

Перша проєктна концепція передбачає впровадження на майданчику ТЕЦ двох потужних теплофікаційних турбоагрегатів надкритичного тиску типу Т-250/300-240. Фіксовані техніко-експлуатаційні показники та теплові характеристики цих машин наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Технічні характеристики турбіни Т-250/300-240

Тип турбіни	Відбори опалювальний	Мах витрата пари на турбіну, т/год	Питомий виробіток Вт/ф	Питомі витрати теплоти кДж/ф	Питомі витрати теплоти кК
Т-250/300-240	384 МВт	930	164	3810	7997

Для зазначеної конфігурації обладнання сумарний коефіцієнт теплофікації енергооб'єкта становитиме:

$$\alpha_{\text{ТЕЦ}} = \frac{2 \cdot 384}{1300} = 0,5908.$$

Отриманий показник $\alpha_{\text{ТЕЦ}} = 0,5908$ повністю задовольняє чинним нормативним вимогам та рекомендаціям, що висуваються до міських джерел когенерації опалювального профілю.

За умов роботи в режимі максимального зимового відпуску сумарне споживання робочого тіла (пари) двома турбоагрегатами дорівнює: $2 \cdot 930 = 1860$ т/год пари.

Для гарантованого та стабільного забезпечення енергоблоків парою гострих параметрів передбачається монтаж двох прямоточних паливних парогенераторів одиничною номінальною продуктивністю по 1000 т/год. Загальний потенціал валової генерації пари становитиме: $2 \cdot 1000 = 2000$ т/год.

Дефіцит теплової потужності, що має покриватися за рахунок додаткового джерела під час екстремальних зимових температур, обчислюється як:

$$Q_{\text{пik}} = Q_{\text{max}} - (2 \cdot 384) \quad (1.6)$$

$$Q_{\text{пik}} = 1300 - 768 = 532 \text{ МВт.}$$

З метою компенсації цього дефіциту та організації надійного технологічного резерву передбачено встановлення групи пікових водогрійних котлів типу КВГМ-100 (номінал одиничної теплопродуктивності становить 116 МВт).

Необхідна кількість пікових котлоагрегатів розраховується за виразом:

$$n_{\text{пвк}} = \frac{Q_{\text{пik}}}{116} \quad (1.7)$$

$$n_{\text{пвк}} = \frac{532}{116} = 4,58.$$

Округляючи розрахункову величину в більшу сторону до найближчого цілого числа, приймаємо до впровадження у котельному цеху першого варіанта

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ТЕЦ 5 пікових котлів КВГМ-100. Фактично забезпечена сумарна потужність пікового контуру станції при цьому дорівнює:

$$Q_{\text{факт}} = 5 \cdot 116 = 580 \text{ МВт.}$$

1.1.3 Варіант №2: Аналіз схеми з інтеграцією енергоблоків Т-180/210-130

Другий альтернативний варіант базується на встановленні опалювальних турбін докритичних параметрів типу Т-180/210-130. Розрахункові та експлуатаційні параметри даного типу обладнання наведено в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Технічні характеристики турбіни Т-180/210-130

Тип турбіни	Відбори виробничий	Відбори опалювальний	Макс. витрата пари на турбину, т/год	Питомий виробіток кВт	Питомі витрати і теплот и қтф	Питомі витрати теплоти қк
Т-180/210-130	-	326 МВт	645	152,5	3810	8625

У разі реалізації цієї схеми коефіцієнт теплофікації станції набуває значення: $\alpha_{\text{ТЕЦ}} = \frac{2 \cdot 326}{1300} = 0,5015$.

Знайдена величина $\alpha_{\text{ТЕЦ}} = 0,5015$ також повністю узгоджується з техніко-економічними нормативами для міських теплоелектроцентралей.

Максимальне сумарне споживання пари паротурбінною установою ТЕЦ-2 становить: $2 \cdot 645 = 1290$ т/год пари.

Надійний відпуск необхідної кількості пари забезпечується парогенераторним цехом у складі двох котлоагрегатів продуктивністю 670 т/год кожен. При цьому сумарна паропроductивність джерела дорівнює: $2 \cdot 670 = 1340$ т/год.

Частка теплового потоку району, яка повинна закриватися піковим джерелом тепла станції за умов суттєвого зниження температури зовнішнього повітря, обчислюється таким чином:

$$Q_{\text{пик}} = Q_{\text{max}} - (2 \cdot 326) \quad (1.8)$$

$$Q_{\text{пик}} = 1300 - 652 = 648 \text{ МВт.}$$

Для покриття цього навантаження вибираються пікові водогрійні агрегати КВГМ-100 теплопродуктивністю по 116 МВт:

$$n_{\text{пвк}} = \frac{Q_{\text{пик}}}{116} \quad (1.9)$$

$$n_{\text{пвк}} = \frac{648}{116} = 5,58.$$

Орієнтуючись на забезпечення надійності, округляємо результат до більшого цілого і приймаємо до встановлення 6 пікових котлів КВГМ-100. Реальна теплова віддача встановленого пікового обладнання становитиме:

$$Q_{\text{факт}} = 6 \cdot 116 = 696 \text{ МВт.}$$

1.1.4 Варіант №3: Спорудження централізованої районної котельні

Останній розглядаємий варіант передбачає повну відмову від комбінованого способу виробництва енергії (когенерації) на користь будівництва великої автономної районної котельні, розрахованої на повне покриття теплового масиву міста (1300 МВт). Як основне генераційне обладнання обрано промислові водогрійні агрегати типу КВГМ-180 з номіналом тепловіддачі 209 МВт.

Загальна кількість необхідних для встановлення блоків дорівнює:

$$n_{\text{вк}} = \frac{Q_{\text{max}}}{209} \quad (1.10)$$

$$n_{\text{вк}} = \frac{1300}{209} = 6,22.$$

З урахуванням графіка планово-попереджувальних ремонтів та необхідного технологічного резерву для стабільної роботи при аварійних

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

режимах, остаточно приймаємо до встановлення 7 водогрійних котлів КВГМ-180.

Підсумкові структурні та кількісні показники складу обладнання для кожної з трьох аналізованих схем енергопостачання зведено в порівняльну таблицю 1.3.

Таблиця 1.3 – Кількісний склад обладнання порівнюваних варіантів

Схема енергопостачання	Кількість та тип турбін	Кількість та тип парових котлів	Кількість та марка водогрійних / пікових котлів
Варіант 1 (ТЕЦ-1)	2 х Т-250/300-240	2 х ТГМП-344А (2 · 1000 т/год)	5 х КВГМ-100 (5 · 116 МВт)
Варіант 2 (ТЕЦ-2)	2 х Т-180/210-130	2 х Еп-670 (2 · 670 т/год)	6 х КВГМ-100 (6 · 116 МВт)
Варіант 3 (Котельня)	-	-	7 х КВГМ-180 (7 · 209 МВт)

1.2 Аналітичне визначення річного відпуску теплової енергії та обсягів генерації потужності

Для обчислення інтегральних річних показників відпуску теплоти, валового виробітку електричної енергії, а також сумарних витрат палива, першочергово формується річний графік тривалості (стояння) теплових навантажень споживачів району проєктування. Базою для його побудови є нормативні кліматологічні параметри досліджуваного регіону (м. Одеса). Основні вихідні константи для розрахункового контуру наведено в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Вихідні та розрахункові балансові дані річного циклу ТЕЦ, занесено у Додаток А.

Таблиця 1.5 – Річний графік відпуску теплоти від колекторів ТЕЦ, занесено у Додаток А.

1.3 Порівняння варіантів теплопостачання

1.3.1 Витрати умовного палива

На основі інтегрального моделювання річних графіків тривалості теплових навантажень споживачів були визначені підсумкові показники річного споживання енергетичних ресурсів. Отримані значення валових витрат умовного палива, що спалюється в топкових камерах енергетичних котлоагрегатів та пікових водогрійних джерел теплоти для двох когенераційних варіантів станції, становлять:

Варіант 1 (ТЕЦ-500 з турбінами Т-250/300-240):

$$B_{ум1}=1121,68 \text{ т у.п./рік}$$

Варіант 2 (ТЕЦ-360 з турбінами Т-180/210-130):

$$B_{ум2}=948,01 \text{ т у.п./рік}$$

Для зіставлення технологічної ефективності комбінованого виробництва з роздільним методом енергопостачання, визначається річна потреба в паливі для третього альтернативного варіанту – автономної районної котельні (Варіант 3). Розрахунок витрат умовного палива для котельного цеху здійснюється на основі сумарного річного відпуску теплоти від колекторів та усередненого експлуатаційного коефіцієнта корисної дії за формулою:

$$B_{кот} = \frac{Q_{ГВ}^{РІЧ} \cdot 1,0526 \left(1 + \frac{a}{100}\right)}{29309 \cdot \eta_{КА} \cdot \eta_{ТП}} \quad (1.8)$$

$$B_{кот} = \frac{14494,64 \cdot 1,0526 \left(1 + \frac{0,3}{100}\right)}{29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99} = 579,55 \text{ т у. п./рік}$$

Таким чином, річні витрати умовного палива для третього варіанту (автономна районна котельня) становлять 579,55 тис. т у.п./рік.

1.3.2 Витрати натурального палива

Для точного визначення фактичних обсягів споживання енергетичних ресурсів та подальшого розрахунку їхньої вартості здійснюється перерахунок

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

масивів умовного палива в натуральне. Фізико – хімічні та вартісні показники спалюваного палива, прийняті в проєкті для кліматичних умов міста Одеса, наведено в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Техніко-економічні характеристики проєктного палива

Вид палива	Еквівалентна вартість 1 т у.п., у.о./т	Нижча теплота згоряння на робочу масу $Q_{нр}$, кДж/кг
Природний газ (ПГ)	260	34330

Річні обсяги споживання натурального палива ($V_{нат}$, тис. м³/рік) для кожної технологічної групи обладнання розраховуються за базовою балансовою формулою:

$$V_{нат} = V_{ум} \cdot \frac{29309}{Q_n^p} \quad (1.9)$$

де:

$V_{ум}$ – річні витрати умовного палива відповідною групою котлоагрегатів, тис. т у.п./рік;

29309 – точний теплотворний еквівалент однієї тонни умовного палива за методикою, кДж/кг;

Q_n^p – нижча теплота згоряння натурального природного газу, $Q_n^p = 34330$ кДж/кг

1) Технологічний варіант ТЕЦ-1 (турбіни Т-250/300-240 та котли ТГМП-344А)

а) Енергетичний контур високого тиску (блочні прямоточні котли ТГМП-344А):

$$V_{нат.ен1} = 1083,72 \cdot \frac{29309}{34330} = 925,29 \text{ тис. м}^3/\text{рік}$$

б) Піковий теплофікаційний контур (водогрійні котлоагрегати КВГМ-100):

$$V_{нат.пik1} = 37,96 \cdot \frac{29309}{34330} = 32,41 \text{ тис. м}^3/\text{рік}$$

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Сумарне споживання натурального газу по ТЕЦ-1 становить:

$$V_{\text{нат1}} = 925,29 + 32,41 = 957,70 \text{ тис. м}^3/\text{рік}$$

2) Технологічний варіант ТЕЦ-2 (турбіни Т-180/210-130 та котли Еп-670)

а) Енергетичний контур (барабанні котлоагрегати Еп-670):

$$V_{\text{нат.ен2}} = 811,74 \cdot \frac{29309}{34330} = 693,03 \text{ тис. м}^3/\text{рік}$$

б) Піковий теплофікаційний контур (водогрійні котлоагрегати КВГМ-100):

$$V_{\text{нат.пik2}} = 136,27 \cdot \frac{29309}{34330} = 116,35 \text{ тис. м}^3/\text{рік}$$

Сумарне споживання натурального газу по ТЕЦ-2 становить:

$$V_{\text{нат2}} = 693,03 + 116,35 = 809,38 \text{ тис. м}^3/\text{рік}$$

3) Технологічний варіант котельні (Варіант 3)

Розрахунок витрат природного газу для автономної районної котельні на базі водогрійних агрегатів здійснюється аналогічно, виходячи з її уточненої потреби в умовному паливі ($V = 579,55$ тис. т у.п./рік):

$$V_{\text{нат.кот}} = 579,55 \cdot \frac{29309}{34330} = 494,77 \text{ тис. м}^3/\text{рік}$$

1.3.3 Витрати електричної енергії на власні потреби станційного обладнання

Для забезпечення безперебійного функціонування основного та допоміжного технологічного устаткування частина енергії витрачається на внутрішні (власні) потреби об'єкта. Розрахунок внутрішнього електроспоживання диференціюється за трьома статтями:

а) Тягодуттєві машини та системи циркуляції котлоагрегатів ($W_{\text{тд}}$, млн. кВт·год)

Ця стаття витрат прямо пропорційна сумарному обсягу теплової енергії, що генерується котельними цехами порівнюваних варіантів:

$$W_{\text{тд}} = w_{\text{тд}} \cdot \frac{Q_{\text{ек}}}{2,59} \quad (1.10)$$

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $w_{\text{тд}}$ – усереднені питомі витрати електричної енергії на дуттєві вентилятори та димососи ($w_{\text{тд}} = 5 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{т пари}$).

Для ТЕЦ-1

$$W_{\text{тд}} = 5 \cdot 10^3 \cdot \frac{27399,08}{2,59} = 52,89 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год.}$$

Для ТЕЦ-2

$$W_{\text{тд}} = 5 \cdot 10^3 \cdot \frac{21039,15}{2,59} = 40,67 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год.}$$

Для котельні:

$$W_{\text{тд}} = w_{\text{тд}} \cdot \left(\frac{Q_{\text{ВК}}^{\text{річн.}}}{2,59} + D_{\text{річн.}} \right) \quad (1.11)$$

$$W_{\text{тд}} = 5 \cdot \frac{14494,64}{2,59} = 27,98 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год.}$$

б) Живильні електронасоси ($W_{\text{жн}}$, млн. кВт·год)

Визначаються річною кількістю живильної води (пари $w_{\text{жн}}$), яка подається в контур високого тиску:

$$W_{\text{жн}} = w_{\text{жн}} \cdot \frac{Q_{\text{ЕК}}}{2,59} \quad (1.12)$$

Для ТЕЦ-1

$$W_{\text{жн}} = 7,5 \cdot \frac{27399,08}{2,59} = 79,34 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год.}$$

Для ТЕЦ-2

$$W_{\text{жн}} = 7,5 \cdot \frac{21039,15}{2,59} = 60,92 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год.}$$

Для котельні:

$$W_{\text{жн}} = 0 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год.}$$

в) Інші та загальностанційні споживачі ($W_{\text{ін}}$, млн. кВт·год)

Для ТЕЦ-1 та ТЕЦ-2 вони розраховуються як нормативний відсоток ($\alpha_{\text{ін}} = 0,7\%$) від загального валового виробітку електроенергії ($W_{\text{вал}}$):

$$W_{\text{ін}} = w_{\text{ін}} \cdot \frac{W_{\text{вир.}}}{100} \quad (1.13)$$

Для ТЕЦ-1

$$W_{\text{ін}} = 0,7 \cdot \frac{2900}{100} = 20,3 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год.}$$

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для ТЕЦ-2

$$W_{\text{ін}} = 0,7 \cdot \frac{2088}{100} = 14,62 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год.}$$

Для котельні:

$$W_{\text{ін}} = 0,1 \cdot \sum W_i \quad (1.14)$$

$$W_{\text{ін}} = 0,1 \cdot (27,98) = 2,798 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год.}$$

Сумарні витрати електроенергії на власні потреби за всіма трьома варіантами оптимізації схеми зведено в таблицю 1.7.

Таблиця 1.7 – Зведені витрати електричної енергії на власні потреби станційного комплексу, занесено у Додаток Б.

1.4 Обґрунтування обсягів капітальних інвестицій у будівництво

Визначення кошторисної вартості спорудження генеруючих джерел виконується диференційовано за окремими технологічними контурами (будівлі/споруди та обладнання) відповідно до питомих показників капіталовкладень, віднесених на одиницю основного устаткування. Для умов ТЕЦ блочної структури сумарний інвестиційний об'єм розраховується за залежністю:

$$K_{\text{ТЕЦ}} = K_{\text{БС}} + K_{\text{ОБ}} \quad (1.15)$$

а) Інвестиції в будівельну частину, зведення головного корпусу, споруд та комунікацій майданчика:

$$K_{\text{БС}} = K_{\text{БС1}} + n \cdot K_{\text{БССЛ}} + n_{\text{ПВК}} \cdot K_{\text{БСПВК}} \quad (1.16)$$

$K_{\text{БС1}}$, $K_{\text{БССЛ}}$ – капітальні витрати на будівельну частину, що закріплені за першим та кожним наступним блоком відповідно, млн. у.о.;

$K_{\text{БСПВК}}$ – капіталовкладення в будівлі, що припадають на один піковий водогрійний котел, млн. у.о.;

n – кількість наступних енергоблоків на станції ($n = 1$);

$n_{\text{ПВК}}$ – загальна кількість встановлених пікових водогрійних котлів.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

б) Інвестиції в закупівлю, шеф-монтаж та налагодження технологічного устаткування:

$$K_{об} = K_{об1} + n \cdot K_{обсл} + n_{пвк} \cdot K_{обпвк} \quad (1.17)$$

де $K_{об1}$, $K_{обсл}$, $K_{обпвк}$ – відповідні нормативи витрат на обладнання для першого блоку, наступних блоків та пікових джерел тепла, млн. у.о..

1. Технологічний варіант ТЕЦ-1 (2 х Т-250/300-240 + 2 х ТГМП-344А + 5 х КВГМ-100)

$$K_{бстец1} = 54,2 + 1 \cdot 54,2 + 5 \cdot 1,5 = 115,90 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{обтец1} = 126,3 + 1 \cdot 126,3 + 5 \cdot 3,5 = 270,10 \text{ млн. у.о.}$$

$$\text{Валові інвестиції ТЕЦ-1: } K_{тец1} = 115,90 + 270,10 = 386,00 \text{ млн. у.о.}$$

2. Технологічний варіант ТЕЦ-2 (2 х Т-180/210-130 + 2 х ЕП-670 + 6 х КВГМ-100)

$$K_{бстец2} = 44,4 + 1 \cdot 44,4 + 6 \cdot 1,5 = 97,80 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{обтец2} = 103,6 + 1 \cdot 103,6 + 6 \cdot 3,5 = 228,20 \text{ млн. у.о.}$$

$$\text{Валові інвестиції ТЕЦ-2: } K_{тец2} = 97,80 + 228,20 = 326,00 \text{ млн. у.о.}$$

3. Технологічний варіант котельні (Варіант 3: 7 х КВГМ-180)

Капіталовкладення в будівництво автономної районної котельні розраховуються на основі кількості встановлених великих водогрійних агрегатів:

$$K_{кот} = K_{арп1} + n \cdot K_{арсл} \quad (1.18)$$

$$K_{кот} = 9,7 + 6 \cdot 9,7 = 67,90 \text{ млн. у.о.}$$

(у тому числі: будівельна частина – 20,30 млн. у.о., устаткування – 47,60 млн. у.о.) .

1.5 Моделювання та розрахунок питомих витрат палива

а) Питомі витрати палива на виробіток електрики в теплофікаційному режимі ТЕЦ:

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$b_{\text{тф}} = \frac{q_{\text{тф}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \left(1 + \frac{a}{100}\right)}{29309 \cdot \eta_{\text{КА}} \cdot \eta_{\text{ТП}}} \quad (1.19)$$

$q_{\text{тф}}$ – питома теплова витрата турбіни у теплофікаційному режимі, $q_{\text{тф}} = 3810 \text{ кДж}/(\text{кВт} \cdot \text{год})$;

k_1, k_2 – коефіцієнти пускових втрат (1,02) та змінних режимів (1,03);

29309 – енергетичний еквівалент тонни умовного палива, $\text{кДж}/\text{кг}$;

a – норма втрат природного газу при зберіганні, $a = 0,0\%$.

$$b_{\text{тф}} = \frac{3810 \cdot 1,02 \cdot 1,03 \cdot \left(1 + \frac{0}{100}\right)}{29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99} = 0,1516 \text{ кг}/\text{кВт} \cdot \text{год}$$

б) Питомі витрати палива на виробіток електрики в конденсаційному режимі ТЕЦ:

$$b_{\text{к}} = \frac{q_{\text{к}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \left(1 + \frac{a}{100}\right)}{29309 \cdot \eta_{\text{КА}} \cdot \eta_{\text{ТП}}} \quad (1.20)$$

де $q_{\text{к}}$ – теплова витрата турбіни в чисто конденсаційному режимі (для Т-250 $q_{\text{к}} = 7997 \text{ кДж}/\text{кВт} \cdot \text{год}$; для Т-180 $q_{\text{к}} = 8625 \text{ кДж}/\text{кВт} \cdot \text{год}$).

$$\text{Для ТЕЦ-1: } b_{\text{к}} = \frac{7997 \cdot 1,02 \cdot 1,03 \cdot \left(1 + \frac{0}{100}\right)}{29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99} = 0,3182 \text{ кг}/\text{кВт} \cdot \text{год}$$

$$\text{Для ТЕЦ-2: } b_{\text{к}} = \frac{8625 \cdot 1,02 \cdot 1,03 \cdot \left(1 + \frac{0}{100}\right)}{29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99} = 0,3432 \text{ кг}/\text{кВт} \cdot \text{год}$$

в) Питомі витрати палива на відпуск теплової енергії від ТЕЦ:

$$b_{\text{ку}} = \frac{34,1 \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \left(1 + \frac{a}{100}\right)}{\eta_{\text{КА}} \cdot \eta_{\text{ТП}}}, \quad (1.21)$$

Енергетичні парові котлоагрегати:

$$b_{\text{ку}} = \frac{34,1 \cdot 1,02 \cdot 1,03 \cdot \left(1 + \frac{0}{100}\right)}{0,91 \cdot 0,99} = 39,7663 \text{ кг}/\text{ГДж}$$

Пікові водогрійні котли:

$$b_{\text{ку}} = \frac{34,1 \cdot 1,02 \cdot 1,01 \cdot \left(1 + \frac{0}{100}\right)}{0,91 \cdot 0,99} = 38,9941 \text{ кг}/\text{ГДж}$$

г) Питомі витрати палива на відпуск теплоти від районної котельні:

$$b_{\text{ВК}} = \frac{34,1 \cdot 1,0526 \cdot \left(1 + \frac{a}{100}\right)}{\eta_{\text{КА}} \cdot \eta_{\text{ТП}}} \quad (1.22)$$

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$b_{BK} = \frac{34,1 \cdot 1,0526 \cdot \left(1 + \frac{0}{100}\right)}{0,91 \cdot 0,99} = 39,842 \text{ кг/ГДж.}$$

1.6 Комплексна відомість порівняння техніко-економічних показників

Усі отримані в ході інженерно – економічного проєктування результати балансів, витрат енергоносіїв, капіталовкладень та паливних показників для трьох схем теплопостачання міста Одеса зведено в укрупнену таблицю 1.8.

Таблиця 1.8 – Зведена відомість техніко-економічних показників варіантів енергопостачання, занесено у додаток В.

Висновок за результатами досліджень Розділу 1

Проведене техніко-економічне зіставлення трьох систем теплопостачання міста Одеса чітко доводить термодинамічну перевагу когенерації (Варіанти 1 та 2) над роздільним методом (Варіант 3). Попри мінімальні стартові інвестиції в будівництво районної котельні (67,90 млн. у.о.), вона повністю позбавлена можливості генерації високорентабельної електричної енергії в мережу. Серед теплофікаційних схем найбільш паливно-економічним визначено Варіант 1 на базі надкритичних блоків Т-250/300-240 та прямоточних котлів ТГМП-344А: завдяки найбільшій потужності відборів він максимально переводить теплоспоживання району на комбінований цикл (13396,80 тис. ГДж), забезпечує найменшу питому витрату палива в конденсаційному режимі (0,3182 кг/(кВт·год)) і гарантує максимальний річний відпуск електрики на рівні 2747,47 млн. кВтгод, що робить його базовим для подальшого інвестиційного аналізу в наступних розділах проєкту.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 ТЕПЛОМЕХАНІЧНА СТРУКТУРА ТА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЛАДНАННЯ СТАНЦІЇ

2.1 Загальна технологічна характеристика ТЕЦ

Проектована теплоелектроцентраль із встановленою номінальною електричною потужністю 500 МВт (2×250 МВт) призначена для стабільного забезпечення електричною та тепловою енергією великого житлово-комунального фонду та супутніх промислових об'єктів. Базовим енергетичним паливом для станції визначено природний газ, тоді як високосірчистий мазут виконує функції технологічного резерву.

Вибір географічного майданчика для розміщення ТЕЦ здійснюється з урахуванням таких обов'язкових інженерно-екологічних вимог:

- максимальне наближення до центрів зосередження теплових навантажень споживачів;
- мінімізація логістичних витрат на підведення магістральних паливопроводів;
- наявність надійного та потужного джерела водозабезпечення.

Територія спорудження енергооб'єкта безпосередньо межує із залізничним вузлом, через який виконуватиметься транспортування великогабаритних елементів теплосилового обладнання, будівельних металоконструкцій, а також здійснюватиметься доставка мазутного палива. Районом будівництва даної теплоелектроцентралі є місто Одеса. Технологічна схема технічного водопостачання станції прийнята оборотною, із застосуванням вискоєфективних басейнових градирень для охолодження циркуляційної води.

Граничне теплове споживання прилеглого району становить 1300 МВт, а сумарна електрична потужність – 500 МВт. Джерело енергії експлуатується в базовій частині графіка навантажень із річною тривалістю використання

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

встановленої потужності на рівні 5800 годин. Система гарячого водопостачання реалізована за закритою двоконтурною схемою. Транспортування теплоносія до споживачів виконується по чотирьом незалежним магістральним трубопроводах відповідно до розрахункового температурного графіка мережної води 150/70 °С.

2.2 Склад основного генеруючого обладнання

На майданчику проєктованої ТЕЦ передбачається монтаж такого комплексу основного технологічного устаткування:

Паротурбінні установки: 2 теплофікаційні турбіни типу Т-250/300-240 виробництва Уральського турбомоторного заводу (УТЗ), які укомплектовані трифазними синхронними турбогенераторами ТВВ-320-2УЗ потужністю 320 МВт виробничого об'єднання Електросила;

Парогенераторні установки: 2 прямоочні котельні агрегати надкритичного тиску типу ТГМП-344А, що мають номінальну паропроductивність по 1000 т/год.

2.2.1 Конструктивні особливості та параметри турбоагрегатів

Парова турбіна Т-250/300-240 УТЗ

Цей турбоагрегат має паспортну теплофікаційну електричну потужність 250 МВт, спроможний розвивати до 300 МВт (максимально 305 МВт) при роботі за чисто конденсаційним циклом і розрахований на початкові надкритичні параметри гострої пари з тиском 23,5 МПа. Турбіна виконана за одновальною чотирьохциліндровою конструктивною схемою.

Основне призначення агрегату – привід генератора ТВВ-320-2 для видачі потужності в енергосистему та централізоване тепlopостачання масштабних міських масивів. Технологічні особливості компонування передбачають

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

можливість розміщення ТЕЦ на значній відстані від житлової забудови (до 30–35 км). Для цього в конструкції реалізовано триступеневий послідовний підігрів мережного теплоносія до верхньої межі 150 °С.

Внутрішня проточна частина складається з 40 ступенів тиску, які розподілені по чотирьох корпусах: циліндр високого тиску (ЦВТ), перший та другий циліндри середнього тиску (ЦСТ-1 і ЦСТ-2), а також циліндр низького тиску (ЦНТ).

Свіжий паровий потік спрямовується до середньої частини ЦВТ через окремо розташовані блоки стопорно – регулюючих клапанів по 10 пропускних пароводах. Корпус ЦВТ виконаний двостінним (із внутрішнім та зовнішнім циліндрами) і має двопоточну структуру проточного каналу. У внутрішній стіні розташована одновінцева регулююча ступінь та 5 послідовних ступенів тиску лівого потоку (рух у бік переднього підшипника). У міжстінному просторі пара розвертається на 180 градусів і проходить через 6 ступенів тиску правий потік зовнішнього корпусу. Граничний тиск за регулюючим ступенем дорівнює 191 ат, у міжкорпусному просторі – 110 ат, а на вихлопі з ЦВТ становить 42 ат.

Після проходження тракту проміжного перегріву пара з параметрами 3,75 МПа (37,5 ат) та температурою 540 градусів Цельсія по 4 трубопроводах подається до клапанів однопоточного литого циліндра ЦСТ-1, який містить 10 ступенів (з 13 по 22). За 14-м ступенем виконано відбір пари на привод живильного турбонасоса. З ЦСТ-1 пара з тиском 0,47 МПа (4,7 ат) переходить у двопоточний ЦСТ-2, що має 12 ступенів (з 23 по 28 у першому потоці за ходом пари та з 32 по 37 у зворотному напрямку). Після виходу з ЦСТ-2 частина пари може скидатися в нижній опалювальний відбір, а решта спрямовується в двопоточний ЦНТ, обладнаний регулюючими діафрагмами для зміни пропуску пари на конденсатор через два вихлопні патрубки. Ступені ЦНТ мають нумерацію 29-31 та 38-40.

Жорсткий фікспункт (технологічна точка нерухомості) турбоагрегату зафіксований на рамах вихлопної частини ЦНТ. Теплове розширення елементів

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

конструкції відбувається від фікспункту в напрямку переднього підшипника та в бік генератора. Основні параметри турбоустановки наведено в таблицях 2.1 та 2.2.

Таблиця 2.1 - Базові технічні параметри турбіни Т-250/300-240, та
Таблиця 2.2 – Експлуатаційні параметри пари в регенеративних відборах турбіни, занесено у додаток Г.

2.2.2 Котлоагрегати

Паровий котельний агрегат ТГМП-344А (маркування Пп-1000-255-545 ГМН).

Однокорпусна прямоточна котельна установка типу ТГМП-344А призначена для генерації робочого тіла надкритичних параметрів при роботі на природному газі та мазуті у складі моноблока з теплофікаційною паровою турбіною Т-250/300-240. Котлоагрегат виконаний за П-подібною геометричною компоновкою, має один замкнутий корпус і реалізує принцип комбінованої циркуляції середовища з проміжним перегрівом пари.

Топковий простір являє собою призматичну камеру відкритого типу, яка за висотою технологічно розділена горизонтальними переходами на три послідовні зони: нижню (НРЧ), середню (СРЧ) та верхню (ВРЧ) радіаційні частини. Між цими зонами передбачено проміжне перемішування робочого середовища. Задній екранний блок ВРЧ у верхній зоні топки формує спеціальний аеродинамічний виступ (або виступце), який виконує функцію захисту ширмових поверхонь нагріву від жорсткого прямого випромінювання факела. Горизонтальний переріз топкової камери по осях екранних труб становить 8,47 на 13,32 метра.

Стінові поверхні, стельова частина, а також спускові та горизонтальні перехідні газоходи повністю екрановані суцільнозварними газоцільними панелями. Вони виготовлені з плавникових труб із зовнішнім діаметром 32 мм,

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

товщиною стінки 6 мм та монтажним кроком 46 мм (матеріал конструкцій - сталь марки 12Х1МФ). Спалювання палива забезпечується 16 комбінованими газомазутними вихровими пальниками, які змонтовані у два яруси на фронтівій та задній стінах камери (по 8 штук на кожній стороні, по 4 пальники в кожному горизонтальному ярусі).

Гідравлічний пароводяний тракт надкритичного тиску організований за одноступінчастою схемою. Подача живильної води в котел регулюється через один загальний клапан, після якого потік розділяється на дві паралельні нерегульовані нитки. У поворотному газоході на виході з топки послідовно за ходом димових газів змонтовані такі елементи: ширмовий пароперегрівач, перший ступінь конвективного пароперегрівача високого тиску (КПП ВТ-1), вихідна частина конвективного пароперегрівача низького тиску (КПП НТ), а також водяний економайзер.

Для забезпечення температурної надійності екранних поверхонь під час пускових операцій, планових зупинок та роботи на знижених навантаженнях у схему інтегровано два рециркуляційні насоси середовища. Котел реалізує технологію рециркуляції димових газів: гази відбираються за водяним економайзером і за допомогою спеціальних вентиляторів подаються через пальникові пристрої в нижню частину топки.

Регулювання температури пари високого тиску в стаціонарних експлуатаційних режимах виконується за допомогою двох живильних уприсків води, встановлених перед ширмовим пароперегрівачем та перед вихідним пакетом конвективного пароперегрівача високого тиску. У перехідних режимах пуску та зупинки задіяні додаткові пускові уприски в головних паропроводах. Температура пари проміжного перегріву (низького тиску) регулюється за рахунок зміни обсягу рециркуляції газів у нижню частину топки та за допомогою аварійних уприсків між пакетами КПП НТ. При пусконаладжувальних операціях для цього також залучаються пускові уприски та байпасування проміжного пароперегрівача.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тягодуттєва схема котла розрахована на роботу під наддувом (без використання димососів у штатному режимі). Рух повітряного тракту та продуктів згоряння забезпечують два високонапірні дуттєві вентилятори. Для тимчасових режимів із розрідженням у топці передбачено два резервні осьові димососи.

До складу допоміжного обладнання одного котлоагрегату ТГМП-344А входять:

- два відцентрові дуттєві вентилятори марки ВДН-25×2 (продуктивність кожного становить 500 тис. м³/год, повний тиск - 8,25 кПа);
- два осьові димососи резервного контуру марки ДОД-31.5 ФГМ (продуктивність - 970 тис. м³/год, тиск - 4,79 кПа);
- два димососи рециркуляції газів марки ГД-31 (продуктивність – 345 тис. м³/год, тиск - 4,1 кПа);
- два обертові регенеративні повітропідігрівачі марки РПП-98;
- парові калорифери марки СО-110.

Базові технічні параметри та розрахункові характеристики котлоагрегату ТГМП-344А наведено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики котла ТГМП-344А, занесено у додаток Д.

Технічна характеристика та інженерне компонування пікового водогрійного котла КВГМ-100.

Для надійного покриття пікових теплових навантажень житлово-комунального та промислового контуру міста Одеса в періоди екстремальних зимових мінімумів температур, проєктними рішеннями передбачено встановлення групи з 5 водогрійних котельних агрегатів типу КВГМ-100 (котел водогрійний газомазутний, номінальною теплопродуктивністю 100 Гкал/год, що відповідає 116,3 МВт). Ці агрегати виконують функцію основного піково -

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

резервного джерела високотемпературного теплопостачання станції та підключаються послідовно або паралельно після основних мережних підігрівачів (бойлерів) головних енергоблоків Т-250/300-240.

Конструкцією котла КВГМ-100 передбачено його стабільну експлуатацію за двома основними гідравлічними графіками:

- **Основний технологічний режим:** реалізується для базового підігріву мережної води, коли теплоносій надходить у трубну систему з температурою 70 °С і нагрівається на виході до 150 °С;
- **Піковий технологічний режим:** задіюється під час максимальних морозів для «догріву» теплоносія, при цьому температура води на вході в котел після бойлерів становить 110 °С, а на виході з котельного контуру досягає регламентних 150 °С.

Обов'язковою інженерною умовою безпечної експлуатації котлоагрегату за будь – якого графіка є строге підтримання постійної витрати мережної води через його внутрішню поверхню нагрівання, що повністю виключає ризик локального скипання води та прискореного припечення солей на стінках труб.

За своєю конструктивною архітектурою котел КВГМ-100 є водотрубним, прямоточним газомазутним тепловим генератором із П-подібним зімкнутим компонуванням поверхонь. Вертикальна топкова камера призматичної форми виконана повністю закритою (газощільною) за рахунок застосування суцільнозварних плавникових панелей із труб діаметром 60 мм. Екрани топки поділяються на фронтний, задній та два бокові. У верхній частині камери екрани задньої стіни розводяться у багаторядний пучок труб, формуючи фєстон, який захищає конвективні пакети від прямого радіаційного випромінювання факела.

Безпосередньо за топкою розташовується низхідний конвективний шахтний тракт, всередині якого змонтовані три послідовні пакети конвективних поверхонь нагрівання. Вони виконані у вигляді змієвиків ширмового типу з труб малого діаметра (32 мм) з метою забезпечення максимальної інтенсивності

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

конвективного теплообміну між димовими газами та мережною водою. Спалювання палива (природного газу або резервного мазуту М-100) здійснюється за допомогою трьох комбінованих газомазутних пальників типу ГМ-40, які встановлені рівномірно на фронтівій стіні топкової камери в один ярус.

При роботі на основному проєктному паливі (природному газу) гідравлічна схема руху теплоносія всередині котла організована за чотириходовим принципом. Мережна вода послідовно проходить через конвективні пакети, після чого розподіляється по екранах топкової камери і виводиться через збірний вихідний колектор. У разі переведення станції на аварійне спалювання рідкого палива (топкового мазуту М-100) з метою запобігання небезпечній низькотемпературній корозії металу від дії оксидів сірки, котел перемикається на спеціальну триходову інженерну схему з організацією попереднього рециркуляційного підігріву вхідної води до температури не менше 110 °С.

Основні номінальні інженерно – технічні характеристики та конструктивні габарити пікового котлоагрегату КВГМ-100 наведено у зведеній таблиці 2.15.

Таблиця 2.15 – Номінальні технічні параметри та габаритні показники котла КВГМ-100, занесено у додаток Ж.

Трубна система водогрійного котла КВГМ-100 спирається на власну опорну раму і утримується міцним зварним каркасом із профільованої сталі. Каркас сприймає на себе всю вагу трубних пучків, колекторів, полегшеної націльної обмурівки та захисно – декоративної металевої обшивки. Зовнішня ізоляція корпусу виконується з масивних плит на основі мінеральної вати, що повністю знижує теплові втрати в навколишнє середовище і гарантує безпечну температуру на зовнішній поверхні обшивки котельного цеху ТЕЦ (не більше 45 °С).

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.3 Вибір та технічне обґрунтування допоміжного устаткування ТЕЦ

Комплектація та вибір допоміжних технологічних пристроїв і насосних агрегатів теплової схеми джерела когенерації виконані на підставі детальних балансових розрахунків і згідно з чинними галузевими нормами проєктування.

2.3.1 Допоміжні системи та агрегати турбінного і деаераторного цехів

2.3.1.1 Конденсаційний комплекс

До складу конденсаційної установки кожного енергоблока входять такі елементи: поверхневий конденсатор, двоступенева група конденсатних насосів, а також парові ежектори.

Конденсатор. Згідно з технічними умовами заводу-виробника турбоагрегату Т-250/300-240, до встановлення приймається горизонтальний двоходовий теплообмінний апарат поверхневого типу марки ДО2-14000-1. Його призначення - повна конденсація відпрацьованої в циліндрі низького тиску пари з отриманням чистого конденсату. Поверхня теплообміну розділена на три відокремлені пучки труб: два основних контури та один вбудований пучок, який займає близько 20% від загальної площі охолодження. Технічні характеристики апарата зведено в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 - Загальна технічна характеристика конденсатора ДО2-14000-1, занесено у додаток И.

Насоси основного конденсатного тракту. Конденсатні насоси першого ступеня (КН-1): Для безперервної евакуації основного конденсату з конденсатозбірника і його подачі через блочну знесолювальну установку (БЗУ) монтуються три вертикальні насосні агрегати типу КСВ-500-85. Продуктивність кожного насоса становить 50% від максимальної витрати конденсату блоку (два насоси постійно перебувають у роботі, один - у гарячому

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

резерві). Розвивальний напір підібраний так, щоб долати повний гідравлічний опір БЗУ та створювати стабільний підпір перед насосами наступного ступеня.

Конденсатні насоси другого ступеня (КН-2): Для забору конденсату після БЗУ і його транспортування через групу підігрівачів низького тиску (ПНТ) в деаератор високого тиску (0,69 МПа) передбачено три насоси типу КСВ-500-220 (конфігурація: 2 робочих, 1 резервний). Розрахунковий тиск нагнітання КН-2 покриває суму статичного стовпа води до головки деаератора, внутрішній тиск у самому деаераторі та сумарний опір регенеративного тракту з трубопроводами. Паспортні дані конденсатних насосів наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Дані конденсатних насосів

Експлуатаційний параметр насосного агрегату	Одиниця виміру	КСВ-500-85	КСВ-500-220
Номінальна продуктивність насоса	м3/год	500	500
Розвивальний напір (тиск на виході)	МПа	0,85	2,2
Гранична температура перекачуваного конденсату	°С	135	120
Кількість внутрішніх ступенів тиску	шт	3	2
Коефіцієнт корисної дії агрегату	%	75	75
Частота обертання ротора насоса	об/хв	618	960
Марка приводного електродвигуна	—	АО104-6М302	АВ-114-2
Номінальна потужність електродвигуна	кВт	200	320

Ежекторні пристрої турбоустановки. Основна ежекторна група: Призначена для створення та підтримання стабільного вакууму в корпусі конденсатора й підключених вакуумних теплообмінниках шляхом постійної евакуації пароповітряної суміші. Встановлюються три триступеневі ежектори типу ЕП-3-3. Кількість одночасно задіяних апаратів коригується залежно від фактичної щільності вакуумної системи блока.

Пусковий та циркуляційний ежектори: Для інтенсивного набору вакууму під час пускових операцій використовується пусковий ежектор типу ЕП-1-1100-1. Однотипний апарат циркуляційної системи забезпечує видалення повітря з верхніх точок водяних камер конденсатора та циркуляційних трас при

їх заповненні теплоносієм.

Ежектор відсмоктування з ущільнень: Блок типу ЕУ-120-1 з інтегрованим охолоджувачем здійснює відсмоктування суміші з кінцевих камер лабіринтових ущільнень турбіни та штоків клапанів. Тепло утилізованої пари повертається в систему регенерації низького тиску.

Технічні параметри ежекторних пристроїв наведено в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 - Основні технічні характеристики ежекторів

Параметр роботи ежекторної установки	Одиниця виміру	ЕП-3-3	ЕП-1-1100-1	ЕУ-120-1
Витрата пари на робочі сопла ежектора	кг/год	850 / 550	1100	1940
Робочий тиск пари перед соплами	МПа	0,50 / 0,45	0,5	0,5
Номінальна температура робочої пари	°С	160	160	160
Витрата охолоджувального конденсату (мін / макс)	м3/год	70 / 200	-	500
Продуктивність по сухому повітрю	кг/год	85 / 70	140	2000
Абсолютний тиск усмоктування суміші	МПа	0,0033	0,0175	0,09

2.3.1.2 Живильна насосна установка

Комплекс обладнання для подачі живильної води в котел включає три бустерні насоси, один головний живильний турбонасос та один пускорезервний живильний електронасос. Технічні характеристики насосних агрегатів зведено в таблицю 2.8.

Таблиця 2.8 – Основні технічні характеристики насосів живильної установки, занесено у додаток І.

Бустерні насоси. Для запобігання кавітаційному руйнуванню і забезпечення стабільної безкавітаційної роботи основних живильних агрегатів встановлюються три паралельні бустерні насоси типу ПД-650-160 (конфігурація: 2 робочих, 1 резервний). Вони піднімають тиск середовища від 0,78 МПа до 2,28 МПа, забезпечуючи гарантований підпір у 2,0 МПа на входних

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

колекторах живильних насосів.

2.3.1.3 Деаераторна установка

Для глибокого термічного очищення живильного теплоносія від корозійно – агресивних газів (кисню та вільної вуглекислоти) у кількості 1025 т/год, що враховує нормативні технологічні втрати на рівні 2.0 відсотка в пароводяному контурі енергоблока, передбачено монтаж деаераційного комплексу підвищеного тиску.

До складу установки входить один вертикальний деаераційний стовпчик струминно - барботажного типу марки ДСП-1000 продуктивністю 1000 т/год, який змонтований на горизонтальному деаераційному баку-акумуляторі корисною місткістю 100 м³. Даний об'єм акумулюючої ємності забезпечує надійний аварійний запас підготовленої живильної води на 5.4 хвилини безперервної роботи прямоточного котла при його номінальній паропроductивності. Конструкція установки гарантує нормативну деаерацію потоку в широкому діапазоні зміни експлуатаційних навантажень (від 30 до 100 % від номіналу) за умови підігріву води в стовпчику на величину від 10 до 40 °С.

Паспортні параметри та геометричні характеристики деаераторного вузла 0.69 МПа зведено в таблицю 2.9.

Таблиця 2.9 – Технічна характеристика деаератора, занесено у додаток І.

2.3.1.4 Регенеративна установка

Регенеративна система блоку призначена для послідовного підвищення температури основного конденсату та живильної води перед їх подачею в парогенератор за рахунок використання тепла пари, що відбирається з проміжних нерегульованих відборів паровій турбіни. Це рішення суттєво

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

підвищує загальну термодинамічну ефективність когенераційного циклу.

До складу регенеративного контуру входять такі технологічні елементи: охолоджувачі основних ежекторів та ежектора кінцевих ущільнень, сальникові підігрівачі, група підігрівачів низького тиску із дренажними (зливальними) насосами, а також група підігрівачів високого тиску.

Підігрівачі низького тиску. Ці апарати (ПНТ) здійснюють ступеневий нагрів турбінного конденсату. Вони конструктивно виконані у вигляді вертикальних теплообмінників поверхневого типу, всередині яких розміщені трубні системи із корозійностійких нержавіючих трубок марки Х18Н10Т. За винятком першого за ходом конденсату апарата (ПНТ-5), усі інші підігрівачі низького тиску мають уніфіковану внутрішню конструкцію і відрізняються лише діаметрами приєднувальних патрубків пара та водяного тракту.

Технічні характеристики та робочі параметри групи ПНТ наведено в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Загальна технічна характеристика підігрівників низького тиску, занесено у додаток Й.

Зливальні (дренажні) насоси регенеративної системи. Для примусового відведення конденсату гріючої пари (дренажу) з корпусів ПНТ-2, ПНТ-3 та ПНТ-4 і його закачування безпосередньо в тракт основного конденсату використовуються відцентрові дренажні насоси.

На ПНТ-4 передбачено монтаж двох насосних агрегатів типу КС-80-155, на ПНТ-3 встановлюється один насос марки КС-80-155, а на ПНТ-2 – один агрегат типу КС-50-155. Показники продуктивності та тиску на виході цих насосів підібрані так, щоб повністю евакуювати максимальний обсяг дренажу і долати внутрішній тиск у точці врізки в магістральний трубопровід основного конденсату блоку. Конструктивно всі насоси уніфіковані й відрізняються лише кількістю робочих ступенів та частотою обертання вала. Паспортні дані дренажних насосів наведено в таблиці 2.11.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.11 – Основні технічні характеристики насосів регенеративної установки

Тип насоса	Розмірність	КС-50-55	КС-80-155
Продуктивність:	м ³ /год	50	80
Напір:	МПа	0,55	0,15
Максимальна температура конденсату, що перекачує:	°С	195	160
Число ступенів:	шт	3	2
Швидкість обертання:	с-1	152	309
Тип електродвигуна		АТ-2-62-4	ДО2-91-2
Потужність:	кВт	17	75
Напруги:	В	380	380
Номинальний струм:	А	33	138

Підігрівачі високого тиску. Ця група апаратів (ПВТ №6, №7, №8) здійснює кінцевий високотемпературний нагрів живильної води перед її надходженням у прямоточний паливний котел ТГМП-344А за рахунок пари високогірних відборів турбоагрегату. Всі три апарати мають аналогічне конструктивне виконання: вони є вертикальними, двоходовими за живильною водою, а їх внутрішня поверхня теплообміну набрана з горизонтальних сталевих спіральних трубок.

Технічні характеристики блоку ПВТ наведено в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Загальна технічна характеристика підігрівників високого тиску, занесено у додаток К.

Сальникові підігрівачі (підігрівачі ущільнень). Чепцеві теплообмінні апарати призначені для повної конденсації та утилізації тепла пароповітряної суміші, що постійно виводиться з кінцевих лабіринтових ущільнень турбіни. На турбоустановці монтуються два підігрівачі: апарат типу ПС-250-30-0.5 використовує тепловий потенціал випоту для нагріву основного турбінного конденсату в системі регенерації, а підігрівач ПС-250-8-0.5 задіяний для підігріву мережного теплоносія під час експлуатації ТЕЦ за тепловим графіком.

Технічні характеристики сальникових підігрівачів ущільнень наведено в таблиці 2.13.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.13 – Загальна технічна характеристика сальникових підігрівників, занесено у додаток Л.

2.3.1.5 Теплофікаційна установка

Теплофікаційний комплекс енергоблока призначений для підігріву мережного теплоносія парою з регульованих опалювальних відборів турбоагрегату Т-250/300-240 та подальшої примусової евакуації конденсату гріючої пари в магістральний тракт основного конденсату станції.

Мережна вода по трубопроводу діаметром 1200 мм за допомогою групи мережних насосів послідовно прокачується через трубні системи горизонтальних мережних підігрівачів першого (СП № 1) та другого (СП № 2) ступенів. Станційні пікові водогрійні котли КВГМ-100 підключені по мережній воді послідовно після теплофікаційної установки турбіни, реалізуючи піковий режим роботи: зворотна мережна вода з міста спочатку проходить базовий підігрів у мережних підігрівачах турбіни, а потім, за потреби, догрівається до розрахункових параметрів у водогрійних котлах.

Гріюча пара з нижнього опалювального відбору турбіни подається по чотирьох трубопроводах діаметром 1300 мм у корпус СП № 1, а з верхнього відбору – по чотирьох трубопроводах діаметром 1000 мм у корпус СП № 2. Пара конденсується на зовнішній поверхні трубних пучків, віддаючи теплоту фазового переходу мережній воді, що циркулює всередині трубок. З конденсатозбірників апаратів утворений конденсат відкачується спеціальними насосами в лінію основного конденсату блоку. Конденсат із СП № 1 вводиться в лінію перед підігрівачем низького тиску ПНТ-3 по трубопроводу діаметром 300 мм, а з СП № 2 – перед ПНТ-4 по трубопроводу діаметром 250 мм. При відхиленні показників якості конденсату від нормативних передбачено його автоматичне скидання через охолоджувачі в розширник конденсатора турбіни (РКТ).

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

До складу установки підігріву мережної води для турбоагрегату Т-250/300-240 входять:

- два горизонтальні мережні підігрівачі (бойлери) з деаераційними збірниками конденсату;
- сальниковий підігрівач;
- конденсатні насоси бойлерів та мережні насоси тепломережі;
- з'єднувальні трубопроводи з комплектом запірної – регулюючої арматури.

Паспортні технічні характеристики насосних агрегатів теплофікаційного контуру наведено в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 - Основні технічні характеристики насосів теплофікаційної установки, занесено у додаток М.

Мережні підігрівачі. Для ступенів підігріву на кожній турбіні змонтовано два підігрівачі поверхневого типу марки ПМГ-5000-2,5-8-I (нижній ступінь СП № 1) та ПМГ-5000-3,5-8-I (верхній ступінь СП № 2). Кожен апарат оснащений конденсатозбірником деаераційного профілю для видалення розчинених газів із конденсату гріючої пари, а СП № 1 додатково укомплектований охолоджувачем випору марки ОВГ-200-2,5-8-II для глибокого охолодження пароповітряної суміші, що виводиться з корпусу.

Технічні характеристики мережних підігрівачів та охолоджувача випору наведено в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15 – Основні характеристики мережних підігрівників й охолоджувача випару, занесено у додаток Н.

Конденсатні насоси бойлерної установки. Відповідно до балансу теплової схеми турбоагрегату Т-250/300-240, максимальний вихід конденсату гріючої пари становить 590 т/год для МП № 1 і 390 т/год для МП № 2. Для відкачки цих обсягів у загальностанційний тракт або на блочну знесолювальну установку передбачено монтаж вертикальних насосів типу КсВ-500-150 у такій кількості:

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

для контуру нижнього ступеня МП № 1 – 2 робочі насоси;

для контуру верхнього ступеня МП № 2 – 2 насоси (1 робочий, 1 у гарячому резерві).

Мережні насоси теплофікаційного контуру. Мережні насосні агрегати забезпечують циркуляцію підігрітого теплоносія по магістральних теплових мережах міста Одеса. Розрахунок необхідної сумарної витрати мережної води ($G_{\text{МВ}}$, кг/с) виконується на основі твого індивідуального теплового максимуму станції за формулою:

$$G_{\text{МВ}} = \frac{Q_{\text{max}}}{C_p \cdot (T_{\text{ПМВ}} - t_{\text{ЗМВ}})} \quad (2.1)$$

де:

Q_{max} – максимальне проєктне теплове навантаження ТЕЦ Одеси, $Q_{\text{max}} = 1300 \text{ МВт}$;

C_p – питома теплоємність води, $C_p = 4,187 \text{ кДж/(кг} \cdot ^\circ\text{С)}$;

$T_{\text{ПМВ}}$, $t_{\text{ЗМВ}}$ – температури мережної води в прямій та зворотній магістралях теплового графіка, $T_{\text{ПМВ}} = 150 ^\circ\text{С}$, $t_{\text{ЗМВ}} = 70 ^\circ\text{С}$.

$$G_{\text{МВ}} = \frac{1300 \cdot 10^3}{4,187 \cdot (150 - 70)} = 3881,06 \text{ кг/с}$$

Переведемо отриману годинну витрату теплоносія в об'ємні одиниці (т/год): $3881,06 \cdot 3,6 = 13971,82 \text{ м}^3/\text{год}$

Визначення загальної кількості необхідних до встановлення мережних насосів здійснюється через номінальну подачу одного агрегату ($G_{\text{н}} = 5000 \text{ т/год}$) за формулою:

$$n = \left(\frac{G_{\text{МВ}}}{G_{\text{н}}} \right) + 1 \quad (2.2)$$

$$n = \left(\frac{13971,82}{5000} \right) + 1 = 3,79 \text{ шт.}$$

Округляючи отриманий результат до найближчого більшого цілого числа, для забезпечення високої надійності тепlopостачання міста Одеса остаточно приймаємо до встановлення 4 мережні насоси першого підйому марки СЕ-5000-70 та 4 мережні насоси другого підйому марки СЕ-5000-160 (з яких 3 агрегати

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

постійно перебувають у роботі, а 1 забезпечує стовідсотковий технологічний резерв).

2.3.1.6 Установка підживлення тепломережі

Даний комплекс обладнання призначений для своєчасної компенсації технологічних і витокових втрат мережної води в міських магістралях та автоматичного утримання заданого статичного тиску у зворотних трубопроводах тепломережі.

До складу підживлювального вузла входять вакуумно-деаераційна установка та група підживлювальних насосів. Сумарна годинна витрата деаерованої підживлювальної води, що подається насосними групами, розрахована відповідно до масштабів мережі Одеси і становить 1450 м³/год. З метою якісної підготовки та подачі води проєктом передбачено встановлення вакуумного деаератора серії ДСВ-800 та трьох підживлювальних насосів типу Д-320-50, які мають робочий діапазон подачі 320 – 216 м³/год та напір 0,39 – 0,48 МПа кожен (конфігурація вузла: 2 насоси в роботі, 1 – у резерві).

2.3.1.7 Редукційно-охолоджувальні установки

Для забезпечення надійного пуску прямоточних блоків із різних теплових станів, підтримки стабільної роботи в нестационарних або аварійних режимах, а також для гарантованого покриття загальностанційних власних потреб парою знижених параметрів на ТЕЦ передбачено монтаж системи редукційно-охолоджувальних установок. Комплекс включає швидкоісну ШРОУ-25/0,8 МПа з параметрами зрізу 545/200 °С і пропускною здатністю 580 т/год пари, а також загальностанційні установки типу РОУ-16/1,0 МПа та ОУ пускового контуру.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.3.1.8 Насоси сирієї води

Для подачі необхідної кількості вихідної сирієї води на водопідготовчу установку (ВПУ) з метою приготування знесоленого теплоносія для підживлення котлів та підживлювальної води тепломережі загальний годинний пропуск становить 3550 м³/год. Безперебійна подача води в хімічний цех забезпечується монтажем у машинному залі групи з чотирьох відцентрових насосів сирієї води типу Д-1000-50, що мають одиничну подачу 1000 м³/год та напір 0,5 МПа кожен (3 насоси в постійній експлуатації, 1 – в резерві/ремонті).

2.3.2 Допоміжне устаткування котельного відділення

2.3.2.1 Тягодуттєва установка

На основі аеродинамічних та гідравлічних розрахунків газоповітряного тракту прямоточного котла надкритичного тиску ТГМП-344А, виконаних заводом – виготовлювачем для роботи під наддувом та в режимах із розрідженням, склад та паспортні характеристики комплектних тягодуттєвих машин одного котлоагрегату зведено в таблицю 2.16.

Таблиця 2.16 – Загальні технічні характеристики тягодуттєвих машин, занесено у додаток О.

2.3.2.2 Спеціалізовані установки котельного відділення

Для підтримання експлуатаційної чистоти поверхонь нагріву обертових регенеративних повітропідігрівників шляхом періодичної обмивки, а також для організації контуру їх аварійного пожежогасіння в котельному цеху передбачено монтаж спеціалізованого технологічного вузла. До складу установки входять:

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- один бак обмивальної води корисною місткістю 400 м³;
- два відцентрові насоси бака обмивки типу ЦН400-105, що мають номінальну подачу 250 м³/год та розвивальний напір (тиск на виході) 0,94 МПа кожен;
- один пароводяний підігрівач обмивальних вод із розрахунковою пропускну здатністю 400 м³/год.

Технологічна схема передбачає диференційований режим роботи насосної групи : під час планової водяної обмивки РПП у роботі перебуває один насос ЦН400-105, а другий виконує функції стовідсоткового резерву. У разі виникнення аварійної ситуації та активації контуру пожежогасіння в роботу автоматично запускаються обидва насосні агрегати одночасно для забезпечення максимальної витрати води.

Вузол відкачки та нейтралізації обмивальних вод. Для збору, тимчасової акумуляції та подальшого транспортування хімічно агресивних стоків, що утворюються після водяного очищення РПП та промивання поверхонь нагріву котлоагрегату ТГМП-344А під час проведення ремонтних і налагоджувальних робіт, передбачено дві автономні установки відкачки обмивальних вод.

Кожен такий технологічний вузол складається зі спеціального заглибленого приямка прийому стоків та двох хімічних вертикальних насосів типу ХП280/42 – щ із номінальною подачею в діапазоні 280 – 300 м³/год та напором 0,42 – 0,40 МПа. Для забезпечення швидкої евакуації стоків з урахуванням гідравлічного профілю приямка обидва встановлені насоси є робочими.

Система забезпечення стисненим повітрям технологічного захисту. Пальникові пристрої прямоточного паливного котла ТГМП-344А укомплектовані автоматичними запально-захисними пристроями типу ЗЗУ-1-1 у кількості 16 одиниць на один котел. Для надійної експлуатації та безперервного термічного охолодження вбудованих іонізаційних датчиків

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

контролю факела потрібна постійна подача сухого стисненого повітря з надлишковим тиском не менше 0,05 МПа та сумарною годинною витратою 560 м³/год.

З метою безперебійного постачання охолоджувального повітря проєктом передбачено монтаж двох ротаційних газодувок (повітродувок) марки 2АФ53Е52Ш з номінальною продуктивністю 612 м³/год та тиском нагнітання 0,05 МПа. За умов штатної експлуатації одна машина постійно перебуває в роботі, а друга виконує функції автоматичного гарячого резерву.

2.4 Теплова схема та магістральні трубопроводи енергоблока

У межах даного проєкту реалізована розгорнута типова теплова схема моноблока надкритичного тиску, що об'єднує парову турбіну Т-250/300-240 та прямоточний котлоагрегат ТГМП-344А, яка розроблена Всесоюзним теплотехнічним інститутом (ВТІ). Повна графічна деталізація розгорнутої схеми з усіма зв'язками наведена на графічному аркуші 1 проєкту.

2.4.1 Структурний опис теплової схеми

Основними функціональними вузлами, що формують замкнутий термодинамічний контур моноблока, є:

- конденсаційна установка та контур евакуації основного конденсату;
- регенеративний комплекс низького та високого тиску;
- живильна насосна установка високого тиску;
- головна парова магістраль гострої пари, пуско – скидний вузол та система скидних трубопроводів;
- контур проміжного (вторинного) перегріву робочого тіла;
- розтопочний вбудований сепаратор із лініями

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

диференційованого відводу пари та сепарату;

- трубопровідні комунікації пари на власні потреби енергоблока;
- пристрої та вприскувальні пароохолоджувачі для точного регулювання температур первинної та вторинної пари;
- двоступенева теплофікаційна установка базового та пікового підігріву мережної води.
-

2.4.2 Конденсаційний та регенеративний контури циркуляції

Конденсаційна установка забезпечує переведення відпрацьованої в ЦНТ пари в рідкий стан (чистий конденсат), формування та утримання стійкого глибокого вакууму в корпусі поверхневого теплообмінника, а також подальшу подачу утвореного конденсату через систему підігрівачів у деаераторний стовпчик. Відпрацьована пара з вихлопу турбіни надходить у міжтрубний простір конденсатора, де охолоджується циркуляційною водою.

Основний конденсат зливається в конденсатозбірник, звідки конденсатними насосами першого ступеня (КН-1) по трубопроводу діаметром 500 мм транспортується на блочну знесолувальну установку (БЗУ) для глибокого очищення від домішок і далі по трубопроводу аналогічного діаметра спрямовується на всмоктувальні патрубки конденсатних насосів другого ступеня (КН-2). Для організації водяного та пароводяного промивання проточного тракту турбоагрегату передбачена лінія скидання забрудненого конденсату з напірного колектора КН-1 в бак брудного конденсату або безпосередньо в циркуляційний водовід.

Поповнення технологічних втрат у цих режимах здійснюється шляхом подачі хімічно знесоленої води в трубопровід перед БЗУ. У штатному режимі експлуатації компенсація постійних втрат робочого тіла виконується введенням знесоленої води по трубах діаметром 200 мм у верхню зону конденсатора, а

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

аварійне підживлення контуру виведене в розширник конденсатора турбіни (РКТ).

Через магістраль діаметром 400 мм за допомогою насосів КН-2 конденсат послідовно прокачується через трубні системи холодильників двох основних парових ежекторів. Повітрявиділяючий вузол конденсатора також містить один пусковий ежектор для швидкого набору вакууму. Оскільки гранична витрата основного конденсату в регенеративному контурі становить 740 т/год, потік розподіляється через обидва основні ежектори паралельно; додатково передбачено обвідну (байпасну) лінію ежекторів діаметром 200 мм та ремонтний байпас діаметром 100 мм. Після ежекторів потік конденсату проходить через два послідовно підключені охолоджувачі ежектора ущільнень, які також оснащені індивідуальним байпасом.

Пройшовши вузол ущільнень, конденсат по магістралі діаметром 300 мм надходить у групу з п'яти підігрівачів низького тиску (ПНТ), трубні системи яких виготовлені з корозійностійкої сталі. Для утримання мінімально допустимого потоку через насоси КН-2, охолоджувачі ущільнень та ПНТ-1 під час пускових операцій передбачена лінія рециркуляції конденсату в конденсатор діаметром 200 мм, що працює через клапан рівня та рециркуляції. На чисто конденсаційних режимах роботи блока ПНТ-1 додатково виконує функції підігрівача сальникової пари. За ПНТ-1 на лінії встановлено регулюючий клапан основного конденсату з ремонтним обводом, за яким виведена лінія промивання тракту.

Евакуація конденсату гріючої пари (дренажу) з корпусів підігрівачів низького тиску організована за такою технологічною схемою:

- з корпусу ПНТ-1 дренаж самопливом через гідрозатвор по трубі діаметром 200 мм скидається в розширник конденсатора;
- з корпусу ПНТ-2 дренаж за допомогою зливного насоса закачується в корпус ПНТ-3;
- з корпусу ПНТ-3 зливний насос подає дренажний потік у

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

лінію основного конденсату перед ПНТ-4;

- з корпуса ПНТ-5 дренаж каскадно перетікає в ПНТ-4, звідки сумарний обсяг гріючої пари обох апаратів за допомогою зливного насоса відкачується в магістраль основного конденсату перед ПНТ-5.

Як аварійний варіант, з корпусів ПНТ-2, ПНТ-3, ПНТ-4 та ПНТ-5 передбачені лінії аварійного скидання в розширник конденсатора по трубах діаметром 150 мм, при цьому скидні траси від ПНТ-3, 4, 5 об'єднуються в один загальний колектор діаметром 200 мм. Кожен ПНТ обладнаний індивідуальною байпасною лінією по основному конденсату діаметром 250 мм. Підведення гріючої пари до ПНТ-1 виконано трубою діаметром 1000 мм, до ПНТ-2, 3, 4 – трубами діаметром 500 мм, а до ПНТ-5 – діаметром 350 мм. На всіх парових лініях відборів встановлені зворотні клапани та засувки з електроприводом.

Пройшовши регенерацію низького тиску, конденсат спрямовується в деаераторний стовпчик 0,69 МПа продуктивністю 1000 т/год. Зважаючи на базовий режим експлуатації моноблока Т-250/300-240, у схемі реалізовано підведення гріючої пари до деаератора виключно з п'ятого нерегульованого відбору турбіни. За регулюючим клапаном пари на деаераторі змонтовані високотехнологічні запобіжні клапани з сумарним пропуском 250 т/год.

Паропостачання підігрівачів високого тиску ПВТ № 6, № 7 та № 8 здійснюється по трубопроводах діаметром 250, 200 та 125 мм відповідно. На цих лініях встановлені електроприводні засувки, а контури ПВТ № 6 та № 8 додатково оснащені зворотними клапанами. Конденсат гріючої пари з усіх трьох ПВТ при високих навантаженнях блока відводиться за каскадною схемою безпосередньо в деаератор 0,69 МПа. При зниженні тиску в корпусі ПВТ № 6 схема автоматично переводить злив дренажу з усіх ПВТ у розширник конденсатора.

Живильна вода високого тиску проходить через ПВТ послідовно, без встановлення між апаратами відсічної арматури. Захист корпусів ПВТ від внутрішнього надмірного тиску забезпечують запобіжні клапани прямої дії.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для захисту водяного тракту регенерації високого тиску передбачено магістральний обвід ПВТ діаметром 200 мм, оснащений двома зворотними клапанами та запірними вентилями. Промивання парового простору ПВТ здійснюється через спеціальний зливний трубопровід у розширник конденсатора. Подача живильної води від ПВТ до вхідного колектора прямооточного котла виконується по трубопроводу діаметром 377 мм через один головний регулюючий живильний клапан (встановлення окремого пускового клапана схемою не передбачено).

2.4.3 Живильний насосний комплекс моноблока

Живильна установка забезпечує надійне, безперебійне та строго дозоване постачання прямооточного котла ТГМП-344А живильною водою надкритичного тиску на всіх стаціонарних, перехідних та аварійних режимах роботи моноблока. До складу групи входять три бустерні насоси, головний живильний турбонасос (ЖТН) та один пускорезервний живильний електронасос (ЖЕН).

Приводна парова турбіна головного живильного насоса (ЖТН) отримує пару по паропроводу діаметром 450 мм, що підключений до третього нерегульованого відбору за 14 – м ступенем ЦСТ-1. Відпрацьована в приводній турбіні пара по трубопроводу діаметром 700 мм повертається в тракт турбоагрегату за 22 – м ступенем (на вихлопі з ЦСТ-1), і з цієї ж лінії здійснюється відбір пари на ПНТ-5.

Згідно з узгодженим регламентом експлуатації, розгін та початковий пуск енергоблока з різних теплових станів здійснюється безпосередньо головним живильним турбонасосом. Для цього передбачено підведення пускової пари до приводної турбіни від загальностанційного колектора власних потреб через автоматичний швидковідсічний паровий клапан.

Для запобігання аварійному підвищенню тиску в напірному колекторі бустерних насосів, на технологічній перемичці між напірною та

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

всмоктувальною магістралями бустерної групи встановлено мембранний запобіжний пристрій. Під час початкового промивання пароводяного тракту котла та на перших етапах розтоплення блока (до моменту досягнення внутрішнього тиску в котлі величини 1,53 МПа) подача робочого середовища в котел здійснюється від бустерних насосів через пускорезервний живильний електронасос (ЖЕН).

2.4.4 Пусковий вузол та скидні трубопровідні комунікації

Екранна система котельного агрегату ТГМП-344А організована за однопотоковою гідравлічною схемою. У зв'язку з цим у пароводяному тракті котла передбачено монтаж одного пускового вузла, який конструктивно складається з однієї вбудованої засувки (ВЗ) та двокорпусного вбудованого сепаратора (ВР).

На підвідному трубопроводі перед пусковим вузлом змонтований шиберний регулюючий клапан Др-1. Для диференційованого відведення робочого середовища з корпусів вбудованого сепаратора на відповідних лініях встановлені регулюючі шиберні клапани Др-2 та Др-3. На скидній магістралі від ВР на ділянці перед входом у розтопочний сепаратор до моменту її технологічного розгалуження змонтований комплект послідовних дросельних шайб для гасіння надлишкового тиску потоку.

2.4.5 Головні паропроводи та швидкісні пуско-скидні пристрої

Транспортування гострої пари надкритичних параметрів від котла до турбіни здійснюється по головних паропроводах, виконаних у дві нитки із високоміцних сталевих труб діаметром 325 мм та товщиною стінки 60 мм (матеріал труб – сталь марки 15X1M1Ф, розрахована на тривалий період експлуатації не менше 200 тис. годин). Нитки підключені безпосередньо до

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

коробок стопорних клапанів циліндра високого тиску (ЦВТ) турбіни. Перед стопорними клапанами передбачено встановлення головних парозапірних засувок (ГПЗ) з електроприводом для повного відсікання котла від турбіни.

Оскільки технологічний регламент пуску передбачає одночасний прогрів головних паропроводів аж до регулюючих клапанів турбіни при повністю відкритих ГПЗ та стопорних клапанах ЦВТ, встановлення додаткових байпасних ліній навколо ГПЗ не вимагається.

У проєкті енергоблока реалізована однобайпасна пускова схема. Таке інженерне рішення стало можливим завдяки розміщенню конвективних пакетів вторинного пароперегрівника в зоні знижених температур димових газів (менше 750 °С), що повністю виключає потребу в їх примусовому охолодженні паралельним потоком пари під час пускових операцій або при раптових скиданнях електричного навантаження. Загальноблочний пуско-скидний пристрій підключений до головних паропроводів через спеціальну перемичку безпосередньо перед вузлом ГПЗ.

2.4.6 Система проміжного перегріву пари

Магістралі системи проміжного (вторинного) перегріву пари виконані двонитковими. Холодні нитки повернення пари з ЦВТ до котла прокладені трубами діаметром 465 мм із товщиною стінки 16 мм, а гарячі нитки подачі перегрітої вторинної пари до ЦСТ-1 виготовлені з труб діаметром 630 мм із товщиною стінки 28 мм.

Для забезпечення прогріву паропроводів промперегріву при пусках, а також для швидкого знепарення системи при аварійних зупинках блока чи скиданнях навантаження, передбачено скидний трубопровід у конденсатор діаметром 400 мм. Ця лінія підключена до магістралі гарячого промперегріву безпосередньо перед стопорними клапанами циліндра середнього тиску. На скидному тракті змонтовано охолоджувальний пристрій (ОУ 545/200 °С) для

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

зниження температурних навантажень на корпус конденсатора.

Надійний захист проміжного пароперегрівника від перевищення тиску понад установлені межі забезпечується монтажем імпульсних запобіжних клапанів із соленоїдним приводом, сумарна пропускна здатність яких повністю відповідає 100 – відсотковій продуктивності когенераційного блока. Клапани розміщені на технологічній перемичці між лініями гарячого промперегріву. З метою мінімізації частоти спрацьовування запобіжних клапанів у нестационарних режимах (наприклад, при відключенні групи ПВТ або при літній роботі турбоагрегату за чисто конденсаційним графіком), тиск початку відкриття клапанів зафіксований на рівні 4,79 МПа.

2.4.7 Розтопочний сепаратор із лініями скидання водяного та парового потоків

Енергоблок оснащений одним потужним розтопочним сепаратором (РС), розрахованим на робочий тиск 2 МПа. Захист корпусу сепаратора та підключених комунікацій від аварійного підвищення тиску здійснюється встановленням запобіжних клапанів на самому апараті, а також на паровідвідних і паропідвідних нитках із загальною пропускною здатністю 750 т/год.

Скидання відокремленого в РС сепарату (води) організовано за комбінованою схемою:

- одна дренажна нитка виведена в конденсатор турбіни через проміжний корпус розширника конденсатора;
- дві паралельні нитки підключені до зливальних циркуляційних трубопроводів станції. При цьому для повного усунення вібраційних навантажень на циркуляційні водоводи скидання води виконується через атмосферний розширник, а врізка трубопроводів у зливальний тракт реалізована через спеціальні гасячі

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

пристрої всередині водоводів.

Паровий потік із верхньої частини розтопочного сепаратора спрямовується в деаераторний стовпчик (шляхом підключення до лінії від колектора власних потреб на деаератор), а також може скидатися в конденсатор турбіни через лінію редукованої пари від швидкодіючого пуско-скидного пристрою.

2.4.8 Трубопроводи пари власних потреб енергоблока

Для забезпечення внутрішніх потреб блока парю регламентних параметрів на станції передбачено монтаж колектора власних потреб із робочим тиском 1,326 МПа та температурою пари 300 °С. Паропостачання цього колектора у штатному режимі здійснюється з холодних ниток системи проміжного перегріву через редуційну установку РУ 4/1,3 МПа, що має пропускну здатність 60 т/год.

Блочний колектор власних потреб технологічно пов'язаний із двома загальностанційними паровими магістралями, які отримують пару від пускової резервної котельні станції та від другого регенеративного відбору турбін сусідніх працюючих енергоблоків ТЕЦ. З колектора власних потреб пара стабільно подається на такі технологічні позиції: у деаераторну установку, на мазутні форсунки паливних пальників котла та на кінцеві лабіринтові ущільнення циліндрів турбіни.

2.4.9 Устрої для регулювання температур свіжої та вторинної пари

З метою точного утримання розрахункових температурних параметрів первинної перегрітої пари в стаціонарних та пускових режимах, на кожному головному паропроводі передбачено впорскувальний пароохолоджувач із пусковим уприском води. Для стабілізації тиску води на впорскувальні

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

пристрої під час пуску блока реалізована технологічна схема постійної витрати, яка працює з безперервною рециркуляцією частини живильної води назад у деаератор. До цієї лінії підключені як пускові, так і штатні експлуатаційні впорскувальні пристрої, розташовані за вбудованою засувкою котла.

Для регулювання температури пари проміжного перегріву (вторинної пари) на етапах пуску та розтоплення блока використовуються два парові байпаси проміжного пароперегрівача, на яких змонтовані запірні засувки та регулюючі клапани. Байпасні лінії вторинного пароперегрівача забезпечують надійне підтримання та коригування необхідної температури пари перед входом у ЦСТ-1 у всьому діапазоні пускових режимів, завдяки чому встановлення пускових уприсків води в гарячі нитки промперегріву не вимагається.

2.5 Інженерний розрахунок теплової схеми ТЕЦ

Відповідно до результатів попередніх техніко-економічних обґрунтувань, для спорудження в місті Одеса з максимальним годинним тепловим споживанням району $Q_{\max}=1300$ МВт, вентиляційною часткою графіка 0.08 та часткою гарячого водопостачання 0.18, як базове технологічне рішення прийнято моноблочну схему ТЕЦ у складі двох енергоблоків Т-250/300-240 та двох прямоточних котлоагрегатів ТГМП-344А. Для покриття пікових теплових навантажень задіяна група з 5 водогрійних котлів КВГМ-100.

Аналітичне дослідження та розрахунок теплової схеми джерела когенерації виконується для чотирьох базових експлуатаційних режимів роботи:

- Режим I (максимально-зимовий) – розрахунок проводиться для умов найнижчих температур, коли зовнішнє повітря дорівнює граничній розрахунковій точці для проєктування опалення Одеси ($t_{\text{нар}} = -17$ градусів С).

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Режим II (розрахунково-контрольний або аварійний) – моделюється робота станції при середній температурі найхолоднішого місяця року за умов раптової аварійної зупинки одного головного моноблока станції.
- Режим III (середньоопалювальний) – відображає роботу устаткування при усередненій температурі зовнішнього повітря за весь зимовий опалювальний період.
- Режим IV (літній період року) – характеризується повною відсутністю опалювально – вентиляційного навантаження споживачів, при цьому діє тільки гаряче водопостачання зі зниженням на 30% від зимового рівня.

2.5.1 Математичний розрахунок теплової схеми для Максимально-зимового режиму (Режим I)

Приймаємо базові температурні параметри розрахункового зимового контуру станції:

Температура додаткової живильної води після цеху ХВО: $t_{\text{ХВО}} = 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Питома теплоємність води у контурі тепломережі: $C_p = 4,19 \text{ кДж/(кг} \cdot ^{\circ}\text{C)}$.

Температура вихідної сирої води в зимовий період: $t_{\text{исх}} = 5 \text{ }^{\circ}\text{C}$

1) Максимальна сумарна паропроодуктивність встановлених енергетичних котлів ТГМП-344А:

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

де $n_{\text{ЕК}}$ – кількість енергоблоків на станції ($n_{\text{ЕК}} = 2$), $D_{\text{ЕК}}^{\text{НОМ}}$ - номінальний вихід пари одного котла (1000 т/год).

$$\Sigma D_{\text{ЕК}}^{\text{НОМ}} = 2 \cdot 1000 = 2000,0 \text{ т/год}$$

2) Внутрішньоциклові станційні втрати пари та конденсату:

Приймаємо частку витоків у пароводяному тракті блоку надкритичного

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

тиску на рівні $\gamma_{yt} = 1\%$.

$$G_{yt} = \frac{\gamma_{yt} \cdot \Sigma D_{EK}^{nom}}{100} \quad (2.4)$$

$$G_{yt} = \frac{1 \cdot 2000}{100} = 20,0 \text{ т/год}$$

3) Витрата додаткової хімічно знесоленої води, що вводиться в деаератор:

$$G_{д.в.} = G_{yt} = 20,0 \text{ т/год}$$

4) Витрата пари на власні технологічні потреби мазутного господарства ТЕЦ:

Згідно з нормативами, питома частка пари на мазутотракт приймається як $k_{mx}^I = 0,01$ від номіналу котлів.

$$D_{mx}^{1,4} = k_{mx}^I \cdot \Sigma D_{EK}^{nom} \quad (2.5)$$

$$D_{mx}^{1,4} = 0,01 \cdot 2000 = 20,0 \text{ т/год}$$

Сумарні витрати пари на внутрішні виробничі потреби енергоблоків становлять: $D_{вп} = D_{mx}^{1,4} = 20,0 \text{ т/год}$

5) Теплове навантаження систем централізованого гарячого водопостачання споживачів (ГВП) в Режимі І:

$$Q_{гвс} = 0,18 \cdot Q_{max} = 0,18 \cdot 1300 = 234,0 \text{ МВт} \quad (2.6)$$

6) Сумарний тепловий потік району Одеси в максимально-зимовому режимі:

$$Q_{тс} = Q_{max} = 1300,0 \text{ МВт}$$

7) Сумарне теплове навантаження систем опалення та примусової вентиляції житлових масивів:

$$Q_{ов} = Q_{тс} - Q_{гвп} \quad (2.7)$$

$$Q_{ов} = 1300 - 234 = 1066,0 \text{ МВт}$$

8) Розрахунок параметрів тепломережі за температурним графіком:

При розрахунковій зимовій температурі Одеси (-17°C) показники мережної води на виході та вході становлять: $t_{под} = 150^\circ\text{C}$, $t_{обр} = 70^\circ\text{C}$.

Визначаємо середню інтегральну температуру теплоносія в тепломережі

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

району:

$$t_{\text{ТС}}^{\text{CP}} = 0,6 \cdot t_{\text{под}} + 0,4 \cdot t_{\text{зв}} \quad (2.8)$$

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

9) Технологічні витоки мережної води з міських магістралей трубопроводів:

Для умов зимової експлуатації нормативні витоки становлять 0.15% від теплового максимуму:

$$G_{\text{ут}}^{\text{ТС}} = 0,15 \cdot Q_{\text{max}} = 0,15 \cdot 1300 = 195,0 \text{ т/год} \quad (2.9)$$

Обсяг підживлення теплової мережі повністю компенсує втрати:

$$G_{\text{підп}}^{\text{ТС}} = 195,0 \text{ т/год.}$$

10) Річні теплові втрати, зумовлені витоками теплоносія з мережі:

$$Q_{\text{ут}}^{\text{ТС}} = \frac{G_{\text{підп}}^{\text{ТС}} \cdot C_p \cdot (t_{\text{ТС}}^{\text{CP}} - t_{\text{вих}})}{3600} \quad (2.10)$$

$$Q_{\text{ут}}^{\text{ТС}} = \frac{195 \cdot 4,19 \cdot (118 - 5)}{3600} = 25,64 \text{ МВт}$$

11) Тепловий потік, який вноситься в робочий цикл разом із підживлювальною водою тепломережі:

$$Q_{\text{підп}}^{\text{ТС}} = \frac{G_{\text{підп}}^{\text{ТС}} \cdot C_p \cdot (t_{\text{ХВО}} - t_{\text{вих}})}{3600} \quad (2.11)$$

$$Q_{\text{підп}}^{\text{ТС}} = \frac{195 \cdot 4,19 \cdot (30 - 5)}{3600} = 5,67 \text{ МВт}$$

12) Повне сумарне теплофікаційне навантаження, яке повинна забезпечити ТЕЦ:

$$Q_{\text{ТЕЦ}} = Q_{\text{ТС}} + Q_{\text{ут}}^{\text{ТС}} - Q_{\text{підп}}^{\text{ТС}} \quad (2.12)$$

$$Q_{\text{ТЕЦ}} = 1300 + 25,64 - 5,67 = 1319,97 \text{ МВт}$$

13) Сумарна годинна витрата циркулюючої мережної води через станційний комплекс:

$$G_{\text{св}} = \frac{3600 \cdot Q_{\text{ТЕЦ}}}{C_p \cdot (t_{\text{под}} - t_{\text{зв}})} \quad (2.13)$$

$$G_{\text{св}} = \frac{3600 \cdot 1319,97}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 14176,29 \text{ т/год}$$

14) Теплові баланси відборів турбінного залу та пікового контуру

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

котельні:

Для двох встановлених турбін Т-250 номінальне теплофікаційне навантаження вбудованих мережних підігрівачів (бойлерів) становить $Q_{\text{сп}}^T = 384,0$ МВт. Сумарне базове теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів станції:

$$\Sigma Q_{\text{сп}} = n_T \cdot Q_{\text{сп}}^T \quad (2.14)$$

$$\Sigma Q_{\text{сп}} = 2 \cdot 384 = 768,00 \text{ МВт}$$

Середня годинна витрата гострої пари на одну турбіну Т-250 за діаграмою режимів у максимально – зимовому графіку дорівнює $D_0^T = 840,0$ т/год. Сумарна витрата гострої пари на турбінний зал станції:

$$\Sigma D_0 = n_T \cdot D_0^T \quad (2.15)$$

$$\Sigma D_0 = 2 \cdot 840 = 1680,0 \text{ т/год}$$

Середня електрична потужність однієї турбіни Т-250 за зимовим теплофікаційним графіком становить $N_e^T = 250,00$ МВт. Сумарна електрична потужність генерації ТЕЦ в Режимі І:

$$\Sigma N_e = n_T \cdot N_e^T = 2 \cdot 250 = 500,00 \text{ МВт} \quad (2.16)$$

Перевіряємо парову завантаженість: сумарна потреба турбін ($\Sigma D_0 = 1680$ т/год) є меншою за граничну номінальну спроможність парогенераторного цеху ($\Sigma D_{\text{ЕК}}^{\text{ном}} = 2000$ т/год), що підтверджує надійність схеми.

15) Те теплове навантаження, яке лягає на пікові водогрійні котли станції:

$$Q_{\text{ПВК}} = Q_{\text{ТЕЦ}} - \Sigma Q_{\text{сп}} \quad (2.17)$$

$$Q_{\text{ПВК}} = 1319,97 - 768,00 = 551,97 \text{ МВт}$$

Перевіряємо максимальну спроможність встановлених пікових водогрійних котлів (5 одиниць КВГМ-100 по 116 МВт кожний):

$$Q_{\text{ПВК}}^{\text{max}} = 5 \cdot 116 = 580,00 \text{ МВт} \quad (2.18)$$

Оскільки $Q_{\text{ПВК}}^{\text{max}} = 580,00 \text{ МВт} > Q_{\text{ПВК}} = 551,97 \text{ МВт}$, встановлена пікова потужність повністю задовольняє вимогам надійності при екстремальному зимовому максимумі Одеси.

16) Загальна фактична паропродуктивність енергетичного котельного

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

цеху:

$$\Sigma D_{EK} = \Sigma D_0 + G_{YT} + D_{с.н.} \quad (2.19)$$

$$\Sigma D_{EK} = 1680 + 20,0 + 20,0 = 1720,0 \text{ т/год}$$

Сумарна витрата живильної води на вході в енергетичні котли дорівнює:

$$\Sigma D_{пв} = \Sigma D_{EK} = 1720,0 \text{ т/год.}$$

17) Повний сумарний обсяг споживання тепла турбоустановками станції:

$$\Sigma Q_{TY} = \frac{\Sigma D_0 \cdot (h_0 - h_{пв}) + \Sigma D_{EK} \cdot (h''_{вп} - h'_{вп}) + D_{мх}^{1,4} \cdot h^{1,4}}{3600} \quad (2.20)$$

Приймаємо ентальпії робочого тіла для надкритичного тиску 23,5 МПа: $h_0 = 3330$ кДж/кг, $h_{пв} = 1160$ кДж/кг, $h''_{вп} = 3550$ кДж/кг, $h'_{вп} = 2960$ кДж/кг, $h^{1,4} = 2970$ кДж/кг.

$$\Sigma Q_{TY} = \frac{1680 \cdot (3330 - 1160) + 1720 \cdot (3550 - 2960) + 20 \cdot 2970}{3600} = 1311,06 \text{ МВт}$$

18) Витрата теплоти на турбоустановки безпосередньо для виробництва електричної енергії:

$$\Sigma Q_{TY}^E = \frac{\Sigma Q_{TY} - \Sigma Q_{сп} - G_{YT} \cdot (h_{пв} - c_p \cdot t_{XB0})}{3600} \quad (2.21)$$

$$\Sigma Q_{TY}^E = \frac{1311,06 - 768 - 20 \cdot (1160 - 4,19 \cdot 30)}{3600} = 537,1 \text{ МВт}$$

19) Коефіцієнт корисної дії турбоустановок станції з виробництва електроенергії в зимовому режимі:

$$\eta_{TY}^E = \frac{\Sigma N_e}{\Sigma Q_{TY}^E} \quad (2.22)$$

$$\eta_{TY}^E = \frac{500}{537,31} = 0,931$$

20) Питома витрата теплоти на виробництво електричної енергії турбоустановкою:

$$q_{TY}^E = \frac{1}{\eta_{TY}^E} \quad (2.23)$$

$$q_{TY}^E = \frac{1}{0,931} = 1,0741$$

У технічній системі одиниць (кДж/(кВтгод)):

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$q_{\text{ТУ}}^{\text{Е}} = \frac{3600}{\eta_{\text{ТУ}}^{\text{Е}}} \quad (2.24)$$

$$q_{\text{ТУ}}^{\text{Е}} = \frac{3600}{0,931} = 3866,81 \text{ кДж}/(\text{кВт} \cdot \text{год})$$

21) Теплове навантаження енергетичних котлів ТГМП-344А в максимально-зимовому режимі:

Розрахунок виконується з урахуванням витрати пари на проміжний перегрів та втрат у контурі:

$$\sum Q_{\text{ЕК}} = \frac{\sum D_{\text{ЕК}} \cdot (h_{\text{пп}} - h_{\text{жв}}) + \sum D_{\text{вп}} \cdot (h''_{\text{вп}} - h'_{\text{вп}} + \Delta q_{\text{ВПП}})}{3600} \quad (2.25)$$

де $h_{\text{пп}}$ – ентальпія пари перед турбіною з урахуванням прогріву магістралей: $h_{\text{пп}} = h_0 + 5 = 3330 + 5 = 3335 \text{ кДж/кг}$; $\Delta q_{\text{ВПП}}$ – втрати в системі вторинного перегріву (приймаємо 30 кДж/кг); $\sum D_{\text{вп}}$ – витрата пари на промперегрів (для двох турбін Т-250/300-240 у зимовому режимі сумарно становить 1370 т/год).

$$\sum Q_{\text{ЕК}} = \frac{1720 \cdot (3335 - 1160) + 1370 \cdot (3550 - 2960 + 30)}{3600} = 1275,11 \text{ МВт}$$

22) Коефіцієнт корисної дії станційних трубопроводів:

Показує відношення теплоти, що надійшла на турбоустановки, до загального тепловиділення в котлах:

$$\eta_{\text{тр}} = \frac{\sum Q_{\text{ТУ}}}{\sum Q_{\text{ЕК}}} \quad (2.26)$$

$$\eta_{\text{тр}} = \frac{1311,06}{1275,11} = 0,97$$

23) Коефіцієнт корисної дії ТЕЦ з виробництва електричної енергії ($\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{Е}}$):

$$\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{Е}} = \eta_{\text{ТУ}}^{\text{Е}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{ЕК}} \quad (2.27)$$

де $\eta_{\text{ЕК}}$ – ККД енергетичних газомазутних котлів ТГМП-344А (приймаємо за паспортом 0,935).

$$\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{Е}} = 0,931 \cdot 0,97 \cdot 0,935 = 0,844$$

24) Коефіцієнт корисної дії ТЕЦ з виробництва та відпуску теплової енергії ($\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{Т}}$):

Для комбінованого відпуску тепла на потреби опалення, вентиляції та

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ГВП через мережні підігрівачі:

$$\eta_{\text{ТЕЦ}}^T = \eta_{\text{ТФ}} \cdot \eta_{\text{ТР}} \cdot \eta_{\text{ЕК}} \quad (2.28)$$

$\eta_{\text{ТФ}}$ – термодинамічний коефіцієнт цінності теплофікаційного потоку пари (приймаємо 0,972).

$$\eta_{\text{ТЕЦ}}^T = 0,972 \cdot 0,97 \cdot 0,935 = 0,88$$

25) Питома витрата умовного палива на відпуск електричної енергії від ТЕЦ (b_y^E):

$$b_y^E = \frac{123}{\eta_{\text{ТЕЦ}}^E} \quad (2.29)$$

$$b_y^E = \frac{123}{0,844} = 145,73 \text{ г у. п./}(\text{кВт} \cdot \text{год})$$

26) Питома витрата умовного палива на відпуск теплової енергії від енергетичних котлів ТЕЦ (b_y^T):

$$b_y^T = \frac{34,1}{\eta_{\text{ТЕЦ}}^T} \quad (2.30)$$

$$b_y^T = \frac{34,1}{0,88} = 38,75 \text{ кг у. п./ГДж}$$

Таблиця 2.18 – Інженерний розрахунок теплової схеми ТЕЦ Одеси за режимами, та Таблиця 2.19 – Пароводяний баланс прямоточних енергетичних котлів ТГМП-344А (т/год), занесено у додаток П.

2.6 Компонування головного корпусу теплоелектроцентралі

Головним корпусом теплової електростанції є її центральна капітальна будівля, всередині якої інтегровано основне енергетичне та пов'язане з ним допоміжне теплосилове устаткування. Сама структура компонування забезпечує безперервне проходження головного технологічного процесу термодинамічного перетворення теплової енергії згоряння органічного палива в електричну та теплову енергію. Обладнання головного корпусу розгалуженими технологічними лініями, магістралями та паливопроводами зв'язане з іншими відокремленими об'єктами інфраструктури ТЕЦ, включаючи комплекс

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

газопостачання, систему технічного водопостачання, а також контури очищення й евакуації димових газів.

Під інженерним компонуванням головного корпусу розуміють взаємне просторове розташування його виробничих приміщень, агрегатів, допоміжних вузлів та будівельних металоконструкцій. Для проєктованого об'єкта в місті Одеса застосовано найбільш прогресивне закрите паралельне компонування. При такій схемі машинний зал (турбінне відділення), деаераторна етажерка та котельне приміщення розташовуються паралельно, впритул примикають одне до одного без будівельних розривів і формують єдину замкнену структуру головного корпусу станції.

Розроблене архітектурно – компонувальне рішення повністю задовольняє таким обов'язковим техніко – економічним та санітарним критеріям:

- Забезпечення максимальної експлуатаційної надійності та безпеки всього технологічного циклу ТЕЦ із суворим виконанням чинних нормативів охорони праці та протипожежного захисту. Конструктивне розташування елементів схеми повністю виключає перехрещення потоків середовища. Так, деаераторні установки разом із баками-акумуляторами монтуються на верхніх поверхах етажерки (на відмітці близько 25 метрів) безпосередньо над живильною групою. Це створює надійний гідростатичний підпір стовпа води на всмоктувальних колекторах живильних турбонасосів і повністю ліквідує загрозу закипання гарячого теплоносія та виникнення небезпечних явищ кавітації.

- Реалізація швидких індустріальних методів спорудження будівлі, проведення монтажних робіт та подальшого технічного обслуговування й ремонту обладнання. Для цього в приміщеннях передбачено встановлення потужних мостових електричних кранів та інших підйомних пристроїв.

- Створення зручних та ергономічних умов для повсякденної експлуатації ТЕЦ. Проєкт передбачає наявність широких вільних проходів між агрегатами, спеціалізованих монтажних та ремонтних майданчиків, а також технологічного

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

простору для безпечного виймання або заміни внутрішніх елементів обладнання (роторів, трубних пучків тощо). Керування роботою моноблоків виконується повністю дистанційно за допомогою сучасних систем автоматизації та мікропроцесорних блокових щитів керування (БЩК).

- Суворе дотримання санітарно – гігієнічних та екологічних стандартів, що гарантує безпечні умови праці для оперативного персоналу станції та виключає шкідливий техногенний вплив на навколишнє середовище району Одеси.

- Висока капітальна та експлуатаційна економічність будівельних конструкцій головного будівлі ТЕЦ.

2.6.1 Особливості компонування котельного відділення

Сучасні прямоточні парогенератори надкритичного тиску типу ТГМП-344А спроектовані з нижнім випуском димових газів конвективного тракту. У зв'язку з цим котельні блоки раціонально розміщувати фронтом обслуговування до деаераторної етажерки та машинної зали. При такому рішенні важкі загальностанційні тягодуттьові машини (відцентрові вентилятори ВДН-25х2, двоступеневі димососи ДОД-31,5 ФГМ та вентилятори рециркуляції ГД-31) встановлюються на нульовій відмітці підлоги поза межами будівлі на відкритому повітрі. Магістральні димарі споруджуються поблизу головного корпусу з дотриманням нормативного розриву 20 – 40 метрів від зовнішньої стіни котельного відділення. Для оптимізації капітальних витрат передбачено спорудження однієї димової труби великого діаметра на два котельні блоки станції.

Основна робоча площадка обслуговування та візуального контролю за роботою пальників прямоточних котлів організована на висоті 9,0 метрів. У межах цієї відмітки розміщуються локальні приладові щити та оперативні пости керування. Зважаючи на значні габаритні розміри та повну висоту

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

котлоагрегату ТГМП-344А (яка досягає 49,5 метрів), котельне відділення в обов'язковому порядку обладнується швидкісними вантажопасажирськими ліфтами для забезпечення оперативного переміщення персоналу та ремонтних бригад по ярусах поверхонь нагріву.

2.6.2 Особливості компонування турбінного відділення

Внутрішнє планування та лінійні габарити машинного залу повністю визначаються типом та способом просторової орієнтації обраних турбоагрегатів. Для енергоблоків потужністю 250 МВт застосовано поперечне розміщення парових турбін відносно головної поздовжньої осі будівлі. Величина прольоту турбінного залу розрахована з урахуванням повної довжини агрегату, синхронного генератора, елементів системи збудження, а також з обов'язковим забезпеченням вільного технологічного простору, необхідного для безперешкодного виймання ротора генератора під час проведення планових ремонтних робіт.

Усе обладнання всередині машинного залу групується за острівним принципом. На окремих масивних фундаментах монтуються самі турбоагрегати, а навколо них компактно розміщується пов'язане з ними допоміжне теплосилове устаткування. Крок між осями суміжних блоків підібраний таким чином, щоб загальна довжина машинного залу ідеально відповідала довжині котельного відділення.

Просторово машинний зал розділений за висотою на два основні рівні:

- Нижня площадка (відмітка 0,0 метрів): Являє собою підлогу конденсаційного приміщення. Тут зосереджено найважче допоміжне обладнання блоку, зокрема конденсатори, конденсатні насоси першого та другого ступенів, ежекційні установки, масляні охолоджувачі, системи водневого охолодження та регенеративні підігрівачі низького тиску (ПНТ).

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Верхня площадка (відмітка 9,0 метрів): Слугує основним робочим ярусом обслуговування турбоустановки. На цій відмітці змонтовані головні органи маніпулювання, запірно-регулююча арматура та локальні приладові щити теплового контролю турбіни.

Поблизу постійного та тимчасового торців машинного залу передбачені вільні від стаціонарного устаткування залізобетонні майданчики. Вони призначені для розкладки, дефектовки та обслуговування великогабаритних деталей (кришок циліндрів, роторів) під час виконання монтажних або капітальних ремонтних робіт.

Певна частина допоміжного обладнання блоку винесена на суміжну деаераторну етажерку, яка має кілька поверхів. На її нульовій позначці прокладені закриті кабельні потоки та змонтовані розподільні пристрої для забезпечення власних електричних потреб станції. На другому поверсі етажерки, який знаходиться на одному рівні з робочим майданчиком турбін (відмітка 9,0 метрів), облаштовані блокові щити керування (БЩК), кабінети начальників змін блоків та приміщення для оперативного чергового персоналу.

Термічні деаераторні установки разом із баками – акумуляторами завжди монтуються на найвищих ярусах етажерки. Таке висотне розташування забезпечує надійний додатковий гідростатичний підпір стовпа води на всмоктувальних патрубках живильних насосів, що повністю виключає кавітацію та суттєво підвищує загальну надійність їхньої експлуатації.

Для проведення підйомно – транспортних операцій у машинному залі встановлюються один або два мостові електричні крани. Їхня максимальна вантажопідйомність розраховується за масою найбільш важкого неподільного вузла (як правило, статора електричного генератора). Висота розміщення підкранових колій над робочим майданчиком підібрана з таким розрахунком, щоб під час ремонтів була можливість безпечно демонтувати циліндри турбін чи трубні системи підігрівачів та переносити їх по повітрю над іншим обладнанням, що перебуває в роботі, у напрямку ремонтних майданчиків.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.7 Допоміжне господарство ТЕЦ

2.7.1 Паливне господарство

2.7.1.1 Газове господарство

Використання газоподібного палива є найбільш раціональним, зручним та економічно виправданим технічним рішенням для сучасних промислових теплоенергетичних об'єктів. Комплекс газового господарства теплоелектроцентралі характеризується відносною простотою конструкції, невеликими початковими капіталовкладеннями, а також найвищим рівнем експлуатаційної надійності в процесі повсякденної роботи. Як паливну базу на станціях такого типу застосовують горючі гази штучного походження або природний газ.

Технологічна структура газового господарства ТЕЦ включає в себе центральний газорозподільний пункт (ГРП) та внутрішньомайданчикову систему газопроводів. Подача палива до блоків ГРП здійснюється від спеціалізованої розподільної станції, яка винесена за межі території ТЕЦ і безпосередньо підключена до магістрального газопроводу високого тиску.

Величина тиску газу на вході до ГРП зазвичай перебуває в межах 0,7 – 1,3 МПа. Для забезпечення коректної та стабільної роботи пальників енергетичних котлоагрегатів цей показник необхідно знизити безпосередньо перед форсунками до робочого рівня 0,13 – 0,2 МПа, що реалізується шляхом контрольованого дроселювання потоку газу в регулюючих органах ГРП. Процес зниження тиску (редукування) може здійснюватися в один або два ступені, залежно від загального перепаду тиску на вузлі. Через виникнення сильних акустичних коливань і значного шумового ефекту під час дроселювання середовища, блоки ГРП завжди розміщують в окремо зведених будівлях на проммайданчику ТЕЦ.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Монтаж і трасування всіх паливних газопроводів у межах станції виконується виключно надземним способом із використанням залізобетонних або металевих опорних естакад. Транспортування газу від центрального ГРП до головного колектора котельного цеху, а також подальший підвід від колектора безпосередньо до кожного котлоагрегату організовано за допомогою поодиноких ліній газопроводів.

На відводах газопроводів до кожного котла в обов'язковому порядку монтується регулююча та запірна арматура з дистанційним керуванням, а також первинні прилади для безперервного вимірювання витрати палива. Усі кінцеві ділянки газових трас обладнуються спеціальними продувними лініями з герметичною арматурою, які служать для безпечного видалення залишків газу з трубопроводів під час проведення ремонтних або монтажних робіт. Вся арматура, що встановлюється на магістральних газопроводах станції, має бути виключно сталевою.

Технологічна підготовка газу до безпосереднього спалювання полягає в його глибокому очищенні від механічних домішок (пилу) та підтримці строго фіксованого тиску перед пальниковими пристроями. Головна технологічна схема ГРП передбачає обов'язкове встановлення волокнистого знепилювального фільтра, автоматичного регулятора тиску газу типу «після себе», контрольно – вимірювальних приладів для фіксації тиску та витрати, а також комплексу запірної арматури. Також у структурі ГРП передбачається байпасна (оборотна) лінія, яка забезпечує безперервну подачу газу в котельний цех під час виконання ремонтних робіт на основному обладнанні пункту.

На газовому підводі до кожного окремого парового котла встановлюються такі елементи:

- запірна сталева засувка;
- вимірювальна шайба витратоміра палива;
- автоматичний регулятор витрати газу;
- імпульсний швидкодіючий клапан, що спрацьовує

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

автоматично в разі падіння тиску повітря в пальниках нижче заданого критичного значення.

Керування автоматичним регулятором витрати газу здійснюється за допомогою виконавчого механізму загальної системи автоматизації процесів горіння на основі двох керівних імпульсів: показника тиску пари в котлі та величини перепаду тиску на діафрагмі пароміра.

Для спорудження газопроводів застосовують сталеві безшовні труби, діаметр яких підбирається за розрахунковою витратою палива та рекомендованими швидкостями руху газового потоку. Нормативні швидкості становлять:

від 60 до 80 м/с – для магістральних трубопроводів;

від 40 до 60 м/с – для ліній безпосереднього підводу газу до котлоагрегатів.

Зовнішня газова магістраль від будівлі ГРП до котельного відділення прокладається на висотній естакаді. Повздовжні температурні деформації та видовження металу труб надійно компенсуються спеціальними компенсаторами. Весь тракт зовнішнього газопроводу покривається шаром теплової ізоляції. Загальна витрата газу, що споживається ТЕЦ, вимірюється в м³/год (приведених до нормальних умов) за допомогою дросельних самописних газомірних приладів, які змонтовані на загальній магістралі котельного відділення, а також на індивідуальних підводах до кожного котла.

2.7.1.2 Мазутне господарство

Для проєктованої ТЕЦ міста Одеса як резервний (аварійний) вид допоміжного палива прийнято рідке паливо – низькосірчаний топковий мазут марки М-100, оскільки базовим проєктним паливом станції є природний газ. Середні показники елементарного складу горючої маси вживаного рідкого палива наведені в таблиці 2.20.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.20 – Середній елементарний склад горючої маси мазуту

Марка палива	Вуглець, Сг, %	Водень, Нг, %	Азот + Кисень, Нг + Ог, %	Сірка, Sг, %
М-100	87,4	10,9	0,7	1

Мазутним господарством називається цілісний комплекс інженерних споруд, пристроїв та комунікацій, які призначені для організації приймання, тривалого зберігання, технологічної підготовки та безперебійної подачі рідкого палива в котельний цех станції. До складу головних об'єктів мазутного господарства ТЕЦ входять (рис. 2.6):

- приймально-розвантажувальний пристрій;
- бакове мазутосховище (мазутний склад);
- будівля головної мазутонасосної станції;
- технологічні мазутопроводи з комплексом запірної – регулюючої арматури.

Доставка мазуту на промисловий майданчик ТЕЦ здійснюється залізничним транспортом. Для затримання випадкових сторонніх предметів всередині зливних лотків перед резервуарами встановлюються металеві захисні сітки з розміром осередків 10x10 мм. Приймально – зливальний комплекс забезпечує прийом цистерн, розігрів палива, його самопливний злив та подальше перекачування в основні резервуари – сховища. Конструкція споруд приймального пристрою розрахована на обслуговування залізничних цистерн вантажопідйомністю 50, 60 та 120 тонн.

Для забезпечення швидкого та повного зливу високов'язкого мазуту необхідне його обов'язкове попереднє термічне оброблення (розігрів) всередині цистерн до температури порядку 60 – 70 °С. Загальний час, що витрачається на розігрів та повне спорожнення однієї цистерни, не повинен перевищувати 9 годин.

З метою надійного збереження регламентованого об'єму рідкого палива

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

на ТЕЦ споруджується мазутосховище, що складається з наземних металевих або залізобетонних баків. Сумарна корисна ємність бакового господарства розраховується виходячи з умов забезпечення безперервної 10 – добової автономної роботи всіх встановлених енергетичних прямоточних та пікових водогрійних котлів станції.

Відповідно до виконаних раніше розрахунків, максимальна сумарна годинна витрата мазуту енергетичним і водогрійним обладнанням становить:

$$B = 60,95 \text{ кг/с} = 219,42 \text{ т/год}$$

Враховуючи, що 10 діб автономної роботи становлять рівно 240 годин експлуатації, необхідна сумарна ємність мазутного складу ТЕЦ дорівнює:

$$219,42 \cdot 240 = 52660,8 \text{ тонн}$$

Таким чином, для забезпечення надійного зберігання розрахованого об'єму палива на станції передбачено встановлення 4 типізованих ємностей (резервуарів) одиничним будівельним об'ємом по 20000 м³.

Зі сховища рідке паливо за допомогою насосних агрегатів першого підйому транспортується в окрему будівлю мазутонасосної станції, де змонтовані високотискові насоси другого підйому, паромазутові поверхневі теплообмінники та сітчасті фільтри тонкого очищення. Тут паливо проходить стадію остаточного підігріву, глибокої фільтрації та під строго фіксованим технологічним тиском подається по мазутопроводах до пальників котельного цеху.

Для підтримки високої надійності гідравлічного транспорту та недопущення застигання палива, підігрів мазуту підтримується по всьому технологічному тракту його руху:

- Первинний підігрів до температури 34 – 45 °С: Реалізується безпосередньо в приймально-розвантажувальному пристрої під час зливу з цистерн та руху по самопливних міжрейкових лотках.
- Підігрів у резервуарах сховища до 90 °С: Забезпечується за рахунок роботи внутрішніх трубних підігрівачів для підтримки

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

плинності мазуту в об'ємі бака.

- Остаточний підігрів до температури 120 – 150 °С: Виконується в поверхневих підігрівачах мазутонасосної станції і вибирається виходячи з умов досягнення оптимальної кінематичної в'язкості для якісного тонкого розпилення палива форсунками.

Для здійснення екстрених аварійних відключень та проведення планових ремонтів на всмоктувальних та нагнітальних лініях мазутопроводів швидкодіюча засувна арматура встановлюється на нормативній відстані 40 метрів від будівлі мазутонасосної станції.

2.7.2 Система технічного водопостачання

2.7.2.1 Споживання технічної води

Для забезпечення надійної та безаварійної експлуатації ТЕЦ необхідна організація безперебійного та стабільного постачання технологічною водою. Основними споживачами технічної води на станції є поверхневі конденсатори парових турбін, допоміжні технологічні конденсатори, контури водяного охолодження підшипників ковзання та кочення обертових механізмів, системи компенсації внутрішньоциклових втрат робочого тіла, а також численні мережні теплообмінні апарати та маслоохолоджувальні установки. Загальний дебіт споживання технічної води формується як сума витрат усіх перелічених технологічних вузлів і повинен повністю відповідати розрахунковій потужності обраного джерела водопостачання.

Найбільш масивними та пріоритетними споживачами технічної води в межах ТЕЦ є конденсатори турбін. На теплоелектроцентралях знаходять застосування одноходові та багатоходові (аж до чотирьох ходів) конструкції конденсаторів. Незважаючи на підвищений внутрішній гідравлічний опір трубного пучка, у сучасній практиці проєктування перевагу віддають саме

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

багатоходовим апаратам, оскільки питома витрата охолоджувальної води на один кілограм зворотної пари в них є суттєво нижчою порівняно з одноходовими аналогами.

Головною експлуатаційною характеристикою теплообмінного апарата є кратність охолодження (m), яка математично визначається за формулою:

$$m = \frac{G_B}{D_K} \quad (2.31)$$

де G_B – витрата охолоджувальної води, кг/с; D_K – масова витрата відпрацьованої пари, що надходить у конденсатор, кг/с. Для багатоходових конструкцій конденсаторів показник m становить від 50 до 70, тоді як для одноходових моделей він зростає до 100 – 110.

Необхідний обсяг технічної води для повної конденсації пари та підтримки розрахункового глибокого вакууму в корпусі конденсатора встановлюється зі строгого рівняння балансу тепла:

$$D_K \cdot (h_{KH} - h_K) = G_B \cdot (h_{B,2} - h_{B,1}) \quad (2.32)$$

Звідси секундна витрата охолоджувальної води (кг/с) дорівнюватиме:

$$G_B = D_K \cdot \frac{h_{KH} - h_K}{h_{B,2} - h_{B,1}} \quad (2.33)$$

де h_{KH} , h_K – відповідні значення ентальпії зворотної відпрацьованої пари та утвореного конденсату, кДж/кг; $h_{B,2}$, $h_{B,1}$ – ентальпія охолоджувальної води на вхід у конденсатор та на вихід з нього відповідно, кДж/кг.

Задля стабільного підтримання проєктного вакууму температура води на виході з охолоджувальних трубок пучка повинна утримуватися на 5 – 10 °С нижче за температуру насичення пари в конденсаторі. Як видно з наведених термодинамічних залежностей, фактична витрата технічної води безпосередньо залежить від її початкового температурного рівня. При інженерному проєктуванні систем водопостачання розрахунковий максимум споживання завжди приймається за найбільш несприятливим (теплим) літнім періодом року, коли природна температура води у джерелі є максимальною.

Важливими споживачами в загальній схемі також є газоохолоджувачі

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електричних генераторів. Обсяг подачі води на них повністю визначається кількістю теплоти, що виділяється через втрати в обмотках генератора. Відповідне рівняння балансу тепла має вигляд:

$$NE \cdot (1 - \eta) = G_{\Gamma} \cdot C_{\Gamma} \cdot t_{\Gamma} = G_B \cdot C_B \cdot t_B \quad (2.34)$$

Звідси необхідна годинна витрата води (кг/с) буде дорівнює:

$$G_B = NE \cdot \frac{1-\eta}{C_B \cdot t_B} \quad (2.35)$$

де NE – номінальна активна потужність електричного генератора, кВт; η – коефіцієнт корисної дії генератора; G_{Γ} , G_B – масова витрата відповідно охолоджувального газу та технічної води, кг/с; C_{Γ} , C_B – питома теплоємність газу та води відповідно, кДж/кг; t_{Γ} , t_B – різниця температур відповідно газу та води на виході з охолоджувального пристрою та на вході в нього, °С. Задля забезпечення високої експлуатаційної надійності роботи ізоляції обмоток статора, газоохолоджувачі розраховують таким чином, щоб температурне нагрівання води всередині них не перевищувало 5 °С.

Наступна група споживачів технічної води – маслоохолоджувачі, призначені для зниження температури турбінного масла, що циркулює в замкнутих контурах масляних систем підшипників та гідродинамічного регулювання турбоагрегатів. Витрата води на маслоохолоджувальні установки розраховується за аналогічним балансовим алгоритмом, що й для газоохолоджувачів, із підстановкою замість ККД генератора механічного ККД турбіни та теплофізичних параметрів робочого масла. Технічна вода на газо – та маслоохолоджувальні установки забирається безпосередньо з загальної напірної лінії перед конденсаторами турбін.

Безперервне або періодичне водопостачання допоміжних механізмів та пристроїв (охолодження підшипників димососів, вентиляторів, контури охолодження відбору проб середовища) також здійснюється з напірної лінії конденсаторів турбін. У разі якщо наявний вільний напір є недостатнім, у схемі передбачається монтаж додаткових насосів із забезпеченням стовідсоткового технологічного резерву (резерв 100%). Для умов ТЕЦ застосування такої схеми

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

є повністю виправданим, оскільки допоміжні механізми, що потребують охолодження, пускаються і зупиняються з мінімальною різницею за часом між пуском і зупинкою основних енергетичних агрегатів блока.

Подача сирій води на установки хімічного водоочищення (ХВО) для компенсації втрат пари та конденсату проводиться з лінії після конденсаторів турбін допоміжними насосними групами. При реалізації прямооточної схеми водопостачання ці витрати у загальному циркуляційному балансі не враховуються, а при впровадженні оборотної системи вони розглядаються як безповоротні технологічні втрати води в системі.

Загальна витрата води, що повинна забезпечувати надійну роботу групи головних циркуляційних насосів, визначається за залежністю:

$$G_{\text{заг}} = G_{\text{в}} + G_{\text{г.о.}} + G_{\text{м.о.}} + G_{\text{доп.}} \quad (2.36)$$

де $G_{\text{в}}$ – витрата води на охолодження конденсаторів турбін, кг/с; $G_{\text{г.о.}}$ – витрата води на охолодження блочних газоохолоджувачів, кг/с; $G_{\text{м.о.}}$ – витрата води на охолодження маслоохолоджувачів, кг/с; $G_{\text{доп.}}$ – витрата води на систему охолодження всього допоміжного устаткування цеху, кг/с.

З загальної годинної витрати води приблизно 85 – 90% припадає суто на частку забезпечення конденсаторів турбін. В реальних умовах тривалої експлуатації витрата води може дещо зростати внаслідок поступового утворення мінеральних або біологічних відкладень на внутрішніх поверхнях трубок конденсаторів та інших теплообмінників. Найбільш критично відкладення позначаються на роботі поверхневих конденсаторів, викликаючи не тільки збільшення витрати охолоджувального середовища, а й помітне погіршення вакууму, що, у свою чергу, призводить до зниження наявної електричної потужності турбін.

2.7.2.2 Оборотна система водопостачання з градирнями

Система технічного водопостачання класифікується як оборотна, коли

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

один і той самий запас води використовується станцією багаторазово в замкненому циклі, вимагаючи лише обмеженого додаткового підживлення з природного джерела для поповнення безповоротних втрат. Ця система в обов'язковому порядку застосовується на всіх ТЕЦ, у районі будівництва яких відчувається дефіцит природних джерел води, що не дозволяє реалізувати прямоточний контур. Оборотна система представляє собою замкнутий гідравлічний контур, що складається з охолоджувача води, циркуляційних насосів і магістральних водоводів.

Як основні охолоджувальні споруди в ТЕЦ, що проєктується, приймаємо градирні. Схема з градирнями широко застосовується для ТЕЦ, які споруджуються в міській межі Одеси, а також для інших видів електростанцій з обмеженими розмірами території промайданчика. Основна інженерна перевага цієї схеми полягає в тому, що для спорудження градирень не потрібно багато місця і їх вдається компактно розміщувати безпосередньо в межах огорожі станції.

В останні роки все частіше застосовуються оборотні системи з градирнями, не дивлячись на те, що середньорічна температура охолодженої води після градирень є приблизно в 1,5 рази вищою, ніж в оборотних системах з великими наливними водоймами. При цьому береться до уваги не тільки капітальна економія місця, але й та важлива обставина, що градирні розсіюють надлишкове тепло не у воді, а безпосередньо в атмосферному повітрі, не заподіюючи екологічної шкоди та теплового забруднення природним водним джерелам.

Основна робоча частина градирні – зрошувальний пристрій (насадка), у якому нагріта вода, що підлягає охолодженню після конденсаторів турбін, рівномірно розподіляється по площі на струмочки чи краплі і стікає вниз по щитах у вигляді тонкої плівки. Вода у вигляді крапель чи плівки ефективно охолоджується внаслідок безпосереднього зіткнення з повітрям, що входить у зрошувальний пристрій через нижні вікна. Нагріте та повністю насичене

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

водяними парами повітря інтенсивно піднімається вгору під дією природної термодинамічної тяги через високу витяжну вежу градирні.

В умовах України найбільше поширення одержали протиточні баштові градирні з природною тягою. Головні циркуляційні насоси прокачують воду через конденсатори турбін і по магістральних трубопроводах підводять її до розподільчих труб, розташованих над зрошувальним пристроєм градирні. На трубках встановлені спеціальні розпилювальні сопла, через які вода під робочим напором 0,015 – 0,018 МПа дрібно розприскується і падає на дерев'яні чи азбестоцементні щити насадки, по яким стікає у вигляді плівки в підбасейнову ємність. Проміжки між сусідніми щитами утворюють чіткі вертикальні коридори для руху повітря. Зовнішнє повітря надходить всередину через повітровхідні вікна висотою 3 – 12 м, які розташовані по всьому нижньому периметру вежі.

Витяжна вежа градирень виконується у вигляді багатокутника з металевим зовнішнім каркасом і обшивається екранами з дерева, азбестоцементу або алюмінію. Великі промислові градирні виконують також із монолітною залізобетонною вежею гіперболоїдної форми. Відповідно, такі споруди мають у плані форму багатокутника або кола.

Основний розрахунковий розмір градирні – площа зрошувального пристрою (у горизонтальному перетині). Вода подається до водорозподільного ярусу зрошувального пристрою на висоту 9 – 18 м, а чиста глибина приймального басейну становить 2 м. Повна будівельна висота витяжної вежі великих градирень досягає 90 – 150 м при вихідному діаметрі горловини порядку 45 – 60 м.

Циркуляційні насосні агрегати встановлюють у машинному залі головного корпусу (як правило, по два насоси індивідуально для кожної турбіни Т-250) чи зосереджують в окремій будівлі центральної насосної станції між градирнями і машинним залом. На ТЕЦ доцільно застосовувати великі градирні, обираючи загальну їхню продуктивність за найбільш напруженим

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

літнім режимом роботи турбін при мінімальних теплофікаційних відборах пари.

Серйозну увагу приділяють надійності роботи градирень у зимовий період, коли витрата циркуляційної води зменшується і виникає реальна небезпека інтенсивного зледеніння конструкцій градирень у вікнах для входу повітря. З цією метою температуру охолодженої води в басейні підтримують не нижче 10 – 12 °С, по всьому нижньому периметру градирні створюють додаткову водяну теплову завісу (пропускаючи частину гарячої води повз зрошувач) і передбачають можливість часткового перекриття вікон поворотними щитами чи жалюзі.

Вибір кількості і необхідної площі зрошення градирень розраховується за галузевою формулою:

$$q = G_{\text{ц}} - F_{\text{зр}} \quad (2.37)$$

де q – розрахункова щільність зрошення, яка для плівкових баштових градирень приймається в оптимальних межах

$$q = 6 - 8 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{год});$$

$G_{\text{ц}}$ – повна витрата циркуляційної води через конденсатори станції (для однієї турбіни Т-250/300-240 номінальна витрата становить $G_{\text{ц}} = 28500 \text{ м}^3/\text{год}$ на один блок, а сумарно на два встановлених енергоблоки ТЕЦ Одеси:

$$G_{\text{ц}} = 2 \cdot 28500 = 57000 \text{ м}^3/\text{год});$$

$F_{\text{зр}}$ – необхідна площа зрошення.

$$F_{\text{зр}} = \frac{G_{\text{ц}}}{q} = \frac{57000}{8} = 7125 \text{ м}^2$$

Для надійного охолодження такого об'єму води та забезпечення гнучкого секційного резервування контуру, прийmemo до встановлення дві баштові градирні типу БГ-2600-70 з сумарною площею зрошення $2 \cdot 2600 = 5200 \text{ м}^2$. Невеликий дефіцит площі у пікові літні дні повністю компенсується можливістю короткочасного форсування гідравлічного завантаження градирень до верхньої паспортної межі.

Основні технічні та конструктивні характеристики обраного типу охолоджувальних споруд наведені в таблиці 2.21.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.21 – Характеристики градирні типу БГ-2600-70, занесено у додаток С.

2.7.3 Хімічна водопідготовка

2.7.3.1 Організація водно-хімічного режиму електростанції

У процесі експлуатації теплофікаційних систем неминуче виникають різного роду витоки теплоносія в магістральних теплових мережах, паропроводах, а також неорганізовані періодичні втрати пари та конденсату всередині головного корпусу. Для забезпечення безперервності та термодинамічної замкнутості технологічного циклу ТЕЦ Одеси необхідно постійно й у повному обсязі заповнювати ці втрати додатковою водою.

Живлення системи водопідготовки та правильна організація водно-хімічного режиму (ВХР) когенераційної установки мають критично важливе значення для забезпечення довгострокової, надійної та економічної експлуатації всього теплосилового обладнання. Головними інженерними завданнями водопідготовки та раціональної організації ВХР на станції є:

- повне запобігання утворенню твердого шумовиння та мінеральних відкладень на внутрішніх теплопередаючих поверхнях котлоагрегатів;
- виключення появи вільного шламу в робочих контурах технологічного устаткування та магістральних трубопроводах;
- надійний захист металу від протікання процесів корозії внутрішніх поверхонь теплоенергетичного обладнання;
- недопущення винесення солей та їхнього відкладення в проточній частині циліндрів парових турбін.

Для заповнення технологічних втрат робочого тіла на станції використовується природна сира вода. Проте вихідна вода з міського

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

комунального водопроводу, артезіанських свердловин або відкритих річок у своєму природному стані є абсолютно непридатною для живлення контурів надкритичного тиску. Вона містить значну кількість розчинених мінеральних солей, які в процесі випаровування та кипіння утворюють щільне шумовиння. Це шумовиння швидко осідає на екранних поверхнях нагрівання котлів, що призводить до різкого розладу процесів теплообміну, локального перегріву металу труб і, як наслідок, до аварійного руйнування всього агрегату.

Тому всі сучасні енергетичні установки з паровими котлами високого та надкритичного тиску в обов'язковому порядку комплектуються спеціалізованою апаратурою хімічного водоочищення, яка докорінно змінює вихідний хімічний склад сирової води відповідно до суворих нормативних вимог. Для прямоточних моноблоків Т-250/300-24чного контуру Одеси таким базовим методом обробки є повне хімічне знесолення.

З метою створення оптимальних умов, що гарантують надійну роботу ТЕЦ, з урахуванням типу обладнання блоків, робочих параметрів гострої пари (23,5 МПа) та умов експлуатації, в інженерній практиці застосовують такі прогресивні водно-хімічні режими:

- гідразинно-аміачний;
- окисний (кисневий);
- комбінований;
- комплексний.

Конкретний вибір методу обробки робочого середовища та технологічної схеми водоочищення виконується на основі аналізу якості вихідної сирової води, жорстких вимог до чистоти живильної води прямоточних котлів, контуру підживлення тепломережі, а також обсягу та якості конденсату, що повертається від споживачів, з урахуванням специфічних когенераційних особливостей проєктованої ТЕЦ. Для забезпечення раціонального та безпомилкового ВХР на станції діє строге аналітичне нормування якості пари та води на всіх ділянках циклу.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Згідно з Правилами технічної експлуатації (ПТЕ) електростанцій, для моноблоків надкритичних параметрів встановлено такі суворі норми якості живильної води та пари:

- загальна жорсткість води – не більше 1 мкг-екв/кг;
- вміст сполук кремнію – не більше 40 мкг/кг;
- граничний вміст розчиненого кисню перед деаератором – не більше 30 мкг/кг;
- вміст розчиненого кисню після термічного деаератора – не більше 10 мкг/кг;
- вміст вільного сульфіту перед економайзером – не більше 26 мкг/кг;
- концентрація гідразину (при гідразинно-аміачному ВХР) перед економайзером котла – в межах від 20 до 60 мкг/кг;
- вільний вуглекислий газ (CO_2) у воді після деаератора – повинен бути повністю відсутній;
- водневий показник живильної води (значення рН при температурі 25 °С) - в межах 9,1 плюс/мінус 0,1;
- вміст аміаку та його летких сполук (у перерахунку на NH_3) – не більше 1000 мкг/кг;
- сумарна концентрація нітратів та нітритів у циклі – не більше 20 мкг/кг;
- вміст сполук заліза (у перерахунку на Fe) – не більше 30 мкг/кг;
- вміст сполук міді (у перерахунку на Cu) – не більше 5 мкг/кг;
- вміст масла та нафтопродуктів – не більше 0,3 мг/кг;
- вміст сполук натрію – не більше 15 мкг/кг;
- вміст кремнієвої кислоти – не більше 25 мкг/кг.

Для стабільної підтримки зазначених нормованих показників чистоти в процесі довгострокової експлуатації ТЕЦ впроваджується комплекс таких

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

технологічних заходів:

- Ретельна передпускова хімічна підготовка та водне очищення всього теплосилового устаткування і пароводів перед введенням в експлуатацію.
- Організація постійної продувки контурів циркуляції при сталих режимах та впровадження посиленої продувки під час перехідних або пускових режимів (для прямоточних котлів реалізується через вбудовані сепаратори та пускові розширювачі).
- Стовідсоткове глибоке знесолення всього об'єму потоку турбінного конденсату на блочній знесолювальній установці (БЗУ).
- Повне знесолення та глибоке знекремнення додаткової сирової води, що вводиться в цикл.
- Ефективна термічна деаерація турбінного конденсату та живильної води в деаераторах підвищеного тиску (за винятком специфічних режимів із дозуванням кисню).
- Безперервне автоматичне дозування хімічних добавок та коректуючих реагентів (аміаку, гідразину) безпосередньо в живильний тракт.
- Періодичне проведення експлуатаційних хімічних відмивань та дезактивації поверхонь нагріву котлів.
- Надійна консервація обладнання та контурів котла під час перебування в плановому ремонті або тривалому простоях.
- Нанесення стійкого антикорозійного покриття на внутрішні поверхні обладнання та баків всього конденсатно-живильного тракту станції.

2.7.2.2 Методи хімводопідготовки

Вихідна сира вода на установку хімічного водоочищення (ХВО)

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

подається з комунікацій головного корпусу ТЕЦ після її обов'язкового попереднього підігріву до стабільного температурного рівня від 30 до 40 °С. Цей підігрів є строго необхідним за технологічними умовами перебігу хімічних реакцій іонообмінних процесів у фільтрах, а також для повного запобігання конденсації атмосферної вологи на зовнішніх поверхнях трубопроводів, запірної арматури та сталевих корпусів апаратів ХВО. Попередній термічний підігрів сирової води здійснюється парою з низькопотенційних відборів турбін у спеціальних поверхневих підігрівачах, які змонтовані безпосередньо в машинному залі головного корпусу.

Сира підігріта вода транспортується на ХВО по одиночному магістральному трубопроводу. Повне інженерне резервування подачі сирової води на водоочищення реалізується шляхом прокладки другого незалежного введення, підключеного до загальностанційного господарсько-протипожежного водопроводу на майданчику ТЕЦ.

Хімічно очищена демінералізована вода з будівлі ХВО повертається в головний корпус станції по двох паралельних трубопроводах, причому кожен із цих трубопроводів самостійно розраховується на 100% максимальної необхідної подачі. Всі технологічні трубопроводи між ХВО та головним корпусом прокладаються в закритому утепленій каналі по надземній сполучній естакаді. Крім водяних магістралей, з компресорного відділення головного корпусу в приміщення ХВО прокладається трубопровід сухого стисненого повітря, потреба в якому існує для забезпечення роботи пневмоприводів арматури та інтенсивного повітряного розпушування іонообмінних матеріалів у всіх сучасних водоочисних установках.

Після проходження технологічних ступенів ХВО знесолена вода все ще містить значну кількість розчинених агресивних газів (кисню та вільної вуглекислоти). Тому вся хімічно очищена вода до її безпосереднього надходження в опускні труби прямоочних котлоагрегатів піддається обов'язковій глибокій деаерації в спеціальних термічних апаратах –

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

деаераторах. Термічний деаерації на станції також піддається весь виробничий конденсат, що повертається, та конденсат мережних підігрівачів.

Залежно від призначення води, на ТЕЦ застосовуються такі хімічні методи підготовки додаткової води та підживлювальної води тепломережі:

- зм'якшення (для контуру тепломережі);
- знекремнення та глибоке знесолення (для підживлення енергоблоків надкритичного тиску).

Як основний метод зм'якшення підживлювальної води комунальної тепломережі Одеси застосовується технологія комбінованого послідовного Н – Na – катіонування. Залишкова загальна жорсткість води при використанні цього методу надійно знижується до рівня 10 мкг/кг.

Глибоке знесолення та знекремнення води для підживлення прямоточних котлів ТГМП-344А здійснюється методами іонного обміну шляхом послідовного багатоступеневого фільтрування потоку через високоактивні Н – катіонітові та ОН – аніонітові фільтри, а також на фільтрах змішаної дії (ФЗД). У результаті перебігу іонообмінних процесів загальний солевміст додаткової води знижується до мінімальних меж 50 – 100 мкг/кг.

Для підтримки експлуатаційної чистоти на ТЕЦ передбачається повний комплекс допоміжного обладнання, насосів та баків для проведення передпускових і планових експлуатаційних водно – хімічних промивань, а також спеціальні пристрої та реагентні лінії для надійного попередження стоянкової корозії поверхонь котлоагрегатів, проточних частин турбін, допоміжних теплообмінників та трубопроводів під час зупинок чи перебування обладнання в резерві.

2.8 Охорона навколишнього середовища від викидів електростанції

Токсичні та шкідливі речовини, що викидаються в атмосферне повітря через високі димові труби ТЕЦ у процесі спалювання органічного палива,

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

чинять негативний техногенний вплив на весь навколишній комплекс живої природи, викликаючи деградацію рослинного покриву та погіршення санітарного стану району. В індустріальному секторі основне масове забруднення повітряного басейну відбувається саме за рахунок об'єктів теплової енергетики. Сумарне надходження шкідливих викидів в атмосферу від паливоспалювальних установок ТЕС і ТЕЦ становить близько 27% від загального обсягу промислових викидів, що перевищує показники будь-якої іншої окремої галузі сучасної промисловості. В основі цього забруднення лежать масштабні процеси окиснення та горіння мінерального палива в топкових камерах великих котлоагрегатів.

Для забезпечення жорсткого контролю та захисту біосфери за стандарт якості атмосферного повітря прийняті гранично припустимі концентрації (ГПК) для кожної окремої токсичної речовини в приземному шарі. Для надійного захисту міського населення від шкідливого впливу димових газів, згідно з діючими санітарними нормами та правилами проєктування електростанцій, передбачається обов'язкове просторове відокремлення промислового майданчика ТЕЦ від найближчих житлових кварталів Одеси спеціалізованими санітарно-захисними зонами (СЗЗ). Повна довжина та межі СЗЗ визначаються розрахунковим шляхом на основі валової кількості шкідливих викидів (в першу чергу оксидів сірки та азоту), а також з урахуванням кліматичної рози вітрів району будівництва з таким розрахунком, щоб інтегральна концентрація домішок на межі житлової зони ні за яких умов не перевищувала встановлених значень ГПК.

Одним із найбільш поширених та ефективних інженерних засобів зниження приземної концентрації шкідливих домішок є радикальне поліпшення умов метеорологічного розсіювання димових газів в атмосфері. Цьому безпосередньо сприяє зменшення загальної кількості димових труб на майданчику ТЕЦ (інтеграція кількох котлів на одну трубу) та значне збільшення їхньої геометричної висоти, а також підтримання високої швидкості

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

виходу газів з устя труби, що надійно перешкоджає завихренню та відхиленню газового шлейфу вниз до землі під дією вітру. При спорудженні великої висотної димової труби токсичні гази виносяться у верхні стабільні шари атмосфери, де продовжують інтенсивно поширюватися і розсіюватися на великих площах, внаслідок чого різко (в рази) знижується локальна концентрація шкідливих домішок у приземному робочому шарі повітря навколо станції.

2.8.1 Розрахунок витрати натурального палива

Як розрахункове паливо для визначення оптимальної висоти та кількості димових труб ТЕЦ Одеси (відповідно до несприятливого аварійного варіанта роботи на рідкому паливі) приймаємо топковий мазут марки М-100 з такими характеристиками горючої маси:

- робочий вміст сірки в паливі: $S_p = 1,0\%$;
- нижча теплота згорання мазуту: $Q_{np} = 38,8 \text{ МДж/кг} = 38800 \text{ кДж/кг}$.

Максимальна годинна витрата натурального палива визначається окремо для кожної групи теплогенеруючого обладнання.

Для діючих енергетичних котлів ТГМП-344А витрата мазуту (кг/с) становить:

$$B^E = \frac{n^E \cdot Q^E}{\eta^E \cdot Q_H^p} \text{ кг/с.} \quad (2.38)$$

$$B^E = \frac{2 \cdot 810}{0,935 \cdot 38,8} = 44,65 \text{ кг/с}$$

Для встановлених пікових водогрійних котлів КВГМ-100 витрата рідкого палива (мазуту) розраховується за формулою:

$$B^{KBGM} = \frac{n^{KBGM} \cdot Q^{KBGM}}{\eta^{KBGM} \cdot Q_H^p} \text{ кг/с} \quad (2.39)$$

$$B^{KBGM} = \frac{5 \cdot 116}{0,917 \cdot 38,8} = 16,30 \text{ кг/с}$$

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Сумарна максимальна секундна витрата мазуту енергетичними прямоточними та піковими водогрійних котлами станції разом становитиме:

$$B = B^E + B^{КГВМ} \quad (2.40)$$

$$B = 44,65 + 16,30 = 60,95 \text{ кг/с}$$

2.8.2 Розрахунок концентрації оксидів азоту (для газу)

Процес високотемпературного спалювання будь-яких органічних палив у топкових камерах неминує супроводжується утворенням оксидів азоту: N_2O , NO , N_2O_3 , NO_2 , N_2O_4 , N_2O_5 . Оскільки найбільш стійким та токсичним з усього ланцюжка сполук у реальних атмосферних умовах є діоксид азоту, розрахунок викидів оксидів азоту проводимо в перерахунку на NO_2 .

Сумарна масова кількість секундних викидів оксидів азоту в г/с від котельного обладнання ТЕЦ визначається за нормативним рівнянням:

$$M_{NO_2} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot k \cdot B \cdot Q_H^p \cdot \left(\frac{1-q_4}{100} \right) \cdot (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2 \quad (2.41)$$

де:

k – безрозмірний коефіцієнт, що враховує конструктивний тип котла та його фактичну паропродуктивність. Він розраховується за формулою:

$$k = \frac{12 \cdot D_{\phi}}{200 + D_H}$$

Оскільки в розрахунковому максимально-зимовому режимі І прямоточні котли ТГМП-344А працюють на номінальній потужності, фактична і номінальна паропродуктивність збігаються ($D_{\phi} = D_H = 1000$ т/год). Тоді коефіцієнт дорівнює:

$$k = \frac{12 \cdot 1000}{200 + 1000} = 10$$

B – сумарна секундна витрата натурального палива енергетичними котлами в перерахунку на грами: $B = 60,95 \text{ кг/с} = 60950 \text{ г/с}$.

Q_H^p – нижча теплота згорання робочої маси палива: $Q_H^p = 38800 \text{ кДж/кг} = 38,8 \text{ кДж/г}$.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

q_4 – втрати тепла з механічним недопалом палива, для газу та мазуту в прямоточних котлах $q_4 = 0\%$. Відповідно комплекс $(1 - \frac{q_4}{100}) = 1,0$.

ε_1 – коефіцієнт, що характеризує ефективність впливу рециркуляції димових газів залежно від способу їх введення в топку.

r – ступінь рециркуляції димових газів у топку, для базового зимового режиму приймаємо $r = 0\%$. Відповідно комплекс $(1 - \varepsilon_1 \cdot r) = 1,0$.

β_1 – коефіцієнт, що враховує якість спалюваного палива (для природного газу та низькосірчаного мазуту приймається $\beta_1 = 0,9$).

β_2 – коефіцієнт, що враховує конструкцію пальників, для встановлених вихрових пальників котла ТГМП-344А значення $\beta_2 = 1,0$.

β_3 – коефіцієнт, що враховує вид шлаковидалення, для газомазутних агрегатів $\beta_3 = 1,0$.

ε_2 – коефіцієнт, що враховує зниження викидів оксидів азоту при реалізації технології багатоступінчастого спалювання палива. Оскільки спалювання одноступінцеве, приймаємо $\varepsilon_2 = 1,0$.

$$M_{NO_2}^{ен.к.г} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 10,0 \cdot 60950 \cdot 38800 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,9 = 723,6 \text{ г/с}$$

$$M_{NO_2}^{ен.к.м} = 193,5 \text{ г/с}$$

$$\Sigma M_{NO_2} = M_{NO_2}^{ен.к.г} + M_{NO_2}^{ен.к.м} = 723,6 + 193,5 = 917,1 \text{ г/с} \quad (2.43)$$

2.8.3 Розрахунок концентрації оксидів сірки (для мазута)

Валовий викид діоксиду сірки (SO_2) в атмосферне повітря виникає виключно під час роботи станції на резервному рідкому паливі (мазуті), оскільки природний газ практично не містить у своєму складі сполук сірки. Сумарна кількість викидів оксидів сірки в г/с визначається за повним нормативним рівнянням матеріального балансу:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot B \cdot S^p \cdot (1 - \eta_{SO_2})(1 - \eta_{SO_2}^c \cdot \frac{\tau_c}{\tau_{ка}})(1 - \eta_{SO_2}^c) \quad (2.44)$$

де:

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						89
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

B – сумарна максимальна секундна витрата мазуту котельним устаткуванням станції разом: $B = 60,95 \text{ кг/с} = 60950 \text{ г/с}$.

S_p – робочий вміст сірки в паливі, для мазуту марки М-100 становить $S_p = 1,0\%$.

$$M_{SO_2} = 1020,67 \text{ г/с}$$

2.8.4 Вибір кількості та розрахунок висоти димових труб

Димова труба великої сучасної ТЕЦ функціонує у надзвичайно важких експлуатаційних умовах. Як монументальна висотна інженерна споруда, вона підлягає постійній потужній динамічній взаємодії зовнішнього вітрового навантаження та великої власної ваги конструкції. Крім того, вона виступає завершальним елементом газоповітряного технологічного тракту станції і зазнає безперервного шкідливого впливу хімічно агресивних нагрітих димових газів, які утримують у своєму об'ємі водяну вологу, залишкові маси летючої золи, а при спалюванні резервного рідкого палива – агресивні оксиди сірки (з яких найбільш руйнівним для конструкційних матеріалів є триоксид сірки SO_3).

Задля забезпечення тривалої, надійної та безпечної експлуатації, сучасні конструкції промислових димових труб споруджуються розділеними на два основні елементи: зовнішню залізобетонну оболонку, що сприймає на себе всі механічні вітрові та вагові навантаження і передає їх на фундамент, та внутрішній газовідвідний ствол, який безпосередньо захищає споруду від впливу високотемпературного та хімічно агресивного газового середовища.

Зовнішня оболонка для всіх великих вітчизняних димових труб виконується за типізованим проектом і являє собою монолітний залізобетонний кільцевий ствол конічної форми, товщина стінок якого плавно зменшується у напрямку знизу доверху. Ця конструкція спирається на потужний залізобетонний фундамент глибокого закладення. Внутрішній газовідвідний ствол монтується впритул до внутрішньої поверхні залізобетонної оболонки і

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

також має кінчну форму. При спалюванні сірковмісного палива (топкового мазуту) цей ствол виконується з футерованості спеціальною штучною кислототривкою цеглою. Футеровка зводиться окремими ділянками висотою по 10 метрів із надійною опорою кожної секції на спеціальні внутрішні кільцеві виступи (консолі) залізобетонної оболонки.

З метою максимального підвищення надійності та довговічності труби при транспортуванні хімічно агресивних газів, між залізобетонною оболонкою та цегляною футеровкою передбачається повітряний вентиляційний зазор товщиною від 200 до 400 мм. У цей зазор за допомогою окремого відцентрового вентилятора безперервно подається чисте атмосферне повітря, попередньо нагріте в калориферах до температури 60 – 80 °С. Це створює надлишковий тиск у зазорі, що повністю виключає проникнення агресивних димових газів через пори та шви цегляної кладки до залізобетонної оболонки.

Через димові труби теплоелектроцентралей у навколишній повітряний басейн надходять такі речовини: при спалюванні основного проєктного палива (природного газу) – оксиди азоту; при переведенні на аварійне рідке паливо (мазут) – оксиди сірки, тверді сполуки ванадію, солі натрію, а також дрібні часточки коксу та сажі, які змиваються або видаляються з поверхонь нагрівання котлів під час їхнього планового обдування. У зв'язку з цим, чітке інженерне обґрунтування параметрів труб, боротьба за чистоту повітряного басейну та суттєве поліпшення санітарно – гігієнічних умов проживання населення в районі Одеси є надзвичайно актуальним і важливим народногосподарським завданням.

Інженерний розрахунок геометричних параметрів труби. Необхідна геометрична висота димової труби (Н) визначається з умов забезпечення регламентованого розсіювання шкідливих домішок в атмосфері за формулою:

$$H = \sqrt{A \cdot F \cdot n \cdot m \cdot \left(\frac{M_{\text{NO}_2}}{\Gamma_{\text{DKNO}_2}} + \frac{M_{\text{SO}_2}}{\Gamma_{\text{DKSO}_2}} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{Z}{V_r \cdot \Delta T}}} \quad (2.45)$$

А – коефіцієнт, що залежить від температурної стратифікації атмосфери

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

даного району, що визначає умови вертикального і горизонтального розсіювання шкідливих речовин. Для Одеси приймаємо нормативне значення: $A = 160$.

F – безрозмірний коефіцієнт, що враховує швидкість осідання шкідливих речовин в атмосфері. Для газоподібних домішок приймаємо: $F = 1,0$.

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

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} \quad (2.46)$$

де: f – параметр, що визначаємо по формулі:

$$f = \frac{w_0^2 \cdot D_0}{h^2 \cdot \Delta T} \quad (2.46)$$

Швидкість виходу газів на зрізі устя димаря

$$w_0 = 2,6 \cdot \sqrt{\frac{\Delta T \cdot D_0}{100 \cdot \lambda + 8 \cdot i}} \quad (2.47)$$

де $i = 0,015$ – конічне звуження труби, $\lambda = 0,05$ – коефіцієнт тертя.

$$w_0 = 2,6 \cdot \sqrt{\frac{121,1 \cdot 9,6}{100 \cdot 0,05 + 8 \cdot 0,015}} = 39,18 \text{ м/с}$$

ΔT – різниця температур димових газів і навколишнього повітря

$$\Delta T = T_{\text{вих.г}} - T_{\text{нав.сер}} \quad (2.48)$$

$$\Delta T = 148 - 26,9 = 121,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Об'ємні сумарні витрати димових газів (V_{Γ}) на виході з устя

$$V_{\Gamma} = \frac{3,14 \cdot 9,6^2 \cdot 39,18}{4} = 2835,37 \text{ м}^3/\text{с}$$

допоміжний критеріальний параметр v_H

$$v_H = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V \cdot \Delta T}{h}} \quad (2.49)$$

$$v_H = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{2835,37 \cdot 121,1}{210}} = 7,68$$

Підставляємо всі знайдені величини та точні маси емісії Одеси у підсумкову формулу розрахунку висоти димової труби:

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$H = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,4 \cdot \left(\frac{1020,67}{0,5} + \frac{723,6}{0,085} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{2835,37 \cdot 121,9}}} = 183,54 \text{ м}$$

Приймаємо висоту димової труби $H = 210 \text{ м}$.

2.9 Генеральний план ТЕЦ

2.9.1 Обґрунтування та вибір майданчика для будівництва ТЕЦ

Територіальне розміщення та вибір конкретних будівельних майданчиків для зведення теплоелектроцентралей визначаються державними планами розвитку народного господарства, перспективними схемами розширення енергетичних систем, а також регіональними планами організації централізованого тепlopостачання міст. Крім того, обов'язковому комплексному аналізу підлягають такі місцеві чинники: природний рельєф земельної ділянки, тримальна спроможність та якісні характеристики ґрунтів, сезонний рівень закладення підземних ґрунтових вод, а також наявність транспортних залізничних колій, автомобільних доріг та ліній електропередачі.

У зв'язку з тим, що транспортування пари та високотемпературної гарячої води є економічно виправданим та доцільним лише на обмежені відстані у радіусі кількох кілометрів, промисловий майданчик ТЕЦ намагаються розміщувати якомога ближче до теплових споживачів. Підсумковий вибір території базується на глибокому аналізі таких ключових факторів:

1. **Система паливopостачання.** Для теплоелектроцентралей, які зводяться безпосередньо в межах міських територій або великих промислових вузлів, де критичне значення має захист атмосфери від запиленості та загазованості, як паливну базу використовують природний газ та низькосірчаний топковий мазут.

2. **Джерела водopостачання.** На енергетичних об'єктах такого типу впроваджують оборотні схеми технічного водopостачання з

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

баштовими градирнями. Поповнення безповоротних втрат технічної води у робочому циклі здійснюється з прилеглих відкритих водойм (найчастіше з річок із невеликою витратою води).

3. Рельєф обраної місцевості. Виділена земельна ділянка повинна мати максимально горизонтальну поверхню, що дозволяє уникнути виконання значних за обсягом земляних та планувальних робіт. Оптимальний природний ухил має перебувати в межах від 0,005 до 0,01, що самопливом забезпечує відведення поверхневих зливових вод.

4. Якісні параметри ґрунту. Ґрунти в основі фундаментів будівель станції повинні безперешкодно витримувати питомий тиск від масивних споруд силового острова не менше 0,2 – 0,25 МПа. За наявності слабких пучинистих або просадних ґрунтів інженерним рішенням є облаштування пальових основ або заливка суцільних монолітних залізобетонних плит. Проммайданчик ТЕЦ дозволено розміщувати лише на землях, які не містять цінних корисних копалин та є малопридатними для ведення сільського господарства. Площа виділеної ділянки повинна повністю задовольняти вимогам компонування всіх інженерних споруд (у середньому для об'єктів такої потужності вона становить 40 – 80 га). При проведенні проєктування також обов'язково враховують специфічні регіональні умови: наявність вічної мерзлоти або потенційну сейсмічність району.

5. Глибина закладення ґрунтових вод. Територія станції не повинна підтоплюватися паводковими або підземними водами. Показник їхнього залягання має бути суттєво нижчим за відмітки підосви фундаментів підвалів головного корпусу та заглиблених інженерних комунікацій. Хімічний склад підземних вод не повинен виявляти агресивних властивостей щодо бетону та викликати корозійні руйнування арматури підземних елементів споруд.

6. Додаткові інженерні вимоги. Майданчики для спорудження

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ТЕЦ вигідно розташовувати поблизу діючих залізничних магістралей, автомобільних шляхів, ліній електропередачі та житлових масивів. Це дозволяє суттєво скоротити капітальні витрати на будівництво, полегшує доставку обладнання та спрощує подальше комплектування станції операційними кадрами. Суміжне житлове селище енергетиків завжди проєктують з навітряного боку відносно головної виробничої зони, забезпечуючи персонал якісними житловими умовами.

2.9.2 Опис структури та показників генерального плану ТЕЦ

Генеральний план електростанції являє собою детальну схему комплексного розміщення на основній промисловій площадці її головних виробничих та допоміжних технологічних споруд. Генплан виступає ключовим елементом ситуаційного плану об'єкта, який, окрім самого майданчика, відображає схеми зовнішнього водопостачання, житлове селище, траси виводу ліній електропередачі, а також прилеглі автомобільні та залізничні шляхи.

На основі обраної території формується чіткий план посадки всіх необхідних будівель та інженерних споруд. Структура розробленого генерального плану включає такі основні технологічні зони та об'єкти:

А. Будівлі та споруди головного виробничого контуру:

1. Головний корпус станції, що об'єднує машинний зал, котельне відділення та деаераторну етажерку, разом із прилеглими відкритими майданчиками для встановлення димососів та вентиляторів.
2. Висотні димові та вентиляційні труби.
3. Об'єкти паливного господарства
4. Відкриті електричні розподільні пристрої (ВРП).
5. Головний та блочні щити керування.
6. Споруди системи технічного водопостачання (каскад баштових градирень, циркуляційна насосна станція).
7. Комплекс хімічного водоочищення (ХВО).
8. Виробничі будівлі ремонтного цеху та центральних

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

майстерень.

Б. Об'єкти підсобно-виробничого призначення:

1. Об'єднаний адміністративно – допоміжний та побутовий корпус.
2. Складське господарство (матеріальні інструментальні склади, господарство турбінного та трансформаторного масел).
3. Будівлі локальних технічних станцій (компресорна, ацетиленова та киснева установки).
4. Внутрішньомайданчикові та під'їзні залізничні колії й автомобільні дороги.

В. Допоміжні та санітарно-побутові об'єкти:

1. Будівля локомотивного депо, закритий гараж для спецтехніки, пожежне депо.
2. Комплекс водоочисних споруд станції (відстійні басейни, блоки біологічних фільтрації).
3. Будівля громадського харчування (їдальня).
4. Центральний прохідний пункт охорони.

На конкретний склад та кількість об'єктів генплану безпосередній вплив мають потужність станції, обрана теплова схема, вид спалюваного палива та архітектура системи охолодження води. Проектування схеми генплану завжди починається з посадки головного корпусу, оскільки його положення жорстко задає конфігурацію всіх інших технологічних зв'язків.

При реалізації схеми з оборотним водопостачанням на базі градирень, орієнтація головного корпусу в просторі підбирається з умов максимальної зручності виводу ліній електропередачі, трасування залізничних гілок та природних умов ділянки, зокрема пануючого напрямку вітрів. Точки посадки градирень на генплані вибирають з обов'язковим врахуванням рози вітрів з підвітряного боку відносно відкритих розподільних пристроїв (ВРП) та ліній ЛЕП. Це дозволяє повністю виключити небезпеку осадження вологого виносу

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

на гірляндах ізоляторів, запобігає їхньому електричному перекриттю, а також унеможливорює інтенсивне обмерзання та обрив дротів у зимовий період.

Зазвичай градирні зосереджують з боку постійного (нерозширюваного) торця головного корпусу, причому сам торець будівлі також намагаються зорієнтувати з підвітряного боку. Найменша допустима лінійна відстань від градирень до стін головного корпусу або до огорожі ВРП повинна становити не менше 100 метрів.

Вільна територія під спорудження відкритого розподільного пристрою виділяється безпосередньо з боку машинного залу. Таке планувальне рішення обумовлене двома інженерними чинниками: забезпеченням мінімальної довжини екранованих струмопроводів генераторної напруги від блокових трансформаторів та зручністю подальшого трасування вихідних повітряних ліній високої напруги.

Головний підхід та організація руху до головного корпусу ТЕЦ виконуються з боку його постійної торцевої стіни. З цього ж боку облаштовують центральний прохідний пункт та в'їзні автомобільні ворота на територію. Поблизу постійного торця також зводять об'єднаний допоміжний службово – побутовий корпус, який з'єднують з головною будівлею закритою надземною пішохідною галереєю. Це забезпечує комфортне переміщення персоналу на відмітки основного ярусу обслуговування агрегатів та до блокових щитів керування (відмітки 8 – 12 метрів).

Повздовжня зовнішня стіна машинного залу виконує функцію головного архітектурного фасаду всього станційного комплексу. Між усіма суміжними будівлями, резервуарами та установками на генеральному плані витримуються суворі нормативні протипожежні розриви та забезпечуються наскрізні автомобільні проїзди. Системи паливоподачі та паливні склади резервного рідкого палива розміщують суто з боку котельного відділення головного корпусу, виносячи їх на безпечну відстань не менше 200 – 250 метрів від основних будівель.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Головними інженерними відмінностями генерального плану ТЕЦ є обов'язкова наявність потужних ВРП генераторної напруги, організація виводу електричної енергії не лише повітряними високовольтними лініями ЛЕП, а й розгалуженою системою підземних кабельних ліній генераторної напруги, а також інтеграція в єдиний комплекс контурів обороту води з градирнями та магістральних трубопроводів тепломережі до міських споживачів.

Основні характеристики генерального плану.

Коефіцієнт забудови $F_{\text{забуд}}$:

$$K_{\text{забуд}} = \frac{F_{\text{буд}}}{F_{\text{огор}}} \cdot 100 \% \quad (2.50)$$

де $F_{\text{буд}}$ – площа, займана будинками, м^2 ;

$F_{\text{огр}}$ – площа в огорожі, м^2 .

$$F_{\text{забуд}} = \frac{48400}{167000} \cdot 100 \% = 29 \%$$

$K_{\text{забуд}} = 29 \%$.

Коефіцієнт використання території $F_{\text{в.т.}}$:

$$K_{\text{в.т.}} = \frac{F_{\text{спор}}}{F_{\text{огор}}} \cdot 100 \% \quad (2.51)$$

де $F_{\text{спор}}$ – площа, займана всіма спорудженнями, м^2 ;

$F_{\text{огор}}$ – площа в огорожі, м^2 .

$$K_{\text{в.т.}} = \frac{100100}{167000} \cdot 100 \% = 60 \%$$

$K_{\text{в.т.}} = 60 \%$.

Питома площа в огорожі $f_{\text{огор}}$:

$$f_{\text{огор}} = \frac{F_{\text{огор}}}{N_E} \text{ га/100 МВт}, \quad (2.52)$$

де $F_{\text{огор}}$ – площа в огорожі, га;

N_E – електрична потужність станції, у сотнях МВт.

$$f_{\text{огор}} = \frac{16,7}{5} = 3,34 \text{ га/100 МВт}$$

$f_{\text{огор}} = 3,34 \text{ га/100 МВт}$.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						98
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 ОХОРОНА ПРАЦІ

Створення безпечних, здорових та нешкідливих умов праці на підприємствах теплоенергетичного комплексу є пріоритетним завданням державної соціальної та технічної політики України. Незадовільний стан виробничої безпеки, наявність високих ризиків травматизму або розвиток професійних захворювань формують серйозні проблеми для працюючих та їхніх родин, створюючи додаткову соціально – економічну напругу в суспільстві. Існує глибоке протиріччя між суспільно корисним характером праці операторів станції та особистою трагедією працівника у разі його травмування чи каліцтва на виробництві. Тому метою даного розділу є розробка конкретних інженерних рішень та організаційних заходів, спрямованих на повне усунення шкідливих та небезпечних виробничих чинників при експлуатації спроектованого технологічного устаткування та забезпечення належного рівня пожежної безпеки.

Предметом проектування у даному дипломному проєкті є **Опалювальна ТЕЦ для міста Одеса**. Електрична потужність об'єкта забезпечується двома моноблоками на базі турбоустановок Т-250/300 - 240. Головним технологічним паливом для станції є природний газ, а як аварійний резерв використовується малосірчистий топковий мазут марки М - 100. Основне котельне (прямоточні котли ТГМП - 344А паропродуктивністю 1000 т/год) та турбінне обладнання зосереджено всередині приміщень головного корпусу станції. Живлення власних виробничих потреб енергоблоків реалізовано на рівнях напруги 6 кВ та 0,4 кВ. Система технічного водопостачання – оборотна з баштовими градирнями БГ- 2600 - 70. Для покриття пікових теплових навантажень у гарячій воді задіяно 5 котлів КВГМ - 100.

Параметри свіжої пари на виході з котлоагрегатів є надкритичними (тиск пари 23,5 МПа, робоча температура 540 – 545 °С). Експлуатація такого обладнання супроводжується дією комплексу небезпечних виробничих

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						99
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

факторів: екстремальним тиском і температурою теплоносія, підвищеним рівнем шуму від роботи високооберткових машин, ризиком ураження електричним струмом, а також потенційним виділенням токсичних продуктів згоряння палива або вибухонебезпечного водню. Комплекс питань охорони праці у даному розділі обмежено розробкою інженерно-технічних рішень та організаційних заходів щодо забезпечення безпечної експлуатації, виробничої санітарії, електробезпеки та пожежної профілактики безпосередньо для обладнання головного корпусу ТЕЦ.

3.1 Технічні рішення та організаційні заходи щодо безпечної експлуатації об'єкта

З метою зведення до мінімуму ймовірності виробничого травматизму, підвищення надійності маніпулювання та повного виведення оперативного персоналу з потенційно небезпечних зон обслуговування високотискового устаткування, проєктом передбачено впровадження автоматизації та систем дистанційного керування.

В межах підрозділу проєктом реалізовано такі інженерні заходи безпеки:

1. Загальне керування прямоточними котлоагрегатами ТГМП - 344А та турбоагрегатами Т - 250/300-240 повністю винесено на блочні щити керування (БЩК), розташовані в ізольованому деаераторному відділенні на відмітці 9,0 м. Постійні робочі місця безпосередньо біля працюючих агрегатів у цехах відсутні.

2. Усі магістральні засувки, регулюючі органи та відсічна арматура на лініях пари, живильної води та газу, робота з якими вимагає великих фізичних зусиль, оснащені дистанційними електричними приводами.

3. Усі оберткові елементи допоміжних машин (вали та з'єднувальні напівмуфти димососів ДОД - 31,5, дуттьових вентиляторів

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						100
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВДН - 25х2, насосних агрегатів ПТН і ПЕ) закриті суцільними знімними металевими захисними кожухами.

4. Для запобігання небезпечному зростанню тиску пари в контурах надкритичних параметрів, кожний котел ТГМП - 344А обладнаний імпульсними запобіжними клапанами (ІЗК) повного пропуску, вихлопні трубопроводи від яких виведені на безпечну висоту над дахом котельного цеху (відмітка 49,5 м).

5. Для компенсації температурних видовжень сталевих труб при нагріванні до 545 °С застосовано систему гнучких П-подібних компенсаторів, а сам котел підвішений до тримальних балок каркаса за допомогою системи рухомих пружинних підвісок.

6. Доступ до обладнання, розташованого на висоті понад 1,5 м від підлоги, організовано через стаціонарні металеві майданчики обслуговування із захисними поручнями висотою не менше 1,0 м та суцільною бортовою обшивкою по низу заввишки 0,14 м (згідно з НПАОП 40.1-1.02-01). Сходи та настили майданчиків виконані з просічно – витяжного сталевих листа товщиною 5 мм, що повністю унеможливорює ковзання персоналу.

3.2 Заходи з електробезпеки

Діючі вимоги з електробезпеки на ТЕЦ повинні забезпечуватися відповідною системою організаційних і технічних заходів і засобів, яка гарантує захист людей від шкідливої і небезпечної дії електричного струму, електричної дуги, електромагнітного поля і статичної електрики.

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

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						101
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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».

Машинний зал ТЕЦ за небезпекою електротравматизму належить до особливо небезпечних приміщень через наявність підвищеної температури, струмопровідної підлоги та можливість одночасного дотику до корпусів обладнання та заземлених елементів металоконструкцій будівлі та технологічного устаткування. Живлення двигунів власних потреб здійснюється від мережі 6 кВ з ізольованою нейтраллю (система захисного заземлення IT) та мережі 0,4 кВ з глухозаземленою нейтраллю (система захисного заземлення TN - °C).

Згідно вимог ПУЕ – 2017 та ДСТУ 7237:2011 передбачено, що для забезпечення захисту від випадкового дотику людини до струмовідних частин ЕУ застосовуються такі види захисту:

- основне (робоче) ізолювання струмовідних частин (захисне ізолювання);
- додаткове, посилене, подвійне ізолювання струмовідних частин;
- захисні оболонки;
- захисні огорожі (тимчасові або стаціонарні);
- безпечне розташування струмовідних частин;
- ізолювання робочого місця;
- мала напруга; захисне вимкнення;
- попереджувальна сигналізація (звукова, світлова тощо);
- блокування;
- встановлення знаків безпеки;
- електрозахисні засоби; засоби індивідуального захисту.

Для запобігання ураженню електричним струмом під час дотику до металевих неструмовідних частин, які можуть опинитися під напругою

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						102
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

внаслідок пошкодження ізоляції, застосовують окремо або в поєднанні такі види захисту:

- захисне заземлення (системи IT, TT та TN);
- автоматичне вимкнення живлення;
- зрівнювання потенціалів;
- застосування обладнання відповідного класу за електрозахистом;
- захисний електричний поділ кіл;
- ізолювальні (непровідні) приміщення, зони, майданчики;
- системи наднизької напруги (безпечної, захисної).

Усі нормально струмоведучі частини електроустановок мають суцільну ізоляцію (опір не менше 1 кОм на 1 В напруги), закриваються в металевих шафах або огорожуються сітками з обмеженням доступу;

Для захисту від контакту з корпусами під напругою (при пробіі ізоляції) на ТЕЦ споруджується заземлювальний контур із нормативним опором не більше 0,5 Ом (для систем понад 1000 В), до якого за допомогою зварювання приєднуються станини генераторів ТВВ - 320 та корпуси всіх електродвигунів;

Для ремонтних робіт всередині котлів та конденсаторів у стаціонарній мережі розеток передбачено застосування безпечної низької напруги 12 В.

3.3 Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії

3.3.1 Вихідні положення

Санітарно – гігієнічні заходи розробляються з урахуванням того, що управління блоками ТЕЦ повністю автоматизоване, а постійне перебування чергових інженерів забезпечується в залах БЩК. Для ремонтного та обхідного персоналу безпечні умови праці створюються безпосередньо в робочих зонах цехів головного корпусу.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						103
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.3.2 Мікроклімат робочої зони

Регламентация параметрів мікроклімату на робочих місцях здійснюється відповідно до ДСН 3.3.6.042-99. Роботи в машинному залі та котельному відділенні належать до категорій середньої важкості Па та Пб. Нормативні параметри повітряного середовища наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Норми мікроклімату робочої зони за ДСН 3.3.6.042-99

Період року	Категорія важкості робіт	Оптимальна температура, °С	Відносна вологість, %	Макс. швидкість руху повітря, м/с
Холодний	Середня важкість	18–20	60–40	0,2
Холодний	Середня важкість	17–19	60–40	0,3
Теплий	Середня важкість	21–23	60–40	0,3
Теплий	Середня важкість	20–22	60–40	0,4

Для забезпечення зазначених параметрів проєктом реалізовано теплоізоляцію гарячих поверхонь котлів та турбін, завдяки чому температура на поверхні ізоляції не перевищує 45 °С. У приміщеннях БЦК встановлено автоматичні системи кондиціонування повітря.

3.3.3 Склад повітря робочої зони

При спалюванні природного газу та мазуту в топках можливе виділення в робочу зону шкідливих речовин (NO_2 , CO , SO_2). Гранично допустимі концентрації (ГДК) цих домішок у повітрі робочої зони згідно з ДСТУ EN 482:2022 становлять: для діоксиду азоту (NO_2) – 5 мг/м³, для оксиду вуглецю (CO) – 20 мг/м³.

Задля підтримання чистоти повітряного середовища проєктом передбачено:

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						104
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Застосування суцільнозварних плавникових екранів, що гарантує повну газощільність топки котла;
- Організацію безперервної загальнообмінної припливно-втяжної вентиляції головного корпусу з кратністю повітрообміну не менше 3 – 5 об'ємів на годину.

3.3.4 Виробниче освітлення

У виробничих приміщеннях ТЕЦ передбачено застосування систем як природнього, так і штучного освітлення.

Природне освітлення у котельному приміщенні забезпечено через бічні вікна та дахові світлові ліхтарі.

Відповідно до вимог ДБН В.2.5-28:2018 при нормуванні природного освітлення використовується коефіцієнт природного освітлення (КПО або e).

$$e = \left(\frac{E_{\text{вн}}}{E_{\text{зовн}}} \right) \cdot 100\%$$

де: $E_{\text{вн}}$ – внутрішня природна освітленість у приміщенні, яка вимірюється в місці, що розглядається, лк; $E_{\text{зовн}}$ – зовнішня природна освітленість дифузним світлом всього небосхилу, що вимірюється одночасно з $E_{\text{вн}}$, лк.

Для умов, що розглядаються у проєкті, в залежності від розряду VI та підрозділу б зорової роботи, комбінована система природного освітлення визначає нормативне значення КПО для даного робочого приміщення:

$$e_{\text{нр}} = e_{\text{н}} \cdot m$$

де: $e_{\text{н}}$ – нормоване значення КПО згідно з даними таблиць 1 та 2 ДБН В.2.5-28:2018 (для комбінованої системи $e_{\text{н}} = 2,0\%$); m – коефіцієнт світлового клімату згідно з даними таблиці 4 ДБН В.2.5-28:2018 (для умов Одеси $m = 0,9$).

$$e_{\text{нр}} = 2,0 \cdot 0,9 = 1,8\%$$

Для забезпечення нормативного значення КПО передбачено:

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						105
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. Застосування комбінованої системи освітлення, що поєднує великі бокові віконні прорізи вздовж стін машинної зали та П – подібні світлоаераційні ліхтарі на покрівлі будівлі головного корпусу.

2. Використання для скління віконних прорізів високоякісного листового скла у металопластикових рамах із сумарним коефіцієнтом світлопропускання не менше 0,65.

3. Фарбування металоконструкцій покрівельних ферм, внутрішніх стін та стелі машинної зали стійкими емалями світлих тонів з метою підвищення рівня дифузного відбиття світлового потоку (коефіцієнт відбиття стелі 50%, стін 30%).

4. Впровадження обов'язкового планового очищення світлопрозорих елементів від пилу та кіптяви не менше 3 разів на рік із використанням мобільних висотних вишок обслуговування.

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

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

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

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

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						106
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Штучне – за допомогою люмінесцентних та світлодіодних світильників;

- аварійне – із резервним живленням для підтримки мінімального рівня освітлення у разі знеструмлення;
- евакуаційне – з розміщенням маркерів і показчиків напрямку руху.

3.3.5 Виробничий шум та вібрація

Згідно з ДСН 3.3.6.037-99 та ДСН 3.3.6.039-99, допустимий рівень звуку у виробничих зонах становить 80 дБА, а рівень віброшвидкості у машинному залі – не більше 92 дБ.

Для захисту персоналу проектом передбачено такі заходи:

- Винесення великих тягодуттьових агрегатів (димососи ДОД - 31,5 та вентилятори ВДН-25х2) за межі стін головного корпусу на відкриті залізобетонні естакади;
- Встановлення глушників аеродинамічного шуму на всмоктувальних патрубках дуттьових вентиляторів;
- Облаштування незалежних масивних фундаментів під турбоагрегати Т-250 та живильні насоси ПЕ, які повністю відокремлені від несучих будівельних конструкцій будівлі демпферними зазорами.

3.3.6 Виробничі випромінювання

Основним видом виробничого випромінювання в головному корпусі ТЕЦ є теплове (інфрачервоне) випромінювання від нагрітих поверхонь обладнання.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						107
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Згідно з ДСН 3.3.6.042-99, інтенсивність теплового опромінення персоналу не повинна перевищувати допустимі 35 Вт/м².

Для захисту від інфрачервоного випромінювання проєктом реалізовано:

- Нанесення суцільного шару високоефективної теплової ізоляції з базальтового волокна на циліндри турбін та головні паропроводи надкритичного тиску;
- Фарбування ізоляційних поверхонь у розпізнавальні кольори та покриття захисними алюмінієвими листами.

3.4 Пожежна безпека

Категорії приміщень та класи зон за вибухопожежною небезпекою відповідно до ДСТУ Б.В.1.1-36:2016 та ПУЕ-2017 наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Категорії приміщень і класи робочих зон за пожежною небезпекою, занесено у додаток У.

3.4.1 Технічні рішення системи запобігання пожежі

Перелік основних технічних рішень, спрямованих на запобігання виникненню пожежі, включає:

- Застосування на газопроводах до пальників котлів ТГМП - 344А та котлів КВГМ-100 автоматичних швидкодіючих захисних відсічних клапанів, які миттєво перекривають подачу газу при згасанні факела або падінні тиску повітря;
- Облаштування масляних систем турбін Т-250 суцільнозварними аварійними маслопроводами, які прокладені всередині захисних сталевих коробів (труба в трубі) для унеможливлення потрапляння масляних бризок на гарячі паропроводи;

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						108
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

○ Організація безперервного автоматичного контролю концентрації водню в зоні ущільнень вала генератора ТВВ-320 за допомогою газоаналізаторів у вибухозахищеному виконанні.

3.3.2 Технічні рішення системи протипожежного захисту

До переліку технічних рішень та засобів протипожежного захисту належать:

- Зведення будівлі головного корпусу ТЕЦ із монолітних залізобетонних та сталевих тримальних конструкцій з вищим ступенем вогнестійкості І;
- Обладнання масляних баків турбін, зон розташування маслоохолоджувачів та закритих кабельних напівповерхів етажерки БЩК стаціонарними автоматичними установками водяного дренчерного пожежогасіння згідно з ДБН В.2.5-56:2014;
- Впровадження єдиної системи автоматичної пожежної сигналізації з тепловими та димовими сповіщувачами, виведеної на центральний пульт станції;
- Комплектування всіх ярусів обслуговування первинними засобами пожежогасіння: пожежними кранами, вуглекислотними (ВВК - 5, ВВК - 8) та порошковими (ОП - 5) вогнегасниками відповідно до НАПБ Б.01.008-2018.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						109
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. ТЕПЛОВИЙ ВУЗОЛ ТА ЛІЧИЛЬНИКИ ТЕПЛА

4.1 Індивідуальний тепловий пункт

Однією з ключових частин теплотраси є тепловий вузол. Схема теплового вузла, пристрій і принцип дії можуть здатися новачкові чимось незрозумілим, але володіючи мінімальними знаннями, можна повністю розібратися в цих тонкощах, що допоможе в майбутньому облаштувати вискоєфективну опалювальну магістраль. В першу чергу слід розглянути базові моменти:

- Загальна інформація
- Пристрій системи і вимоги до монтажу
- Моделі на базі теплообмінника
- Елеваторні вузли
- Основні неполадки
- Розподільчий пункт
- Сфери застосування і призначення

4.1.1 Загальна інформація

Тепловий пункт розташований біля входу теплотраси в приміщення. Основне його завдання полягає в зміні робочих параметрів рідини – теплоносія, а якщо бути точним – в зниженні температури і тиску води перед її попаданням в радіатор або конвектор. Такий процес необхідний не тільки для підвищення безпеки мешканців і запобігання можливого обпалення при контакті з батареєю, але і для збільшення експлуатаційних термінів всього обладнання. Функція незамінна в тих випадках, якщо в будинку є поліпропіленові або металопластикові труби.

У відповідній документації зазначені регламентовані режими роботи подібних вузлів. Вони вказують на верхній і нижній поріг температур, до яких

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						110
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

може прогріватися теплоносієм. Також згідно сучасним стандартам на кожному вузлі повинен бути присутнім датчик тепла, визначає поточні показники рідини, з якою працює теплоузел.



Рисунок 4.1 – Приміщення теплового пункту

Схема, принцип роботи і пристрій теплового обладнання можуть залежати від декількох особливостей, включаючи проєкт, який створювався з урахуванням індивідуальних вимог замовників. Серед існуючих типів теплових вузлів, особливим попитом користуються моделі на основі елеватора. Така схема характеризується особливою простотою і доступністю, але з її допомогою можна змінювати температуру рідини в трубах, що доставляє споживачеві масу незручностей. Головна проблема – надмірна витрата теплових ресурсів при тимчасових відлизі під час опалення.

У системі теплових вузлів на основі елеватора може бути редуктор низького тиску, який розташований безпосередньо перед елеватором. Сам елеватор здійснює підмішування постигла рідини із зворотного труби до прогрітому теплоносію, досягла подає контуру.

Пристрій теплового вузла увазі масу складових, які взаємозалежні і функціонують для однієї спільної мети.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						111
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В числі основних елементів системи:

- Запірна арматура.
- Тепловий лічильник.
- Грязьовик.
- Датчик витрати теплоносія.
- Тепловий датчик зворотного трубопроводу.

4.1.2 Додаткове обладнання.

Залежно від індивідуальних особливостей об'єкта система може оснащуватися додатковими датчиками та іншими вузлами. Що стосується монтажу, то він повинен виконуватися з урахуванням певних правил і вимог:

Установка схеми повинна відбуватися безпосередньо біля кордонів розділу балансової приналежності.

Використовувати теплоносій із спільної комунальної системи для індивідуальних потреб категорично заборонено.

Для контролю середньогодинних і середньодобових показників необхідно враховувати робочі властивості облікового обладнання.

Будь датчики та облікові пристрої фіксуються на трубопроводі «обратки».

Вузол обліку теплової енергії. На практиці. Пристрій багатоквартирного будинку.

4.1.3 Моделі на базі теплообмінника

Існує ще один різновид теплового вузла приватного будинку — на основі теплообмінника. У такому разі до пристрою приєднано спеціальний теплообмінник, який розділяє рідину з теплотраси від рідини в приміщенні. Подібна функція необхідна для додаткової підготовки теплоносія за допомогою різних присадок і фільтруючих пристроїв. Схема розширює можливості в

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						112
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

регулюванні тиску та температурного режиму теплоносія всередині будівлі. Таким чином витрати на опалення будівлі істотно знижуються.



Рисунок 4.2 – Моделі на базі теплообмінника

Для підмішування води з різною температурою необхідно використовувати термостатичні клапани. Подібні системи нормально взаємодіють з радіаторами з алюмінію, але щоб останні прослужили якомога довше, необхідно ретельно вибирати теплоносій, відмовляючись від низькоякісної сировини. Звичайно ж, встежити за якістю рідини проблематично, тому краще відмовитися від цього матеріалу, віддавши перевагу біметалічним або чавунним радіаторів.

Схема підключення ГВП передбачає використання теплообмінника. Такий метод забезпечує масу плюсів, включаючи:

- Можливість регулювання температури води.
- Можливість зміни тиску гарячого теплоносія.

На жаль, багато керуючі компанії не стежать за температурою теплоносія, а іноді навіть занижують її на кілька градусів. Середньостатистичний споживач

практично не помітить такі зміни, але в масштабах цілого будинку — це економія значних сум грошових коштів.

4.1.4 Елеваторні вузли

У багатоквартирних та багатоповерхових приміщеннях, адміністративних будівлях та інших об'єктах з великою площею задіюються високоефективні ТЕЦ або потужні котельні. В приватних котеджах і невеликих будинках використовуються прості автономні системи, які працюють за зрозумілим принципом.



Рисунок 4.3 – Автономні системи тепловидачі

Однак навіть з такими установками виникають певні проблеми, через які стає проблематично проводити настройку або зміна робочих параметрів. А у великих котельнях або ТЕЦ схеми такого обладнання набагато складніше і більше. Від центральної труби розходиться маса відгалужень до кожного споживача. При цьому в кожному з них є різний тиск, а обсяги споживаного

тепла суттєво відрізняються. Протяжність магістралі буває різною, тому систему потрібно проектувати правильно, щоб найвіддаленіша точка одержувала потрібний обсяг теплової енергії.

Різниця тисків теплоносія потрібна для нормального просування теплоносія по контуру, тобто воно є природною альтернативою для насосного обладнання. На етапі проектування системи необхідно дотримувати встановлену схему, інакше підвищиться ризик розбалансування при зміні обсягів споживаного тепла.

Більше того, сильна розгалуженість обладнання не повинна порушувати ефективність теплопостачання. Для забезпечення стабільної роботи ЦГЗ (централізованої опалювальної системи) потрібно обладнати в кожному приміщенні персональний елеваторний вузол або спеціальний автоматизований блок управління.

Конструкції по-особливому зручні для всіх багатоквартирних будинків. І якщо хтось вважає, що можна не використовувати такий вузол, замінюючи його природної подачею води з трохи меншою температурою, то це – глибока помилка, оскільки при відсутності елеваторного вузла з'явиться необхідність збільшити діаметр магістралей для подачі менш гарячого теплоносія. При наявності такої деталі з'явиться можливість додавати в що подає рідину певну кількість теплоносія із зворотного контуру, який вже досить охолов.

Тим не менш, є думка, що застосування елеваторного вузла – старий метод, адже на ринку вже є більш прогресивні рішення, а саме:

- змішувач з 3-ходовим клапаном;
- пластинчастий теплообмінник.

4.1.5 Основні неполадки

Однією з ключових причин пошкодження елеваторного вузла є велике скупчення сміття в трубопроводах. Найчастіше цим сміттям є бруд і тверді

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						115
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

частинки у воді. При різкому зниженні тиску в опалювальній системі трохи далі грязьовики потрібно провести очищення цього резервуара. Бруд скидають з допомогою спускних каналів, після чого обслуговують сітки і внутрішні поверхні конструкції.

При скачках тиску необхідно перевірити систему на наявність корозійних процесів або сміття. Також проблему може викликати руйнування сопла, в результаті чого рівень тиску стане занадто високим.

Ще в роботі елеваторних вузлів зустрічаються такі явища, при яких тиск починає рости неймовірними темпами, а манометри до і після грязьовики відображають однакове значення. Якщо це так, необхідно провести комплексну очистку грязьовики зворотного контуру. Для цього слід відкрити крани, очистити сітку і позбутися від усіх забруднень всередині.

Якщо розміри сопла змінилися за корозійних процесів, можливо, сталося вертикальне разрегулювання опалювального контуру. В такому випадку нижні радіатори будуть прогріватися досить добре, а верхні залишаться холодними. Для усунення несправності треба замінити сопло.

4.1.6 Розподільчий пункт

Досвідчені інженери і теплотехніки рекомендують задіяти один з трьох режимів роботи котельної установки. Такі рекомендації створювалися з урахуванням теоретичних даних і математичних обчислень, а також були підтверджені багаторічним практичним досвідом. Кожен з обраного режиму гарантує високоефективну передачу тепла з низьким рівнем втрат. При цьому на показники ККД не впливає навіть велика протяжність магістралі.

Ці режими відрізняються один від одного різним співвідношенням температури на вхідному контурі і зворотному:

- 150/70 °С.
- 130/70 °С.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						116
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- 95/70 °С.

При виборі оптимального співвідношення важливо враховувати кілька чинників, включаючи регіональні особливості і середньостатистичну величину зимової температури повітря. Якщо мова йде про опалення приватного будинку, краще відмовитися від використання перших двох режимів, які передбачають прогрів теплоносія до 150 і 130 °С. При таких температурах з'являється ймовірність одержання небезпечних опіків та інших наслідків від розгерметизації.

Як відомо, рідина в трубопроводній магістралі розігріта до таких температур, які перевищують точку кипіння. Однак вона ніколи не закипає, що обумовлено відповідним тиском. При необхідності підібрати оптимальний режим для приватної будівлі, потрібно знизити тиск і температуру, для чого і використовується елеваторний вузол. Сам елемент являє собою спеціальне теплотехнічне обладнання, яке знаходиться в розподільному пункті.



Рисунок 4.4 – Проведення монтажних робіт в тепловому пункті

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						117
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розібравшись зі схемою тепловузла опалення, можна переходити безпосередньо до монтажних робіт. Як відомо, такі установки найчастіше використовуються в багатоквартирних приміщеннях, які підключені до спільної комунальної опалювальної системи.

Теплові вузли призначаються для таких завдань:

- Перевірки і зміни робочих властивостей теплоносія і теплового потенціалу.
- Моніторингу поточного стану систем опалення.
- Моніторингу та запису основних показників теплоносія – поточної температури, тиску та об'єму.
- Проведення грошових розрахунків і складання оптимального плану витрат енергії.

Облаштовуючи опалювальну систему в приміщенні, потрібно розуміти, що центральне опалення потребує певних витрат. Якщо мова йде про багатоквартирному будинку, то всі витрати поділяються на мешканців. Але іноді вони бувають невиправданими через несумлінне ставлення керуючих компаній і неправильної установки деталей системи.

І щоб запобігти значний фінансовий збиток, важливо заздалегідь встановити вискоєфективний тепловий вузол приватного будинку, який буде автоматично регулювати будь – які зміни і підбирати оптимальне співвідношення температури теплоносія. Тільки грамотна перевірка обладнання і правильне обслуговування дозволять облаштувати ефективну систему опалення, яка прослужить довгі роки без збоїв.

4.1.7 Функції та переваги

Більшість багатоквартирних будинків в Україні підключені до централізованого опалення без можливості регулювання параметрів теплоносія у внутрішньобудинковій системі опалення. Тому часто виникає проблема

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						118
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

недогрівів або перегрівів у деяких квартирах. Відсутність належної циркуляції теплоносія призводить до нераціонального споживання теплової енергії.



Рисунок 4.5 – Індивідуальний тепловий пункт для багатоквартирного будинку

Подолати такі проблеми можна шляхом модернізації та регулювання системи опалення. Це має стати першим заходом у процесі комплексної термомодернізації будинку. Для досягнення облікованого, регульованого та енергоефективного споживання теплової енергії насамперед необхідно встановити сучасний прилад обліку тепла (лічильник теплової енергії), а також обладнати індивідуальний тепловий пункт (ІТП) – основний інструмент регулювання та споживання тепла для всього будинку.

ІТП – це набір тепломеханічного регульовального обладнання та пристроїв, що складається з елементів, які забезпечують приєднання системи опалення та гарячого водопостачання до централізованої теплової мережі. Він забезпечує якісну і кількісну підготовку теплоносія, а також контроль його параметрів – температури, тиску і витрат. За допомогою ІТП раціоналізується розподіл теплоносія і підвищується загальна ефективність системи теплозабезпечення.

Це один з найбільш доцільних та ефективних заходів зниження споживання теплової енергії у багатоповерхівках. Від технічного стану ІТП залежать витрати тепла, відповідно – рахунки співвласників будинку за спожиту теплову енергію.

Зменшення споживання енергії досягається, зокрема, завдяки регулюванню температури теплоносія відповідно до зміни температури вуличного повітря. Як показує практика, залежно від технічних особливостей будинку та режиму роботи теплової мережі, ІТП може забезпечити від 10 до 30% економії тепла.

Основні функції ІТП:

- регулювання відпуску тепла в системи опалення, вентиляції та на технологічні потреби;
- приготування гарячої води для ГВП;
- підтримка нормованих значень тиску теплоносія – як у внутрішніх системах, так і в системі теплопостачання.

Основні переваги ІТП порівняно з централізованими системами теплопостачання без регулювання:

- економія теплової енергії;
- система опалення будинку не залежить від проблем центрального опалення;
- автоматичне регулювання і контроль параметрів теплоносія в будинковій системі залежно від погодних умов, отже – підтримання комфортних умов проживання, уникнення так званих «перетоїв»;
- зниження аварійності завдяки встановленому новому обладнанню і ширшим можливостям обслуговування;
- можливість використовувати віддалений доступ для управління тепловим пунктом;
- швидка окупність встановлення ІТП завдяки економії – 2–3 роки.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						120
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для досягнення бажаного ефекту від встановлення ІТП – підвищення рівня комфорту в будинку, ефективне споживання енергії та раціональне використання коштів – важливо правильно вибрати обладнання та коректно його налаштувати, забезпечити правильне регулювання параметрів внутрішньобудинкової системи опалення. Якщо не виконати ці вимоги – встановлення ІТП не гарантуватиме фактичної економії.

Важливо доручити підбір обладнання і розробку проєктних рішень кваліфікованим фахівцям. Це дасть змогу бути впевненими, що всі елементи системи відповідають нормативним документам, отже – забезпечать ефективну роботу протягом експлуатації.

Після інсталяції обладнання обов'язково необхідно провести підключення і залучити кваліфікованого фахівця для налаштування обладнання ІТП. Важливо розуміти, що без фахового налаштування обладнання не буде належним чином виконувати свої функції. Крім того, фахівець налаштує режими роботи системи опалення за певними графіками (температурними або часовими) і підключить керування цими режимами до смартфона або ПК представника або співвласника будинку, якщо ця опція передбачена встановленою автоматикою.

Для періодичного або постійного контролю роботи (експлуатації) обладнання ІТП також бажано залучити спеціалізовану підрядну організацію або кваліфікованого фахівця.

4.2 Лічильники тепла: види, виробники та поради щодо встановлення.

4.2.1Що таке лічильник тепла і чому він потрібен

Лічильник тепла (теплोलічильник) – це спеціальний прилад, який вимірює кількість теплової енергії, що споживається в будинку, квартирі або на

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						121
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

підприємстві. Він працює за принципом підрахунку об'єму теплоносія (води чи іншої рідини), що проходить через систему опалення, та визначення різниці температури між подаючою і зворотною трубами. На основі цих даних прилад обчислює реальні витрати теплової енергії.

Основна перевага теплолічильника полягає в тому, що він дозволяє оплачувати лише фактично використане тепло, а не «усереднені» показники, які часто нараховуються постачальниками. У результаті користувачі отримують можливість економити до 30 – 40% коштів, особливо у випадках, коли будинок утеплений або жителі дотримуються ощадливого використання тепла.

Крім економічної вигоди, встановлення лічильників тепла має й інші переваги:

- Контроль витрат. Ви завжди бачите реальне споживання у гігакалоріях чи мегават-годинах.
- Справедливість оплати. Кожен сплачує за власні витрати, а не за сусідів.
- Можливість регулювання. При наявності індивідуальних систем керування можна зменшувати подачу тепла, коли це потрібно.
- Відповідність законодавству. В Україні діють нормативи щодо обліку теплової енергії, особливо для новобудов і житлових комплексів.

Таким чином, теплолічильник – це не просто пристрій, а ключ до ефективного управління опаленням і зменшення витрат на комунальні послуги.

4.2.2 Коли найкраще встановлювати лічильник тепла

Одне з найпоширеніших питань, яке хвилює власників квартир та будинків: у який час року варто встановлювати теплолічильник?

Найбільш правильним періодом вважається міжсезоння – весна та літо. Саме тоді опалювальний сезон завершено, і немає ризику залишитися без тепла

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						122
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

під час монтажних робіт. Крім того, в теплий період монтажні організації мають менше навантаження, що дозволяє виконати роботу швидше і часто дешевше.

Чому не варто відкладати встановлення на зиму:

- У холодний сезон будь-яке втручання в систему опалення пов'язане з її частковим відключенням, що створює дискомфорт.
- Монтаж у мороз може бути технічно складнішим, особливо в старих будинках.
- Існує ризик не встигнути отримати всі дозвольні документи й опломбування.

Водночас, якщо потреба нагальна, встановлення можливе й під час опалювального сезону, але варто враховувати, що це складніше і дорожче.

Отже, найкращий час для монтажу теплолічильника – теплий період року, коли можна заздалегідь підготувати систему до наступного сезону і уникнути будь-яких незручностей.

4.2.3 Які бувають лічильники тепла, та їх принцип роботи

Вибір теплолічильника залежить від умов експлуатації, типу будівлі та вимог користувача. Усі прилади можна класифікувати за принципом роботи та за масштабом застосування.

Типи лічильників:

– **Механічні (тахометричні).** Це найбільш прості й доступні моделі, у яких вимірювання здійснюється за допомогою крильчатки або турбіни, що обертається під дією потоку теплоносія.

Переваги: невисока ціна, простота в експлуатації.

Недоліки: чутливість до якості води (бруд, накип, іржа можуть швидко вивести прилад з ладу).

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						123
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– **Ультразвукові.** Такі лічильники визначають витрати тепла за допомогою ультразвукових хвиль, що проходять крізь теплоносії. Це сучасне рішення з високою точністю вимірювань.

Переваги: точність, довговічність, відсутність рухомих частин, можливість дистанційної передачі даних.

Недоліки: вища ціна, вимоги до правильної установки.

– **Електромагнітні.** Принцип роботи ґрунтується на вимірюванні зміни електромагнітного поля під час проходження теплоносія. Такі моделі відзначаються стабільністю та надійністю.

Переваги: точні вимірювання, стійкість до перепадів тиску.

Недоліки: вартість вище середньої, чутливість до якості монтажу.

– **Вихрові.** Ці лічильники аналізують коливання потоку рідини, які виникають після спеціальної перешкоди в трубі.

Переваги: компактність, надійність, широкий діапазон вимірювань.

Недоліки: вимагають правильної конфігурації трубопроводу, можуть бути менш точними при змінних умовах.



Рисунок 4.6 – Типи лічильників

4.2.4 Популярні виробники лічильників тепла

На ринку України представлено багато брендів теплолічильників, серед яких є як світові лідери, так і надійні локальні виробники. Розглянемо основні компанії, продукція яких представлена в каталозі RMM Trade.

Teksan – це виробник, що спеціалізується на доступних і водночас надійних приладах обліку теплової енергії. Його продукція орієнтована на масового споживача: квартири, приватні будинки, ОСББ.

Переваги: простота монтажу, зручність експлуатації, доступна ціна.

Оптимально для: квартирних і невеликих будинкових систем.

Німецький бренд Gross асоціюється з високою точністю та довговічністю. Його прилади відрізняються сучасним дизайном і здатні працювати навіть у складних умовах.

Переваги: німецька якість, стійкість до забруднень у теплоносії.

Оптимально для: житлових комплексів та ОСББ.

Польська компанія Arator Powogas має великий досвід у сфері приладобудування. Вона виробляє як квартирні, так і будинкові лічильники тепла.

Переваги: широкий модельний ряд, доступність у ціні.

Оптимально для: багатоквартирних будинків і комунальних об'єктів.

Engelmann – німецький виробник, відомий своїми ультразвуковими лічильниками. Компанія робить акцент на високих технологіях і точності вимірювань.

Переваги: сучасні технології, дистанційна передача даних.

Оптимально для: великих будівель, де потрібен точний контроль і автоматизація.

Sensus – міжнародний бренд, який випускає різноманітні прилади обліку, зокрема теплолічильники. Їхня техніка відома високою точністю та інноваційними розробками.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						125
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Переваги: довговічність, інтеграція з автоматизованими системами обліку.

Оптимально для: ОСББ, муніципальних підприємств.

Один із лідерів європейського ринку, німецька компанія Diehl Metering пропонує високотехнологічні рішення для точного обліку теплової енергії.

Переваги: виняткова точність, відповідність міжнародним стандартам.

Оптимально для: великих житлових і промислових об'єктів.

Швейцарська компанія Sontex спеціалізується на створенні приладів обліку з використанням інноваційних технологій. Їхні лічильники славляться точністю та довговічністю.

Переваги: надійність, сучасні функції.

Оптимально для: сучасних ЖК, комерційних будівель.

Ще один швейцарський бренд, Landis+Gyr – глобальний виробник з багаторічним досвідом. Продукція компанії відрізняється високим рівнем автоматизації.

Переваги: технологічність, можливість підключення до «розумних» систем.

Оптимально для: муніципального обліку, великих компаній і корпорацій.

Український виробник, який успішно конкурує з європейськими брендами. Його теплотічильники розроблені з урахуванням місцевих умов експлуатації.

Переваги: доступна ціна, адаптація до українських систем опалення.

Оптимально для: квартир, приватних будинків, невеликих ОСББ.

Європейський виробник Metron пропонує широкий асортимент приладів для квартир, будинків і підприємств. Його продукція поєднує якість і помірну вартість.

Переваги: надійність, зручність у використанні.

Оптимально для: комунальних підприємств і житлових об'єктів.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						126
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.2.5 Що потрібно для встановлення лічильника тепла

Встановлення теплोलічильника – це не просто монтаж приладу, а цілий комплекс заходів, які варто врахувати заздалегідь.

1. Вибір моделі

Передусім необхідно визначитися з типом лічильника (механічний, ультразвуковий тощо) та його призначенням (квартирний чи будинковий). Для цього варто оцінити:

- діаметр трубопроводу;
- витрату теплоносія;
- умови експлуатації (чистота води, тиск, температура).

2. Проектна документація

У деяких випадках для встановлення потрібна проектна документація, погоджена з теплопостачальною організацією. Це стосується переважно будинкових і промислових приладів.

3. Монтаж

Монтаж повинні виконувати спеціалізовані організації, які мають відповідні ліцензії. Важливо правильно розмістити прилад на трубопроводі, дотримати напрямку потоку, вимоги до довжини прямолінійних ділянок.

4. Опломбування

Після встановлення лічильник обов'язково пломбується представниками теплопостачальної організації, щоб унеможливити втручання в його роботу.

5. Повірка і обслуговування

Кожен теплोलічильник має свій міжповірочний інтервал (зазвичай 4–5 років). Це означає, що раз на кілька років потрібно проводити перевірку – офіційну перевірку точності приладу. Крім того, рекомендоване регулярне технічне обслуговування.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						127
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВОК

У дипломному проєкті виконано комплексне інженерне проєктування та науково – технічне обґрунтування модернізації опалювальної ТЕЦ для умов промислового майданчика м. Одеса із впровадженням високоефективних енергоблоків надкритичного тиску потужністю 500 МВт на базі моноблоків з котлами ТГМП-344А та парові турбіни Т-250/300-240.

На основі проведених розрахунків у роботі отримано такі основні результати та науково–технічні висновки:

1. Розрахунок теплової схеми та обладнання головного корпусу:
На основі матеріальних та теплових балансів ПТС обґрунтовано встановлення двох енергоблоків надкритичних параметрів тиску (23,5 МПа). Для забезпечення надійної евакуації димових газів від двох прямоточних котельних агрегатів ТГМП-344А продуктивністю по 1000 т/год пари кожен, а також з метою розсіювання шкідливих домішок, у графічній та розрахунковій частинах проєкту остаточно прийнято залізобетонну конічну димову трубу висотою $H = 210$ м та вихідним діаметром устя $D_T = 9,6$ м.

2. Модернізація пікового теплофікаційного контуру: З метою стабільного покриття зимового максимуму теплових навантажень житлового та промислового секторів міста спроектовано та екологічно обґрунтовано встановлення пікової водогрійної котельні у складі 5 газомазутних прямоточних котельних агрегатів типу КВГМ-100 з одиничною теплопродуктивністю 116,3 МВт (100 Гкал/год) кожен.

3. Автоматизація та вибір допоміжного насосного обладнання:
Відповідно до максимальних розрахункових витрат середовища в контурах ТЕЦ, підібрано та специфіковано сучасне енергоефективне насосне господарство. Для мережного контуру прийнято 4 насоси І підйому типу СЕ-5000-70 та 4 насоси ІІ підйому типу СЕ-5000-160

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						128
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

(конфігурація: 3 у роботі, 1 у стовідсотковому технологічному резерві). Для блочного живильного контуру вибрано 6 бустерних насосів ПД-650-160 (по 3 на моноблок) та пускорезервні електронасоси ПЕ-600-300-2. Блочний конденсатний контур укомплектовано насосами типу КСВ-500-85 (І ступінь) та КСВ-500-220 (ІІ ступінь) у кількості по 6 одиниць на станцію.

4. Оптимізація та розрахунок паливного господарства: Основним проєктним паливом визначено природний газ. В якості аварійно-резервного палива розраховано топковий мазут марки М-100 із вмістом сірки $S = 2,5 \%$ та годинною витратою $B = 219,42$ т/год. Розрахунком матеріального балансу паливного складу доведено, що для забезпечення 10 діб (240 годин) безперервної автономної роботи станції за умов номінального навантаження необхідний чистий об'єм палива становить 52660,8 тонн. Для тривалого зберігання цього об'єму та забезпечення регламентного виведення баків у планову зачистку/ремонт без зупинки паливного тракту станції, на Генеральному плані ТЕЦ запроєктовано резервуарний парк у складі 4 наземних сталевих вертикальних баків.

5. Охорона праці та цивільний захист: У відповідних розділах проєкту розроблені комплексні організаційно – технічні заходи із забезпечення безпеки життєдіяльності експлуатаційного персоналу ТЕЦ Одеси. Виконано розрахунки штучного виробничого освітлення машинного залу, заземлювального пристрою та розроблено план ліквідації можливих аварійних ситуацій на промисловому майданчику відповідно до кодексу Цивільного захисту України.

Впровадження розроблених рішень підвищує теплову та електричну ефективність Одеської ТЕЦ, гарантує живучість її паливно-транспортного господарства та забезпечує відповідність екологічних викидів сучасним стандартам ДСТУ.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						129
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перелік посилань

1. Яценко 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 Міністерства Енергетики 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.:

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						130
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Навч. пос. – К.: Кондор, 2009. – 98 с. Обкл. м'яка. Формат 84x108/32. ISBN 978-966-351-289-1. Код 245509.

13. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. Міненерговугілля України 2017.

14. Технологічні системи ТЕС та захист навколишнього середовища. Виконання розрахунків у дипломних проектах бакалаврів ПП Меренгер, ТВ Нікуленкова.

15. 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.

16. 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>

17. 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)

18. 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>

19. Черноусенко О., Бутовський Л., Власенко О., Беднарська, І. (2025). Визначення особливостей спалювання газових палив змінного складу в

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						131
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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>

20. Закон України «Про охорону праці» від 14.10.1992 № 2694-XII

21. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.

22. ДСН 3.3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму, інфра- та ультразвуку.

23. ДБН В.1.1-7-2016. Пожежна безпека об'єктів будівництва.

24. ДБН В.2.5-56:2014. Системи протипожежного захисту.

25. ДБН В.2.5-56:2014. Системи протипожежного захисту.

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						132
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТКИ

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						133
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаток А. Таблиця 1.4 – Вихідні та розрахункові балансові дані річного циклу ТЕЦ

Найменування технологічного показника	Варіант 1 (Т-250)	Варіант 2 (Т-180)
Максимальний годинний тепловий потік району, МВт	1300	1300
Частка централізованого гарячого водопостачання, %	18%	18%
Кліматична тривалість опалювального періоду, год/рік	3960	3960
Гранична розрахункова температура для опалення, °С	-17	-17
Середня температура повітря за опалювальний сезон, °С	1	1
Річна кількість годин використання встановленої потужності, год/рік	5800	5800
Коефіцієнт корисної дії котельних агрегатів ТЕЦ (енерг. та водогр.)	0,91	0,91
Технологічні втрати палива при транспортуванні та зберіганні, %	0,00%	0,00%
Розподіл пікових масивів теплового навантаження, МВт:		
– Регульовані опалювальні відбори турбін типу Т	768	652
– Станційні пікові водогрійні котлоагрегати	532	648
– Редукційно-охолоджувальні установки (РОУ)	0	0
– Сумарний максимум теплового контуру району	1300	1300
Технічні характеристики теплофікаційних турбоагрегатів:		
– Встановлена номінальна електрична потужність ТЕЦ, МВт	500	360
– Питомі витрати тепла на теплофікаційному споживанні, кДж/(кВт·год)	3810	3810
– Питомі витрати тепла в чисто конденсаційному режимі, кДж/(кВт·год)	7997	8625
– Питомий виробіток електрики з опалювального відбору, кВт·год/ГДж	164	152,5
Інтегральний річний відпуск теплової енергії споживачам:		
– Сумарний обсяг відпуску тепла у гарячій воді, тис. ГДж	14494,64	14494,64
– у тому числі: від регульованих відборів турбін типу Т, тис. ГДж	13396,8	11413,2
– у тому числі: від пікових водогрійних котлів станції, тис. ГДж	1097,84	3081,44
– у тому числі: через редукційно-охолоджувальні пристрої (РОУ)	-	-
– Разом річний відпуск теплоти від колекторів, тис. ГДж	14494,64	14494,64
Енергетичні показники генерації електричної потужності:		
– Встановлена електрична потужність джерела, МВт	500	360
– Валовий річний виробіток електричної енергії, млн. кВт·год	2900	2088
– у тому числі: на комбінованому (теплофікаційному) споживанні, млн. кВт·год	2197,08	1740,51

– у тому числі: за рахунок роботи турбоагрегатів типу Т, млн. кВт·год	2197,08	1740,51
– у тому числі: в чисто конденсаційному режимі станції, млн. кВт·год	702,92	347,49
– у тому числі: за рахунок конденсаційного потоку турбін Т, млн. кВт·год	702,92	347,49
Теплові та паливні показники роботи котельного цеху ТЕЦ:		
– Витрати теплової енергії на виробіток електрики, тис. ГДж	14002,28	9625,95
– Валовий виробіток тепла енергетичними котлоагрегатами, тис. ГДж	27399,08	21039,15
– Сумарні річні витрати умовного палива на ТЕЦ, тис. т у.п./рік	1121,68	948,01
– у тому числі: спалювання енергетичними котлами (ТГМП-344А / Еп-670)	1083,72	811,74
– у тому числі: спалювання піковими водогрійними котлами КВГМ-100	37,96	136,27

Таблиця 1.5 – Річний графік відпуску теплоти від колекторів ТЕЦ

Контур генеруючого джерела станції	Розрахунковий річний відпуск $Q_{рік}$, тис. ГДж	Максимальна годинна потужність Q_{max} , МВт
Оптимізаційний варіант 1 (ТЕЦ-500)		
– Регульовані опалювальні відбори турбін Т-250/300-240	13396,8	768
– Пікові водогрійні котлоагрегати КВГМ-100	1097,84	532
– Всього по Варіанту 1	14494,64	1300
Оптимізаційний варіант 2 (ТЕЦ-360)		
– Регульовані опалювальні відбори контури турбін Т-180/210-130	11413,2	652
– Пікові водогрійні котлоагрегати КВГМ-100	3081,44	648
– Всього по Варіанту 2	14494,64	1300

Додаток Б. Таблиця 1.7 – Зведені витрати електричної енергії на власні потреби станційного комплексу, занесено у

Стаття внутрішнього споживання електричної енергії	Позначення контуру	Варіант 1 (ТЕЦ-1)	Варіант 2 (ТЕЦ-2)	Варіант 3 (Котельня)	Одиниця виміру
Котельний цех об'єкта					
1. Системи паливоприготування	-	0	0	0	млн. кВт·год
2. Тягодуттєве обладнання цеху	$W_{\text{тд}}$	52,89	40,62	27,98	млн. кВт·год
3. Живильні насосні установки	$W_{\text{жн}}$	79,34	60,92	0	млн. кВт·год
4. Системи гідрозоловидалення	-	0	0	0	млн. кВт·год
Турбінний цех об'єкта					
1. Циркуляційні насосні агрегати	-	0	0	0	млн. кВт·год
2. Мережні насосні групи	-	0	0	0	млн. кВт·год
Допоміжні та інші споживачі	$W_{\text{ін}}$	20,3	14,62	2,798	млн. кВт·год
Сумарні річні витрати на власні потреби	$\Sigma W_{\text{вп}}$	152,53	116,16	30,778	млн. кВт·год
Валовий річний виробіток електрики	$W_{\text{вир}}$	2900	2088	-	млн. кВт·год
Валовий річний відпуск електроенергії в мережу	$W_{\text{відп}}$	2747,47	1971,84	-	млн. кВт·год

Додаток В. Таблиця 1.8 – Зведена відомість техніко-економічних

показників варіантів енергопостачання

Найменування показника та одиниці виміру	ТЕЦ-1 (Т-250)	ТЕЦ-2 (Т-180)	Варіант 3 (Котельня)
1. Встановлена електрична потужність, МВт	500	360	-
2. Максимальна теплова потужність району, МВт	1300	1300	1300
- у тому числі: відбір турбоагрегатів, МВт	768	652	-
- у тому числі: пікові водогрійні котли, МВт	532	648	1300
3. Валовий річний відпуск теплоти споживачам, тис. ГДж	14494,64	14494,64	14494,64
- у тому числі: від опалювальних відборів турбін, тис. ГДж	13396,8	11413,2	-
- у тому числі: від пікових / водогрійних котлів, тис. ГДж	1097,84	3081,44	14494,64
4. Число годин використання встановленої потужності, год	5800	5800	-
5. Питомі витрати палива на енерговиробіток:			
- на електрику в теплофікаційному режимі, кг/(кВт·год)	0,1366	0,1366	-
- на електрику в конденсаційному режимі, кг/(кВт·год)	0,3182	0,3432	-
- на теплову енергію від енергетичних котлів ТЕЦ, кг/ГДж	39,7663	39,7663	-
- на теплову енергію від водогрійних котлів, кг/ГДж	38,9933	38,9933	39,7663
6. Вартість проєктного газу (природного газу), у.о./тис. м ³	260	260	260
7. Чисельність штатного експлуатаційного персоналу, осіб	142	115	32
8. Загальний обсяг капіталовкладень у будівництво, млн. у.о.	386	326	67,9
- у тому числі: будівельно-монтажні роботи, млн. у.о.	115,9	97,8	20,3
- у тому числі: технологічне обладнання, млн. у.о.	270,1	228,2	47,6
9. Валовий річний виробіток електроенергії ТЕЦ, млн. кВт·год	2900	2088	-
- у тому числі: за теплофікаційним циклом, млн. кВт·год	2197,08	1740,51	-
- у тому числі: за конденсаційним циклом, млн. кВт·год	702,92	347,49	-
10. Електроспоживання на власні потреби, млн. кВт·год/рік	152,53	116,16	30,78
11. Інтегральний річний відпуск електрики в мережу, млн. кВт·год	2747,47	1971,84	-
12. Річна витрата умовного палива джерела,	1121,68	948,01	579,55

тис. т у.п./рік			
- у тому числі: спалювання енергетичними котлами ТЕЦ	1083,72	811,74	-
– у тому числі: спалювання піковими / водогрійними котлами	37,96	136,27	579,55

					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						138
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаток Г. Таблиця 2.1 - Базові технічні параметри турбіни Т-250/300-

240

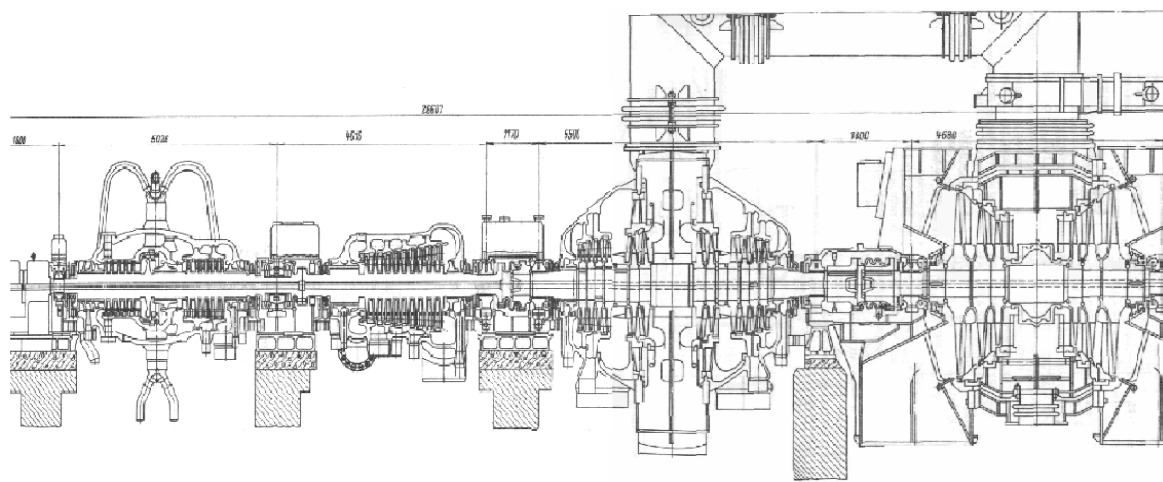
Найменування технічного параметра	Значення показника
Електрична потужність (номінальна / конденсаційна / макс), МВт	250 / 300 / 305
Частота обертання ротора установки, хв-1	3000
Початковий тиск гострої пари перед клапанами, МПа	23,5
Номінальна температура гострої пари, °С	540
Максимальна витрата пари на турбоагрегат, т/год	930
Діапазон автоматичного регулювання тиску у відборах, МПа:	
- верхній опалювальний відбір	0,06 - 0,40
- нижній опалювальний відбір	0,05 - 0,35
Розрахункова температура підігріву живильної води, °С	265
Загальна кількість регенеративних відборів пари, шт.	9

Таблиця 2.2 – Експлуатаційні параметри пари в регенеративних відборах турбіни

№ відбору	Технологічний підігрівач схеми	Тиск пари у відборі, МПа	Температура пари, °С	Витрата пари з відбору, кг/с
1	ПВТ-8	5,76	345	14,25
2	ПВТ-7	4,07	300	26,08
3	Допоміжний турбопривод	2,5	485	41,94
4	ПВТ-6 / Деаератор	1,69 / 1,00	435 / 375	90,80 / 4,27
5	ПНТ-5	0,567	320	8,74
6	ПНТ-4	0,279	242	10,83
7	ПНТ-3	0,093	142	265,6
8	ПНТ-2	0,0274	-	-
9	ПНТ-1	-	-	-

Додаток Г. Рисунок 2.1 – Поперечний розріз турбоустановка Т-250/300-

240



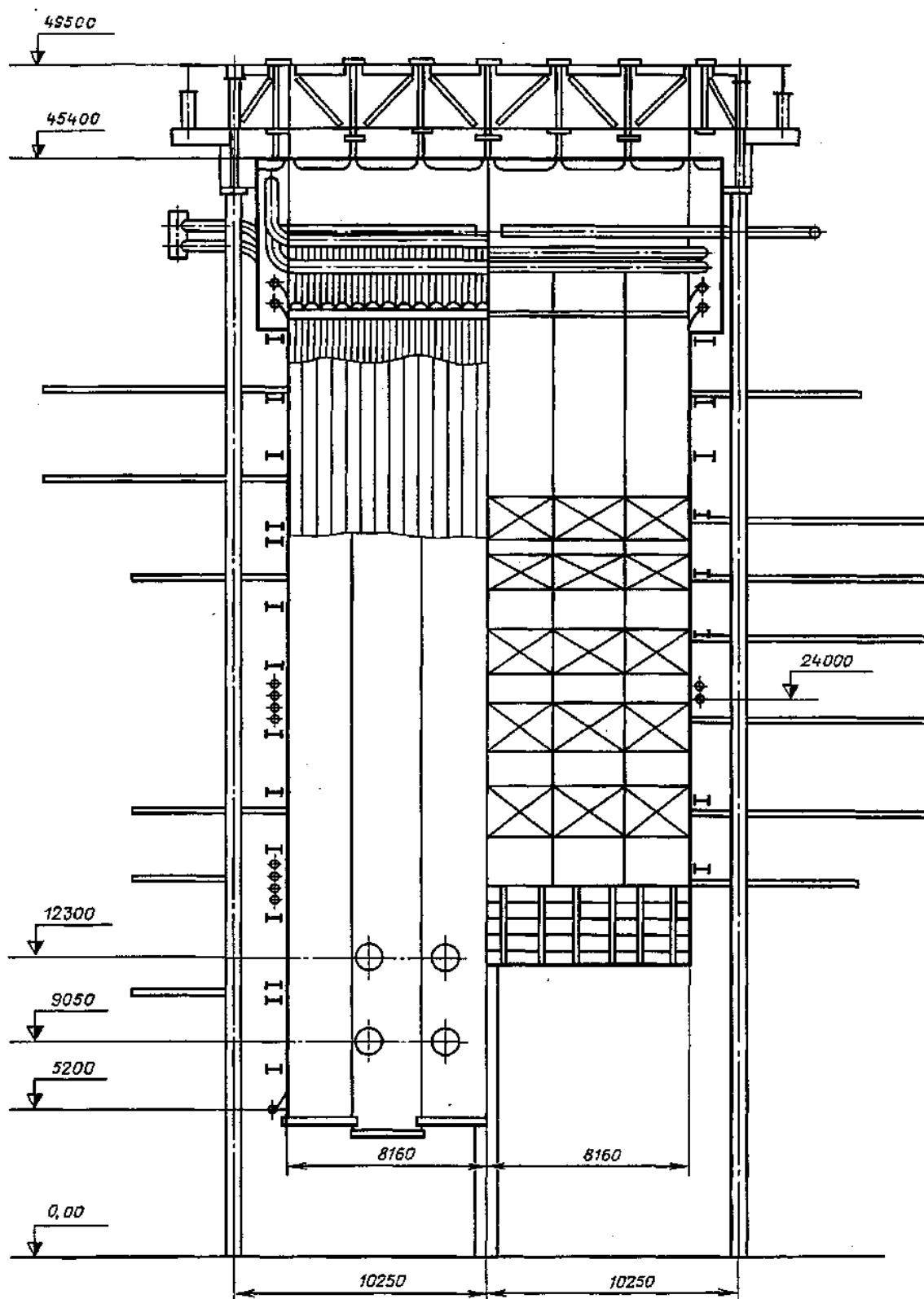
					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						140
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаток Д. Таблиця 2.3 – Технічні характеристики котла ТГМП-344А

Розрахунковий параметр котельної установки	Значення показника
Номінальна паропроductивність, т/год (кг/с)	1000 (278)
Витрата пари через контур проміжного перегріву, т/год (кг/с)	790 (220)
Розрахунковий тиск пари на виході з КПП ВТ, МПа	24
Технологічний тиск у тракті високого тиску, МПа	25
Розрахунковий тиск у контурі промперегріву, МПа	4,1
Температура гострої перегрітої пари, °С	545
Температура пари після проміжного перегріву, °С	545
Температура живильної води на вході в котел, °С	275
Температура відхідних димових газів за економайзером, °С	148
Гарантійний коефіцієнт корисної дії (брутто), %	93,05
Габаритна ширина котельного блока по осях колон, м	26,5
Гранична висота котлоагрегату, м	49,5

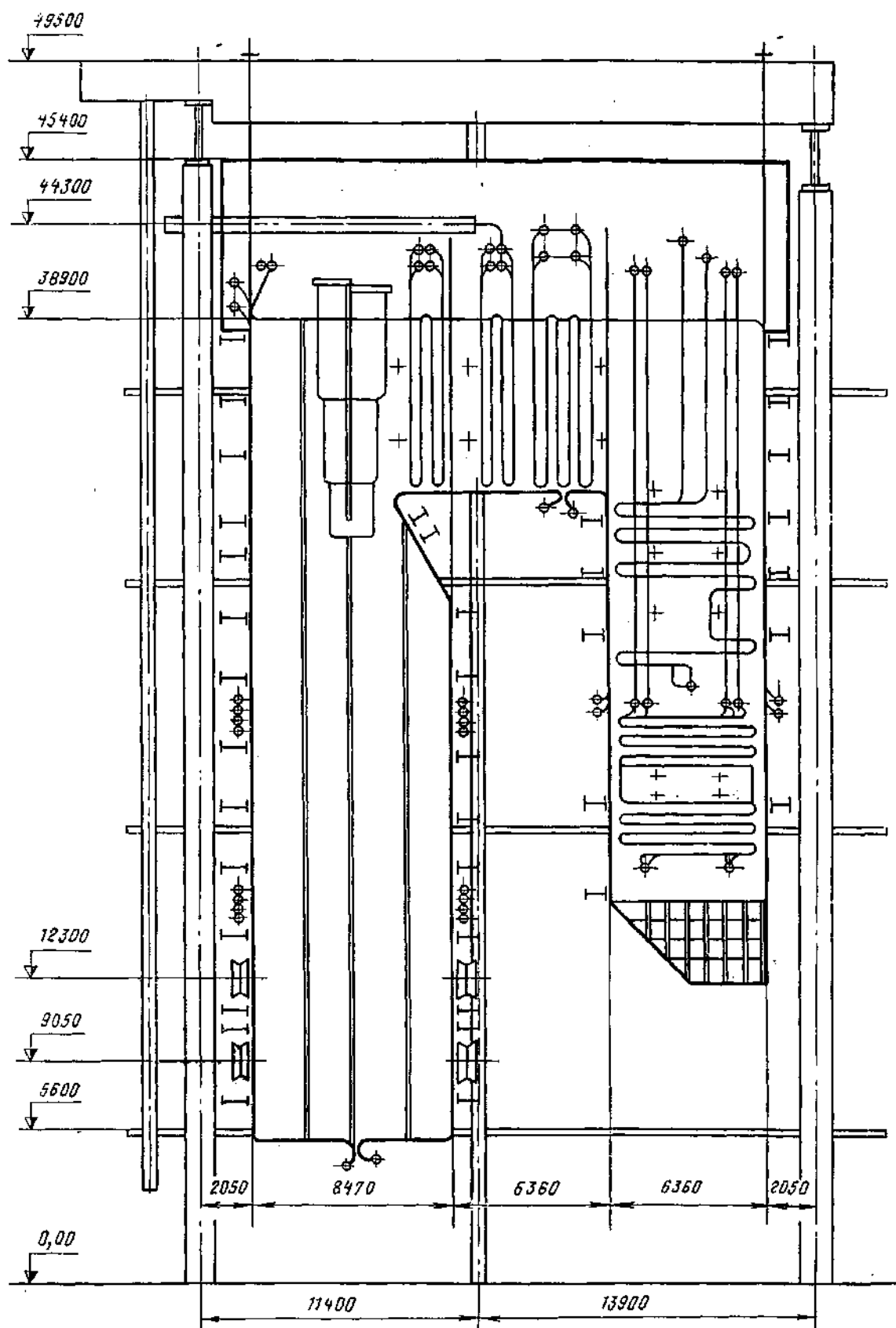
					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
						141
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаток Е. Рисунок 2.2 – Поперечний переріз котлоагрегату Пп-1000-255
ГМН (ТГМП-344А)



					ДПБ.26.144.82.07.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		142

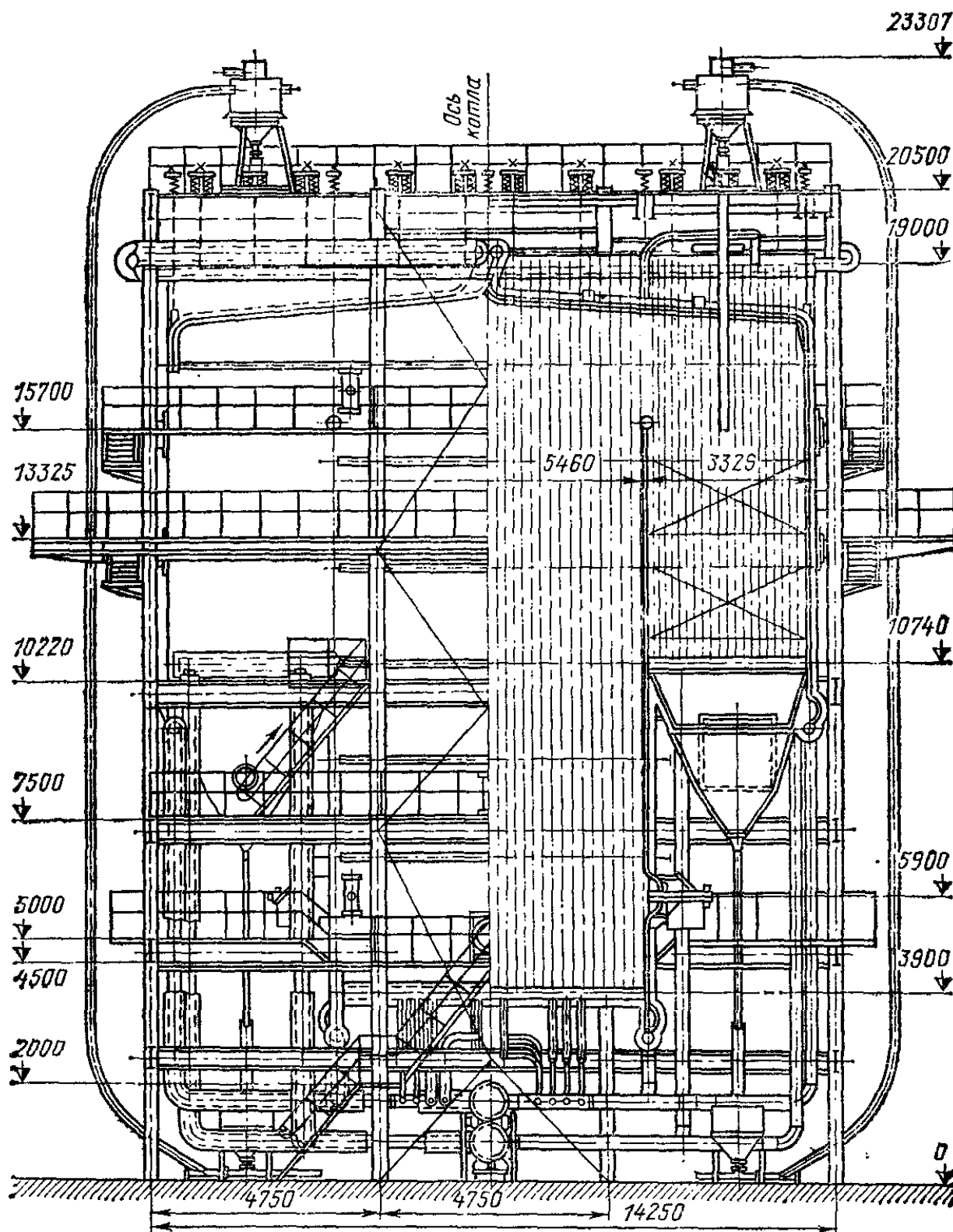
Додаток Є. Рисунок 2.3 – Повздовжній розріз котлоагрегату Пп-1000-255
ГМН (ТГМП-344А)



Додаток Ж. Таблиця 2.15 – Номінальні технічні параметри та габаритні показники котла КВГМ-100

Найменування інженерно-експлуатаційного параметра	Одиниця виміру	Розрахунковий показник при роботі на газу
Номінальна теплова потужність котельного агрегату	МВт	116,3
Розрахункова витрата мережної води в основному режимі	т/год	1235
Розрахункова витрата мережної води в піковому режимі	т/год	2470
Мінімально припустимий тиск води на вихідному колекторі	МПа	1
Температура робочого середовища на вході (основний графік)	°С	70
Температура робочого середовища на вході (піковий графік)	°С	110
Розрахункова температура гарячої води на виході з котла	°С	150
Аеродинамічний опір котла по газовому тракту	кПа	1,1–1,5
Температура вихідних димових газів	°С	140
Коефіцієнт корисної дії (при спалюванні природного газу)	%	92,2
Розрахункова витрата палива (природного газу)	тис. м3/год	11,54
Габаритна глибина по осях колон сталевого каркаса	м	9,8
Габаритна ширина по осях колон сталевого каркаса	м	6,4
Гранична будівельна висота котельної установки	м	14,2
Загальна маса трубної системи та металоконструкцій	т	128

Додаток 3. Рисунок 2.4 – Водогрійний котел КВГМ-100



Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДПБ.26.144.82.07.ПЗ

Арк.
145

**Додаток II. Таблиця 2.5 - Загальна технічна характеристика конденсатора
ДО2-14000-1**

Найменування експлуатаційного параметра	Одиниця виміру	Показник
Площа охолодження основних пучків	м ²	11130
Площа охолодження вбудованого пучка	м ²	2670
Загальна площа теплообміну конденсатора	м ²	13800
Кількість ходів охолоджувальної води	шт	2
Витрата циркуляційної води (максимальна / мінімальна)	м ³ /год	28000 / 14000
Робочий тиск циркуляційної води на вході	МПа	0,25
Температура циркуляційної води на вході (розрахункова / макс)	°С	20 / 33
Гідравлічний опір водяного тракту апарата	МПа	0,043
Розрахункова витрата пари на конденсатор	т/год	640
Номінальний тиск (вакуум) у корпусі конденсатора	МПа	0,00634
Температура насичення при розрахунковому вакуумі	°С	36,8
Діаметр охолоджувальних трубок (зовнішній / внутрішній)	мм	24 / 22
Довжина трубок (основні пучки / вбудований пучок)	мм	9000 / 8320
Загальна кількість встановлених трубок	шт	20805

Додаток І. Таблиця 2.8 – Основні технічні характеристики насосів живильної установки

Експлуатаційний параметр установки	Одиниця виміру	Живильний турбонасос	Живильний електронасос	Бустерні насоси
Технологічний тип (марка) насоса	-	ПТН-1100-350-24	ПЕ-600-300-2	ПД-650-160
Номінальна продуктивність агрегату	м3/год	1100	600	650
Створюваний внутрішній напір	МПа	34	30	1,58
Повний тиск на патрубку видачі	МПа	35	30	2,28
Необхідний тиск на всмоктуванні	МПа	2	2	0,78
Робоча температура живильної води	°С	165	165	165
Частота обертання вала агрегату	об/хв	33900	39540	1866
Номінальна споживана потужність	кВт	10000	6400	500

Додаток ІІ. Таблиця 2.9 – Технічна характеристика деаератора

Тип деаераційного стовпчика	Розмірність	ДСП-1000
Продуктивність:	т/год	1000
Тиск:	МПа	0,6
Температура:	°С	164
Максимально-допустимий тиск: у деаераційному стовпчику у баці-акумуляторі	МПа	0,68 0,65
Максимально-допустима температура:	°С	172
Обсяг бака:	м3	100
Обсяг деаераційного стовпчика:	м3	17
Діаметр бака-акумулятора:	мм	3437
Товщина стінки бака-акумулятора:	мм	16
Діаметр деаераційного стовпчика:	мм	2432

Додаток Й. Таблиця 2.10 – Загальна технічна характеристика підігрівників низького тиску

Підігрівник	Розмір-ність	ПНТ №1	ПНТ №2,3,4	ПНТ №5
Тип підігрівника:		ПН-400-26-2-III нж	ПН-400-26-7-II нж	ПН-400-26-7-I нж
Поверхня нагрівання:	м ²	380	400	380
Тиску пари в корпусі:	МПа	0,1	0,6	0,6
Температура пари:	°C	250	400	400
Обсяг парового простору:	м ³	6,840	5,894	6,425
Тиск у трубній системі:	МПа	2,5	2,5	2,5
Температура конденсату:	°C	114	159	159
Обсяг водяного простору:	м ³	3,415	3,436	3,120
Продуктивність по конденсаті:	т/год	660	750	750
Внутрішній діаметр корпусу:	мм	1600	1600	1600
Діаметр трубок:	мм/мм	16/14	16/14	16/14
Кількість трубок:	шт.	1440	1464	1467
Гідравлічний опір:	МПа	0,075	0,075	0,075

Додаток К. Таблиця 2.12 – Загальна технічна характеристика підігрівників високого тиску

Підігрівник	Розмір-ність	ПВТ № 6	ПВТ № 7	ПВТ № 8
Тип підігрівника		ПВ 900-380-18-I	ПВ-1200-380-42-I	ПВ-900-380-66-I
Поверхня нагрівання:	м2	900	1200	900
Тиск пари в корпусі:	МПа	1,7	4,1	6,5
Температура пари на вході в підігрівник:	°C	280	335	390
Температура пари на виході з охолоджувача пари:	°C	212	255	284
Обсяг парового простору:	м3	25,5	29,5	25,5
Максимальна температура стінки корпусу:	°C	215	260	285
Обсяг водяного простору:	м3	4,7	6	4,7

Додаток Л. Таблиця 2.13 – Загальна технічна характеристика сальникових підігрівників

Тип підігрівника	Розмір-ність	ПС-250-30-0,5	ПС-250-8-0,5
Поверхня нагрівання:	м ²	250	250
Тиск пари в корпусі:	МПа	0,05	0,05
Температура пари:	°С	350	350
Витрата пари:	т/год	7,2	7,2
Обсяг парового простору:	м ³	0,4	0,4
Тиск води в трубній системі:	МПа	3,0	0,8
Температура води:	°С	80	80
Витрата води:	т/год	660	1200
Обсяг водяного простору:	м ³	0,197	0,207
Гідравлічні опори:	МПа	0,015	0,036
Число ходів		4	2
Діаметр трубок:	мм/мм	19/17,4	19/17,4
Кількість трубок:	шт.	1210	1210
Довжина однієї трубки:	мм	3630	3630

Додаток М. Таблиця 2.14 - Основні технічні характеристики насосів теплофікаційної установки, занесено у додаток М.

Технологічний тип (марка) насоса	Одиниця виміру	КсВ-500-150	СЕ-5000-160	СЕ-5000-70
Номінальна продуктивність (подача)	м3/год	500	5000	5000
Розвивальний напір (тиск на виході)	МПа	1,5	1,6	0,7
Гранична температура середовища	°С	125	120	120
Кількість внутрішніх ступенів тиску	шт	2	1	1
Частота обертання ротора насоса	об/хв	930	1884	936
Марка приводного електродвигуна	-	АВ-114-2	2А3М-2500/6000В4	ДДП-116/49-4
Номінальна потужність електродвигуна	кВт	320	2500	1200

Додаток Н. Таблиця 2.15 – Основні характеристики мережних підігрівників й охолоджувача випару

Підігрівник	Розмір- ність	СП №1	СП №2	ОВ
Тип підігрівника		ПМГ-5000-2,5-8-I	ПМГ-5000-3,5-8-II	ОВГ-200-2,5-8-II
Поверхня нагрівання:	м ²	5000	5000	200
Максимальна кількість підігріває води, що:	м ³ /год	8000	8000	
Номинальна витрата мережної води:	м ³ /год	6500 - 7200	6500÷7200	1200
Максимальна температура підігріває води, що:	°C	120	120	75
Максимальний тиск води перед підігрівником	МПа	0,8	0,8	
Макс. Температура пари, що гріє:	°C	300	300	
Теплопродуктивність:	Гкал/год	330	220	
Тиск пари, що гріє:	МПа	0,05–0,15	0,06–0,2	
Витрата пари на барботаж:	т/год	5,5	4,0	
Число ходів:		4	4	4
Витрата пари, що гріє:	т/год	590	390	
Діаметр трубок:	мм	25/23	25/23	25/23
Кількість трубок:	шт.	7206	7208	1252
Довжина трубок:	мм	9000	9000	2140

Додаток О. Таблиця 2.16 – Загальні технічні характеристики
тягодуттєвих машин

Найменування	Розмірність	Величини, характеристика
Димосос		
Тип димососа		ДОД-31,5 ФГМ
Кількість димососів:	шт.	2
Подача із запасом 10%:	м³/год	970
Температура газів на вході в димосос:	°С	148
Максимальна температура димових газів:	°С	200
Дуттєвий вентилятор		
Тип вентилятора		ВДН-25х2
Кількість вентиляторів:	шт.	2
Подача із запасом 10%:	мЗ/год	500
Димосос рециркуляції		
Тип димососа		ГД-31
Кількість димососів:	шт.	2
Подача із запасом 10%:	м³/год	345
Температура газів на вході в димосос:	°С	350

Додаток П. Таблиця 2.18 – Інженерний розрахунок теплової схеми ТЕЦ
Одеси за режимами

Параметр	Позначення	Одиниця виміру	I режим	II режим	III режим	IV режим
Відпуск технологічної пари промисловому споживачу						
Температура додаткової води ХВО	$t_{\text{ХВО}}$	°С	30	30	30	30
Максимально можлива паропродуктивність енергетичних котлів	$\sum D_{\text{ЕК}}^{\text{ном}}$	т/год	2000	1000	2000	2000
Частка внутрішньоциклових станційних витоків пари та конденсату	$\gamma_{\text{ут}}$	%	1,00 %	1,00 %	1,00 %	1,00 %
Внутрішньоциклові станційні витоки пари та конденсату	$G_{\text{ут}}$	т/год	20	10	20	20
Витрати додаткової хім. знесоленої води в Д-0,12 МПа	$G_{\text{д.в.}}$	т/год	20	10	20	20
Витрати пари 1,4 МПа на мазутогосподарство	$D_{\text{мх}}^{1,4}$	т/год	20	9	16	8
Сумарна витрата пари на власні потреби ТЕЦ (ПВП, Д-0,12, мазутогосподарство)	$D_{\text{с.н.}}$	т/год	20	9	16	8
Навантаження зовнішніх споживачів по гарячій воді						
Гаряче водопостачання	$Q_{\text{гвс}}$	МВт	234	234	234	163,8

Опалення та вентиляція	$Q_{ов}$	МВт	1066	684,5	446	0
Сумарне теплове навантаження споживачів по гарячій воді	$Q_{тс}$	МВт	1300	918,5	680	163,8
Температури води в тепломережі (подаюча лінія)	$t_{под}$	°C	150	112	95	70
Температури води в тепломережі (зворотна лінія)	$t_{обр}$	°C	70	53	48	40
Середня температура води в тепломережі	$t_{тс}^{cp}$	°C	118	88,4	76,2	58
Температура вихідної (сирої) води	$t_{исх}$	°C	5	5	5	15
Витоки води із тепломережі	$G_{ут}^{TM}$	т/год	195	195	195	65
Сумарна витрата підж. води	$G_{подп}^{TM}$	т/год	195	195	195	65
Теплова втрата з витоками з тепломережі	$Q_{ут}^{TC}$	МВт	25,64	18,92	16,14	3,26
Тепло, що вноситься с піджив. водою	$Q_{подп}^{TC}$	МВт	5,67	5,67	5,67	1,14
Сумарне теплофікаційне навантаження ТЕЦ (мережних підігрівачів та ПВК)	$Q_{ТЕЦ}$	МВт	1319,97	931,75	690,61	165,92
Витрата мережної води	$G_{св}$	т/год	14176	13512	12615	4758
Розрахунок турбоустановок						
Середнє теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбіни Т	$Q_{сп}^T$	МВт	384	384	256	1-57; 2-0

Сумарне теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбіни Т	$\Sigma Q_{сп}^T$	МВт	768	384	512	114
Середня витрата гострої пари на турбіну типу Т	D_0^T	т/год	840	840	690	560
Сумарна витрата гострої пари на турбіну типу Т	ΣD_0^T	т/год	1680	840	1380	1120
Середня електрична потужність турбіни типу Т	N_e^T	МВт	250	250	210	190
Сумарна електрична потужність турбіни типу Т	ΣN_e^T	МВт	500	250	420	380
Сумарні витрати пари на турбіни	ΣD_0	т/год	1680	840	1380	1120
Сумарна електрична потужність турбін	ΣN_E	МВт	500	250	420	380
Сумарне теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбін Т	$\Sigma Q_{сп}$	МВт	768	384	512	114
Сумарне теплофікаційне навантаження пікових водогрійних котлів	$Q_{ПВК}$	МВт	551,97	547,75	178,61	51,92
Сумарна паропроодуктивність енергетичних котлів	$\Sigma D_{ЕК}$	т/год	1720	860	1412	1138
Сумарні витрати підж. води енергетичних котлів	$\Sigma D_{пв}$	т/год	1720	860	1412	1138
Енергетичні показники ТЕЦ						

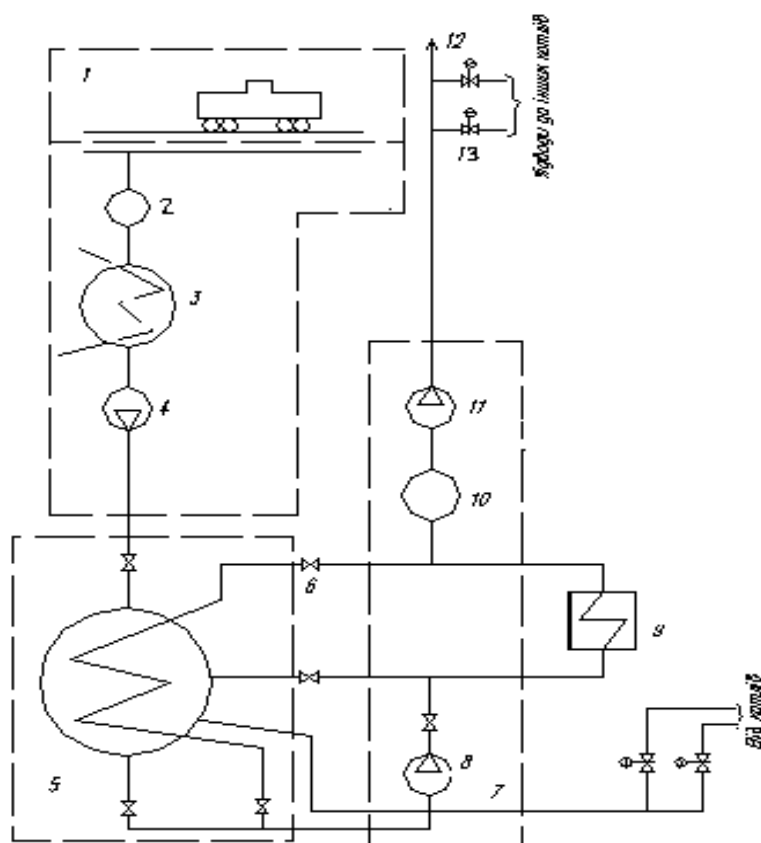
Повні сумарні витрати тепла на ТУ	ΣQ_{TU}	МВт	1311,06	655,53	1045,2	828,5
Сумарна витрата тепла на зовнішніх споживачів	ΣQ_{BH}	МВт	768	384	512	114
Витрата тепла на турбоустановки по виробництву електроенергії	ΣQ_{TU}^E	МВт	537,31	268,65	528,7	711,8
ККД турбоустановок по виробництву електроенергії	η_{TU}^E	—	0,931	0,931	0,794	0,534
Питома витрата тепла на виробництво електроенергії	q_{TU}^E	—	1,0741	1,0741	1,2594	1,8727
		кДж/(кВт×год)	3866,81	3866,81	4534	6741,57
Теплове навантаження енергетичних котлів	ΣQ_{EK}	МВт	1275,11	637,56	1014,8	804,37
ККД трубопроводів	η_{TP}	—	0,97	0,97	0,97	0,97
ККД ТЕЦ по виробництву електроенергії	η_{TEC}^E	—	0,844	0,844	0,72	0,48
ККД ТЕЦ по виробництву і відпуску тепла на опалення, вентиляцію та ГВП	η_{TEC}^T	—	0,88	0,88	0,88	0,88
Питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії	b_y^E	г/(кВт×год)	137,43	137,43	170,83	216,42
Питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії і відпуск теплової енергії	b_y^T	кг/ГДж	38,7	38,7	38,7	38,7

Таблиця 2.19 – Пароводяний баланс прямоточних енергетичних котлів ТГМП-344А (т/год)

Складова частина матеріального балансу котельного цеху	Одиниця виміру	Режим I (макс.-зимовий)	Режим II (аварійний)	Режим III (середньоопал.)	Режим IV (літній)
1. Прихід теплоносія (водяний тракт)					
Сумарна витрата живильної води енергетичних котлів	т/год	1720	860	1412	1138
Всього прихід по контуру:	т/год	1720	860	1412	1138
2. Витрата теплоносія (паровий тракт)					
- сумарна витрата гострої пари на турбоагрегати Т-250	т/год	1680	840	1380	1120

- внутрішньостанційні втрати пари та конденсату на ТЕЦ	т/год	20	10	20	18
- витрати пари на власні потреби (мазутогосподарство)	т/год	20	9	16	8
Всього витрата по контуру:	т/год	1720	860	1412	1138

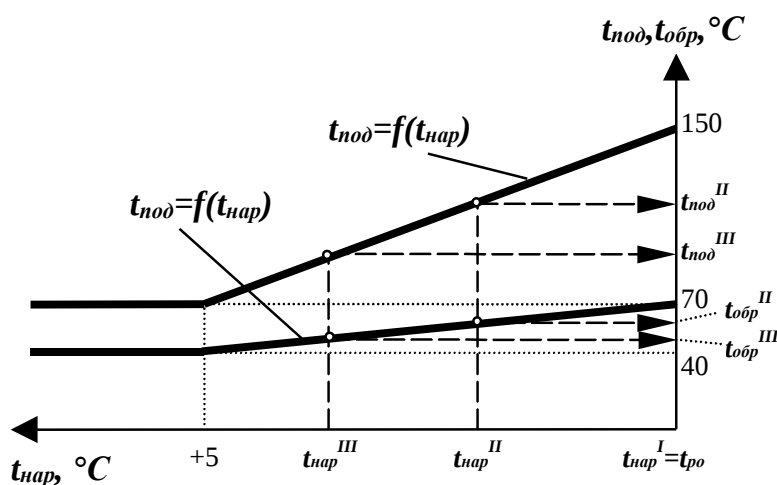
Додаток Р. Рисунок 2.6 - Технологічна схема мазутного господарства ТЕЦ (Позначення на схемі: 1 - приймально-розвантажувальний комплекс; 2 - паровий колектор розігріву; 3 - залізнична цистерна; 4, 8 - насосні агрегати першого підйому; 5 - бакове мазутосховище; 6 - регулюючий клапан; 7 - будівля мазутонасосної; 9 – поверхневий підігрівач мазуту; 10 - фільтр тонкого очищення; 11 - висотисковий насос другого підйому; 12 - магістральний мазутопровід; 13 - сталева запірна засувка).



Додаток С. Таблиця 2.21 – Характеристики градирні типу БГ-2600-70

Найменування геометричного та технологічного параметра	Розмірності	Значення параметра
Одинична площа зрошувального пристрою в плані	м ²	2600
Граничне годинне гідравлічне навантаження на споруду	тис. м ³ /год	15,0-18,0
Оптимальна експлуатаційна щільність зрошення пачки	м ³ /(м ² ·год)	06.авг
Фізична висота геодезичного підйому води	м	7,5
Матеріал виконання несучого каркаса вежі	—	сталь
Матеріал зовнішньої обшивки витяжної башти	—	азбоцемент
Повна будівельна висота башти від нульового рівня	м	71
Внутрішній чистий діаметр витяжної конструкції:		
- верхньої частини горловини	м	50,53
- нижньої опорної частини вежі	м	58,3

Додаток Т. Рисунок 2.5 – Графік змінення температури води в тепломережі



Додаток У. Таблиця 3.2 – Категорії приміщень і класи робочих зон за пожежною небезпекою

Назва виробничого приміщення (ділянки) ТЕЦ	Категорія за ДСТУ	Ступінь вогнестійкості будівель	Клас робочих зон за ПУЕ
Головний корпус (котельне та турбінне відділення)	Г	I	—
Приміщення блочного щита керування (БЦК)	Д	II	—
Закриті розподільні пристрої (ЗРП) власних потреб	В	II	П-I
Будівля хімічної водопідготовки (ХВО)	Д	II	—
Будівля центрального ГРП станції	А	II	В-Ia