

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

Навчально-науковий інститут атомної та теплової енергетики

Кафедра Теплової та альтернативної енергетики

"На правах рукопису"

УДК _____

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ О.Ю.Черноусенко

“ ____ ” _____ 2023р.

Магістерська дисертація

за спеціальністю 144 «Теплоенергетика»

спеціалізацією «Теплові електричні станції та установки»,

(код і назва спеціальності)

на тему: «Підвищення ефективності конденсаційної установки турбіни Т-100-130 для ТЕЦ»

Виконав: студент 6 курсу, групи ТУ-21змп

Юдін Антон Володимирович _____

Науковий керівник доц. к.т.н. Бутовський Л.С. _____

з питань автоматизації ТП доц., к.т.н. Нікуленкова Т.В. _____

(назва розділу)

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ініціали)

(підпис)

з питань охорони праці доц., к.т.н., доц. Каштанов С.Ф. _____

(назва розділу)

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент _____

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає
запозичень з праць інших авторів без відповідних
посилань.

Студент _____

Київ - 2023 року

затверджені наказом по університету від “ ” 2023 року № .

2.Строк подання студентом дисертації 02.12.2023

3. Об'єкт дослідження: Підвищення ефективності обладнання ТЕЦ

4. Вихідні дані для магістерської дисертації за освітньо-професійною програмою: Проектування ТЕЦ 200 МВт для забезпечення покриття навантаження по гарячій воді. $Q_{max}=500$ МВт.

$T_{уст} = 1300$ год/рік. Паливо - природний газ.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити: Вступ, техніко-економічне обґрунтування проекту, тепломеханічна частина, автоматизація технологічних процесів, електротехнічна частина, охорона праці,

6.Орієнтовний перелік (графічного) ілюстративного матеріалу: Теплова схема, генеральний план ТЕЦ, компоновка головного корпусу, поперечний переріз корпусу, загальна електрична схема, схема АСУ ТП

7. Орієнтовний перелік публікацій

8. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада Консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Автоматизація ТП	доц.,к.т.н. Нікуленкова Т.В.		
Охорона праці	к.т.н.,доц. Каштанов С.Ф.		

9.Дата видачі завдання 08.09.2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	ТЕО вибору основного устаткування ТЕЦ	18.09.2023р.	
2	Розрахунки тепломеханічної частини	28.09.2023р.	
3	Вибір основного обладнання	10.10.2023р.	
4	Вибір допоміжного обладнання	20.10.2023р.	
5	Автоматизація технологічних процесів	25.10.2023р.	
6	Електрична частина станції	31.10.2023р.	
7	Охорона праці та техніка безпеки	10.11.2023р.	
8	Спеціальне питання. Підвищення ефективності конденсатора Т-100-130	30.11.2023р.	
9	Оформлення записки і графічного матеріалу	10.12.2023р.	
10	Захист ДПС		

Студент

_____ (підпис)

А.В. Юдін

(ініціали, прізвище)

Керівник проекту

_____ (підпис)

Л.С. Бутовський

(ініціали, прізвище)

4.1 ВІДОМІСТЬ магістерської дисертації

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	МД23.144.2143 ПЗ	Пояснювальна записка		
3	A1	МД23.144.2143.01.000 ТК	Теплова схема	1	
4	A1	МД23.144.2143.02.000 ТК	Генеральний план ТЕЦ	1	
5	A1	МД23.144.2143.03.000 ТК	План головного корпусу	1	
6	A1	МД23.144.2413.04.000 ТК	Поперечний переріз корпусу	1	
7	A1	МД23.144.2143.05.000 ТК	Схема АСУ ТП котла ТГМП-314А	1	
8	A1	МД23.144.2143.06.000 ТК	Загальна електрична схема	1	
9	A1	МД23.144.2143.07.000 ТК		1	
10	A1	МД23.144.2143.08.000 ТК		1	

				ДПС23.144.2143		
	ПІБ	Підп.	Дата			
Розробн.	Юдін А.В.			Відомість дипломного проекту	Лист	Листів
Керівн.	Бутовський Л.С.				1	1
Консульт.					НТУУ «КПІ ім.Ігоря Сікорського» ННІАТЕ Каф. ТАЕ Гр. ТУ-21змп	
Н/контр.	Нікуленкова Т.В.					
Зав.каф.	Черноусенко О.Ю.					

**Пояснювальна записка
до магістерської дисертації**

на тему: «. Підвищення ефективності конденсаційної установки турбіни Т-100-130
для ТЕЦ»

АНОТАЦІЯ

Дипломний проект має 152 сторінок тексту та 8 листів графічної частини, 6 розділів, вступу, висновків, переліку посилань та додатків. Зміст роботи відповідає затвердженому завданню. Робота пов'язана з реконструкцією конденсатора турбіни Т-100/120-130.

В економічному розділі розглянуто питання техніко-економічного обґрунтування прийнятого варіанта станції. Розглянуто два варіанти виконання необхідної теплової потужності котельня та ТЕЦ. З точки зору економіки більш вигідним виявився варіант ТЕЦ з теплофікаційними турбінами Т-100-130. В теплотехнічній частині розглянуті питання вибору основного обладнання – котли, турбіни, конденсатор, генератор. Виконано підбір допоміжного обладнання – підігрівачі, деаератор, насоси, вентилятори тощо.

Розроблена схема автоматичного регулювання технологічного процесу котельного агрегату.

Запропонована схема електричних з'єднань станції, виконано розрахунки токів короткого замикання та вибрана система комунікації.

Приведено генеральний план станції з розміщенням відповідного обладнання виробничий корпус, адміністративний корпус, регенеративний повітрепідігрівач, дуттьовий вентилятор, димосос, вихлопна труба.

Виконано розрахунки шкідливих викидів, їх концентрації у порівнянні з існуючими нормами і розрахована висота димової труби, при якій забезпечується рівень допустимих викидів шкідливих речовин в оточуюче середовище.

У відповідному розділі «Охорона праці» розглянуті питання забезпечення безпечної роботи персоналу станції, а також система пожежної безпеки станції.

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		6

SUMMERY

A diploma project is executed on 152 pages of text and 8 letters of graphic part. Consists of 6 divisions, entry, conclusions, list of references and additions. The table of contents of work answers the ratified task. The work is dedicated to the modernization of the turbine condenser T-100/120-130.

In thermo technical part view the technical state of equipment of power unit and volume of the offered reconstructive works, arrangement of power unit, office hours, architectonically-building part, calculation of extrass of polluting substances.

In the division of automation the considered questions of automation of technological processes of boiler.

In electric part the main chart of electric connections is considered and the calculation of currents of SC and choice of switchgear is executed.

In a division "labour Protection" substantive provisions over of safe work of operating personnel and fire safety TEC.

In technico-economics part it is executed choice of optimal variant of TEC and feasibility study of investments.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		7

ЗМІСТ

Перелік умовних позначень та скорочень.....	
Вступ.....	
1. Техніко-економічне обґрунтування проекту.....	
1.1. Визначення порівняльної ефективності ТЕЦ.....	
1.1.1. Розрахунок річного виробітку електроенергії і тепла енергетичними котлами.....	
1.2. Порівняння варіантів теплопостачання.....	
1.2.1. Витрати умовного та натурального палива.....	
1.2.2. Витрата електроенергії на власні потреби.....	
1.2.3. Визначення капіталовкладень.....	
1.2.4. Розрахунок питомих витрат палива.....	
1.2.5. Чисельність експлуатаційного персоналу.....	
1.2.6. Витрати на заробітну плату.....	
1.2.7. Амортизаційні відрахування.....	
1.2.8. Загальностанційні та інші витрати.....	
1.2.9. Вартість палива.....	
1.2.10. Вартість замикаючої електроенергії.....	
1.2.11. Сумарні річні витрати.....	
1.2.12. Приведені затрати.....	

				ДПС23.144.2143		
	ПБ	Підп.	Дат а			
Розробн.	Юдін А.В.			Відомість дипломного проекту	Лист	Листів
Керівн.	Бутовський Л.С.				1	1
Консульт					НТУУ «КП ім.Ігоря Сікорського» ННІАТЕ Каф. ТАЕ Гр. ТУ-21змп	
Н/контр.	Нікуленкова Т.В.					
Зав.каф.	Черноусенко О.Ю.					

					КП ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		8

1.3	Проектна калькуляція собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ...
1.3.1	Розрахунок річних витрат на експлуатацію ТЕЦ.....
1.3.2	Розподіл витрат палива та електроенергії на власні потреби поміж електроенергією та теплом.....
1.3.3	Розподіл річних експлуатаційних витрат між електроенергією та теплом.....
1.4	Розрахунок грошових потоків інвестиційного проекту.....
1.4.1	Розрахунок капіталовкладень у будівництво ТЕЦ.....
1.4.2	Розрахунок доходів.....
1.4.3	Амортизаційні витрати.....
1.4.4	Розрахунок річних витрат.....
2	Тепломеханічна частина.....
2.1	Загальна характеристика ТЕЦ.....
2.2	Основне обладнання ТЕЦ.....
2.2.1	Котельне обладнання.....
2.2.1.1	Паровий котел типу ТГМ-96А.....
2.2.1.2	Піковий водогрійний котел типу ПВГМ-180.....
2.2.2	Турбінне обладнання парова турбіна типу Т-100/120-130.....
2.3	Допоміжне обладнання.....
2.3.1	Допоміжне обладнання котельного відділення.....
2.3.2	Допоміжне обладнання турбінного та деаераторного відділень.....
2.4	Компоновка головного корпусу
2.4.1	Турбінне відділення.....
2.4.2	Деаераторне відділення.....
2.4.3	Котельне відділення.....
2.5	Розрахунок теплової схеми ТЕЦ.....
2.6	Допоміжне господарство ТЕЦ.....
2.6.1	Паливне господарство.....
2.6.1.1	Газове господарство.....
2.6.1.2	Мазутне господарство.....

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		9

2.6.2 Система технічного водопостачання.....	
2.6.3 Хімічна водо підготовка.....	
2.6.4 Охорона навколишнього середовища.....	
2.6.4.1 Розрахунок концентрації оксидів сірки.....	
2.6.4.2 Розрахунок концентрації оксидів азоту.....	
2.7 Генеральний план ТЕЦ.....	
3. Автоматизація та управління на ТЕЦ.....	
3.1 Призначення та принцип дії регуляторів котлоагрегату ТГМ-96А.....	
3.2 Регулювання тиску пари перед турбіною.....	
3.3 Регулювання подачі палива в котел.....	
3.4 Регулювання живлення котлоагрегата водою.....	
3.5 Регулювання подачі повітря в котел.....	
3.6 Регулювання розрідження в топці котла.....	
3.7 Регулювання температури пари котла.....	
4 Електрична частина станції.....	
4.1 Опис схеми головних електричних з'єднань.....	
4.2 Розрахунок трьохфазного струму короткого замикання.....	
4.3 Вибір і перевірка вмикачів і роз'єднувачів.....	
5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.....	
5.1 Технічні рішення та організаційні заходи з безпечної експлуатації ГРП та системи газопостачання котла.....	
5.1.1 Електробезпека.....	
5.1.2 Компоновка основного і допоміжного обладнання	
5.1.3 Організаційні заходи з техніки безпеки	
5.2 Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії.....	
5.2.1 Мікроклімат робочої зони.....	
5.2.2 Склад повітря робочої зони.....	
5.2.3 Виробниче освітлення.....	

5.2.4 Виробничий шум.....

5.2.5 Виробничі вібрації.....

5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях.....

5.3.1 Вимоги щодо організації ефективної роботи системи оповіщення персоналу у разі виникнення надзвичайної ситуації.....

5.3.2 Обов'язки та дії персоналу у разі виникнення надзвичайної ситуації.

5.3.3 Пожежна безпека.....

Спецпитання

6. Підвищення ефективності конденсаційної установки турбіни Т-100-130

6.1 Використання методів інтенсифікації теплообміну в енергетиці і промисловості.....

6.2 Методи інтенсифікації теплообміну при конденсації рідини.....

6.3 Використання трубної системи з накаткою.....

6.4 Інтенсифікація теплообміну за допомогою закритого потоку.....

6.5 Теплообмін і опір при поперечному обтіканні оребрених труб з малими кромками оребрення.....

6.5.1 Аналіз стану конструкції та технології виготовлення поперечно-оребраних труб.....

6.5.1.1 Класифікація оребрених труб.....

6.5.2 Узагальнення експериментальних даних з тепловіддачі та аеродинамічного опору оребрених труб.....

6.6 Висновки.....

6.7 Економічний ефект від модернізації конденсатора турбіни Т-100-120/130 профільними витими трубами.....

Висновок.....

Список літератури.....

Додаток.....

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		11

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ, СКОРОЧЕННЯ

ТА - турбоагрегат

БЗУ – блочна знесолююча установка

АСУ ТП – автоматична система управління тепловими процесами

БУЗ - блок захисту управління

САУ ЧРП - система автоматичного управління частотою регулювання потужністю

БЗК - Баки запасу конденсату

БНС – берегова насосна станція

ВРЧ – верхня радіаційна частина

НРЧ - нижня радіаційна частина

СРЧ- середня радіаційна частина

ВРП – відкритий розподільчий пристрій

БЩК – блочний щит керування

ВМП - верхній мережний підігрівач

ГВП - гаряче водопостачання

ГРП - газорегулювальний пункт

ЗК - завантажувальна камера

ККД - коефіцієнт корисної дії

МП - мережний підігрівач

НМП - нижній мережний підігрівач

ОД - охолоджувач дренажу

ОЗК - охолоджувач забрудненого конденсату

ПВП - пароводяний підігрівач

ПВТ - підігрівач високого тиску

ПНТ - підігрівач низького тиску

Д - деаератор

ПСВ - підігрівач сирі води

ПТЕС – правила техніки експлуатації станції

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		12

РВП – обертаючийся регенеративний повітропідігрівач повітря

РДВТ - розширник дренажу БНТ високого тиску

РДНТ - розширник дренажу БНТ низького тиску

РОУ - редуційно-охолоджувальна установка

ТЕЦ - теплоелектроцентрально

ХВО - хімводоочистка

ЦВТ - циліндр високого тиску

ЦНТ - циліндр низького тиску

ЦСТ - циліндр середнього тиску

ФПО - фільтр попереднього очищення

ЦЦК – центральний щит керування

ШПП – ширмовий пароперегрівач

ШР – шинний роз'єднувач

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		13

ВСТУП

В нашій державі, яка є економічно розвиненою, як і інших економічно розвинених державах, енергетика являється одним з основних технологічних комплексів, який визначає рівень промислового виробництва та ступінь забезпечення відповідного рівня життя населення країни.

Завданням енергетики в наш складний час є виконання робіт. Які пов'язані із, як мінімум, збереженням цілісності та працездатності всього комплексу, а, як максимум, виконувати заходи, які забезпечують підвищення ефективності системи в майбутньому.

В нашій країні основна маса енергетичного обладнання електростанцій

Була введена в дію в 60-х та 70-х роках 20-го століття, коли вважалось, що темпи розвитку енергетичної галузі повинні випереджати темпи розвитку всього промислового комплексу, а виробництво електроенергії повинно збільшуватись вдвічі кожних десять років.

Тому основна маса, зокрема, турбін, які входять в енергетичну систему України, зокрема, К-100-130, К-200-130, К-300-240, Т-100-130, Т-250/300-240, а також іншого обладнання відпрацювали більше 100 тис. годин, а багато з них більше 200 тис. годин. Майже такаж картина спостерігається і з турбінами атомних електростанцій, деякі з яких відпрацювали більше 100 тис. годин і наближаються до 200 тис. годин.

Характерною рисою енергетичного обладнання є те, що котельне та турбінне устаткування працює при високих температурах – 545 °С та 565 °С, тому в ньому накопичились пошкодження, пов'язані з термічною мало цикловою та багато цикловою втомою металу і зміною його структури.

Вирішенням проблем підвищення надійності та ефективності енергетичного обладнання могло би бути розробка та поступове введення в експлуатацію нових блоків.

Але теперішній економічний стан України не дає можливості виконати можливі заходи. Тому задачею експлуатаційного персоналу з точки зору

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		14

забезпечення роботи спроможності обладнання є строге виконання положень відповідних нормативних документів.

З точки зору підвищення ефективності роботи обладнання необхідно виконувати роботи по удосконаленню і модернізації окремих елементів обладнання.

Одним із таких напрямків роботи може бути, наприклад, відносно мало затратна модернізація конденсатора турбіни Т-100-130, яка запропонована в дипломному проекті.

Підвищення техніко-економічних показників конденсатора, в свою чергу, призведе до підвищення ефективності термодинамічної ефективності паротурбінного циклу в цілому і з рештою економією витрати пари, а значить і палива (коштовного природного газу) на виробіток електроенергії і теплове постачання.

Метою даного дипломного проекту являється модернізація конденсатора турбіни Т-100/120-130 на основі сучасних досягнень в техніці.

Підвищення економічних показників конденсатора призведе до одночасного підвищенням експлуатаційних показників всього обладнання.

В даному дипломному проекті приведено такі розділи:

- Техніко-економічне обґрунтування проекту.
- Тепломеханічна частина станції.
- Автоматизація та управління на ТЕЦ .
- Електрична частина.
- модернізація конденсатора турбіни Т-100/120-130.
- Охорона праці.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		15

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

1.1 Визначення порівняльної ефективності ТЕЦ

Для розглянутої ТЕЦ прийняте теплофікаційне навантаження $Q_{\max} = 790$ МВт. Доля постачання гарячої води – $\gamma_{\text{гвс}} = 20\%$, доля, яка йде на вентиляцію $\gamma_y = 15\%$. Встановлена потужність використовується $T_{\text{уст}} = 6200$ год./рік. Паливом є природний газ.

Ці дані відповідають першої черги Київської ТЕЦ-5, турбіни якої типу Т-100-130 продовжують працювати на станції. Запропоновані в роботі заходи щодо підвищення економічності блоку можуть бути використані на діючому обладнанні станції.

Тому в якості базового варіант станції прийнято:

2 турбіни Т-100/120-130 з опалювальним відбором 186 МВт;

2 енергетичні котли ТГМ-96А продуктивністю 500 т/год;

2 пікові водонагрівальні котли ПТВМ-180.

Розроблена станція буде порівнюватись з котельною відповідних теплових показників.

1.1.1 Визначення виробітку електроенергії і тепла енергетичними котлами за рік.

На підставі кліматологічних даних (табл. 1) будується річний графік теплових навантажень, по якому виконується розрахунок річних відпусків тепла, виробітку електроенергії й витрат палива.

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		16

Таблиця 1.1. Кліматологічні дані для міста Київ

Температура повітря оточуючого середовища, °С			Години опалювального періоду, за які температура зовнішнього повітря (°С), дорівнює або нижча за							
Визначен а для опалення	Визначен а для вентиляції	Середня за опалювальний період	30	25	20	15	10	-5	0	+8
-21	-10	-1,1	2	5	36	166	502	1128	2352	4484

На основі визначених температур навколишнього середовища розраховується навантаження опалення, вентиляції та гарячого водопостачання.

1.2 Порівняння двох варіантів постачання тепла

1.2.1 Витрати умовного та натурального палива

Значення витрат умовного палива для енергетичних і водогрійних котлів для ТЕЦ за рік були отримані на підставі розрахунку на ЕОМ (таб.1.2) річного графіку теплових навантажень.

Отримано: $V_{ум}^I = 612,28$ тис. т.у.п. /рік.

Витрати умовного палива в районній котельні за рік розраховуються таким чином:

$$V_{вк} = Q_{в}^{річ} \cdot (1 + a/100) \cdot 1,0526/29309 \cdot \eta_{ка} \cdot \eta_{тп}, \quad (1.2) \text{ де}$$

$Q_{в}^{річ}$ – відведення тепла з гарячою водою, тис. ГДж,

a – нормована витрата палива (0 для газу),

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

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

$$V_{вк} = 9106,06 \cdot 1,0526/29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99 = 363,01 \text{ тис. т.у.п./рік}$$

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		17

Таблиця 1.3 Основні характеристики палива

Тип палива	Прийнята вартість 1т ум. палива, у.о./1000 кг	Прийнята теплотворна здатність, $(Q_H)^P$, кДж/м ³
Газ	370	34330
Мазут	420	37800

За формулою (1.3) визначаються витрати натурального палива за рік:

$$V_{\text{нат}} = V_{\text{ум}} \cdot (Q_Y / Q_H^P), \quad (1.3)$$

де Q_H^P – нижча теплотворна спроможність палива, кДж/кг ;

$V_{\text{ум}}$ – витрати умовного палива для енергетичних котлів на ТЕЦ та водогрійних котлів в котельні, тис.т.у.п. / рік;

Q_Y – нижча теплотворна здатність умовного палива, яка складає 29309 кДж/кг

1. У першому варіанті $V_{\text{нат}} = 612,28 \cdot 29309 / 34330 = 467,39$ тис т/рік

2. У другому варіанті $V_{\text{нат}} = 363,01 \cdot 29309 / 34330 = 309,92$ тис т/рік

1.2.2 На власні потреби витрата електроенергії дорівнює

Тяго-дутьове обладнання:

$$W_{\text{ТД}}^I = w_{\text{ТД}} \cdot Q_{\text{ен.к}} / 2,59, \quad (1.4)$$

де $w_{\text{ТД}}$ – витрата електроенергії (питома) на отримання 1 тони пари в енергетичних котлах, яка рівна 3,5 кВт·год/т

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

$$W_{\text{ТД}}^I = 3,5 \cdot 13767,1 / 2,59 = 18,604 \text{ млн. кВт·год/рік,}$$

$$W_{\text{ТД}}^{II} = 3,5 \cdot 9106,06 / 2,59 = 12,305 \text{ млн. кВт·год/рік,}$$

Живильні електронасоси:

$$W_{\text{ЖН}} = w_{\text{ЖН}} \cdot Q_{\text{ен.к}} / 2,59, \quad (1.5)$$

де $w_{\text{ЖН}}$ – витрата електроенергії (питома) на отримання 1 тони живильної води, кВт·год/т,

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		18

$$W_{\text{жн}}^I = 13767,1 \cdot 7,5/2,59 = 39,86 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год/рік}$$

$$W_{\text{жн}}^{\text{II}} = 0.$$

Циркуляційні насоси:

$$W_{\text{цн}} = w_{\text{цн}} \cdot W_{\text{вир}}/100, \text{ де} \quad (1.6)$$

$W_{\text{цн}}$ – що витрачена електроенергія циркуляційних насосів, вона приймається у 0.65 млн. кВт·год/рік,

$w_{\text{цн}}$ –витрата електроенергії (у відсотках) в ЦН, кВт·год/т

(для 1-го варіанту 0,65%; для 2-го – 0%)

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

$$W_{\text{цн}}^I = 0,65 \cdot 1240/100 = 8,06 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год/рік},$$

$$W_{\text{цн}}^{\text{II}} = 0.$$

Мережні насоси:

$$W_{\text{мн}} = w_{\text{мн}} \cdot Q_{\text{гв}}, \quad (1.7)$$

де $W_{\text{мн}}$ – річна витрата електроенергії мережних насосів, млн. кВт год/рік,

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

$Q_{\text{гв}}$ –виробіток тепла (за рік) в гарячій воді, млн. ГДж/рік.

$$W_{\text{мн}}^I = W_{\text{мн}}^{\text{II}} = 3 \cdot 9106,06 = 27,318 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год/рік}.$$

Інші споживачі:

$$W_{\text{ін}} = w_{\text{ін}} \cdot W_{\text{вир}}/100, \quad (1.8)$$

де $W_{\text{ін}}$ – Витрата електроенергії на інші власні потреби, кВт·год/т.млн. кВт · год,

$w_{\text{ін}}$ –витрати електроенергії (у відсотках) на інші власні потреби у % (для 1-го 0,7%);

$W_{\text{вир}}$ –виробіток електроенергії (за рік), млн. кВт · год/рік.

$$W_{\text{ін}}^I = 0,7 \cdot 1240/100 = 8,68 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год/рік},$$

$$W_{\text{ін}}^{\text{II}} = 0,1 \cdot (12,305 + 27,318) = 3,96 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год/рік}.$$

В табл. 1.4. приведені сумарні по варіантах витрати електроенергії на власні потреби.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		19

Таблиця 1.4- Витрати електроенергії (на власні потреби) по варіантах:

	Позначення	Варіант 1 ТЕЦ – 200 МВт	Варіант2 Котельня	Розмірн.
Котельний цех:				
1.Тяго-дутьове обладнання:	W _{тд}	18,604	12,305	млн. кВт·год
2.Живильні електронасоси	W _{жн}	39,86	0	млн. кВт·год
Турбінний цех:				
1 Циркул.насоси	W _{цн}	8,06	0	млн. кВт·год
2 Мережні насоси	W _{мн}	27,31		млн. кВт·год
Інші споживачі	W _{ін}	8,68	3,96	млн. кВт·год
Сумарні витрати	W _{вп}	102,514	43.5775	млн. кВт·год
Відпуск електроенергії в мережі за рік	W _{від}	1137,48	43,575	млн. кВт·год

1.2.3 Розрахунок капіталовкладень

В ТЕЦ для кожного варіанту капіталовкладення визначаються таким чином:

$$(K)_{\text{ТЕЦ}} = K_{\text{БС}} + K_{\text{ОБ}} = [K_{\text{БС}}^{\text{I}} + n_{\text{БЛ}} \cdot K_{\text{БС}}^{\text{II}} + n_{\text{ВК}} \cdot K_{\text{БС(ВК)}}] + [K_{\text{ОБ}}^{\text{I}} + n_{\text{БЛ}} \cdot K_{\text{ОБ}}^{\text{II}} + n_{\text{ВК}} \cdot K_{\text{ОБ(ВК)}}], \quad (1.9)$$

де $K_{\text{БС}}^{\text{I}}$ і $K_{\text{БС}}^{\text{II}}$ – віднесені на перший і на кожний наступний блок витрати на будівлі та споруди;

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

$K_{\text{БС(ВК)}}$ і $K_{\text{ОБ(ВК)}}$ – віднесені на один піковий водогрійний котел, який розташований на майданчику ТЕЦ, витрати на будівлі та споруди,;

$n_{\text{БЛ}}$ – число слідуючих блоків;

$n_{\text{ВК}}$ – число водогрійних котлів (пікових), для 1-го варіанту $n_{\text{ВК}} = 2$,

Будівлі та споруди:

1-ий варіант: $K_{\text{БС}} = 25,4 + 11,7 + 30,8 + 10,8 + 2,9 \cdot 2 = 84,5$ млн. у.о.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		20

Обладнання:

1-ий варіант: $K_{\text{ОБ}}=38,1+27,3+46,2+25,2+6,8 \cdot 2=150,4$ млн.у.о.

$(K^I)_{\text{ТЭЦ}} = 84,5+150,4=234,9$ млн.у.о.

2-й варіант:

Визначені вкладення капіталу в котельню:

$$K_{\text{кот}} = K_I + n \cdot K_{II}, \quad (1.10)$$

де K_I і K_{II} – величина вкладення капіталу в перший і наступний агрегати котельні, млн. у.о.,

n – число слідуючих котлоагрегатів.

Водогрійні котли: $21+3 \cdot 4,3=33,9$ млн.у.о.

1.2.4 Визначення питомих витрат палива

На виробіток електроенергії на тепловому споживанні питомі витрати палива на ТЕЦ розраховуються як:

$$b_{\text{тф}} = q_{\text{тф}} \cdot k_1 \cdot k_2 / (29309 \cdot \eta_{\text{ка}} \cdot \eta_{\text{тп}}) \cdot (1 + a / 100), \quad (1.11)$$

де $b_{\text{тф}}$ – витрата палива (питома) на виробництво електроенергії на тепловому споживанні, кг/кВт·год,

$q_{\text{тф}}$ – витрата теплоти (питома) на 1 кВт·год для виробітку електроенергії на теплофікацію, кДж/кВт·год [1],

k_1 – коефіцієнт, який враховує витрати палива на пуск (згідно з рекомендаціями в п.5 [1] приймається рівним 1,02),

k_2 – коефіцієнт, який враховує роботу ТЕЦ у змінних режимах і приймається рівним 1,03,

$\eta_{\text{ка}}$ – прийнятий рівним 0,91 ККД енергетичних котлів,

$\eta_{\text{тп}}$ – прийнятий рівним ККД теплового потоку ($\eta_{\text{т.п.}}=0,99$),

a – витрата палива (нормована) при транспортуванні та зберіганні,

для газу = 0 %,

Для 1-го варіанту.

$$b_{\text{тф}}^I = 3894 \cdot 1,02 \cdot 1,03 / (29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99) = 0,154937 \text{ кг/кВт·год,}$$

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		21

витрата палива (питома) на виробіток електроенергії на ТЕЦ при роботі на конденсаційному режимі:

$$b_k = q_k \cdot k_1 \cdot k_2 / (29309 \cdot \eta_{ка} \cdot \eta_{тп}) \cdot (1 + a/100), \quad (1.12)$$

де q_k – витрата тепла (питома) на 1 кВт·год електроенергії, яка виробляється в конденсаційному режимі, кДж/кВт·год;

1-ий варіант

$$b_k^I = 9211 \cdot 1,02 \cdot 1,03 / (29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99) = 0,366494 \text{ кг/кВт·год}$$

Витрати палива (питомі) на виробіток тепла на ТЕЦ, які розраховуються окремо для енергетичних і водогрійних котлів:

$$b_q = 34,1 \cdot k_1 \cdot k_2 / (\eta_{ка} \cdot \eta_{тп}) \cdot (1 + a/100), \quad (1.13)$$

де k_2 – коефіцієнт, який враховує роботу ТЕЦ у змінних режимах (приймається як $k_2 = 1,01$ – для водогрійних котлів, і $k_2 = 1,03$ – для енергетичних котлів);

Для 1-го варіанту:

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

$$b_{ТВК}^I = 34,1 \cdot 1,02 \cdot 1,01 / 0,9 \cdot 0,99 = 39,4274 \text{ кг/ГДж.}$$

Витрати палива (питомі) на відпуск тепла від водогрійних котлів в районній котельній, кг/ГДж :

$$b_{вк} = 34,1 \cdot 1,0526 / (\eta_{ка} \eta_{тп}) \cdot (1 + a/100), \quad (1.14)$$

де $b_{вк}$ – витрати палива (питомі) на відпуск тепла від водогрійних котлів в районній котельній, кг/ГДж,

$\eta_{ка}$ – ККД водогрійних котлів (прийнятий $\eta_{ка} = 0,91$),

$$b_{вк} = 34,1 \cdot 1,0526 / (0,91 \cdot 0,99) = 39,842 \text{ кг/ГДж}$$

1.2.5 Розрахована чисельність експлуатаційного персоналу

В залежності від виду палива, числа енергоблоків на ТЕЦ і загальної продуктивності котлів для районної котельні визначається кількість експлуатаційного персоналу.

Для 1-го варіанту $R^I = 129 \cdot 0,9 = 116$ чол.,

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		22

Для 2-го варіанту $R^{\text{II}}=0,065 \cdot 790=51$ чол.,

1.2.6 Витрати на заробітню плату

За формулою (1.15) визначаються витрати на заробітню плату

$$I_{\text{зп}}^i = R_e^i \cdot \Phi^i, \quad (1.15)$$

де $I_{\text{зп}}^i$ – заробітна плата експлуатаційного персоналу (річна), млн. у.о./рік,

R_e^i – кількість експлуатаційного персоналу, чол., i -номер варіанту

Φ^i – фонд зарплати (середній), млн. у.о./люд·рік.

Фонд зарплати приймається таким чином:

– для ТЕЦ (1-ий варіант): 6300 у.о./чол. рік

– для котельні (2-ий варіант): 4500 у.о./чол. Рік

$$I_{\text{зп}}^{\text{I}}=116 \cdot 6300 \cdot 10^{-6} =0,7308 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$I_{\text{зп}}^{\text{II}}=51 \cdot 4500 \cdot 10^{-6} =0,2295 \text{ млн. у.о./рік,}$$

1.2.7 Амортизаційні відрахування

$$I_a = (N_{a(\text{БС})}/100) \cdot K_{\text{БС}} + (N_{a(\text{ОБ})}/100) \cdot K_{\text{Об}}, \quad (1.16)$$

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

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

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

$$I_a^{\text{I}}= 0,055 \cdot 84,5+0,2 \cdot 150,4= 34,72 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$I_a^{\text{кот}} = N_a \cdot K_{\text{кот}}/100, \quad (1.17)$$

$$I_a^{\text{II}}=10 \cdot 33,9/100 =3,39 \text{ млн. у.о./рік.}$$

1.2.8 Загальностанційні та інші витрати

$$I_{\text{ін}} = \alpha_{\text{ін}} (I_a + I_{\text{зп}})/100, \quad (1.18)$$

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

$\alpha_{\text{ін}}$ - доля загальностанційних й інших витрат,

$I_{\text{зп}}$ – зарплата (річна) експлуатаційного персоналу, млн. у.о./рік,

I_a – відрахування (амортизаційні), млн. у.о./рік.

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		23

$$I_{\text{ін}}^{\text{I}} = 60 \cdot (0,7308 + 34,72) / 100 = 21,27 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$I_{\text{ін}}^{\text{III}} = 70 \cdot (0,2295 + 3,39) / 100 = 2,53 \text{ млн. у.о./рік.}$$

1.2.9 Вартість палива

Вартість палива (загальна), яке витрачається на ТЕЦ та в районній котельні:

$$I_{\text{п}}^{\text{I}} = (V_{\text{ен.к}} \cdot C_{\text{п.ен.к}}) + (V_{\text{вк}} \cdot C_{\text{пвк}}) \quad (1.19)$$

де $V_{\text{ен.к}}$ – витрати умовного палива (річні) енергетичними котлами, які розраховані в п.1.2.1.

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

$C_{\text{п.ен.к}}$ і $C_{\text{пвк}}$ – вартість палива для енергетичних та водогрійних котлів, яка приймається відповідно як 370 та 420 у.о./т.у.п.

1-й варіант:

$$I_{\text{п}}^{\text{I}} = ((547,47 \cdot 370) + (64,81 \cdot 420)) \cdot 10^{-3} = 229,784 \text{ млн.у.о./рік}$$

2-й варіант:

$$I_{\text{п}}^{\text{II}} = (363,01 \cdot 370) \cdot 10^{-3} = 134,313 \text{ млн.у.о./рік}$$

1.2.10 Вартість замикаючої електроенергії

$$I_{\text{зам}}^{\text{I}} = C_{\text{зам}}^{\text{I}} \cdot W_{\text{зам}}^{\text{I}} \quad (1.20)$$

де $I_{\text{зам}}^{\text{I}}$ – для і-го варіанту вартість замикаючої електроенергії, млн. у.о./рік,

$C_{\text{зам}}$ – тариф на електроенергію, який приймається у розмірі 0,15 у.о./кВт год,

$W_{\text{зам}}$ – відпуск замикаючої електроенергії, млн. кВт год/рік.

$$I_{\text{зам}}^{\text{I}} = 0.$$

$$I_{\text{зам}}^{\text{II}} = 0,15 \cdot 1181,0575 = 177,15 \text{ млн. у.о./рік.}$$

1.2.11 Річні витрати (сумарні)

$$I_{\Sigma}^{\text{I}} = \sum I_i, \quad (1.21)$$

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

$$I_{\Sigma}^{\text{I}} = 229,784 + 34,72 + 0,7308 + 21,27 = 286,52 \text{ млн. у.о./рік рік.}$$

$$I_{\Sigma}^{\text{II}} = 134,313 + 3,39 + 0,2295 + 2,53 + 177,15 = 317,61 \text{ млн. у.о./рік.}$$

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		24

1.2.12 Приведені витрати

Приведені витрати визначаються для кожного варіанту за формулою

$$Z^i = I_{\Sigma}^i + E_n \cdot K_{\Sigma}^i, \quad (1.22)$$

де Z^i – приведені витрати і-го варіанту, млн. у.о./рік,

E_n - нормативний коефіцієнт ефективності; приймається рівним 0,1.

I_{Σ}^i – експлуатаційні витрати (сумарні річні) і-го варіанту, млн. у.о./рік,

K_{Σ}^i - капіталовкладення в і-му варіанті, млн. у.о.

$$Z^I = 286,52 + 0,1 \cdot 234,9 = 310,01 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$Z^{II} = 317,61 + 0,1 \cdot 33,9 = 321 \text{ млн. у.о./рік,}$$

В якості оптимального приймається варіант із найменшими затратами (приведеними річними). В таблиці 1.5 приведені всі величини, які розраховані в техніко-економічному розрахунку.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		25

Таблиця 1.5 – Порівняння розрахованих варіантів енергопостачання.

Порівняння варіантів енергопостачання	ТЕЦ-200	Котельня
1. Електрична потужність, Мвт	200	-
2. Теплова потужність		
а) у парі, т/год	-	-
б) у гарячій воді, МВт	790	-
у т. ч.: Відбори турбін, МВт	372	-
РОУ, МВт	-	-
водонагрівальні котли, МВт	418	790
3. Річний відпуск тепла, тис. ГДж.	9106,06	9106,06
у т. ч. а) виробничі відбори турбін	-	-
б) опалювальні відбори турбін	7467,22	-
в) РОУ і парові котли	-	-
г) водонагрівальні котли	1638,84	9106,06
4. Кількість годин використання встановленої потужності, год./рік	6200	-
5. Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні,кВт/ГДж:		
а) виробничі відбори	-	-
б) опалювальні відбори	129	-
6. Питомі витрати палива:		
а) на виробіток електроенергії на тепловому споживанні, кг/кВт*год	0,154937	-
б) на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі, кг/кВт*год	0,366494	-
в) на відпуск тепла відтурбін, РОУ і парових котлів, кг/ГДж	39,7663	-
г) на відпуск від водонагрівних котлів, кг/ГДж	39,4274	39,842
7. Вартість енергоносіїв:		
а) твердого палива, у.о./т у.п.	370	380
б) газу, мазуту, у.о./т у.п.	420	-
в) електроенергії, у. о./кВт год	0,15	-
8. Чисельність експлуатаційного персоналу	116	51
9. Середня зарплата, у.о./люод. Рік	6300,00	4500
10. Норма амортизаційних відрахувань,%		10

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		26

а) будівлі та споруди	5,5	
б) обладнання	20	
11. Частка загально станційних та інших витрат, %	60	70
12. Капіталовкладення в джерела енергопостачання, млн. у. о.	234,9	33,9
у т. ч. будівлі та споруди	84,5	
обладнання	150,4	
13. Річний виробіток електроенергії, млн. кВт·год	1240	-
у т. ч.: а) на тепловому споживанні	963,27	-
б) у конденсаційному режимі	276,73	-
14. Витрати електроенергії на власні потреби, млн. кВт·год/рік	102,514	43,575
15. Річний відпуск електроенергії, млн. кВт·год/рік	1137,48	43,5775
16. Замикаючий відпуск електроенергії, млн. кВт·год/рік	0	1181,0575
17. Річна витрата умовного палива, тис. т у. п./рік		
а) на виробіток електроенергії на тепловому споживанні	149,24	-
б) на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі	101,41	-
в) на відпуск тепла від турбін, РОУ і парових котлів	296,943	
г) на відпуск тепла від водонагрівальних котлів	64,61	363,01
Загальні витрати палива:	612,28	363,01
У тому числі: а) газ	547,47	363,01
б) мазут	64,81	-
18. Річні експлуатаційні витрати, млн. у.о./рік:		
а) вартість палива	229,78	134,31
б) амортизаційні відрахування	34,72	3,39
в) зарплата експлуатаційного персоналу	0,7308	0,2295
г) загальностанційні та ін. витрати	21,27	2,53
д) вартість замикаючого відпуску електроенергії	-	177,15
Разом	286,51	317,61
19. Сумарні приведені витрати	310,01	321

Висновки: При проведенні техніко-економічних розрахунків встановлено, що більш ефективним є варіант з ТЕЦ-200 МВт, тобто перший варіант, для якого приведені річні витратами дорівнюють 310.01 млн. у.о./рік.

В цьому варіанті використовуються 2-і турбіни типу Т-100/120-130 , 2-а котли типу ТГМ-96А та 2 пікові водогрійні котли ПТВМ-180.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		27

1.3 Проектна калькуляція собівартості відпуску електроенергії та тепла на ТЕЦ.

Одним з основних економічних показників є собівартість продукції. Вона характеризує рівень господарської діяльності підприємства.

Собівартість продукції показує параметри економічності та рентабельності, організації праці та виробництва на підприємстві.

На етапі проектування собівартість продукції показує, наскільки передові, досконалі та економічно доцільні рішення закладені в проекті

В енергетичній галузі собівартість енергії на ТЕЦ показує рівень використання первинних енергоресурсів, продуктивність праці, проведення способів по покращенню ремонтного обслуговування обладнання, ефективності капітальних вкладень в ТЕЦ, режим використання станції в енергосистемі.

На відміну від підприємств інших галузей промисловості ТЕЦ відпускає електричну і теплову енергію. Тому при розрахунку собівартості електроенергії усі річні експлуатаційні витрати розподіляються між двома видами продукції: електроенергією та теплотою.

Тому при розрахунку калькуляції собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ виконується:

- 1) розрахунок витрат за рік на експлуатацію ТЕЦ;
- 2) розподілення витрат палива та електроенергії на власні потреби між електроенергією та теплотою;
- 3) розподілення експлуатаційних витрат на рік між електроенергією та теплотою за допомогою «фізичного» методу;
- 4) визначення собівартості електроенергії та тепла, а також її структури.

1) Відповідно до розрахунків, виконаних раніше в п.п. 1.2.6-1.2.8. прийняті величини розміру заробітної плати експлуатаційному персоналу, амортизаційних відрахувань, а також загальностанційних та інших витрат.

1.3.1 Розрахунок річних витрат на експлуатацію ТЕЦ

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		28

1.3.1.1. Вартість палива

1.3.1.1.1 За формулою (1.2) виконуються розрахунки витрати натурального палива, яке спалюється енергетичними котлами:

$$V_{\text{нат}} = 547.47 \cdot 29309 / 34330 = 467.39 \text{ тис. т н.п. / рік}$$

2) Вартість палива, яке спалюється енергетичними котлами визначається як:

$$370 \cdot 467.39 \cdot 10^3 = 172934.3 \text{ тис. у.о. / рік.}$$

3) 1.3.1.1.2 Витрати натурального палива, яке спалюється водогрійними котлами розраховуються як:

$$V_{\text{нат}} = 64.81 \cdot 10^3 \cdot 29309 / 37800 = 50.251 \text{ тис. т н.п. / рік}$$

4) Вартість палива, яке спалюється водогрійними котлами розраховується як:

$$420 \cdot 50,251 \cdot 10^3 = 21105,74 \text{ тис. у.о./рік.}$$

5) Загалом вартість палива дорівнює:

$$I_{\text{п}} = 172934.3 + 21105.74 = 194040 \text{ тис. у.о. / рік}$$

6) 1.3.1.1.3. Заробітна плата експлуатаційного персоналу розраховується як:

$$I_{\text{зп}} = 116 \cdot 6300 = 730.8 \text{ тис. у.о. / рік}$$

7) 1.3.1.1.4. Амортизаційні відрахування розраховуються як:

$$I_{\text{а}} = (5,5 / 100 \cdot 84.5 + 20 / 100 \cdot 150.4) \cdot 10^3 = 34727.5 \text{ тис. у.о. / рік}$$

8) 1.3.1.1.5. Загальностанційні та інші витрати розраховуються як:

$$I_{\text{ін}} = 0,6 \cdot (34727.5 + 730.8) = 21274.98 \text{ тис. у.о. / рік}$$

9) 1.3.1.1.5. Загалом експлуатаційні витрати розраховуються як:

10) $I_{\Sigma} = 250773.3 \text{ тис. у.о. / рік}$

11) 1.3.2 Розрахунки розподілу витрат палива та електроенергії на власні потреби поміж електроенергією та теплотою.

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		29

12) 1.3.2.1 Підрахунки витрати палива енергетичними котлами при роздільному виробітку електроенергії та тепла:

$$13) \quad B_{\text{роз}} = b_k \cdot W_{\text{вир}} + b_q \cdot Q_{\text{відп}} \quad (1.23)$$

$$B_{\text{роз}} = 0,3664 \cdot 10^{-3} \cdot 1240 \cdot 10^6 + 39,7663 \cdot 10^{-3} \cdot (9106,06 - 1638,84) \cdot 10^3 \\ = 751,28 \text{ тис.т у.п. / рік.}$$

14) 1.3.2.2 Розрахунки економії палива завдяки комбінованому виробітку електроенергії та теплоти:

$$15) \quad \Delta B_{\text{тф}} = b_k - b_q$$

(1.24)

$$\Delta B_{\text{тф}} = 751,28 - 547,47 = 203,81 \text{ тис.т у.п. / рік.}$$

16) Відповідна доля зекономленого палива може бути:

$$17) \quad \Delta b = \Delta B_{\text{тф}} / B_{\text{розд}}$$

(1.25)

$$\Delta b = 203,81 / 751,28 = 0,27128 \text{ тис.т у.п. / рік.}$$

22. 1.3.2.3 Розрахунок витрати палива (без урахування ціни електроенергії на власні потреби), яка відносяться на виробіток:

23. а) електроенергії:

$$B_w = 0,3664 \cdot 10^{-3} \cdot 1240 \cdot 10^6 (1 - 0,27128) = 331,083 \text{ тис.т у.п. / рік.}$$

24. б)тепла:

$$B_w = 39,7663 \cdot 10^{-3} \cdot (9106,06 - 1638,84) \cdot 10^3 (1 - 0,27128) = \\ = 216,388 \text{ тис.т у.п. / рік.}$$

26. 1.3.2.4 Розрахунок розподілу електроенергії на власні потреби поміж електроенергією та теплотою:

на подачу електроенергії відходить:

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

$$W_{\text{ВП}}^w = (58,464 + 8,68) \cdot \frac{331,083}{547,47} + 8,06 = 48,665 \text{ млн. кВт \cdot год. / рік}$$

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		30

на відпуск тепла відходить:

$$W_{\text{ВП}}^{\text{q}} = (W_{\text{ВП}}^{\text{к.ц.}} + W_{\text{ВП}}^{\text{ін.}}) \cdot \frac{B_{\text{q}}}{B_{\text{ен.к}}} + W_{\text{ВП}}^{\text{тф}} \quad (1.27)$$

$$W_{\text{ВП}}^{\text{q}} = (58.464 + 8.68) \cdot \frac{216.388}{547.47} + 27.318 = 53.856 \text{млн. кВт} \cdot \text{год.} / \text{рік}$$

В цих формулах $W_{\text{ВП}}^{\text{к.ц.}}$, $W_{\text{ВП}}^{\text{т.ц.}}$, $W_{\text{ВП}}^{\text{тф}}$ та $W_{\text{ВП}}^{\text{ін.}}$ означають витрати електроенергії на власні потреби, відповідно, в котельному цеху, машинному залу і електроцеху, теплофікаційної установки та інших споживачів.

Витрата палива (питома) на відпущення електроенергії має величину

$$b_{\text{w}}^{\text{відп}} = \frac{B_{\text{w}} \cdot 10^3}{W_{\text{вир}} \cdot W_{\text{ВП}}^{\text{w}}} \quad (1.28)$$

$$b_{\text{w}}^{\text{відп}} = \frac{331.083 \cdot 10^6}{1240 - 48.665} = 0.2779 \text{кг} / (\text{кВт} \cdot \text{год.})$$

Витрати умовного палива, які відносять на відпуск тепла з урахуванням власних потреб, розраховуються як:

$$B_{\text{q}} = B_{\text{q}} + b_{\text{w}}^{\text{відп}} \cdot W_{\text{ВП}}^{\text{q}} \cdot 10^{-3} \quad (1.29)$$

$$B_{\text{q}} = 216.388 + 0.2779 \cdot 53.856 \cdot 10^{-3} = 231.354 \text{тис.т у.п.} / \text{рік.}$$

Витрати умовного палива, які відносять на відпуск електроенергії, розраховуються як:

$$B_{\text{w}} = B_{\text{w}} - b_{\text{w}}^{\text{відп}} \cdot W_{\text{ВП}}^{\text{q}} \cdot 10^{-3} \quad (1.30)$$

$$B_{\text{w}} = 331.083 - 0.2779 \cdot 53.856 \cdot 10^{-3} = 316.1 \text{тис.т у.п.} / \text{рік.}$$

Витрата палива (питома) на відпуск електроенергії (виконується для перевірки розрахунків):

$$b_{\text{w}}^{\text{відп}} = \frac{B_{\text{w}} \cdot 10^3}{W_{\text{вир}} - W_{\text{ВП}}} \quad (1.31)$$

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		31

$$b_w^{\text{відп}} = \frac{316.11 \cdot 10^6}{1240 - 48.665 - 53.856} = 0.2779 \text{ кг / (кВт} \cdot \text{год.)}$$

1.3.3 Розподіл експлуатаційних витрат (річних) між електроенергією та теплом за «фізичним» методом.

Усі виробничі процеси на ТЕЦ за «фізичним» методом розподілу витрат поділяють на три фази виробництва:

фаза I – виробництво пари (паливно-транспортний, котельний і хімічний цехи);

фаза II – виробництво електроенергії (турбінний і електричний цехи);

фаза III – виробництво теплоти (теплофікаційні установки та водонагрівальні котли).

Всі витрати за першою фазою ділять між електроенергією і теплотою пропорційно витратам палива;

всі витрати за другою повністю переносять на відпуск електроенергії;

всі витрати за третьою фазою відносять на відпуск тепла.

В свою чергу відповідні витрати за всіма пунктами першої фази ділять пропорційно затратам палива на електроенергію і теплоту:

$$I_{w,I} = I_I \cdot V_w / V_{\text{ен.к.}}; \quad I_{q,I} = I_I \cdot V_q / V_{\text{ен.к.}}$$

Що стосується витрат на зарплату й амортизацію, то суму загальностанційних та інших затрат розподіляють пропорційно сумах затрат за трьома фазами виробництва, які вже розподілені між електроенергією і теплотою.

Всі інші затрати, які віднесені на той або інший вид енергії, розраховують як різницю між сумарними загальностанційними затратами і сумою загально станційних затрат на амортизацію та зарплату, які вже віднесені на цей вид енергії.

На останньому етапі всі затрати, які розділені між електроенергією і теплом, підсумовують за відповідними фазами виробництва і статтями калькуляції собівартості.

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
						32
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.6. Проектна калькуляція собівартості енергії на ТЕЦ

Найменування	Елементи витрат, тис. у.о.д.					Розподіл на:	
	Паливо	Зарплата	Аморт. відрахування	Інші витрати	Разом	Електроенергію	Тепло
1. Виробництво пари	172934,3	255,78	15627,8		188817,5	109023,51	79791,92
2. Виробництво електроенергії		255,78	15627,8		15883,16	15883,16	--
3. Виробництво тепла	21105,7	36,54	1736,375		22878,62	--	22878,62
Разом	194040	548,1	32991,13		227579,2	124906,7	102670,5
4. Загальностанційні витрати		182,7	1736,375	21274,98	23194,06	12730,04	10463,81
Усього	194040	730,8	34727,5	21274,98	250773,3	137636,7	113134,3
Розподіл на: а) електроенергію							
	99853,6	147,6894	9023,369		109024,7		
2. Виробництво електроенергії	--	255,78	15627,38		15883,16		
Разом	99853,6	403,4694	24650,74		124907,9		
3. Загально станційні витрати	--	134,4898	1297,408	11298,26	12730,16		
Усього	99853,6	537,9592	25948,15	11298,26	137638		
б) тепло							
1. Виробництво пари	73080,6	108,0906	6604,006		79792,78		
2. Виробництво тепла	21105,7	36,54	1736,375		22878,62		
Разом	94186,3	144,6303	8340,381		102671,4		
3. Загальностанційні витрати	--	48,2102	438,9674	9976,721	10463,9		
Усього	94186,3	192,8408	8779,348	9976,721	113135,3		
Собівартість а) електроенергії							
в 0,01 у.о./кВт.год.	8,77849	0,047294	2,281196	0,993271	12,10026		
структура у %	72,55%	0,39%	18,85%	8,21%	100,00%		
б) тепла							
в у.о./ГДж	10,3432	0,021177	0,964122	1,095613	12,42418		
структура у %	83,25%	0,17%	7,76%	8,82%	100,00%		

1.4 Розрахунок грошових потоків інвестиційного проекту

Щоби виконати розрахунок грошових потоків та критерії економічної ефективності інвестиційного проекту необхідно визначити такі основні показники:

капіталовкладення;

доходи;

річні експлуатаційні витрати (без амортизаційних відрахувань);

амортизаційні відрахування.

Таблиця 1.7 - Освоєння капіталовкладень і тривалість будівництва ТЕЦ

Паропро- дуктивність котлів, т/год	Тривалість проектування та будівництва, міс				Частка засвоєних капіталовкладень, % від вартості першого блока		
	Проектуванн я до початку будівництва	Підготов -чий період	Основ- ний період	Промі- жок між пусками блоків	Проекту- вання	Підготов -чий період	Основний період (для 1-го блоку)
500	16	6	25	6	3	26	71

1.4.1 Розрахунок капіталовкладень у будівництво ТЕЦ

В пункті 1.2.3. викладені основні формули і сам розрахунок капіталовкладень у будівництво ТЕЦ. За допомогою розрахунку капіталовкладень по блоках визначають загальні капіталовкладення, а потім виконують розрахунок грошових потоків.

Станцію розбивають на блоки і для кожного з них розраховують капіталовкладення.

$$K_{\text{ТЕЦ}}=234,9 \text{ млн у.о.},$$

$$\text{I-ий блок: } T-100-130+500\text{т/год}+\text{КВГМ}-180;$$

$$K_{\text{БЛ}}^{\text{I}}=150,2 \text{ млн у.о.},$$

$$\text{II-ий блок: } T-100-130+500\text{т/год}+\text{КВГМ}-180;$$

$$K_{\text{БЛ}}^{\text{II}}=84,7 \text{ млн у.о.},$$

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		34

Як показано в табл. 1.8, на наступному етапі отримане значення капіталовкладень, яке віднесене на перший блок $K_{БЛ}^I$, розбивається на періоди.

1.4.2 Визначення доходів

1.4.2.1 Визначення доходів від відпуску електроенергії

$$D_w = C_{тар}^w \cdot W_{відп}, \quad (1.32)$$

де $C_{тар}^w$ – тариф на електроенергію, у.о./кВт·год), ($C_{тар}^w = 0,15$ у.о./кВт·год),

$W_{відп}$ – видача електроенергії за рік в мережу, млн.кВт·год

$$D_w = 0,15 \cdot 1240 = 186 \text{ млн у.о./рік,}$$

Доходи від видачі електроенергії з кожного блоку:

$$D_w^{БЛ} = D_w / n_{бл} \quad (1.33)$$

$$D_w^{БЛ} = D_w / n_{бл} = 186 / 2 = 93 \text{ млн у.о./рік}$$

1.4.2.2 Визначення прибутку від видачі тепла

$$D_Q = C_{тар}^Q \cdot Q_{відп}, \quad (1.34)$$

де $Q_{відп}$ - видача тепла від ТЕЦ, тис. ГДж;

$C_{тар}^Q$ – тариф на тепло, у.о./ГДж), ($C_{тар}^Q = 15$ у.о./ГДж)),

$$D_Q = 15 \cdot 9106,06 / 1000 = 136,59 \text{ млн у.о./рік,}$$

Прибуток від видачі тепла з кожного блоку:

$$D_Q^{БЛ(I)} = D_Q^{БЛ(II)} = D_Q / 2 = 136,59 / 2 = 68,295 \text{ млн у.о./рік} \quad (1.35)$$

Загальний прибуток від відпуску електроенергії і теплоти складає

$$D_{\Sigma} = D_w + D_Q = 186 + 136,59 = 322,59 \text{ млн у.о./рік.}$$

1.4.3 Амортизаційні затрати

Затрати на амортизацію визначають для років будівництва пропорційно освоєним основним фондам і числа місяців роботи кожного агрегату (енергоблоку) у даному році після введення в експлуатацію. Для слідуючих років ці відрахування рівні повній сумі амортизації від агрегатів (енергоблоків), які введені в роботу за

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		35

попередні роки.

Затрати на амортизацію визначено в п. 1.2.7.

$$B_a = 34,72 \text{ млн. у.о./рік}$$

1.4.4 Визначення річних затрат

Загальні річні затрати (без урахування амортизаційних відрахувань):

$$B_{\Sigma} = B_n + B_{zn} + B_{in} \quad (1.36)$$

$B_n = 229.784$ млн у.о./рік.- загальні затрати палива на ТЕЦ (які розраховані в п. 1.2.9);

$B_{zn} = 0.7308$ млн у.о./рік.- зарплата плата персоналу (яка розрахована в п. 1.2.6)

$B_{in} = 21.27$ млн у.о./рік.- загальностанційні затрати (які розраховані в п. 1.2.8).

$$B_{\Sigma} = 229.784 + 0.7308 + 21.27 = 251.784 \text{ млн у.о./рік.}$$

Загальні експлуатаційні затрати на кожний блок станції дорівнюють:

$$B_{\text{БЛ}} = B_{\Sigma} / n_{\text{БЛ}} = 251,784 / 2 = 125,892 \text{ млн у.о./рік.} \quad (1.37)$$

Графік будівництва будується за даними табл. 1.7. Він наведений на рис. 1.2.

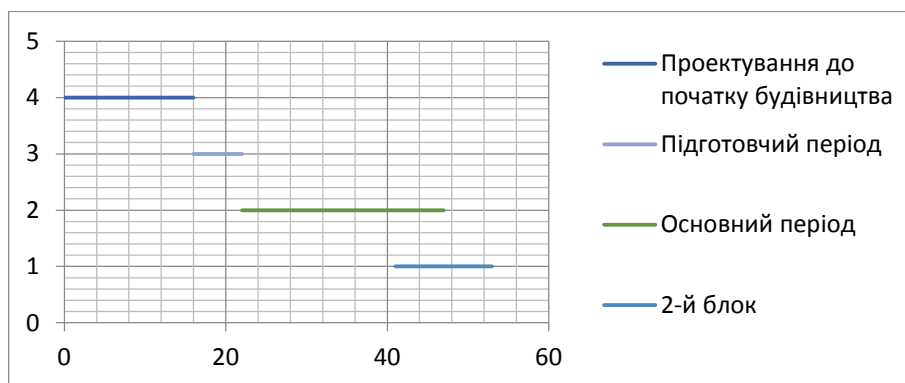


Рис. 1.2 - Етапи проектування та будівництва ТЕЦ-200 МВт

Визначення прибутків, експлуатаційних затрат та амортизаційних відчислень (див. табл. 1.8).

Таблиця 1.8. Визначення річних затрат, амортизаційних відчислень та прибутків від реалізації продукції

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		36

Найменування	Номери блоків		Разом зарік
	1	2	
Тривалість міс	47	53	
Кількість місяців роботи у 4-му р.	1		-
5-му	12	7	-
6-му	12	12	-
Річні витрати у 4-му році	10,491		10,491
5-му	125,892	73,437	199,329
6-му	125,892	125,892	251,784
Амортизаційні витрати за рік	22,20069817	12,51930183	34,72
4-му	1,850058181		1,8500582
5-му	22,20069817	7,302926068	29,503624
6-му	22,20069817	12,51930183	34,72
Доходи			
4-му	13,44		13,44
5-му	161,295	94,09	255,38
6-му	161,295	161,295	322,59

В Додатку А приведені результати вичислень грошових потоків. Розрахунок виконувався за програмою “KRIT”.

Висновок: В техніко-економічній частині проекту були виконані вичислення щодо зрівняння варіантів енергопостачання. Як виявилось в результаті розрахунків, економічно вигідним виявився варіант ТЕЦ 200 МВт, для якого розраховано капіталовкладення у розмірі 234,9 млн.у.о.

Розрахунки грошових потоків інвестиційного проекту ТЕЦ 200 МВт показали, що для прийнятих базових вихідних даних, проект є економічно ефективним, але чутливим до змін вартості енергоносіїв навіть на 10%. Проект станції може бути

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		37

рекомендований до виконання у разі, коли ціна енергоносіїв не буде виходити за вказані межі.

Період повернення капіталу 11 років.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		38

2 ТЕПЛОМЕХАНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Загальна характеристика ТЕЦ

Розроблена ТЕЦ 200 МВт призначена для централізованого постачання тепла для промислових підприємств, житлових і адміністративних будівель, а також видачі електричної енергії в енергосистему.

Електрична потужність ТЕЦ складає 200 МВт , тепла потужність – 790 МВт.

На станції використовується 5 водогрійних котлів кожен тепловою потужністю 180 Гкал/год, які призначені для покриття пікових теплових навантажень. Основним паливом для ТЕЦ є природний газ, а резервним – мазут марки М40.

Система технічного водопостачання прийнята прямоочною з річки.

При будівництві електростанції використані нові будівельні розробки. Так, при проектуванні каркасу головного корпусу запропонована збірна залізобетонна конструкція зі сталевими прутами. Такий метод показав свою високу технологічність при виробництві та монтажу. Цей метод забезпечує значну економію металу і бетону , при цьому також прискорюється будівництво основного корпусу та зменшуються трудозатрати.

					КП і.м. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		39

Таблиця 2.1 – Технічна характеристика основного технологічного обладнання ТЕЦ

Найменування обладнання	Характеристика		
	Паропродуктивність, т/год	Теплопродуктивність, МВт	Електрична потужність, МВт
1-й блок: котел ТГМ-96А турбіна Т-100-130	480 -	- 186	100/120
2-й блок: котел ТГМ-96А турбіна Т-100-130	480 -	- 186	100/120
котли ПТВМ-180	-	209	-

2.2 Основне обладнання ТЕЦ

2.2.1 Котельне обладнання

2.2.1.1 Паровий котел типу ТГМ-96А

Для отримання пари високого тиску прийнято барабанний котел типу ТГМ-96А з природною циркуляцією води. В котлі спалюється природний газ або мазут.

При П-образній компоновці котел має топку та колективну шахту, яка розділяється на два ходи. Топка має систему утворення пари та труби пароперегрівача. Верхній стіновий пароперегрівач займає задню частину топки.

Бокова поворотного газоходу екранована настінними трубами економайзера.

Вихідний газохід розділений на дві частини. В ньому розміщені конвекційний пароперегрівач і конвекційний економайзер, які розташовані послідовно щодо процесу горіння палива.

Попереднє очищення, яке працює під тиском стисненого повітря 0,075 МПа, використовується для очищення конвекційної поверхні обігрівача.

Топка має призматичн форму, її розміри - 6080 мм x 14700 мм.

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		40

Для регулювання температури перегрітої пари за перегрівачем використовується зміна витрати палива, а також два впорскуючи прилади.

Перший вприск виконується між стелею і горизонтальною площиною другого поверху.

При ремонті передбачена можливість опорожнення котла, що є зручним для ремонту та обслуговування, а також дозволяє виконувати очищення від внутрішніх відкладень.

Очищення поверхні теплової конвекції виконується під тиском стисненого повітря 0,075 МПа.

Бічна і задня стінки топки складаються з труб діаметром 60x6 мм, які розміщені з кроком 64 мм.

Панелі заднього екрану в нижній частині мають нахил з кутом 15° (щодо вертикалі).

В топковій камері розміщено 18 комбінованих газомазутних пальників, які розміщені на передній стінці топкової камери в три поверхи (по 6 пальників на кожному поверху). Шість нижніх пальників використовуються при розтопці котла, вони мають запально-захистні пристрої.

Барабан має зварну конструкцію з внутрішнім діаметром 1600 мм, товщиною стінки - 115 мм (сталь 16ГНМА), довжина циліндричної частини - 17700 мм.

Схема випаровування прийнята двоступеневою. Перша ступінь («чиста» частина) займає середню частину барабану, друга ступінь («солоні» частини) розміщені по кінцях барабану. В ці частини виведені середні панелі бокового екрану. Всі остальні екрани виведені в «чисту» частину.

Пароперегрівач має радіаційно- конвективне виконання. Ширмова частина розміщена у верхньому перепускному газоході, конвективна частина розміщена в опускному газоході. Радіаційна частина складається із двох рядів ширм (по 20 в кожному ряді), стелевих труб, які екранують стелю перехідного газоходу (пара проходить одним його ходом), а також настінних труб, які екранують частину стелі і

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		41

задню стінку перехідного газоходу.

Ширми виготовляються з труб діаметром 42 мм з товщиною стінки 5 мм (6 мм у вихідній частині), стелева і настінна частини – з труб діаметром 32 мм з товщиною стінки 4 мм (сталь 12x1МФ). Рух пари в ширмах – двопоточний: пара входить в крайні і виходить із середніх труб. Конвективна частина пароперегрівача – горизонтальна, двоходова, вона виконана з труб діаметром 38 мм з товщиною стінки 6 мм (сталь 12X1МФ). Регулювання температури перегрітої пари здійснюється впорскуванням «власного» конденсату. Конденсаційна установка розміщена над стелевим перекриттям котла і розрахована на виробництво 65 т/год. конденсату.

Впорскуючі паро охолоджувачі встановлюються перед ширмовою частиною пароперегрівача і в розсічці конвективної частини пароперегрівача.

Водяний економайзер складається з настінної частини, яка екранує бокові стіни перехідного газоходу над конвективною шахтою, і конвективної частини.

Підвісні труби економайзера мають діаметр 28 мм і товщину стінки 4 мм (сталь 20). Конвективна частина водяного економайзера кріпиться на стойках, які спираються на охолоджені повітрям балки, які розміщені в газоході.

Підігрів повітря, яке подається в топку, виконується в трох регенеративних обертаючих ся повітрепідігрівачах типу РВП-54 або двох підігрівачах типу РВП-68 з вертикально розміщеним валом. Поверхня нагріву повітрепідігрівачів (сумарна) складає 42138 м², швидкість обертання – 2 1/мин. Набивка повітрепідігрівача – двошарова: висота верхнього гарячого шару – 1200 мм, нижнього холодного – 600 мм. Обертання ротора повітрепідігрівача виконується за допомогою ланцюгової передачі, яка встановлена на роторі. В залежності від компоновки повітрепідігрівачі можуть бути розміщені перед фронтом і за ним.

Обмуровка котла – комбінована: натрубна в подовій частині котла нижче гідро поясу і щитова вище нього. Щити Закріплюються на каркасі і обшиваються металевим листом.

Каркас котла виконаний у вигляді просторової рами з легкими розкосами по всіх стінках для компенсації зусиль.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		42

Для очищення конвективних поверхонь, які розміщені в опускному газоході (конвективні частини пароперегрівача і водяного економайзера) від золових відкладень передбачена установка чотирьох контурів дробочищення з підніманням дробу паровими ежекторами.

Котел забезпечено необхідною арматурою, пристроями для відбору проб води і пари, а також контрольно-вимірювальними приладами. Процеси живлення котла, регулювання температури свіжої пари і горіння автоматизовані. Передбачені засоби теплового захисту.

Паровий котел поставляється окремими частинами крім радіаційного пароперегрівача і ширм, які поставляються блоками.

Паровий котел виконано з урахуванням встановлення його в несейсмічному районі і призначений для закритої компоновки.

Технічні характеристики парового котла ТГМ-96А.

Паровиробництво, т/год. (кг/с)	480 (133)
Тиск пари на виході, МПа	13,8
Температура, °С	
перегрітої пари	560
живильної води	230
вихідних газів (газ/мазут)	122/150
Розрахунковий ККД (брутто), %	
при роботі на газі	92,9
при роботі на мазуті	92,1
Габаритні розміри, м	
ширина по осям колон	16,0
глибина по осям колон	15,0
верхня відмітка	32,76
Маса металевої частини котла, т	1934

2.2.1.2 Піковий водогрійний котел типу ПВГМ-180

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		43

Піковий водогрійний котел ПВГМ-180 призначений для роботи на газі або мазуті. Проектна теплова потужність складає 209 МВт. Котел призначений для покриття пікового теплового навантаження в холодний зимовий період, коли теплової потужності турбінних відборів не хватає для забезпечення необхідних параметрів теплофікаційної системи.

Котел має пристрій для очищення конвективної поверхні нагріву від забруднень. Система працює в автоматичному режимі.

Котел ПВГМІ-180 має баштову компоновку. Він має свою систему водопостачання з примусовою циркуляцією. Котел оснащений газовими пальниками, кожен з яких має окремий вентилятор типу Ц-13-50. Повітря нагрівається в підігрівачі перед вентилятором.

У разі роботи при незмінній витраті води і перемінній температурі теплової потужності пальника тепловіддача котла можна регулювати шляхом зміни кількості працюючих пальників. Теплова потужність котла регулюється в межах від 15% до 100%, що дає можливість гнучко відповідати на потребу споживача у якісному обслуговуванні. Зміну теплового навантаження можна також здійснювати за рахунок зміни температури води, причому витрата води залишається постійною.

Основні технічні характеристики котла ПТВМ-180 наведено в таблиці 2.2.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		44

Таблиця 2.2 - Технічні характеристики котла ПТВМ-180

Найменування параметра	Один. вимір.	Величина
Номінальна теплова потужність	МВт	209
Температура води на вході:		
- на газі	°С	70
- на мазуті	°С	104
Температура води на виході	°С	150
Максимальна витрата води	т/год	3860
Мінімальна витрата вода	т/год	3000
ККД котла при номінальному навантаженні		
- на газі	%	89
- на мазуті	%	89,6
Витрати палива:		
- на мазуті	т/год	22,3
- на газі	т/год	25,3
Температура уходящих газів:		
- на мазуті	°С	225
- на газі	°С	210

2.2.2 Турбінне обладнання

В турбінному відділенні розміщено дві турбіни типу Т-100/120-130

Парова турбіна Т-100/120-130 має два регульованих відбори пари на теплофікацію. Вона також використовується для генератора ТВФ-120. Основні параметри парової турбіни наведені в таблиці 2.3.

Турбіна працює в блоці з барабанним котлом ТГМ-96А виробництва Таганрозького заводу «Красный котельщик».

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		45

Таблиця 2.3 - Основні параметри парової турбіни Т-100/120-130

Найменування параметра	Один. вимір.	Величина
Номінальна потужність	МВт	105
Максимальна потужність	МВт	120
Кількість циліндрів	шт.	3
Кількість відборів, в тому числі:		7
- нерегульованих	шт.	5
- регульованих	шт.	2
Швидкість обертання	хв ⁻¹	3000
Тиск свіжої пари	МПа	13
Температура свіжої пари	°С	555
Номінальна витрата пари	т/год	441
Максимальна витрата пари	т/год	460
Температура живильної води при номінальному навантаженні	°С	229
Максимальний тиск у камері регулюючої ступіні	МПа	9
Абсолютний тиск у конденсаторі при номінальному навантаженні	МПа	0,0054
Максимальна витрата пари в конденсатор	т/год	270
Витрата охолодної води	т/год	16000
Температура охолоджувальної води	°С	20
Номінальне теплове навантаження	МВт	186
Максимальне теплове навантаження нижнього опалювального відбору	МВт	186
Максимальне теплове навантаження верхнього опалювального відбору	МВт	180
Максимальна температура мережної води	°С	128
Максимальний тиск мережної води	МПа	0,08

У разі збільшення термоелектричної потужності турбоагрегату теплове

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		46

навантаження не допускається за відсутності електромеханічного навантаження турбіни понад 105 МВт.

Турбіна має 5 регенеративних нерегульованих і 2 регульованих варіанти пари, призначені для:

- підігріву конденсату і живильної води в підігрівачах низького і високого тиску;
- підігріву живильної води в деаераторі 0,6 МПа;
- підігріву мережної води в мережних підігрівачах;
- забезпечення власних потреб (калориферів котла, підігріву сирої води).

Параметри відборів пари на ПНТ і ПВТ зазначені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Параметри відборів пари на ПНТ і ПВТ турбіни Т-100/120-130

№ відбору	Споживач пари	Параметри пари в камері відбору		Витрата пари, що відбирається, т/год	№ ступені, за якою здійснюється відбір пари
		Абсолютний тиск, МПа	Температура, °С		
I	<u>ПВТ-7</u>	3.36	387	19,05+1,9	9
II	ПВТ-6	2.175	338	25,4	11
III	ПВТ-5	1.130	266	10,3	14
II, III	Д-6	1.13 2.175	266	7,2	11, 14
IV	<u>ПНТ-4</u>	0.542	190	10,6+5,75	17
V	ПНТ-3	0.278	130	24,7	19
VI	ПНТ-2	0.08	-	7,46	21
VII	ПНТ-1	0.0204	-	9,16	23

Турбіна Т-100/120-130 це ремонтпридатний трициліндровий пристрій.

Пара до стопорного клапану підводиться по двом паропроводам, а потім по чотирьох паропроводах подається до чотирьох регулюючих клапанів. Привід до регулюючих клапанів відбувається від сервомотора через зубчатий сектор і

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		47

кулачковий вал. Регулюючі клапани відкриваються послідовно за певним законом і подають пару в чотири соплові коробки, які вваються в корпус.. З соплової коробки пара поступає до двохвенцевого регулюючого ступеня. Пара проходить через регулюючий ступінь і вісім нерегульованих ступенів і через два патрубки виходить з циліндра високого тиску і по чотирьох паровпускних патрубках пара підводиться до кільцевої соплової коробки циліндра середнього тиску, яка відлита за одне ціле з корпусом циліндру середнього тиску. Коробки. Циліндр середнього тиску має 14 ступенів. Після 12 ступеня виконується верхній відбор пари до мережного підігрівача. Після 14 ступеня ЦСТ частина пари відбирається в теплофікаційний відбір до нижнього підігрівача мережної види.

Із циліндра середнього тиску по двом ресивер ним трубопроводам, які встановлені над турбіною, пара подається до циліндра низького тиску, який має двоциліндрову конструкцію. На вході кожного потоку встановлена поворотна регулююча діафрагма з одним ярусом вікон. Діафрагма регулює поступання паридо ЦНТ. В кожному потоці ЦНТ встановлено по два ступеня. Останній ступінь має довжину лопатки 550 мм при середньому діаметрі 1915 мм. Таким чином, сумарна вихідна площа виходу пари складає 3,3 м².

Валопровід турбіни складається з роторів ЦВТ, ЦСТ, ЦНТ і генератора. Ротори ЦВТ і ЦСТ з'єднані жорсткою муфтою, напівмуфта ЦСТ відкована за одне ціле з валом. Між роторами ЦСТ і ЦНТ, а також ЦНТ і генератора встановлено напівжорсткі муфти. Кожен з роторів укладений на опорні підшипники. Комбінований опорно-упорний підшипник розміщується в корпусі середнього підшипника між ЦВТ і ЦСТ.

Ротор ЦСТ являється комбінованим, диски перших восьми ступенів відковані за одне ціле з валом, а інші насаджені на вал.

Корпус ЦСТ має вертикальний технологічний роз'єм, який з'єднує литу передню частину і зварну задню.

Ротор ЦНТ є збірним, в ньому чотири робочих диски посаджені з натягом.

Корпус ЦНТ складається з трьох частин: середньої зварно-ливої і двох вихідних зварних.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		48

Корпуси ЦВТ і ЦСТ опираються на корпуси підшипників за допомогою лап. Вихідна частина ЦСТ опирається на передню частину ЦНТ.

ЦНТ має вбудовані підшипники і опирається на фундаментні рами своїм опорним поясом.

Фікспункт турбіни знаходиться на пересіченні повздовжньої осі турбіни і осей двох поперечних шпонок, які встановлені на прокольних рамах в області лівого (переднього) вихідного патрубка.

Взаємна центровка корпусів циліндрів і підшипників здійснюється системою вертикальних і поперечних шпонок, які встановлені між лапами циліндрів і їхніми опорними поверхнями. Розширення турбіни відбувається в основному від фікспункту в сторону переднього підшипника і частково – в сторону генератора.

2.3 Допоміжне обладнання

2.3.1 Допоміжне обладнання котельного відділення

Регенеративний повітрянагрівач

Для нагрівання повітря, що подається в пальник котла використовується регенеративний повітрянагрівач. Регенеративний повітрянагрівач має проти точну течію робочих речовин – повітря і вихідних газів котла.

РПП має корпус, що обертається навколо вертикальної осі. В корпусі розміщена теплообмінна набивка, яка даній конструкції складається з сталевих пластин.

Для приводу повітрянагрівача в дію використовується електродвигун з планетарним редуктором. Планетарний редуктор входить шестернями в зачеплення з середнім ободом і ротором.

Кожен вузол має свою систему змащування

Дві частини корпусу РПП з'єднуються між собою вісьмома вертикальними частинами кожуху. Чотири вертикальні частини кожуху є несучими і кріпляться до опор фундаменту.

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		49

Для відокремлення повітряний потік від продуктів згоряння використовується радіальне ущільнення, яке встановлюється посередині ротора .

Сам підігрівач встановлюється на залізобетонний фундамент за допомогою рамної конструкції.

На котлі ТГМ-96А встановлено три повітряпідігрівача типу РВВ-54М. Технічні дані повітряпідігрівача РВВ-54М наведені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 - Технічні дані РВВ-54 М

Найменування параметра	Один. вимір.	Величина
Діаметер ротора	мм	5350
Загальна висота ротора	мм	2250
Діаметер ступиці	мм	800
Кількість секторів ротора, в тому числі:	шт.	24
- для проходу газів	шт.	13
- для проходу повітря	шт.	11
Загальна кількість нагрівальних пакетів в роторі, в тому числі:	шт.	144
- гарячого шару	шт.	72
- холодного шару	шт.	72
Кількість пакетів набивки по висоті ротора, в тому числі:	шт.	2
- гарячого шару	шт.	1
- холодного шару	шт.	1
Загальна двохстороння поверхня нагріву	м	12815
Тип редуктора	-	ВД У 7 1500
Тип електродвигуна	-	АО-52-4
Потужність електродвигуна	кВт	7
Кількість обдувочних колекторів	шт.	1
Кількість обмивочних колекторів	шт.	1
Загальна маса повітряпідігрівача	т	91

Відцентрові дуттєві вентилятори

Для подачі повітря в топку котла використовуються відцентрові вентилятори одностороннього всмоктування.

На котлоагрегаті ТГМ-96А встановлено два вентилятора типу ВДН-26-П. Технічні дані вентилятора ВДН-26-П наведені в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 - Технічні дані вентилятора ВДН-26-П

Найменування параметра	Один. вимір.	Величина
Продуктивність	м ³ /год	244000
Напір	мм. вод. ст.	498
Швидкість обертання	хв ⁻¹	750/600
Тип електродвигуна	-	ДАЗО-15-49-8/10
Напруга	В	6000
Номінальний струм	А	76,5/42,5
Потужність	кВт	630/320

Відцентрові димососи.

Для відсмоктування димових газів з котла і подачі потім в димову трубу на станції використовуються відцентрові димососи двохстороннього всмоктування.

На котлоагрегаті ТГМ-96А встановлені два димососи типу ДН-26х2-1. Технічні дані димососа ДН-26х2-1 наведені в таблиці 2.7.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		51

Талиця 2.7 - Технічні дані димососа ДН-26х2-1

Найменування	Один. вимір.	Величина
Діаметр колеса	мм	2600
Найбільша допустима температура газів	°С	200
Продуктивність	м ³ /год	250000
Напір	мм.вод.ст.	350
Швидкість обертання	хв ⁻¹	735/590
ККД	%	85
Тип електродвигуна	-	ДАЗО-15-49-8/10

Напруга	В	6000
Номинальний струм	А	76,5/42,5
Потужність	кВт	630/320
Швидкість обертання	хв ⁻¹	743/595

Привід димососа здійснюється від асинхронного двохшвидкісного короткозамкнутого електродвигуна через пружну втулочно-кільцеву муфту.

2.3.2 Допоміжне обладнання турбінного та деаераторного відділень

Конденсаційна установка.

Конденсаційна установка має такі функції:

- конденсація відпрацьованої в турбіні пари,
- підтримання необхідного розрідження в конденсаторі,
- подачі конденсату через систему підігрівачів низького тиску в деаератор,
- збирання всіх дренажів чистого конденсату для подальшої деаерації і подачі

в конденсатну систему.

Конденсаційна установка має в своєму складі : конденсатор, конденсатні насоси першого ступеня, конденсатні насоси другого ступеня, основні ежектори,

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ

Лист

52

пускоюй ежектор, ежектор циркуляційної системи, ежектор ущільнень.

За своєю конструкцією конденсатор являє собою горизонтальний поверхневий теплообмінник. В середині конденсатора встановлена система труб, по якій йде охоложувальна циркуляційна вода з річки.

Вода подається за допомогою циркуляційного насосу. Організація подачі циркуляційної води – двохходова. Зі сторони води конденсатор розілений по вертикалі на дві половини для можливості виконання ремонтних робіт без повної остановки турбіни. В теплофікаційних турбінах між основними дверима встановлені треті двері, які обслуговують так званий вбудований пучок труб. Вбудовані труби складають біля 20 % від загального трубного пучка. Трубний пучок призначений для конденсації і охолодження пари, яка подається в конденсатор при роботі турбіни в конденсаційному режимі, коли через конденсатор проходить біля 10 % пари. Через трубний пучок прокачується або конденсат, який йде потім в систему регенерації, або циркуляційна вода.

Пара, яка йде зверху з ЦНТ, проходить між трубками з циркуляційною водою, охолоджується і конденсується. Конденсат збирається внизу конденсатора в конденсатозбірнику. За рахунок того, що вода має приблизно в 20000 раз менше питомій об'єм, ніж пара, в конденсаторі утворюється 98 % вакуум.

У зв'язку з тим, що через нещільності в конструкції конденсатора в нього безперервно поступає повітря із оточуючого середовища, його необхідно видаляти і підтримувати вакуум в системі. Для цього використовується трьохступеневий ежектор, який працює на парі, що подається з деаератора.

Конденсат, що збирається в конденсатозбірнику, конденсат ними насосами першого рівня прокачується через блочну знесолнюючку установку і додаткові підігрівачі конденсату і поступає до конденсатних насосів другого рівня, які, в свою чергу, вже прокачують конденсат через систему регенерації в деаератор..

Для забезпечення конденсації пари на турбіні Т-100-130 встановлений конденсатор типу КГ2-6200-1.

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		53

Таблиця 2.8 – Технічні дані конденсатору КГ-2-6200-2

Найменування параметра	Один. вимір.	Величина
		Т-100 -130
1	2	3
Тип конденсатора	-	КГ2-6200-2
Поверхня охолодження	м ²	6200
Число ходів	-	2
Витрата циркуляційної води:		
- максимальна	м ³ /год	16000
- мінімальна	м ³ /год	8000
Тиск циркуляційної води	МПа	0,25
Тиск в конденсаторі	кПа	0,054
Гідравлічний опір	м. вод. ст	4,1
Витрата пари	т/ год	270
Температура циркуляційної води на вході:		
- розрахункова	°С	20
- максимальна	°С	33

На турбіні Т-100-130 встановлені три конденсатних насоси типу КсВ-320-160.

Таблиця 2.9 – Технічні характеристики конденсатних насосів

Найменування параметра	Один. вимір.	Величина
		Т-100-130
Тип насосу	-	КсВ-320-160
Продуктивність	м ³ /год	320
Напір	м.вод.ст.	160
Максимальна температура перекачуемого конденсату	°С	125
Число ступеней	шт.	3
ККД	%	75

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		54

Основний ежектор призначений для створення і підтримки необхідного вакууму в конденсаторі і інших теплообмінних апаратах, що працюють під розрідженням.

На турбіні встановлено 4 основні ежектори.

Ежектор за своєю сутністю представляє собою пароструйний насос трьохступінчатого стискання з проміжним охолодженням пароповітряної суміші.

Таблиця 2.10 – Основні технічні характеристики ежекторів

Найменування параметра	Один. вимір.	Величина
		Т-100-120
Тип ежектора	-	ЭП-3-3
Витрата пари:		
- при роботі 3-х груп сопел	кг/год	850
- при роботі 2-х груп сопел	кг/год	550
Тиск пари	кПа	5
Температура пари	°С	160
Витрата конденсату:		
- мінімальна	м ³ /год	70
- максимальна	м ³ /год	200
Тиск всмоктування	кПа	0,033

Пусковий ежектор призначений для швидкого набору вакууму при пуску турбоустановки.

Ежектор циркуляційної системи призначений для видалення повітря з верхніх точок циркуляційних водоводів і водяних камер конденсатора при їх заповненні.

Таблиця 2.11 - Основні технічні дані ежектора типу ЭП-1-1100-1

Найменування параметра	Один. вимір.	Величина
Витрата пари	кг/год	1100
Тиск пари	кПа	4,5
Температура пари:		
- номінальна	°С	160
- максимальна	°С	300
Кількість видаляемого повітря	кг/год	140
Тиск всмоктування	кПа	0,175

Ежектор ущільнень з охолоджувачем призначений для видалення пароповітряної суміші з кінцевих камер лабіринтових ущільнень і штоків клапанів турбіни.

Таблиця 2.12 – Основні технічні дані ежекторів ущільнень

Найменування параметра	Один. вимір.	Величина
		Т-100-120
Тип ежектора	-	ХЭ-90-55
Тиск	кПа	4
Витрата	кг/год	550
Температура	°С	156
Продуктивність ежектора по сухому повітря	кг/год	11300
Поверхня охолодження	м ²	90

Регенеративна установка.

Для підвищення коефіцієнту корисної дії циклу шляхом зменшення втрат тепла в конденсаторі в турбоустановці використовується система регенерації. Суть її роботи полягає в тому, що конденсат з конденсатора після насосів перекачується через декілька проміжних підігрівачів - охолоджувач ежектора, охолоджувач

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		56

ущільнень, сальниковий підігрівач після чого проходить через підігрівачі низького тиску, деаератор, живильний електронасос, підігрівачі високого тиску і поступає в котел. Для підігріву конденсату в турбіні передбачені відповідні відбори пари, яка подається у підігрівач, конденсується і віддає своє тепло воді. Дренаж пари відборів в ПРТ зливається каскадно з верхнього підігрівача в нижній (їх всього три), а потім в деаератор. В ПНТ система включає і каскадний злив дренажів пари і індивідуальну систему відведення дренажів.

Розрахункова температура живильної води на виході з регенеративної установки при номінальній потужності турбіни Т-100-130 рівна 229 °С.

На турбіні Т-100-130 в регенеративній установці встановлені чотири **підігрівача низького тиску**: ПНТ-1, ПНТ-2, ПНТ-3, ПНТ-4. Технічні характеристики ПНТ турбіни Т-100-130 наведені в таблиці 3.22.

Таблиця 2.13 – Технічні характеристики ПНТ турбіни Т-100-130

Найменування параметра	Один. вимір.	Величина	
		ПНТ-1	ПНТ-2, ПНТ-3, ПНТ-4
Заводська марка	-	ПН-250-16-7-3	ПН-250-16-7-4
Розрахункова температура пари	°С	400	400
Обсяг парового простору	м ³	3,147	3,147
Тиск у трубній системі	МПа	1,6	1,6
Обсяг водяного простору,	м ³	1,689	1,689
Продуктивність по конденсату	т/год	260	380
Діаметр трубок,	мм/мм	16/14	16/14
Число ходів по воді	шт.	6	6
Гідравлічний опір	м.вод. ст	4,1	7,2

Зливні (дренажні) насоси підігрівачів низького тиску служать для відкачування конденсату гріючої пари з корпусів ПНТ.

На турбіні Т-100-130 ПНТ-3 встановлений один зливний насос типу КС-80-

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		57

155, а ПНТ-2 - один насос типу КС-30-150.

Таблиця 2.14 – Основні технічні характеристики зливних насосів

Найменування параметра	Один. вимір.	Величина	
		КС-30-150	КС-80-155
Продуктивність	м ³ /Год	30	80
Напір	м.вод.ст	150	155
Максимальна температура конденсату	°С	100	195

За конструкцією насоси однакові, але кількість ступенів тиску і кількість обертів різні.

Підігрівач високого тиску (ПВТ) призначений для підігріву живильної води, яка подається в котел парю, відібраною з турбіни.

Підігрівач являє собою вертикальний поверхневий теплообмінник. Система трубопроводів підігрівача виконана з спіральної трубки зі спіральним укладанням. На турбіні Т-100-130 в регенеративній установці встановлені три підігрівачі високого тиску: ПВТ-5, ПВТ-6, ПВТ-7. Технічні характеристики ПВТ турбіни Т-100-130 наведені в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15 – Технічні характеристики ПВТ турбіни Т-100-130

Найменування параметра	Один. вимір	Величина		
		ПВД-5	ПВД-6	ПВД-7
Заводська марка	-	ПВ-425-230-13М	ПВ-425-230-25М	ПВ-425-230-37М
Поверхня нагріву	м ²	425	425	425
Тиск пари в корпусі	кПа	13	25	37
Температура пари на вході в підігрівач	°С	450	530	500
Температура пари на виході з охолоджувача	°С	300	300	300

Деаераторна установка

Функції, які виконує деаератор на електростанції.

1. Термічна деаерація живильної води, що є основною функцією.
2. Ступінь нагрівання живильної води в регенеративній схемі, оскільки в деаераторі вода нагрівається до температури кипіння при заданому тиску.
3. Бак прийому дренажів гріючої пари від підігрівачів високого тиску.
4. Бак запасу конденсату для аварійних ситуацій. Здатний забезпечити теплову схему водою на 5 хв роботи для ТЕС і на 7-10 хв для ТЕЦ і АЕС.
5. Випар деаератора є джерелом пари для основного ежектора (конденсатор) і ежектора ущільнень.
6. Випар деаератора використовується для живлення ущільнень турбіни на деяких етапах пуску.
7. Створює додатковий напір живильної води, оскільки знаходиться на висоті 23-26 м в головному корпусі електростанції, що дещо розвантажує живильний насос.

Таблиця 2.16 - Основні технічні дані деаераторних колонок

Найменування параметра	Один. вимір.	Величина
		Т-100-130
Тип деаераційної колонки	-	ДСП-500
Продуктивність	т/год	500
Тиск	МПа	0,5
Температура	°С	158

Передумови проведення деаерації живильної води на електростанціях.

Розчинені у живильній воді агресивні гази (кисень і вуглекислий газ) можуть спричиняти корозію енергетичного обладнання, яка посилюється з підвищенням температури та тиску води.

Для захисту від газової корозії на АЕС і ТЕС застосовують деаерацію (видалення розчиненого повітря) і дегазацію (видалення агресивних газів).

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		59

Розчинені у воді гази можна поділити на ті, що хімічно взаємодіють із водою (CO_2 , NH_3 , Cl_2) і ті, що не взаємодіють (N_2 , O_2 , H_2). Ці ж гази поділяються також на корозійно-активні (O_2 , CO_2 , Cl_2) та інертні (N_2 , H_2). Основною метою видалення з теплоносія розчинених у ньому газів є запобігання корозії обладнання.

Джерела потрапляння газів у живильну воду:

- природні домішки;
- утворюються в процесі водопідготовки;
- потрапляють у вакуумній частині АЕС і ТЕС разом з присосами повітря.

					КП ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		60

Фізичні основи термічної деаерації.

Процеси виділення газів із води (десорбція) і розчинення газів у воді (абсорбція) описуються загальними законами масопередачі в системі рідина - газ і протікають доти, доки не буде досягнуто рівноваги, яка залежить від температури, тиску й концентрацій в обох фазах.

В умовах рівноваги процеси десорбції та абсорбції описуються законом Генрі, який стверджує, що за даної температури концентрація розчиненого газу в рідині пропорційна парціальному тиску цього газу над рідиною

$$C_G = k_G p_G \quad (3.1)$$

де C_G – концентрація розчиненого газу, k_G – коефіцієнт абсорбції газу (характеризує об'єм газу, що розчиняється за стандартних умов в одиниці об'єму розчину), p_G – парціальний тиск газу над водою.

З рівняння випливає, що для здійснення масообміну між водою і газом, парціальний тиск у газовій фазі має або зменшуватися, або збільшуватися залежно від необхідного напрямку масообміну. Якщо газ взаємодіє з водою (CO_2 , NH_3), то фізично розчинена частина газу має бути пов'язана як із законом Генрі, так і з тією частиною газу, яка утворює іонні форми відповідно до закону діючих мас.

Зазвичай, вода перебуває в контакті не з одним газом, а з сумішшю газів, наприклад, з повітрям. Парціальний тиск газу в суміші визначається законом Дальтона, який говорить, що повний тиск газової суміші дорівнює сумі парціальних тисків газів, що складають суміш. Тобто кожен газ у суміші поводить себе так, як якщо б він один заповнював увесь об'єм:

$$p_0 = p_1 + p_2 + p_3 + \dots + p_n \quad (3.2)$$

$$p_0 = p_{\text{H}_2\text{O}} + p_{\text{O}_2} + p_{\text{CO}_2} + p_{\text{Cl}_2} + \dots \quad (3.3)$$

Таким чином, щоб досягти вивільнення газів з рідини, можливі два шляхи:

1) $p_G = 0$ – створення розрідження над водою;

2) $p_0 = p_{\text{H}_2\text{O}}$ – підвищення тиску води та нагрівання до температури

насичення.

Концентрація газу в повітрі відповідає закону Генрі лише в рівноважних

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		61

умовах, тому із законів Генрі та Рауля не можна визначити швидкість видалення газів (кінетику процесу). Тим часом від швидкості десорбції залежить кінцевий ефект дегазації, тобто ступінь наближення системи до рівноважного стану.

У загальному кінетика видалення газів описується рівнянням:

$$-\frac{\partial C_r}{\partial \tau} = (C_r - C_r^p)F/k \quad (3.4)$$

де C_r – концентрація газу у воді в даний момент часу; C_r^p – рівноважна концентрація газу у воді, що відповідає парціальному тиску цього газу над водою, τ – час деаерації, F – площа поверхні розділу фаз.

Таким чином, процес деаерації можна інтенсифікувати наступним чином: збільшуючи площу поверхні розділу фаз F , час контакту τ та коефіцієнт абсорбції k (оскільки він описує не лише інтенсивність поглинання газу водою, але і інтенсивність вивільнення газу з води – десорбції).

Для виконання умови $p_0 = p_{H_2O}$ необхідно постійно видаляти вивільнені з води гази для порушення умов динамічної рівноваги.

Парогазова суміш, що видаляється з деаератора називається випаром. Чим більше випару – тим ефективніше працює деаератор. Рациональне значення випару становить $C_{\text{випар}} = 1,5-3$ кг/т.

Таким чином, процес деаерації на АЕС і ТЕС проходить в такі 3 етапи:

1. Нагрівання води у всьому об'ємі до температури насичення з утворенням бульбашок пари з розчиненими газами.
2. Дифузія бульбашок газу в поверхню розділу фаз (потребує організації водного режиму).
3. Випар вивільнених газів з простору над водою для порушення динамічної рівноваги і запобігання повторної адсорбції.

Принцип роботи типового струменево-барботажного деаератора.

Вертикальна циліндрична колонка деаератора в верхній частині має розподільник для рівномірної подачі води по всьому перетину (рис. 3.1). Внизу колонки розташований паророзподільувач. Простір між водою і паророзподільувачем заповнено дірчастими тарілками (4-8 шт.), розташованими по висоті на відстані 300-

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		62

400 мм один від одного з отворами 4-7 мм. Через отвори вода подрібнюється на струмені та падає на нижню тарілку. Один тип тарілок дископодібний, інший - кільцеподібний. Чергуючись між собою, вони забезпечують багаторазовий перетин потоків пари і деаерованої води.

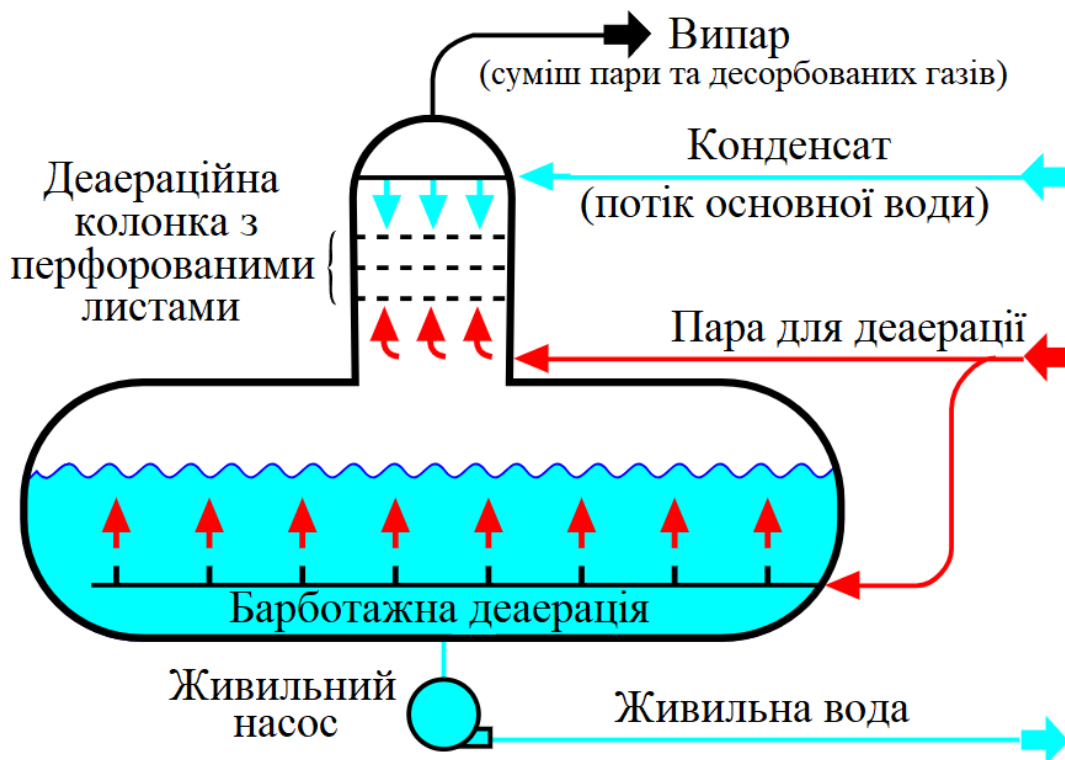


Рис. 3.1. Принцип роботи струменево-барботажного деаератора

Колонка деаератора встановлюється на акумулюючому бачку для збору і зберігання запасу деаерованої живильної води. У верхній частині колонки є штуцер для видалення випару. Деаератори бувають з вертикальною і горизонтальною циліндричною колонкою.

В деаераційному бачку, для покращення десорбції газів, часто організують барботажду деаерацію. Дірчатий лист розміщується в нижній частині баку під шаром води висотою 1,5-2,5 м. Деаерована вода, яка проходить через такий пристрій, перегрівається. Далі, піднімаючись вгору вода частково випаровується. Таким чином, процес деаерації реалізується барботуванням води парою з її наступним випаровуванням.

Повітря, яке розчинене у конденсаті, живильній і додатковій воді, містить

агресивні гази (кисень, вуглекислота). Які викликають корозію обладнання і трубопроводів електростанції. Для захисту від газової корозії використовують деаерацію води, тобто видалення розчинених в ній агресивних газів.

Для видалення розчиненого повітря використовують **термічну деаерацію**.

По закону Генрі кількість розчиненого в воді газу (масова концентрація) пропорційна при даній температурі тиску газу над водою.

$$G_r = k_r p_r \quad (10.1)$$

Тут k_r – коефіцієнт пропорційності, який залежить від роду газу, його тиску і температури (рис. 10-1,а,б).

Відносний склад газів при розчиненні повітря у воді відрізняється від складу в повітрі. Так, при температурі 0°C і нормальному тиску вода містить по об'єму кисню 34,9% (в повітрі 21%). Вуглекислого газу 2,5% (в повітрі 0,04%), азоту і інших недієвих газів 62,6% (в повітрі 78,96%).

Головну корозійну дію на метал обладнання і трубопроводів станції має кисень, тим більше, що вміст його в повітрі і при розчиненні в воді дуже значний.

Вуглекислий газ діє корозійно самостійно і як каталізатор агресивної дії кисню.

При нагріванні води при постійному тиску розчинені в ній гази поступово виділяються. Коли температура води підвищується до температури насичення парційний тиск водяної пари над рівнем води досягає повного тиску над водою, а парційний тиск і вміст в воді газів знижується до нуля, вода вивільняється від розчинених в ній газів.

Живильна установка

Вона використовується для постачання котла живильною водою при всіх режимах роботи блоку.

Живильна установка Т-100-130 складається з трьох живильних електронасосів типу ПЕ 580-185-2, два з яких є робочими, а один - резервний.

Живильна вода з деаераторів 0,7 МПа бустерними насосами подається у всмоктуючий колектор живильних насосів, створюючи підпір на всмоктуванні.

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		64

Пуск блоку і доведення його навантаження до 60% від номінального здійснюється від живильного електронасосу. При подальшому навантаженні блоку вводиться в роботу живильний турбонасос, а електронасос зупиняється і виводиться в резерв.

Таким чином, живильний електронасос є пуско-резервним, а турбонасос - основним.

Регулювання продуктивності живильного насоса забезпечується зміною числа обертів насоса. Зміна числа обертів здійснюється за допомогою парової турбіни як приводу насоса.

Система змащування агрегату здійснюється від системи маслопостачання турбоагрегату.

На блоці Т-100-140 встановлюється живильний електронасос типу ПЭ 580-185-2.

Таблиця 2.17 - Основні технічні дані живильних електронасосів

Найменування параметра	Один. вимір.	Величина
		Т-100-130
Тип	-	ПЭ 580-185-2
Продуктивність	м ³ /год	580
Напір	МПа	20,3
Тиск на всмоктуванні	МПа	0,20
Температура перекачуємої води	°С	160
Потужність	кВт	3650
ККД	%	80
Швидкість обертання	хв ⁻¹	2904

Редуктор призначений для передачі обертаючого моменту від гідромуфти на ротор насосу з підвищенням числа обертів насосу. Наявність гідромуфти в складі насосного агрегату дозволяє регулювати продуктивність насосу в межах 200-600

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		65

м³/год.

Для запобігання нагріву води в насосі при роботі з продуктивністю менше 200 м³/год і при закритій напірній засувці, передбачена лінія рециркуляції з корпусу зворотнього клапана в деаератор.

Конденсат транспортується від магістрального конденсатопроводу або хімічно опрісненої води до ущільнення форсунки через регулюючий клапан.

Система опалення призначена для нагріву водопровідної води паром з зразка опалення турбіни.

За тепловою схемою паротурбінної системи система опалення

До водопровідної води входять: два водонагрівачі, сальниковий обігрівач, водопровідний насос, два витяжних ежектора, труби з необхідною арматурою.

Мережні підігрівачі (бойлери) призначені для підігріву мережної води паром з опалювальних відборів турбіни.

На турбіні Т-100-130 встановлено два мережні підігрівачі типу ПСГ-2300-2-8-I і ПСГ-2300-3-8-II (див. табл. 3.31).

Таблиця 2.18 – Основні технічні характеристики мережних підігрівачів турбіни Т-100-130

Найменування параметра	Один. вимір.	Величина	
		МП №1	МП №2
Тип підігрівача	-	ПСГ-2300-2-8-I	ПСГ-2300-3-8-II
Тиск пари на вході	МПа	0,03-0,02	0,06-0,25
Номінальна витрата пари	кг/с	47,2	47,2
Тиск води	МПа	0,88	0,88
Максимальна температура води на вході	°С	115	120
Номінальна витрата води	кг/с	972,2	972,2
Швидкість води в трубах	м/с	2,05	2,05
Маса	кг	50820	50760

Мережні насоси призначені для подачі підігрітої мережної води в напірні магістралі теплофікацій для використання її в теплових мережах міста.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		66

Таблиця 2.19 – Основні технічні характеристики мережних насосів турбіни
Т-100-130

Найменування параметра	Один. вимір.	Величина	
		СЭ-2500-140	СЭ-2500-80
Подача	м ³ /год	2500	2500
Напір	м.вод.ст	140	80
Частота обертання	хв ⁻¹	1500	3000
Потужність	кВт	295	640
ККД насосу	%	82	85

2.4 Компоновка головного корпусу

В технічному проекті розроблена компоновка основного устаткування головного корпусу .

Розміри основного обладнання визначають розміри головного корпусу . Компоновка головного корпусу - закрыта зімкнута.

Для ТЕЦ приймається головний корпус з наступними прольотами:

- турбінне відділення 45 м;
- деаераторне відділення 12 м;
- котельне відділення 33 м.

Підвищуючі трансформатори, робочі трансформатори власних потреб 6 кВ розташовані в пристанційному вузлі біля фасадної стіни машинного залу.

2.4.1 Турбінне відділення

Розміщення турбін в машзалі – поперечне. Турбіни розташовані на відмітці 9,6 м. Прямо під ними на відмітці 0,0 знаходиться конденсатор, підігрівачі групи ПНТ, МН і бойлери. З боку ПВТ на відмітці 6,0 м розміщені ЖЕН і ЖТН. Біля зовнішньої

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		67

стіл машзалу розміщена БЗУ.

Для здійснення ремонтних і монтажних робіт в машзалі встановлюється мостовий кран з вантажопідйомністю основного гака 125 т, що розрахований на найважчу частину турбогенератора - статор генератора.

З боку тимчасового торця в машзалі передбачений автомобільний в'їзд.

2.4.2 Деаераторне відділення

Деаератор розташований в деаераторному відділенні на відмітці 26,1 м.

Блок управління (БЦУ), КПП і релейний щиток автомата розташовані на відмітці обслуговування 9,6 м у відділенні деаерації.

Проектом передбачена можливість транспортування всього обладнання, розміщеного на середній мітці паливної стійки під мостовим краном в котельні. Для цього на всіх вивісках організована спеціальна консольна площадка для котельні.

2.4.3 Котельне відділення

Компоновка котельного відділення прийнята на основі компоновок газощільних котлів розроблених Таганрозьким котельним заводом. Ячейка котла прийнята розміром 48 x 42 м.

Розміщення котлоагрегатів однорядне. Міжкотельне перекриття котлів передбачено "острівного" типу. На відмітці 9,0 м передбачений консольний місток шириною 1,5 м, який пов'язаний з майданчиками котлоагрегатів за допомогою містків і переходів.

В котельному відділенні встановлений один мостовий кран вантажопідйомністю основного гака 50 т.

Вздовж ряду "В" котельного відділення передбачено сквозний проїзд для автотранспорту, а з боку тимчасового торця - залізничний в'їзд.

Для транспортування устаткування, вантажів, обслуговуючого і ремонтного персоналу до зон виконання робіт, які розміщені на різних відмітках котельного відділення, передбачено встановлення пасажирських і вантажопасажирських ліфтів. При цьому забезпечується можливість під'їзду транспорту з вантажем до входу в

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		68

ліфти, а також в'їзд в кабіни ліфтів ручних візків.

Котел встановлюється на відкритому повітрі. Крім допоміжного обладнання, на відкритій території котельні також є зона обслуговування РПП та іншого допоміжного обладнання.

Для обслуговування допоміжного обладнання котельні, розташованої на відкритій території, встановлено напівпортальний кран вантажопідйомністю 30 т.

Зовні ГК біля постійного торця знаходиться БЗК.

2.5 Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

Розрахунок теплової схеми виконується для чотирьох характерних режимів роботи теплоелектроцентралі [4]:

I режим – максимальний-зимовий, відповідає розрахунковій температурі зовнішнього повітря для опалення. Цей режим визначає максимальний виробіток пари на ТЕЦ і, отже, сумарну потужність установлених котлоагрегатів (основних і пікових). Опалювально-вентиляційні навантаження і навантаження по технологічній парі в цьому режимі приймаються максимально-добовими, навантаження гарячого водопостачання – середньогодинне за тиждень.

II режим – розрахунково-контрольний. Цей режим відповідає середній за найбільш холодний місяць температурі зовнішнього повітря і прораховується за умови аварійної зупинки одного найбільш потужного котлоагрегату ТЕЦ. При цьому відносно до норм технологічного проектування електростанцій повинні забезпечувати:

- максимально тривалу віддачу пари на виробництво;
- середню за найбільш холодний місяць віддачу тепла на опалення;
- середньодобову витрату тепла на сантехнічні потреби (для ГВС – середньотижневий).

Другий режим визначає число й одиничну потужність установлюваних на ТЕЦ парових і водогрійних котлів.

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		69

III режим – середньоопалювальний. Цей режим розраховується при середній за опалювальний період температурі зовнішнього повітря і відповідних опалювальних навантаженнях.

IV режим – літній, що характеризує роботу ТЕЦ при відсутності опалювальних навантажень. Навантаження по технологічній парі в IV режимі приймаються рівні зимовим, а навантаження гвс – 70% від зимових.

Температури, характерні для кожного режиму, узяті з [8] і вже приведені вище.

2.6 Допоміжне господарство ТЕЦ

2.6.1 Паливне господарство

Паливне господарство ТЕЦ складається з газового і мазутного. Основним паливом для енергетичних котлів являється природний газ, для водогрійних котлів - мазут.

2.6.1.1. Газове господарство

Від ГРС газопроводом з встановленням газорегуляторного пункту ГРП здійснюється живлення природним газом.

Газорзподільча станція і газорегуляторні пункти служать для зниження тиску газу і підтримання його на заданому рівні.

Пропускна здатність ГРП складає 300×10^3 $\text{нм}^3/\text{год}$, вхідний тиск в ГРП 0,6 – 1,2 МПа, вихідний 0,08 – 0,2 МПа.

ГРП по призначенню, будові, принципу роботи і компоновці обладнання рівноцінні (ідентичні). Це дає можливість не переривати нормального живлення газом у випадку ремонту обладнання або газопроводу на ГРП.

В будівлі ГРП встановлено: три регулюючі нитки, з яких дві робочі, одна резервна, нитка малої витрати (до 15×10^3 $\text{нм}^3/\text{год}$, байпасна лінія, вся регулююча і відключаюча арматура, запобіжні клапани, таль (для монтажу і ремонту арматури).

Щитова знаходиться в окремому приміщенні.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
						70
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Фільтри і відключаюча їх арматура знаходяться поза приміщенням.

Технологічне обладнання ГРП складається із слідуючих основних вузлів: вузла заміру витрати газу, вузла редуціювання, вузла відключаючих пристроїв.

Вузол заміру витрати газу включає в себе вимірювальну діафрагму з чотирьма дифманометрами на різні перепади, що дозволяє вимірювати витрату газу від 10×10^3 нм³/год до 300 нм³/год одією діафрагмою.

Тут теж передбачений замір тиску і температури для коректування витрати газу.

Вузол редуціювання складається з чотирьох ниток. На кожній нитці встановленні два регулюючих клапана.

Перший по ходу газу клапан являється робочим, другий – контрольним. До і після регулюючих клапанів встановлюються відключаючі засувки.

Для запобігання пошкодження через надмірне підвищення тиску, за регуляторами встановленні запобіжні клапани Ру 16, Ду 150, які відкриваються при P=0,2 МПа.

Засувки на газопроводах, що піводять газ до запобіжних клапанів пломбуються в відкритому положенні.

Вузол відключаючих пристроїв ГРП включає в себе відключаючі засувки з електроприводом на вході в ГРП, виході з нього і на байпасі.

Керування двома засувками здійснюється одним ключом. Ключ керування і сигнальні лампи встановленні на БЩК в головному корпусі.

2.6.1.2. Мазутне господарство

Мазутне господарство призначене для зливу, зберігання і подачі мазуту до енергетичних і водогрійних котлів ТЕЦ.

Подача мазуту на станцію здійснюється в залізничних цистернах вантажопідйомністю 50, 60 і 120 т.

Для обслуговування накопичувального бака з обох боків є кронштейни, а вздовж кронштейна прокладений трубопровід підігріву мазуту.

Нагрівання здійснюється «відкритою» парою при тиску 1,3 МПа і температурі

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		71

250°C.

Паливо нагрівається в паливному баку і скидається в зливний піддон (нахил зливного піддону становить 1% від напрямку зливного піддону) і надходить у приймальний паливний бак. Між лотком і приймальною ємністю встановлені гідравлічний затвор і фільтрувальна сітка.

Зливний піддон з'єднаний каналом з двома ресиверами. Це ємність прямокутної форми і об'ємом 1000 м³.

Розігрівання мазуту в прийомних резервуарах виконано за допомогою трубопроводу гарячої рециркуляції з мазутної насосної.

Кожний прийомний резервуар обладнаний трьома погруженими насосами типу 20НА-22, які перекачують мазут в основні резервуари зберігання мазуту.

Мазутні резервуари виконані в земляному обвалуванні, і в відповідності з нормами технологічного проектування.

Розігрів мазуту в резервуарах циркуляційний, виділений окремий самостійний контур.

Мазутонасосна розташована в будівлі прольотом 18 м. В мазутонасосній встановлено насосне устаткування, фільтр грубої і тонкої очистки, електротехнічні пристрої.

На відкритому майданчику біля мазутонасосної розташований підігрівач мазуту, баки збору конденсату, бак збору забруднених дренажів.

Технологічна схема підготовки мазуту – двохступінчата. Трубопроводи до головного корпусу встановлені на опорах.

Проектом передбачені наступні споруди мазутного господарства:

- приймально-зливний пристрій завдовжки 354 м, розрахований на одночасний злив 56 цистерн вантажопідйомністю 50, 60, 120 т;

- два приймальні резервуари по 1000 м³, обладнані шістьма перекачуючими насосами типу 20 НА-22;

- склад мазуту (два залізобетонних резервуарів по 30 тис. м³);

- мазутонасосна з чотирьма насосами першого підйому 10 НД-6х1 і п'ятьма насосами другого – НК 200/370, подачею 180 м³/год.

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		72

2.6.2 Система технічного водопостачання

НА ТЕЦ застосована прямоточна схема подачі води. Вода від циркуляційних насосів іде до споживачів по двох магістральних водопроводах рециркуляційної магістралі.

Для забезпечення ТЕЦ циркуляційно-технічною водою споруджується берегова насосна. Основна частина води направляєтся в конденсатори турбін для конденсації пари. Крім того, циркуляційно-технічна вода витрачається:

- на охолодження масла в маслоохолоджувачі;
- на охолодження водню в газоохолоджувачах генераторів;
- на охолодження повітря в повітроохолоджувачах електричних машин;
- на систему технічного водопостачання;
- інші потреби.

Циркнасоси №1, 2, 3 підключені до магістрального водоводу №1, а насоси № 4, 5, 6 – магістрального водоводу № 2. Нагнітальний патрубок кожного насоса оснащений зворотним клапаном і запірною арматурою, які встановлюються в окремому комутаційному приміщенні. По зливних циркуляційних водоводах вода, що нагрілася в конденсаторах турбін, надходить у два закритих скидних канали, звідки надходить у відкритий скидний канал і через автоматичний водоскид скидається в р. Дніпро нижче БНС за течією. Частина нагрітої води з відкритого русла придатна для потреб рибальства, побудованого біля верхівки відкритого русла. Закритий напірний канал повертає гарячу воду в ківш насоса на березі, щоб зменшити шум взимку. ЦНС обладнана чотирма циркуляційними насосами (один резервний) типу 130-ДПВ-8/23 ЭГ подачою 16000-18000 м³/год, напором 23 м.вод.ст. і двома насосами виробничо-протипожежної системи водопостачання типу Д 630-90 і ЭЦВ 12-160-65.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		73

2.6.3 Хімічна водо підготовка

Норми якості пари і води, які забезпечують надійну й економічну роботу обладнання, встановлені «Правилами» технічної експлуатації електростанцій

.Норма якості живильної води і пари наступні:

- загальна твердість не більш 1 мкг-екв/кг;
- вміст кремнію 40 мкг/кг;
- вміст кисню, не більше:
- перед деаератором 30 мкг/кг;
 - після деаератора 10 мкг/кг;
- вміст вільного сульфіту перед економайзером не більш 2 мкг/кг;
- вміст гідразину перед економайзером у межах від 20-60 мкг/кг;
- показник рН при температурі 25° С живильної води 9,1+0,1;
- вміст аміаку і його з'єднань (у перерахуванні на NH₃), не більш 1000 мкг/кг;
- сумарний вміст нітратів і нітритів не повинний перевищувати 20 мкг/кг;
- вміст з'єднань заліза, не більш 30 мкг/кг;
- вміст з'єднань міді, не більш 5 мкг/кг;
- вміст масел і нафтопродуктів, не більш 0,3 мг/кг;
- вміст з'єднань натрію, не більш 15 мкг/кг;
- вміст кремнієвої кислоти, не більш 25 мкг/кг.

В зв'язку із втратами у циклі ТЕЦ конденсату і води для забезпечення безперервності процесу когенерації, необхідно компенсувати втрати води з мінімальними грошовими затратами. Використання сирі води з міського водопроводу або з річок неможливе, тому що ця вода містить розчинені солі які при випаровуванні утворюють накип, що осаджується на поверхні нагріву котів. Це може привести до погіршення характеристик обладнання та виходу його з ладу.

Вибір методів водопідготовки та схем водопідготовки ґрунтується на

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		74

якості вихідної води, потребах у воді енергетичних і опалювальних котлів, а також теплової мережі.

Потужність цеху хімводоочистки розраховується після визначення теплового плану когенерації, при цьому необхідно гарантувати необхідну для приготування кількість сухого очищення. Значна частина установки для хімводоочистки знаходиться за межами цеху. Для хімводоочистки є необхідним склад реагентів, який має запас на 30 діб при подачі у вагонах вантажопідємністю 6 тон. Обладнання, в якому використовується кислота, повинно бути забезпечене можливістю зливу її з цистерни ємністю 50 тонн. Процес хімічної обробки води повинен бути повністю автоматизованим.

Сира вода на хімводоочистку подається з головного корпусу ТЕЦ після підігріву її до 30-40 °С. Підігрів води потрібний з точки зору технологічних умов водо підготовки, а також для запобігання конденсації вологи на трубопроводах і апаратурі хімводоочистки.

Підігрів води виконується паром з відборів турбін у підігрівачах, які розташовані в головному корпусі. Сира підігріта вода подається на хімводоочистку по однолінійному трубопроводі. Резервування подачі сирі води на хімводоочистку здійснюється другою лінією з господарсько-протипожежного водопроводу на площадці ТЕЦ.

Хімічно очищена вода з ХВО подається в головний корпус ТЕЦ по двох трубопроводах, кожен з яких забезпечує 100 % подачі хімічно очищеної води. Трубопровід між головною будівлею та ХВО прокладається в каналі або на естакаді. Крім води, від головного корпусу до приміщення ХВО прокладається трубопровід стисненого повітря.

Крім попередньої обробки води, яка виконується установками сухої очистки, сучасні котли також вимагають практично повного очищення живильної води.

Після ХВО вода містить багато розчиненого газу. Тому вся хімічно очищена вода надходить в деаератор парового котла перед додаванням до котла.

Через деаератор також проходить конденсат мережних підігрівачів.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		75

Сучасні парові котли працюють у важких умовах щодо теплового навантаження поверхню нагріву. У той же час, навіть якщо на в трубах котла є невеликий накип, це може призвести до підвищення температури металу, пошкодженню труби та виходу котла з ладу. Для з-апобігання цьому виконується фосфатування котлової води. Фосфатні добавки централізовано вводяться в канал живильної води, що веде до насоса живильної води, або безпосередньо в паровий барабан кожного котла окремим насосом.

На ТЕЦ з барабанними котлами застосовуються хімічні методи підготовки додаткової води і підживлювальної води тепломережі: пом'якшення, обезкремнення, знесолення.

Видалення механічних домішок з води здійснюється до надходження її на ТЕЦ. Видалення колоїдних і грубодисперсних домішок відбувається шляхом коагуляції. В якості коагулянтів використовуються реагенти $Al_2(SO_4)_3$ чи $FeSO_4$.

Хімічна обробка води заснована на методі іонного обміну. Пом'якшення води здійснюється в катіонітових установках і оснований на здатності деяких нерозчинних у воді мінеральних і органічних речовин замінювати свій обмінний катіон на катіони води в процесі її фільтрування через шар катіоніту.

Як основні методи пом'якшення додаткової води застосовують комбіноване Н-На-катіонування. Залишкова твердість води при цьому знижується до 10 мкг/кг.

Знесолення проводиться також методами іонного обміну і здійснюється шляхом послідовного фільтрування води через Н-катіонітовий і ОН-аніонітовий фільтри. В результаті цього загальний солеміст води знижується до 50-100 мкг/кг.

2.6.4 Охорона навколишнього середовища

2.6.4.1 Розрахунок концентрації оксидів сірки

При спалюванні мазуту утворюється 99% оксидів сірки у вигляді SO_2 і близько 1% оксидів сірки у вигляді SO_3 . Розрахунок викидів оксиду сірки котла ведеться тільки в одиниці SO_2 , г/с:

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		76

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot B \cdot S^P (1 - \eta'_{so})(1 - \eta''_{so}) [1 - \eta''_{so} (\tau_{op} \setminus \tau_{ка})], \quad 2.1)$$

де: B – витрати натурального палива, т/рік або г/с,

B=12389 г/с - для водонагрівальних котлів (2 КВГМ-180);

S^P-вміст сірки в паливі на робочу масу, S^P=2,5 %;

η'_{so} - частка оксидів сірки, що зв'язуються золою в котлоагрегаті,

$\eta'_{so}=0,2$;

η''_{so} - частка оксидів сірки, що уловлюються мокрим золоуловлювачем,

$\eta''_{so} = 0$ (тому що немає золоуловлювача);

τ_{op} - час роботи сіроочистки, $\tau_{op}=0$ (тому що немає сіроочистки);

$\tau_{ка}$ - час роботи котлоагрегату.

$$M_{SO_2}^{ПВК} = 0,02 \cdot 12389 \cdot 2,5 \cdot (1 - 0,2)(1 - 0)(1 - 0) = 495,56 \text{ г/с.}$$

Очищення димових газів від SO₂ і SO₃ може здійснюватися наступними методами:

- вапняний метод;
- сульфідний метод.

3.6.4.2 Розрахунок концентрації оксидів азоту

Спалювання органічних палив супроводжується утворенням оксидів азоту: N₂O, NO, N₂O₃, NO₂, N₂O₄, N₂O₅.

Найбільш стійким з них є NO₂, тому розрахунок викидів оксидів азоту проводимо в перерахунку на NO₂.

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

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

$$M_{NO} = 10^{-3} \cdot B \cdot K \cdot (1 - q_4/100)(1 - \varepsilon_1 r) \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2 \quad (2.2)$$

де: K- враховує тип котла та його продуктивність;

$$K = (12 D_{\phi}) / (200 + D_{н}), \quad (2.3)$$

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		77

ТГМ-96: $K = (12 \cdot 465) / (200 + 500) = 8,40$.

V - витрати натурального палива, т/рік або г/с,

$V = 72000 \text{ м}^3/\text{год}$ – для енергетичних котлів (2xТГМ-96);

q_4 - втрати тепла з механічним недопалом, $q_4 = 0,02 \%$;

ε_1 - коефіцієнт, що характеризує ефективність впливу рециркуляції димових газів;

r - степінь рециркуляції димових газів у топку, $r = 10 \%$;

β_1 - коефіцієнт, що враховує якість палива,

$\beta_1 = 0,178 + 0,47N^r$, (2.4)

$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot 0,4 = 0,366$.

N^r - вміст азоту в паливі на горючу масу, $N^r = 0,4 \%$;

β_2 - коефіцієнт, що враховує конструкцію пальників, (для вихрових пальників $\beta_2 = 1,0$);

β_3 - коефіцієнт, що враховує вид шлаковидалення, $\beta_3 = 1,0$;

ε_2 - коефіцієнт, що враховує зниження викидів NO_x при багатоступінчастому спалюванні. Так, як спалювання одноступінчате, то $\varepsilon_2 = 1,0$.

Кількість викидів оксидів азоту 2xТГМ-96:

$M_{\text{NO}}^{\text{ен.к}} = 10^{-3} \cdot 72000 \cdot 8,40 \cdot (1 - 0,02/100) \cdot (1 - 0,015 \cdot 10) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,366 \cdot 1 \cdot 1 = 188,1 \text{ м}^3/\text{год}$;

Останнім часом приділяють все більше уваги боротьбі за очищення повітряного простору і покращення санітарії в промислових містах і робітничих селищах.. Димова труба станції працює в складних умовах. На димову трубу впливає вітрове навантаження і власна вага. Крім того, він є кінцевим звеном технологічного шляху процесу горіння і піддається агресивному нагріванню димових газів, які вміщують вологу, оксиди сірки і азоту.

Для надійної довготривалої роботи сучасні конструкції димових труб складаються з оболонок, які сприймають вітряні та вагові навантаження та передають їх на фундамент, і газовідвідного ствола, який сприймає вплив агресивного середовища димових газів. Оболонка всіх крупних вітчизняних димових труб виконується однотипною: вона представляє собою монолітний

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		78

залізобетонний кільцевий ствол конічної форми із зменшуючій знизу доверху товщиною стінки, яка опирається на фундамент з того ж матеріалу.

Газовідвідний ствол примикає до внутрішньої поверхні оболонки і має також конічну форму. Для агресивних (на сірковому паливі) його виконують із кислототривкої цегли. Футеровка виконується ділянками висотою 10 м, вона опирається на кільцеві виступи оболонки (консолі). Для підвищення надійності

труби на агресивних газах виконується вентиляційний зазор товщиною 200-400 мм між оболонкою і футеровкою. В нього за допомогою вентилятора подається повітря, нагріте в парових калориферах до 60-80 °С.

Висота димаря визначається по рівнянню:

$$H = \sqrt{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \left(\frac{M_{NO}}{ПДК_{NO}} + \frac{M_{SO}}{ПДК_{SO}} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{z}{V_T \cdot \Delta T}}} \quad (2.5)$$

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

F- безрозмірний коефіцієнт, що враховує швидкість осадження шкідливих речовин в атмосфері, F=2,0;

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

$$m = \frac{1}{0.67 + 0.1 \cdot \sqrt{f} + 0.34 \cdot \sqrt[3]{f}} \quad (2.6)$$

де f - параметр, що визначаємо по формулі :

$$f = \frac{\omega_0^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T} \cdot 10^3 \quad (2.7)$$

ω_0 - швидкість димових газів на зрізі димаря,

$$\omega_0 = 2,6 \cdot \sqrt[3]{\frac{\Delta T \cdot D_0}{100 \cdot i + 8 \cdot \lambda}} \quad (2.8)$$

де I - звуження труби, I = 0,01-0,015, приймаємо I = 0,012;

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

D₀ - внутрішній діаметр устя димаря,

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		79

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

Z - число димарів, $Z = 2$,

ΔT - різниця температур димових газів і навколишнього повітря

$$T = T_{\text{ух.г}} - T_{\text{окр.в.}} \quad (2.9)$$

$T_{\text{ух.м.}}$ - температура димових газів, що ідуть, $T_{\text{ух.м.}} = 130$ °С

$T_{\text{окр.в.}}$ - середня температура опівдні самого жаркого місяця, $T_{\text{окр.в.}} = 23,7$ °С

$$\Delta T = 130 - 23,7 = 106,3 \text{ °С}$$

V_G – об'ємна витрата димових газів,

$$V_G = \frac{\pi \cdot D_0^2}{4} \cdot \omega_0 \quad (2.10)$$

Параметр n визначається в залежності від величини:

$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_G \cdot \Delta T}{H}} \quad (2.11)$$

ПДК - гранично припустима концентрація шкідливих викидів:

$$\text{ПДК}_{\text{NO}} = 0,085 \text{ мг/м}^3,$$

$$\text{ПДК}_{\text{SO}} = 0,5 \text{ мг/м}^3.$$

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

- обчислюємо швидкість димових газів на зрізі димаря:

$$\omega_0 = 2,6 \cdot \sqrt[3]{\frac{106,3 \cdot 8,4}{100 \cdot 0,012 + 8 \cdot 0,05}} = 21,41 \text{ м/с}$$

- обчислюємо параметр f :

$$f = \frac{21,41^2 \cdot 8,4}{180^2 \cdot 106,3} \cdot 10^3 = 1,12$$

- обчислюємо об'ємну витрату димових газів:

$$V_G = \frac{\pi \cdot 8,4^2}{4} \cdot 21,41 = 1,186 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{с} \quad (2.6)$$

- обчислюємо параметр v_M

$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1,186 \cdot 10^3 \cdot 106,3}{180}} = 5,77 > 2 \Rightarrow n = 1,0$$

- обчислюємо безрозмірний коефіцієнт m :

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		80

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{1,12} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,12}} = 0,885$$

- обчислюємо висоту димаря в першому наближенні:

$$H = \sqrt{160 \cdot 2 \cdot 0,885 \cdot 1 \cdot \left(\frac{653,9}{0,085} + \frac{991,1}{0,5} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{2}{1,186 \cdot 10^3 \cdot 106,3}}} = 169 \text{ м}$$

У першому наближенні одержали висоту димаря $H = 169$ м. Далі приймаємо $H=169$ м і аналогічно повторюємо розрахунок.

Остаточно одержуємо $H = 175$ м

Отриману висоту димаря $H = 175$ м округляємо до стандартної величини $H=180$ м.

У результаті проведеного розрахунку димаря визначена її довжина:

$H = 180$ м.

3.7 Генеральний план ТЕЦ

Територія ТЕЦ має дві окремі зони: одна для будівництва основних споруд, друга для мазутного господарства.

У геологічній будові майданчик характеризується наявністю юрських крейдяних і палосгенових відкладень, покритих чвертковими алювіальними відкладеннями, представленими дрібними і середньої величини водонасиченими пісками з незначними лінзами сумішей глин і суглинків.

Рівень ґрунтових вод знаходиться в безпосередній залежності від рівня горизонту вод в річці.

Основою для фундаментів служать намиті річкові піски.

Мазутне господарство винесене на окрему ділянку.

Поряд з мазутогосподарством на відстані 200 м розміщується ВРП - 330 кВт.

Всі допоміжні споруди прийняті типовими і їх компоновка на генплані продиктована технічним взаємозв'язком.

Для автомобільного транспортного сполучення ТЕЦ із загальною мережею швидкісних доріг збудовано з'єднувальну швидкісну дорогу.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
						81
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Для з'єднання промислової зони з основними об'єктами прокладено автомобільну дорогу, що веде до мазутної зони та господарства.

Основні характеристики генерального плану:

Площа майданчика - 267480,22 м²;

Площа будівель - 125847,22 м²;

Площа під автодорогами і залізодорожними шляхами - 3217,93 м².

Коефіцієнт забудови $K_{забуд}$:

$$K_{забуд} = \frac{F_{будівл}}{F_{огор}} \cdot 100\% ,$$

(2.12) де: $F_{будівл}$ - площа, під будівлями, м²;

$F_{огор}$ - площа в огорожі, м².

$$K_{забуд} = \frac{125847,22}{267480,22} \cdot 100 = 47\%$$

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

$$K_{в.т.} = \frac{F_{спор}}{F_{огор}} \cdot 100\% ,$$

(2.13)

де: $F_{спор}$ - площа, яка зайнята всіма спорудами, м².

$$K_{в.т.} = \frac{129065,15}{267480,22} \cdot 100 = 48,25\%$$

Питома площа в огорожі $f_{пит.}$:

$$f_{пит.} = \frac{F_{огор}}{N_{ел}} \cdot \frac{\text{га}}{100 \text{ МВт}} ,$$

(2.14)

де: $N_{ел}$ - електрична потужність станції, в сотнях МВт.

$$f_{пит.} = \frac{26,748}{7} = 3,82 \frac{\text{га}}{100 \text{ МВт}} .$$

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		82

3 АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА УПРАВЛІННЯ НА ТЕЦ

Керування елементами головної електричної схеми станції, контролю та координацію роботи енергоблоків, а також керування системою пожежегасіння здійснює АСУ ТЕЦ.

ЦЦК розташований в постійному торці головного корпусу. Там же знаходиться начальник зміни станції.

З ЦЦК здійснюється оперативне керівництво всіма цехами з постійним персоналом, що обслуговує цехи головного корпусу, хімводоочистку, мазутогосподарство. Безпосередньо дистанційне керування пристроями видачі електроенергії (відкриті розподілпристрої), а також контроль за роботою загальностанційних об'єктів здійснюється без постійного персоналу, що обслуговує насосні станції, компресорні, електролізу, ГРП.

Керування технологічним обладнанням головного корпусу здійснюється з 2-х центральних щитів, розташованих в деаераторному відділенні на відмітці обслуговування.

1-й щит площею 420 м² для керування обладнанням блоків №1,2, а 2-й - 590 м² для керування блоками №3,4.

Для створення більш сприятливих умов оперативному персоналу щитів керування, а також для зручності монтажу та ремонту передбачені:

- скляний проліт в щитових приміщеннях блочних щитів в сторону машзалу, що дозволяє отримати краще архітектурне рішення щитових приміщень;
- звуконепроникність щитових приміщень, стелі вологозахищені.
- приміщення забезпечені установками кондиціонування повітря, освітлення виконується лампами денного світла;
- загальностанційний радіопошуковий зв'язок та прямий диспетчерський зв'язок між оператором блочного щита та всіма робочими місцями обхідників;
- під всіма щитовими приміщеннями та між ними закриті кабельні напівповерхи.
- від котлів та турбін розміщуються спеціальні підвісні кабельні коробки для

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		83

трасування кабелів та їх організованого введення в підщитове приміщення.

В щитовому приміщенні №1 виділяється оперативний контур керування котлами №1,2 та допоміжним обладнанням котельної і оперативний контур керування турбінами №1,2 та допоміжним обладнанням машзалу.

Таке розташування щитів враховує наявність поперечних зв'язків по воді та парі між агрегатами №1,2.

В щитовому приміщенні №2 розташовуються: щит керування блоками котел-турбіна-генератор-трансформатор №3 та блоком котел-турбіна-генератор-трансформатор №4.

Інформаційно-обчислювальна система здійснює:

- контроль технологічних параметрів з видаванням світової та звукової сигналізації відхилень параметрів;
- реєстрацію поточних значень та відхилень параметрів на цифропечатних пристроях;
- вибране вимірювання та графічний запис поточних значень любого контролюваного параметру;
- обчислення та реєстрацію техніко-економічних показників роботи обладнання;
- технологічний захист блоку;
- зміну параметрів настройки регуляторів.

Система передбачає роботу зі всіма датчиками стандартних сигналів, датчиками з уніфікованим вихідним сигналом та двохпозиційними датчиками.

Безконтактна схема автоматики з використанням нових регуляторів, які виконані по модульному принципу та які здійснюють функції “логічна заборона” та корегування коефіцієнту посилення.

Автоматизація процесів розпалу котла, включенням та відключенням пальників в залежності від навантаження.

Вибіркова система дистанційного керування та контролю в поєднанні з мнемосхемою.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		84

Мнемосхема розташовується над оперативним контуром та відображає технологічну схему блока.

Стан об'єктів керування (механізмів, засувок та виконавчих органів) відображається на мнемосхемі запалюванням лампочок положення та виклику.

З блочного щита керування здійснюється контроль та керування блоком у всіх режимах: нормальний, пуск, зупинка та аварійний.

Основними пристроями блочного щита є:

- пульти керування та контролю;
- оперативні панелі;
- неоперативні панелі;
- мнемосхема (розташована над оперативним контуром);
- панелі електронних регуляторів, сигналізація, блокування, захист та ін.;
- інформаційні та обчислювальні пристрої;
- пристрої цифрової реєстрації;

На пульті керування розміщуються:

- багатошкальні прилади, що показують та контролюють технологічні параметри;

- табло сигналізації відхилення відповідальних параметрів, групові табло відхилень параметрів з розшифровкою на місцевих щитах, табло сигналізації роботи захисту, табло виклику обхідників, а також табло сигналізації та перевірки справності інформаційно-обчислювальної машини;

- блоки вимірювального дистанційного керування;
- перемикачі захисту та кнопки аварійної зупинки;
- ключі керування особою відповідальними об'єктами;
- органи перевірки справності сигналізації та ламп табло, кнопки об'єму звука та мигання ламп;

- мнемосхема, яка виконується набірною із стандартних ячеек на один символ або елемент мнемосхеми.

Основними елементами систем авторегулювання, є уніфікована система

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		85

приладів авторегулювання “Каскад”, які випускаються Московським заводом теплової автоматики і Чебоксарським заводом ЗЗІМ, а також серія приладів теплового контролю з уніфікованим вихідним сигналом постійного струму, що випускаються заводом “Манометр” та “Теплоприлад”. [4]

В схемах авторегулювання застосовані: вимірюючий блок И-04; блок регулюючий релейний Р-21; пристрій завдання потенціометричний ЗУ-11-задатчик; пристрій захисний В-01; блок погоджувачих приставок; релейний підсилювач потужності У-101; виконавчі механізми серії МЕО-К та МЕО-Б; блок управління БУ-22; нормуючий перетворювач НП-ПЗ; нормуючий перетворювач НП-ТП-68; нормуючий перетворювач НП-ТС-68; манометри типу МПЕ, ММЕ та МВС; термоелектричний перетворювач ТХА –081; дифманометри типу ДМЕ; термоперетворювач опору ТСП-051, та ряд елементів схем регулювання.

Авторегулятори: рівень в конденсаторі турбіни; рівень в деаераторі 0,7 МПа; регулятор температури живильної води. Регулятор тиску ШРОП виконаний з індивідуальним управлінням. Інші регулятори керуються через систему обраного керування. [4]

3.1 Призначення та принцип дії регуляторів котлоагрегату ТГМ-96А

Система автоматичного регулювання процесів горіння, живлення, температури пари та навантаження котлоагрегату повинна забезпечувати:

- відповідність між заданим та дійсним навантаженням котлоагрегату;
- підтримання в заданих границях параметрів перегрітої пари;
- надійне та економічне горіння в топці;
- економічну роботу блока.

САР процесів горіння, живлення, навантаження і температури пари включає в себе наступні регулятори:

- потужності (навантаження);
- тиску пари перед турбіною (“до себе”);

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		86

- палива;
- живлення котла водою;
- загального повітря;
- розрідження в топці;
- температури первинної пари;
- температури вторинної пари.

Робота САР можлива в двох режимах: роботи блока – базовому та регулюючому.

В базовому режимі блок працює на постійному навантаженні, або зі змінами її за диспетчерським графіком, не беручи участь в регулюванні частоти в системі. При цьому навантаження блоку визначається заданим навантаженням котлоагрегату.

В регулюючому режимі блок бере участь в підтримці частоти в системі і навантаження котлоагрегату приводиться у відповідність з заданим навантаженням турбіни.

Автоматика виконана на базі апаратури, яка випускається заводом МЗТА.

3.2 Регулювання тиску пари перед турбіною

При роботі блока в регулюючому режимі, регулювання навантаження виконується за допомогою регулятора потужності. Зміна навантаження турбіни при незмінному тепловиділенні в топці котлоагрегата призводить до відхилення тиску пари перед турбіною. Регулятор потужності впливає на

регулятори палива і регулятори живлення, змінює навантаження котлоагрегата, приводячи її у відповідність до заданого навантаження турбіни та відновлює тиск у паровій магістралі.

Сигнал 0-5 мА постійного струму від первинного перетворювача МПЕ по тиску гострої пари в перемичці ШРОП надходить на вхід вимірювального блоку И-04.

У вимірювальному блоці сигнал перетворюється в постійний струм напругою – $1,5 \div 0 \div 1,5$ В.

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
						87
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Сигнал – $1,5 \div 0 \div 1,5$ В, який відповідає навантаженню блока надходить на вхід релейного блока Р-21 і на вказівник виходу В-12.

На вхід вимірювального блоку надходить також сигнал від задатчика регулятора потужності вмонтованого в блок БУ-1/6.

Релейний блок перетворює сигнал від вимірювального блоку в деспертні імпульси постійного струму напругою 24 В тривалість і частота якого залежить від вихідного сигналу вимірювального блоку та положення ручки настройки блока Р-21. Вказані імпульси через перемикач “Авт.” – “Дист.” блока БУ-1/6 надходить на вхід в блок БПИ.

Блок БПИ ввімкнений, як підсилювач, він перетворює сигнал Р-21 в сигнал постійного струму величиною 0-5 мА для керування підпорядкованими регуляторами з виходом блоку БПИ струмовий сигнал послідовно надходить через вказівник виходу В-12 через контакти реле РП на вхід вимірювальних блоків типу И-04 регуляторів РТМ, РТГ.

Регулятор тиску гострої пари “до себе”

Регулятор отримує один імпульс по тиску гострої пари перед турбіною і впливає на переміщення регулюючих клапанів турбіни. Первинним перетворювачем тиску служить прилад типу МПЕ.

У випадку переміщення регулюючих клапанів регулятором швидкості турбіни регулятор “до себе” повертає їх в вихідне положення, витримуючи тиск перед турбіною і навантаження блока постійними.

Вихідні ланцюги регулятора потужності і регулятора тиску “до себе” проходять через контакти реле переводу блока на знижене навантаження, вихідні ланцюги регулятора потужності розриваються, а регулятор “до себе” вмикається в роботу незалежно від того, в якому положенні знаходиться перемикач управління блока управління БУ-1/6. Одночасно від підлеглих регуляторів відключається сигнал $0 \div 5$ мА з блоку навантаження і підключається задатчик зниженого навантаження з фіксованим завданням 60 %.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		88

3.3 Регулювання подачі палива в котел

Регулятори палива призначені для встановлення і підтримки витрати палива відповідно до заданого навантаження котла.

На котлі встановлено два регулятори палива. Регулятор палива, що впливає на подачу мазуту і регулятор палива, що впливає на подачу газу в котлоагрегат.

Кожний регулятор палива отримує сигнал завдання за навантаженням (від регулятора навантаження). Зворотними сигналами є витрати мазуту і витрати газу (відповідно).

Розмножені сигнали по витраті мазуту або витраті газу, в залежності від виду палива що спалюється, подаються також в схему загального повітря і температури вторинної пари.

Первинним перетворювачем витрати мазуту регулятора палива служить дифманометр типу ДМЕР. Тиск мазуту до первинного перетворювача передається через розділяючу рідину.

3.4 Регулювання живлення котлоагрегата водою

Основними завданнями системи автоматичного регулювання живлення котлоагрегата є встановлення і підтримання витрати живильної води у

відповідності до заданого значення навантаження котлоагрегата, а також регулювання температури пари в проміжній точці водопарового тракту. Ця температура є критерієм правильності витримки співвідношення між витратами живильної води і палива, що надходить в котлоагрегат.

Котлоагрегат має основний регулятор живлення (з впливом на ЖТП), два розтопочних регулятора живлення (з впливом на РПК) та розтопочний стабілізатор тиску живильної води (що впливає на ЖП).

Основний регулятор живлення з метою підвищення якості регулювання температури в умовах роботи котлоагрегата на різних видах палива, отримує сигнал по температурі за ЕПК при роботі котлів як на мазуті, так і на газі.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		89

Нерівномірність по температурі задається сигналом по навантаженню.

Первинними перетворювачами витрати живильної води служать прилади типу ДМЕР.

Основний регулятор живлення впливає на КДУ серводвигуна РК ЖТП, змінюючи число обертів турбопомпи і встановлюючи новий тиск живильної води.

Завданням розтопного регулятора живлення є стабілізація заданої витрати живильної води під час пусків котлоагрегата.

На регулятор надходять, сигнал по витраті живильної води і передбачений корегуючий сигнал по температурі пари за екраном поворотної камери.

Розтопні регулятори живлення через логічний пристрій впливають на РПК таким чином, щоб досягалось мінімальне дроселювання потоків води на живильних клапанах.

Регулятор продуктивності ЖЕП призначений для встановлення тиску живильної води перед РПК в пусковий період і для стабілізації цього тиску при фіксованій витраті живильної води.

Тиск живильної води вимірюється за допомогою первинного перетворювача типу МПЕ. Регулятор впливає на гідромуфту ЖЕП, змінюючи число обертів помпи.

3.5 Регулювання подачі повітря в котел

Економічність процесу горіння забезпечується регулятором витрати загального повітря, завданням якого є встановлення оптимального надлишку повітря в топці котла.

Підтримання оптимального надлишку повітря забезпечує максимальний ККД котла, так як при підвищенні надлишку збільшуються втрати тепла з відхідними газами, а при недостатній кількості повітря з'являються втрати з хімічним і механічним недопалом.

На котлі встановлено два дутьєвих вентилятора, які працюють паралельно в зв'язку з чим встановлено два регулятора загального повітря: основний, що впливає на направляючий апарат вентилятора "А" та синхронізуючий що впливає на направляючий апарат вентилятора "Б".

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		90

Регулятори працюють за схемою паралельної синхронізації. На основний регулятор повітря подаються сигнали з витрати палива, тиску повітря, вмісту кисню в димових газах і швидкісний імпульс по витраті палива.

Тиск повітря береться з перемички короба за РВП. Датчиком тиску повітря з РВП служать ДН-400. регулятор синхронізації отримує заданий сигнал за положенням направляючого апарату дутьєвого вентилятора "А" і зворотній сигнал по положенню направляючого апарата вентилятора "Б".

Коригований сигнал по вмісту кисню в димових газах надходить на регулятор повітря від приладу Р-12-МК, на вході якого виконується додавання вмісту кисню від правої і лівої сторони конвективної шахти котла. В якості первинних перетворювачів кисню використовуються режимні газоаналізатори типу МН, тобто на яких застосована єдина схема контролю і регулювання кисню, при якій сигнали від первинного перетворювача газоаналізатора на показуючий вторинний прилад і в схему автоматичного регулювання заводяться паралельно.

Підключення коректора по кисню до регулятора повітря виконується безударно за допомогою блоку управління БУ-13.

3.6 Регулювання розрідження в топці котла

Регулятори розрідження призначені для автоматичної підтримки заданого розрідження в верхній частині топки котла.

Зменшення розрідження в топці призводить до вибивання гарячих газів в котельне приміщення через нещільності системи, внаслідок чого підвищується загазованість повітря та можливий перегрів елементів каркасів кола.

Підвищення розрідження підвищує присоси холодного повітря, що знижує економічність котла.

На котлі встановлені два димососа, які працюють паралельно, у зв'язку з чим встановлено два регулятора розрідження: основний, що впливає на направляючий апарат димососа "А" і синхронізуючий, що впливає на направляючий апарат димососа "Б".

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		91

На основний регулятор розрідження надходить усереднений сигнал по розрідженню у верхній частині топки і швидкісний імпульс по витраті палива.

Усереднення сигналу здійснюється паралельним з'єднанням імпульсних ліній, які ідуть з правої та лівої сторони топочної камери.

3.7 Регулювання температури пари котла

Пароводяний тракт прямооточного котлоагрегата ТГМ-96А виконаний двох поточним з самостійним регулюванням температури пара у кожному потоці. Кожна нитка пароводяного тракту обладнана двома ступенями регулювання температури первинної пари:

- після ширмового пароперегрівника (I вприск);
- на виході з котла (II вприск).

Регулювання температури первинної пари здійснюється вприском живильної води, що відбирається з живильної магістралі котлоагрегата.

Завданням системи автоматичного регулювання температури пара є підтримання в заданих межах температури пара на виході з котла і в проміжних точках пароперегрівника при зміні навантажень в регульованому діапазоні.

Підвищення температури перегрітої пари на виході з пароперегрівника і в проміжних точках котла може призвести до пошкодження найбільш напружених поверхонь нагріву, паропроводів, а також турбіни.

Зниження температури пара від заданого значення може призвести до підвищення вологості пара на останніх ступінях турбіни. Крім цього зниження температури перегрітої пари знижає економічність блока.

З умов надійності метала труб пароперегрівника, паропроводу і турбіни важливо не тільки забезпечити підтримку температури в заданих межах, але й не допускати її різких змін. Часті коливання температури призводять до різких змін напруг в металі і викликають його стомлення.

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		92

Регулятори температури пара виконані по двоконтурній схемі. Основним сигналом є температура в заданій точці за наступною після вприску поверхнею нагріву.

Додатковим сигналом служить сигнал по швидкості зміни температури пара за вприском.

Швидкісний імпульс формується за допомогою електронного диференціатора. Введення в регулятор температури швидкісного імпульсу по температурі за вприском дає змогу ліквідувати вплив зовнішніх збуджень.

При зміні температури в точці, де встановлений основний термоелектричний перетворювач, швидкісний імпульс виконує роль гнучкого зворотного зв'язку.

Використання вприску для охолодження вторинної пари приводить до зниження економічності установки, тому основним засобом підтримки температури вторинної пари в необхідних межах є регулювання рециркуляцією димових газів. При цьому вприск застосовується, як допоміжний засіб регулювання в тих випадках, коли температура вторинної пари підвищується до недопустимих значень, а також як резервний засіб регулювання температури (аварійний вприск).

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		93

4 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЇ

4.1 Опис схеми головних електричних з'єднань

Проектна ТЕЦ розрахована на видачу потужності 700 МВт напругою 110 кВ і 330 кВ. Для видачі цієї потужності напругою 110 і 330 кВ прийнята блочна схема підключення турбогенераторів енергоблоків № 1-4 до шин відкритих розподільних пристроїв.

Головна схема електричних з'єднань ТЕЦ показана на кресленні.

На енергоблоках № 1, № 2 встановлені турбогенератори типу ТВФ-120-2, потужністю 120 МВт. Вони мають змішане охолодження обмоток і теристорну систему збудження. Вони підключаються до ВРП через трансформатори типу ТДЦ-125000/110, потужністю 125 МВА.

ВРП 110 кВ виконаний по схемі "дві основні і третя обхідна система шин"; одна основна система шин секціонована; обхідний і шиноприєднувальний вимикачі на кожній секції 110 кВ прийняті сумісними.

Турбогенератор ТВФ-120-2 має охолодження сердечника статора і обмотки ротора - безпосереднє водневе, охолодження обмотки статора - непряме водневе. Надмірний номінальний тиск водню в корпусі статора - 0,39 МПа.

Все електричне устаткування на напругу 110 кВ задовільняє очікуваним рівням струмів короткого замикання.

На енергоблоках №3, №4 встановлені турбогенератори типу ТГВ-300, потужністю 300 МВт, з водневим охолодженням сердечника статора і обмотки ротора, а також водяною системою охолодження обмотки статора.

Генератори блоків №3, №4 включені через підвищуючі трансформатори ТДЦ-400000/330, потужністю 400 МВА кожний, на шини 330 кВ.

ВРП 330 кВ виконано по схемі "3/2" і зв'язано з ВРП 110 кВ двома автотрансформаторами потужністю 125 МВА кожний.

Автотрансформатор типу АТДЦТН-125000/330/110 забезпечує необхідні перетоки між ВРП 110 і 330 кВ в нормальному і післяаварійному режимах.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		94

4.2 Розрахунок трьохфазного струму короткого замикання

На розрахунковій схемі вказуємо номінальні параметри елементів, намічаємо розрахункові точки КЗ. В даному випадку намічаємо одну точку КЗ.

Паспортні дані:

$$\begin{aligned} \Gamma 1, \Gamma 2: \quad & P_H = 100 \text{ МВт} \\ & \cos \varphi_H = 0,8 \\ & U_H = 10,5 \text{ кВ} \\ & x''_d = 0,192 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Gamma 3, \Gamma 4: \quad & P_H = 300 \text{ МВт} \\ & \cos \varphi_H = 0,85 \\ & U_H = 20 \text{ кВ} \\ & x''_d = 0,195 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T1, T2: \quad & S_H = 125 \text{ МВА} \\ & U_K = 10,5 \% \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T3, T4: \quad & S_H = 400 \text{ МВА} \\ & U_K = 11 \% \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T5: \quad & S_H = 16 \text{ МВА} \\ & U_K = 10 \% \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} AT1, AT2: \quad & S = 125 \text{ МВ} \cdot A, \\ & U_{KB-H} = 35 \% \\ & U_{KB-C} = 10 \% \\ & U_{KC-H} = 24 \% \end{aligned}$$

$$C1: \quad S_{c1} = 2000 \text{ МВ} \cdot A,$$

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		95

$$x_{*c1} = 2.2;$$

$$C2: \quad S_{c2}'' = 8700 \text{ MB} \cdot \text{A},$$

$$X_{*c2} = 6.1$$

Для наміченої точки КЗ складемо схему заміщення, замінюючи електромагнітні зв'язки електричними, а джерела вводимо в схему заміщення, як ЕРС за відповідними опорами, інші елементи – як опори.

В установках напругою більше 1000 В струм КЗ розраховано у відносних одиницях.

За базисну потужність приймаємо $S_B = 1000 \text{ MB} \cdot \text{A}$.

За базисну напругу приймаємо середню експлуатаційну напругу $U_B = U_{\text{СЕР}}$ в точці КЗ згідно зі шкалою: $U_B = 6 \text{ кВ}$

Базисний струм $I_B, \text{кА}$, визначаємо по формулі:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B},$$

де: S_B – базисна потужність, $\text{MB} \cdot \text{A}$;

U_B – базисна напруга, кВ .

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 55,02 \text{ кА}$$

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		96

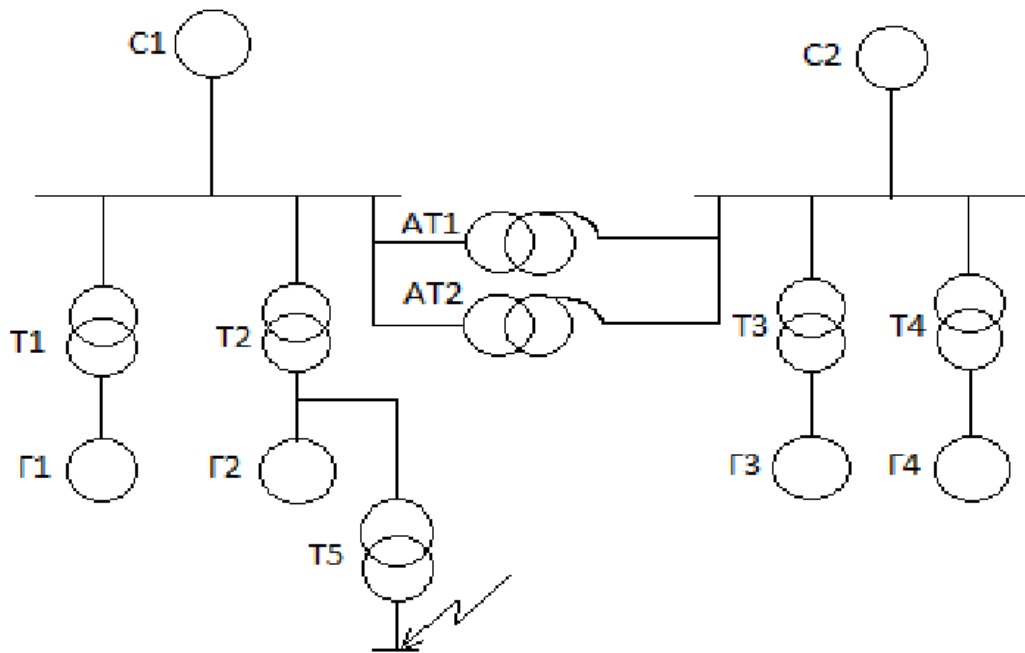


Рис.1. Схема заміщення

Приводимо параметри елементів схеми заміщення до базисних умов:

Опір генераторів у схемі заміщення при базисних умовах x_{*2} , визначаємо по формулі:

$$x_{*2} = X_d'' \cdot \frac{S_\sigma}{S_H},$$

де: X_d'' - відносний зверхперехідний індуктивний опір по продольній осі;

S_H - номінальна потужність генератора, МВ·А., визначаємо по формулі:

$$S_H = \frac{P_H}{\cos \varphi_H},$$

де: P_H - номінальна потужність генератора, МВт.

$$I_b = 0.192 \frac{1000}{100 / 0.8} = 1.536;$$

$$I_b = 0.195 \frac{1000}{300 / 0.85} = 0.552.$$

Опір блочних трансформаторів у схемі заміщення при базисних умовах визначаємо по формулі:

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		97

$$x_{*T} = \frac{U_K \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_H},$$

де: U_K - напруга КЗ,%;

S_H - номінальна потужність трансформатора, МВ·А.

T – 1-2:

$$X_5 = X_6 = \frac{U_K \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{HT}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 125} = 0,84$$

T – 3-4:

$$X_7 = X_8 = \frac{U_K \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{HT}} = \frac{11 \cdot 1000}{100 \cdot 400} = 0,275$$

T-5:

$$X_{17} = \frac{U_K \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{HT}} = \frac{10 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,25$$

Визначаємо відносний опір промінів автотрансформатора у схемі заміщення при базисних умовах:

$$X_{10} = X_{12} = \frac{1}{200} (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} = \frac{1}{200} (10 + 24 - 35) \cdot \frac{1000}{125} = 0$$

$$X_{11} = X_{14} = \frac{1}{200} (U_{KC-H} + U_{KB-H} - U_{KB-C}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} = \frac{1}{200} (24 + 35 - 10) \cdot \frac{1000}{125} = 1,02$$

Визначаємо ЕДС на схемі заміщення при базисних умовах:

$$E_1 = E_2 = 1 + 1 \cdot 0,192 \sin(\arccos 0,8) = 1,11$$

$$E_3 = E_4 = 1 + 1 \cdot 0,195 \sin(\arccos 0,85) = 1,1$$

$$E_{c1} = E_{c2} = 1$$

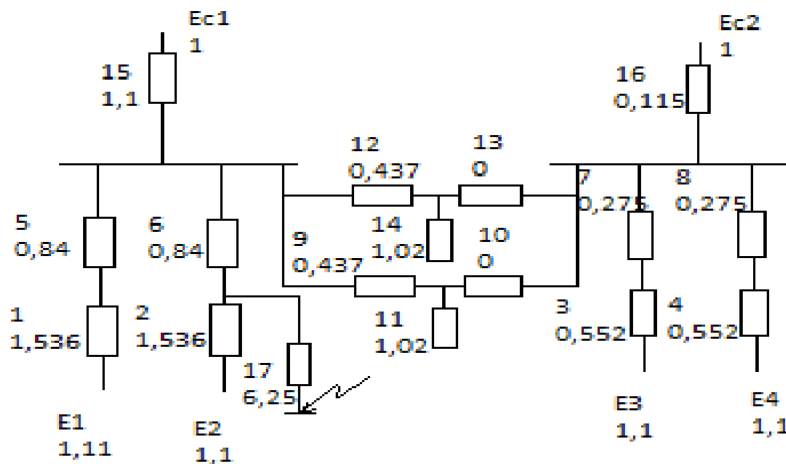
Опір системи у схемі заміщення при базисних умовах, визначаємо по формулі:

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		98

$$X_{15} = X_{c1} \cdot \frac{S_6}{S_{c1}} = 2.2 \frac{1000}{2000} = 1.1$$

$$X_{16} = \frac{S_6}{S_{c2}} = \frac{1000}{8700} = 0.115$$

Отримуємо схему заміщення наступного вигляду:



Рим. 2. Розрахункова схема

Спростуємо схему заміщення мал. 2 відносно точки КЗ

$$X_{18} = X_1 + X_5 = 1.536 + 0.84 = 2.376$$

$$X_{19} = \frac{X_3 + X_7}{2} = \frac{0.552 + 0.275}{2} = 0,413$$

Знаходимо ЕРС Г3,Г4 та С2:

$$E_5 = \frac{\frac{E_{3,4}}{X_{19}} + \frac{E_{c2}}{X_{16}}}{\frac{1}{X_{19}} + \frac{1}{X_{16}}} = \frac{\frac{1,1}{0,413} + \frac{1}{0,115}}{\frac{1}{0,413} + \frac{1}{0,115}} = 1,02$$

$$X_{20} = \frac{X_{16} \cdot X_{19}}{X_{16} + X_{19}} = \frac{0,115 \cdot 0,413}{0,115 + 0,413} = 0,089$$

$$X_{21} = \frac{X_9}{2} = \frac{0,437}{2} = 0,218$$

$$X_{22} = X_{20} + X_{21} = 0.089 + 0.218 = 0.3075$$

$$X_{23} = \frac{X_{15} \cdot X_{18}}{X_{15} + X_{18}} = \frac{1.1 \cdot 2.376}{1.1 + 2.376} = 0.751$$

$$E_6 = \frac{\frac{E_{c1}}{X_{15}} + \frac{E_1}{X_{18}}}{\frac{1}{X_{15}} + \frac{1}{X_{18}}} = \frac{\frac{1}{1.1} + \frac{1.11}{2.376}}{\frac{1}{1.1} + \frac{1}{2.376}} = 1.034$$

Отримуємо наступну схему:

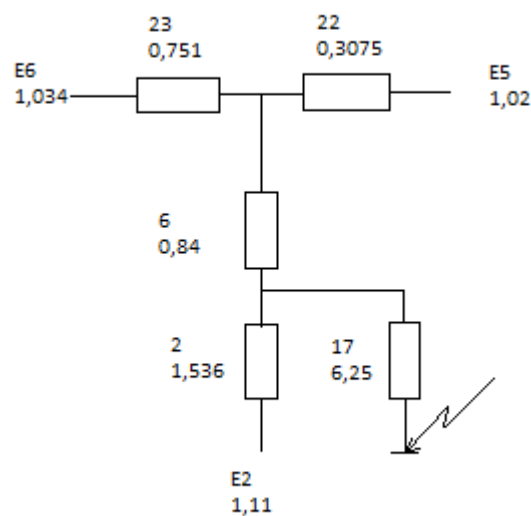


Рис. 3

$$X_{24} = \frac{X_{23} \cdot X_{22}}{X_{23} + X_{22}} = \frac{0.751 \cdot 0.307}{0.751 + 0.307} = 0.218$$

$$E_7 = \frac{\frac{E_6}{X_{23}} + \frac{E_5}{X_{22}}}{\frac{1}{X_{23}} + \frac{1}{X_{22}}} = \frac{\frac{1.034}{0.751} + \frac{1.02}{0.3075}}{\frac{1}{0.751} + \frac{1}{0.3075}} = 1.024$$

$$X_{25} = X_{24} + X_6 = 0.218 + 0.84 = 1.058$$

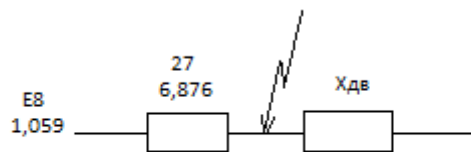
$$X_{26} = \frac{X_{25} \cdot X_2}{X_{25} + X_2} = \frac{1.058 \cdot 1.536}{1.058 + 1.536} = 0.626$$

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		100

$$E_8 = \frac{\frac{E_7}{X_{25}} + \frac{E_2}{X_2}}{\frac{1}{X_{25}} + \frac{1}{X_2}} = \frac{\frac{1.024}{1.058} + \frac{1.11}{1.536}}{\frac{1}{1.058} + \frac{1}{1.536}} = 1,059$$

$$X_{27} = X_{26} + X_{17} = 0.626 + 6.25 = 6.876$$

Отримуємо розрахункову схему заміщення:



4.3 Вибір і перевірка вмикачів і роз'єднувачів

Розрахунок періодичного тока КЗ:

$$I_{n.o,c} = \frac{E_8}{X_{27}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1,059}{6.876} \cdot 55.02 = 8.47 \text{ кА},$$

$$I_{n.o,d} = 4 \frac{P_{n,d}}{U_{n,d}} = \frac{16}{6} \cdot 4 = 6,09 \text{ кА}$$

Враховучи можливість використання для даних умов вмикача VF07.16.50, у якого $\Delta t_{\text{відкл}} = 0,12 \text{ с}$, час протікання аперіодичної складової

$$t_{\text{роз}} = \tau = \Delta t_{\text{відкл}} + \Delta t_{\text{рз}}$$

$$t_{\text{роз}} = \tau = 0,12 + 0,05 = 0,17 \text{ с}$$

де: $\Delta t_{\text{рз}} = 0,05 \text{ с}$ - час спрацювання релейного захисту, взято з довідника.

Розрахунок аперіодичного струму КЗ:

$T_a = 0.1$ – для системи;

$T_a = 0.04$ – для двигуна;

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		101

$$i_{a,c} = \sqrt{2} \cdot 8,47 \cdot e^{-\frac{0,17}{0,1}} = 2,18 \text{ кА}$$

$$i_{a,d} = \sqrt{2} \cdot 6,09 \cdot e^{-\frac{0,17}{0,04}} = 0,12 \text{ кА};$$

- повний струм КЗ від системи

$$i_{\Sigma,c} = i_{a,c,t} + \sqrt{2} \cdot I_{n,c}$$

$$i_{\Sigma,c} = 2,18 + \sqrt{2} \cdot 8,47 = 26,11 \text{ кА}$$

$$i_{\Sigma,d} = 0,12 + \sqrt{2} \cdot 6,09 = 8,73 \text{ кА}$$

Розрахунок ударного струму КЗ:

$K_y = 1,65$ - для двигуна;

$K_y = 1,78$ - для Системи;

$$i_{y,c} = \sqrt{2} \cdot I_{n,c} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 8,47 \cdot 1,78 = 21,32 \text{ кА};$$

$$i_{y,d} = 1,65 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,09 = 14,21 \text{ кА}$$

- вміст аперіодичної складової в струмі КЗ

$$\beta_{\text{розр}} = \frac{i_{a,c,t}}{i_{\Sigma,c}} \cdot 100\%$$

$$\beta_{\text{розр},c} = \frac{2,18}{26,11} \cdot 100 = 8,34\%$$

$$\beta_{\text{розр},d} = \frac{0,12}{8,73} \cdot 100 = 1,37\%$$

$$I_{\text{обт}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1539 \text{ А}$$

Перевірка вимикача:

на термічну стійкість:

$$T_a = T_{a,r} + T_{a,c} = 0,1 + 0,04 = 0,14;$$

$$W_{k,\text{розр}} = I_{n,o}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 8,47^2 (5+0,14) = 368,74 \text{ кА} \cdot \text{с};$$

$$W_k = I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$i_{\text{відкл}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{відкл},н} (1 + \beta_{\text{ном}})$$

$$i_{\text{відкл}} = \sqrt{2} \cdot 50 (1 + 0,4) = 73,53 \text{ кА}$$

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		102

Таблиця 3.6. Вибір та перевірка вимикача VF07.16.50.

№ п/п	Величина	Умови порівняння	Параметри	
			паспортні	розраховані
1	Тип	VF07.16.50		
2	Номинальна напруга, кВ	$U_n \geq U_{уст}$	6	6
3	Номинальний струм, А	$I_n \geq I_{обт}$	1600	1539
4	Струм відключення, кА	$I_{відкл,н}$	50	26.11
5	Струм електродинамічної стійкості, кА	$i_{ед\ max,н} \geq i_{уд,мах}$	128	21.32
6	Термічна стійкість, кА ² с	$B_k^{доп} > B_k^{розр}$	7500 (50/3)	368.74
7	Вміст аперіодичної складової, %	$\beta_n \geq \beta_{розр}$	40	8.34
8	Час відключення, с		0,12	
9	Асиметричний струм вимикання, кА	$\sqrt{2} \cdot I_{відкл,н} (1 + \beta_{ном}) \geq i_{\Sigma,с}$	73.53	26.11

Умови вибору і перевірки вимикача виконуються.

За цими умовами найбільш прийнятним являється роз'єднувач РВР-6/2000УЗ. Вибір та перевірка роз'єднувача здійснюється в табличній формі, де порівнюються розрахункові та паспортні дані.

Таблиця 3.7. Вибір та перевірка роз'єднувача РВР-6/2000УЗ.

№ п/п	Величина	Умови порівняння	Параметри	
			паспортні	розраховані
1	Тип	РВР-6/2000УЗ		
2	Номинальна напруга, кВ	$U_n \geq U_{уст}$	6	6
3	Номинальний струм, А	$I_n \geq I_{обт}$	2000	1539

4	Струм електродинамічної стійкості, кА	$i_{ед\ max,н} \geq i_{уд,мах}$	80	21.32
5	Термічна стійкість, кА ² с	$B_k^{доп} > B_k^{розр}$	992,25 (31,5/1)	368.74

Умови вибору і перевірки роз'єднувача виконуються.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Будь яка ТЕС є небезпечним технологічним об'єктом. Це пов'язане з тим, що в технологічному обладнанні ТЕС використовується велика кількість елементів, які характеризуються високою температурою, тиском, швидким обертанням частин механізмів, наявністю небезпечних напруг тощо. Саме тому питанням техніки безпеки на станціях приділяється багато уваги і розроблено значна кількість нормативних документів в сфері охорони здоров'я та безпеки праці практично по кожному з об'єктів ТЕС.

Основні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, до яких необхідно приділяти підвищену увагу, і які призводять до підвищення рівнів ризиків щодо можливості виникнення аварій та отримання працюючими травм та професійних захворювань, це: наявність високовольтного електрообладнання, виробничий шум та вібрації, теплове опромінення, можливість виникнення пожеж та вибухів тощо. А значить існують підвищені рівні ризиків щодо можливості виникнення аварій та отримання працюючими травм та професійних захворювань.

З метою створення комфортних та безпечних для життя та здоров'я персоналу станції умов праці на ТЕС запроваджуються високоефективні системи управління в сфері охорони здоров'я та безпеки праці.

Система управління в сфері охорони праці (СУОП) забезпечує контроль за додержанням існуючих нормативно-правових актів у цій сфері, а також регламентує проведення необхідних організаційно-технічних, соціально-економічних, лікувально-профілактичних та санітарно-гігієнічних заходів щодо створення комфортних та безпечних умов праці для працівників ТЕС. Зрозуміло, що

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		104

персонал ТЕС, який працює в умовах підвищеної небезпеки, повинен чітко виконувати вимоги нормативно-правових актів, діючих у сфері електроенергетики, та дотримуватись правил техніки безпеки при будівництві і монтажу, налагодженні й експлуатації енергоблоків, а також правил поведінки в умовах аварій та надзвичайних ситуацій.

Згідно з проектом на ТЕС встановлено наступне обладнання:

- котли енергетичні 2хТГМЕ-96А
- турбіни парові 2хТ-100-130
- генератори 2хТВВ-320.

Основне паливо для ТЕЦ - газ, резервне - мазут марки ТМ-100.

В даному розділі запропоновані технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації котельного обладнання, гігієни праці та виробничої санітарії, а також визначенні основні заходи з безпеки в надзвичайних ситуаціях.

5.1 Технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації котельного обладнання.

В [1] регламентовані основні вимоги по безпеці експлуатації обладнання станції.

Для організації безпечної експлуатації станції передбачено наступні технічні рішення та організаційні заходи.

Для захисту обладнання і трубопроводів від підвищення тиску більш запроектованого встановлюються запобіжні клапани, які які забезпечують запобігання підвищення тиску більше запланованого у відповідності до вимог діючих норм та правил. Усі запобіжні клапани мають бути забезпечені засобами для продувки.

Забезпечується дистанційне керування технологічними процесами і їх максимальна механізація. БЩК обладнано засобами аварійної зупинки, як всього обладнання, так і окремих одиниць. З метою передбачення і перешкоджання виникненню аварійних ситуацій усі основні функції теплового контролю за технологічними параметрами покладено на інформаційно-обчислювальну машину

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		105

ІВ-500М .

На робочих місцях, які знаходяться вище і нижче рівня підлоги, виконуються відповідні площадки та сходи. Для запобігання нещасних випадків усі сходи та площадки огорожуються.

Розміри проходів та проїздів між обладнанням встановлені так, щоб забезпечити зручну та безпечну експлуатацію цього обладнання, а також вільний прохід при необхідності евакуації людей. В конструкції трубопроводів, які працюють при підвищеній температурі, передбачена можливість їхнього термічного розширення за рахунок їх кріплення за допомогою пружинних та ковзаючих опор.

Усі небезпечні зони (працюючі насоси, електродвигуни, блочні трансформатори, відкритий розподільчий пристрій тощо) повинні бути огороженими.

Для визначення тиску пари встановлені реєструючі манометри (за пароперегрівачем, на живильній лінії перед органом, який використовується для регулювання живлення котла водою, на напірній лінії циркуляційних насосів).

На кожному паропроводі до ГПЗ, на вхідній частині змійовиків кожної секції пароперегрівача, до і після пароохолоджувача встановлені термопари, які підключені до реєструючого приладу.

Елементи турбін, котлів і трубопроводів з температурою зовнішньої поверхні стінки вище 45 °С у місцях доступних персоналу покриті теплоізоляцією.

Для перевезення обслуговуючого персоналу станції та обладнання до зон виробництва, які знаходяться на різних відмітках, передбачена установка ліфтів.

Турбіна має систему автоматичного регулювання з гідравлічними пристроями захисту та зв'язками, що забезпечують її зупинку при виникненні аварійних ситуацій (здвоєний регулятор безпеки кільцевого типу для захисту від розгону).

Корпус турбіни і виступаючі над підлогою стопорні та регулюючі клапани облицьовані поверх теплоізоляційного шару спеціальною металевією обшивкою.

ПВТ має захисний пристрій, що призначений для захисту турбіни від попадання до неї води у випадку розриву його труб.

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		106

5.1.1 Електробезпека

В електроустановках котельні передбачена система захисного заземлення електроустановок (типи; TN-S та TN-C). Проектовані електромережі виконуються 5-ти і 4 - х провідними із захисними РЕ- та PEN- провідниками відповідно. Для захисту від ураження електричним струмом в електроустановках котельні також передбачається зрівняння потенціалів, для чого в ТП встановлюється головна заземлювальна шина, яка підключається до зовнішнього захисного заземлення.

До головної заземлювальної шини приєднуються всі захисні РЕ- та PEN- провідники внутрішніх мереж, металеві елементи будівлі котельні, металеві труби комунікацій, які входять в будівлю.

Види електропроводок і способи прокладки електрокабелів прийняті з урахуванням діючих вимог з електробезпеки та пожежної безпеки. Ізоляція і оболонки кабелів відповідають застосованим способам прокладки та існуючим умовам навколишнього середовища.

Згідно з вимогами НПАОП 40.1-1.21-98 електроприміщення комплектуються основними та допоміжними захисними засобами, крім того первинними засобами пожежогасіння. Обсяг захисних засобів може збільшуватися залежно від системи організації експлуатації і місцевих умов.

Умови праці при експлуатації і ремонті мереж та електроустановок повинні відповідати вимогам безпеки і захисту працівників від шкідливих та небезпечних виробничих факторів.

Для створення та дотримання нешкідливих та безпечних умов праці при експлуатації і ремонті мереж та споруд електропостачання необхідно керуватися вимогами НПАОП 40.1-1.21-98 та ПУЕ-2017, а при виконанні окремих видів робіт, що є не специфічними для електротехнічного персоналу - вимогами міжгалузевих, чинних в Україні нормативних актів про охорону праці.

Технологічні технічна документація або карти повинні містити вимоги безпеки, дотримання яких є обов'язковим при організації і виконанні робіт.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		107

Експлуатувати (обслуговувати) електрогосподарство котельні повинен відповідно підготовлений штат електротехнічного персоналу , забезпечений всіма необхідними засобами і обладнанням для виконання ремонтних робіт .

Електромонтажні роботи виконувати згідно з вимогами ДБН В.2.5-27-2006.

5.1.2 Компоновка основного і допоміжного обладнання

Компонування основного та допоміжного устаткування в приміщенні котельні виконана згідно з вимогами розд.7 ДНАОП 0.00-1.08-94 та передбачає можливість модернізації котлів в умовах діючого виробництва.

Котли встановлюються на відм. 0,00.

Відстань від фронту котлів до протилежної стіни по осі А становить 5,8 м, відстань від пальника до цієї стіни - 4,6 м.

Для видалення димових газів проектом передбачаються до кожного котла індивідуальні газоходи з підключенням до загальної димової труби.

На газоходах встановлюються вибухові клапана Ду 425 на ділянках від котла до точки приєднання до цегляного.

Котли працюють на загальну димову трубу висотою 120 м, діаметром гирла 4 м.

Для обслуговування котлів, проектом передбачені металеві площадки на відм. 3,4 м., 7,2 м., 8,2 м., 8,8 м., 10,6 м., 11,5 м., 13,4 м., 16,6 м. Приладами контролю та автоматизації в котельні обладнані 2 водогрійних котла КВГМ-100 та допоміжне обладнання котельні.

5.1.3 Організаційні заходи з техніки безпеки

При обслуговуванні та експлуатації котлів слід керуватися діючими "Правилами безпеки систем газопостачання України " (ДНАОП 0.00-1.20-98), "Правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів", "Правил будови та безпечної експлуатації об'єкта електроустановок споживачів", для електроустановок напругою до 1000 В.

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		108

До роботи на котлах можуть бути допущені особи, які в свою чергу пройшли інструктаж з охорони праці та які мають посвідчення на право роботи з газифікованим обладнанням та обслуговуванням котлів.

До робіт з технічного ремонту та обслуговування електроустаткування, та автоматики допускаються особи, що мають право на проведення робіт в електроустановках, з кваліфікацією не менш III розряду.

Клеми виконавчих приладів та датчиків повинні бути надійно захищені від попадання вологи та пилу. Електрообладнання та металоконструкції повинні бути надійно заземлені.

Забороняється знімати кришки з електроустаткування при наявності напруги, так само експлуатувати електрообладнання зі знятими кришками.

Забороняється повторний запуск пальників після аварійного вимкнення без з'ясування та усунення причин вимикання.

Експлуатація пальників при несправній автоматичі забороняється .

При витоку газу забороняється робота пальника, запалювання вогню, вмикання та виключення електрообладнання.

Всі види профілактичних та ремонтних необхідно робіт робити тільки на непрацюючому обладнанні, при відключенні від блокової пальника електричних та газових мереж .

Розміщення проводок та приладів виконати за місцем, монтаж захисного заземлення (тип TN-C) повинно відповідати вимогам інструкції з монтажу захисного заземлення електроустановок систем автоматизації РМ4 -200- 82 .

Монтаж приладів і засобів автоматизації виконати згідно будівельних норм і правил ДБН В.2.5-27-2006.

5.2 Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії.

5.2.1 Мікроклімат робочої зони.

Основними параметрами мікроклімату є:

- температура повітря;

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		109

- відносна вологість повітря;
- швидкість руху повітря;
- інтенсивність теплового випромінювання.

Згідно оптимальними параметрами мікроклімату з врахуванням того, які категорія роботи оператора щита керування І-а (легка, енерговитрати менше 120 ккал/год), є:

Табл. 5.1. Фактичні параметри мікроклімату

Пора року	Холодна пора року	Тепла пора року
Параметр	Фактичні	Фактичні
Температура, °С	26-28	29-31
Відносна вологість, %	40-60	40-60
Швидкість повітряного потоку, м/с	0,1	0,1

Згідно [8] інтенсивність теплового випромінювання повинна складати не більш 70 Вт/м².

У приміщенні інтенсивність теплового випромінювання складає 60 Вт/м². Передбачено систему водяного опалення в холодну пору року.

Фактична температура в приміщенні в холодний період року 22 °С, а в теплий - 23 °С, швидкість руху повітря 0,1 м/с, відносна вологість 50%. Нормовані параметри знаходяться в межах норми. У приміщенні щитової

виконується індивідуальне кондиціонування повітря. Для операторів під час перерв передбачений відпочинок у спеціально обладнаній кімнаті відпочинку, де забезпечується заданий сприятливий мікроклімат. Завдяки вентиляції, яку здійснює кондиціонер, що охолоджує (підігріває) і вентиліює повітря приміщення, очищуючи його від пилу і відбираючи вологу.

5.2.2. Склад повітря робочої зони

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		110

Для визначення змісту шкідливих речовин, добір проб повинний проводитися в зоні подиху при характерних виробничих умовах з обліком основних технологічних процесів, джерел виділення шкідливих речовин і функціонування технологічного устаткування.

Протягом зміни повинна бути відібрана така кількість проб (але не менше п'яти), щоб було достатнім для достовірної гігієнічної характеристики стану повітряного середовища.

При періодичному санітарному контролі змісту шкідливих речовин у повітрі робочої зони допускається обмежуватися визначенням максимально-разової концентрації. Ступінь поглинання шкідливої речовини фільтром або поглиначем повинна бути не менше 95 %. Метод повинний забезпечувати виборче визначення - зміст шкідливої речовини у відібраній пробі повітря на рівні не більше 0,5 граничнодопустимої концентрації (ГДК). Тривалість добору проб при визначенні максимально-разової ГДК не повинна перевищувати 30 хв. Метод повинний забезпечувати визначення змісту шкідливих речовин у проточному повітрі на рівні 0,3 ГДК при необмеженому часі добору проби.

Метод визначення повинний забезпечувати специфічне визначення змісту шкідливої речовини в пробі в присутності інших речовин, що знаходяться в цей час у повітрі робочої зони.

5.2.3. Виробниче освітлення

Для штучного освітлення нормованими параметрами є:

- освітленість E , лк;
- коефіцієнт пульсації освітленості K_p , %;
- показник дискомфорту M ;
- показник засліпленості P .

У приміщенні використовується загальне штучне рівномірне робоче освітлення. В якості джерел освітлення використовуються світильники УСП-35 з двома люмінесцентними лампами типу ЛБ-40 в кожному. Світильники розташовані

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		111

над робочими поверхнями два ряди вздовж довгої сторони приміщення. Немає погано освітлених зон, ламп, що сліплять, відблисків від них, різких тіней. Для усунення стробоскопічного ефекту від люмінесцентних ламп використані спеціальні пускові пристосування.

Розташування світильників виключає можливість попадання прямого світла в очі і можливість відблисків на екрані монітора. Для цього застосовуються спеціальні сітки.

Нормовані значення рівня освітленості на робочих місцях визначають три характеристики: контраст об'єкта з фоном, розряд зорової роботи і коефіцієнт відбиття від робочої поверхні. Зорова робота відповідає 1 розряду (найвища точність). Контраст об'єкта спостереження з фоном $K = 0,3$,

коефіцієнт відбиття $r = 0,3$. Підрозряд зорової роботи "б". Нормоване значення рівня освітленості складає більше 300 лк.

Також передбачене аварійне освітлення. Живлення світильників аварійного освітлення здійснюється від незалежного джерела електроенергії (акумуляторні батареї).

5.2.4. Виробничий шум

Для нормування шумів застосовують наступні варіанти оцінки шуму:

- Встановлюють припустимі рівні звукового тиску в дБ в октавних смугах частот в залежності від виду робіт.
- Встановлюють припустимі рівні звуку L_a , дБА.

У щитовому приміщенні шум непостійний, тому в якості нормованого параметру використовується еквівалентний рівень звуку.

Головне джерело шуму - це вентилятор та принтер системного блоку ІКОК, крім того вентилятори приточно-витяжної системи та системи кондиціонування. Для боротьби із шумом передбачене поліпшення режиму роботи й експлуатації устаткування, центрування й балансування механізмів. Реальний еквівалентний

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		112

рівень звуку складає 36 дБА. Для зменшення шуму стіни покриті плиткою (керамічною), що поглинає звук. Здійснюється зниження шуму у виконавчих двигунах (за місцем), застосовуються звукопоглинальні та звукоізолюючі матеріали.

Табл.5 .2. Припустимі рівні звукового тиску і звуку для дисплейного класу

Вид трудової діяльності	Рівні звукового тиску, дБ, в октавних смугах зі середньо геометричними частотами, Гц								Рівні звуку, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Керування, програмування	81	72	63	62	60	58	56	55	75

5.2.5. Виробничі вібрації

Відповідно [14] нормуються:

- допустима величина віброшвидкості - V , м/с;
- допустима величина віброприскорення - W , м/с².

Параметри вібрацій нормуються в залежності від частоти та напрямку коливань, їх виду, часу дії протягом зміни.

Оператор піддається незначним вібраціям, так як рівень загальної вібрації не перевищує припустимого рівня вібрації на робочому місці, амплітуда вібрації менше 0,009 мм у діапазоні частот від 15 Гц до 200 Гц. Для виміру вібрацій використовують шумовібровимірвальний комплект ИШВ-1, що реєструє амплітуди вібрацій від 0,005 мм до 1,5 мм. Заходи, що проводяться з метою не допустити вібрації: контроль за експлуатацією, монтажем, ремонтом

обладнання, виконання правил технічної експлуатації машин, впроваджуються нові технології і засоби автоматизації на базі СВТ.

5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях

Безпека в надзвичайних ситуаціях регламентується ПЛАС .Основними складовими ПЛАС є розробка технічних рішень та організаційних заходів щодо

оповіщення, евакуації та дій персоналу котельні у разі виникнення надзвичайної ситуації (НС), а також визначення основних заходів з пожежної безпеки.

5.3.1 Вимоги щодо організації ефективної роботи системи оповіщення у разі виникнення надзвичайної ситуації.

Для підвищення безпеки в надзвичайних ситуаціях (НС) пропонується встановлення системи оповіщення (СО) виробничого персоналу.

Оповіщення виробничого персоналу у разі виникнення НС, наприклад при пожежі, здійснюється відповідно до вимог НАПБ А.01.003-2009.

Оповіщення про НС та управління евакуацією людей здійснюється одним з наступних способів або їх комбінацією:

- трансляцією текстів про необхідність евакуації, шляхи евакуації, напрямки руху й інші дії, спрямовані на забезпечення безпеки людей;
- поданням звукових і (або) світлових сигналів в усі виробничі приміщення будівлі з постійним або тимчасовим перебуванням людей;
- трансляцією спеціально розроблених текстів, спрямованих на запобігання паніці й іншим явищам, що ускладнюють евакуацію;
- ввімкненням евакуаційних знаків "Вихід";
- дистанційним відкриванням дверей евакуаційних виходів;
- ввімкненням евакуаційного освітлення та світлових покажчиків напрямку евакуації;

Як правило, СО вмикається автоматично від сигналу про пожежу, який формується системою пожежної сигналізації чи системою пожежогасіння. Також з приміщення оперативного (чергового) персоналу СО (диспетчера

пожежного поста) слід передбачати можливість запуску СО вручну, який забезпечує надійну роботу СО не тільки при пожежі, а і у разі виникнення будь-якої іншої НС.

Згідно з вимогами ДБН В.1.1-7-2016 необхідно забезпечити можливість прямої трансляції мовленнєвого оповіщення та керівних команд через мікрофон для

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		114

оперативного реагування в разі зміни обставин або порушення нормальних умов евакуації виробничого персоналу.

Оповіщення виробничого персоналу про НС здійснюється за допомогою світлових та/або звукових оповіщувачів - обладнуються всі виробничі приміщення.

СО повинна розпочати трансляцію сигналу оповіщення про НС , не пізніше трьох секунд з моменту отримання сигналу про НС.

Пульти управління СО необхідно розміщувати у приміщенні пожежного поста, диспетчерської або іншого спеціального приміщення (в разі його наявності). Ці приміщення повинні відповідати вимогам ДБН В.2.5-56-2014.

Кількість мовленнєвих оповіщувачів і звукових, їх потужність і розміщення повинні забезпечувати необхідний рівень звуку в усіх місцях постійного або тимчасового перебування виробничого персоналу.

Звукові оповіщувачі повинні комбінуватися зі світловими, які працюють у режимі спалахування, у таких випадках:

- у приміщеннях з рівнем звуку понад 95 дБА.
- у приміщеннях, де люди перебувають у шумозахисному спорядженні;

Допускається використовувати евакуаційні світлові покажчики, які автоматично вмикаються при отриманні СО командного імпульсу про початок оповіщення про НС та (або) аварійному припиненні живлення робочого освітлення.

Вимоги до світлових покажчиків "Вихід" приймаються відповідно до ДБН В.2.5-56-2014.

СО в режимі "Тривога" повинна функціонувати протягом часу, необхідного для евакуації людей з будинку, але не менше 15 хвилин.

Вихід з ладу одного з оповіщувачів не повинен призводити до виведення з ладу ланки оповіщувачів, до якої вони під'єднанні.

Електропостачання СО здійснюється за I категорією надійності згідно з "Правилами улаштування електроустановок споживачів" (ПУЕ) від двох незалежних джерел енергії: основного - від мережі змінного струму, резервного - від акумуляторних батарей тощо.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		115

Перехід з основного джерела електропостачання на резервний та у зворотному напрямку в разі відновлення централізованого електропостачання повинен бути автоматичним.

Тривалість роботи СО від резервного джерела енергії у черговому режимі має бути не менш 24 годин.

Тривалість роботи СО від резервного джерела енергії у режимі "Тривога" має бути не менше 15 хвилин.

Звукові оповіщувачі повинні відповідати вимогам ДСТУ EN 54-3:2003 "Системи пожежної сигналізації. Частина 3. Оповіщувачі пожежні звукові".

Світлові оповіщувачі, які в свою чергу працюють у режимі спалахування, повинні бути червоного кольору, мати частоту мигтіння в межах від 0,5 Гц до 5

Гц та розташовуватись у межах прямої видимості з постійних робочих місць.

5.3.2. Обов'язки і дії персоналу у разі виникнення надзвичайної ситуації.

Керівник та пожежна охорона установи, яким повідомлено про виникнення НС :

- перевірити, чи викликано підрозділи ДСНС;
- вимкнути у разі необхідності струмоприймачі та вентиляцію;
- у разі загрози життю людей негайно організувати їх евакуацію та їх рятування, вивести за межі небезпечної зони всіх працівників, які не беруть участь у ліквідації НС;

- перевірити здійснення оповіщення людей про НС;

- забезпечити дотримання техніки безпеки працівниками, які в свою чергу беруть участь у ліквідації НС;

- організувати зустріч підрозділів ДСНС та надати їм допомогу у локалізації та ліквідації наслідків НС.

Після прибуття підрозділів ДСНС повинен бути забезпечений безперешкодний доступ їх до місця, де виникла НС.

5.3.3 Пожежна безпека

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		116

У науково-дослідницькій лабораторії знаходиться значна кількість твердих горючих матеріалів та речовин (пластмасові вироби, дерев'яні меблі, гума, папір, що поглинає покриття на стінках). Згідно ДСТУ Б.В.1.1-36:2016 «Визначення категорій приміщень та споруд з вибухопожежної та пожежної безпеки», науково-дослідницька лабораторія відноситься до

пожежонебезпечних приміщень категорії В (тверді горючі й важкогорючі речовини й матеріали, речовини й матеріали, які при взаємодії з водою, киснем, повітря або один з одним здатні тільки горіти). Згідно з діючою класифікацією (НАОП 40.1-1.32-01) робочі зони науково-дослідницької лабораторії відносяться до зон класу П-Па - пожежонебезпечні, так як містять тверді горючі

речовини, нездатні переходити у зважений стан. Джерелами загоряння можуть бути електричні іскри, коротке замикання, перевантаження електропроводки, несправність апаратури, паління в приміщенні. Тому для запобігання пожежі в приміщенні проводяться пожежно-профілактичні заходи: застосування запобіжників в електричних мережах, використання пилонепроникних розподільних коробок, крім того проводиться інструктаж з техніки пожежної безпеки. Відповідно до ДСТУ 3675-98, ГОСТ 12.4.009-75 та ISO 3941-2007 у науково-дослідницькій лабораторії знаходяться два вогнегасника:

вуглекислотний типу «ВВ-5» і порошковий «ВП-2». «ВВ-5» розташований на висоті 1,5 м від підлоги поруч із вихідними дверима. У коридорі знаходяться

пожежні коробки, у яких знаходиться пожежний кран і рукав, а також знаходиться вогнегасник типу «ВХП-10». В обох кінцях коридору знаходяться телефонні апарати, над якими знаходяться таблички з номерами телефонів для виклику внутрішньої пожежної охорони та підрозділів ДСНС. У науково-дослідницькій лабораторії є план евакуації на випадок виникнення пожежі.

Максимальна віддаленість робочих місць від евакуаційних виходів і ширина евакуаційних проходів відповідають вимогам ДБН В.1.1-7-2016. У робочому приміщенні виконані всі вимоги НАПБ А.01.001-2004 «Правил пожежної безпеки України» та НАПБ В.01.34-2005 – «Правила ПБ в компаніях та в організаціях енергетичної галузі України». Таким чином, у науково-дослідницькій лабораторії

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		117

забезпечуються організаційні і технічні рішення з пожежної безпеки.

					КП ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		118

СПЕЦПИТАННЯ

6. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КОНДЕНСАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ ТУРБИНИ Т-100-130 для ТЕЦ.

6.1. Використання методів інтенсифікації теплообміну в енергетиці і промисловості

В зв'язку з великими обсягами матеріально-енергетичних ресурсів в енергетиці проблема економії таких ресурсів завжди стояла дуже гостро. В кінцевому етапі справа йде про значну економію палива. Ця проблема стає ще гострішою в Україні на фоні дефіциту і подорожчання палива, в першу чергу газового, і зменшення капітальних вкладень в енергетику.

Одним з напрямків, які в деякій мірі допомагають вирішувати вказану проблему, є удосконалення теплообмінних апаратів, в тому числі, наприклад, підвищення теплової ефективності конденсаторів. Це дасть можливість досягти певної економії палива, витрат праці та металів.

Широке впровадження ефективних методів інтенсифікації теплообміну достатньо давно реалізується при розробці теплообмінних апаратів та пристроїв у машинобудуванні.

Теплообмінні апарати - це достатньо металомістка частина всіх енергетичних та рухових установок. Теплообмінні апарати застосовуються в теплоенергетиці, в хімічній промисловості, в металургії, в будівництві тощо. В народному господарстві найбільше використання мають пластинчасті та трубчасті теплообмінники.

Проведені роботи щодо інтенсифікації теплообмінних процесів показав, що використання таких методів може забезпечити зниження габаритів та металоемності (маси) цих пристроїв в 1,5-2 і більше разів (у порівнянні з аналогічними пристроями, які випускаються серійно при однаковій тепловій потужності та потужності на прокачування теплоносіїв).

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		119

Відповідно до існуючих матеріалів в різних джерелах використання розроблених апаратів в 2-3 рази знижує витрати і трудомісткість роботи, збільшує надійність та ресурс.

На даний момент розроблено і запропоновано достатню кількість різноманітних методи інтенсифікації конвективного теплообміну.

Одним з таких методів є використання турбулізаторів потоку на поверхнях, які розвинені за рахунок оребрення, закрутка потоку спіральними ребрами, шнековими пристроями, завихрувачами, які встановлені на вході в канал тощо. Використовуються також такі засоби, як підмішування до потоку рідини газових міхурів, а до потоку газу - твердих частинок або крапель рідини, обертання поверхні теплообміну, вібрація поверхні, пульсація теплоносія, вплив на потік електростатичними полями, видалення граничного потоку з поверхні теплообмінного елементу.

Для інтенсифікації теплообміну при кипінні використовують також низькотеплопровідні і пористі покриття.

Інтенсифікація теплообміну при конденсації теплоносіїв забезпечується використанням турбулізаторів або ребера, які руйнують плівку конденсату, незмачуваемі покриття, які не змачуються, рідкі стимулятори для створення крапельної конденсації, закрутка потоку або обертання поверхні теплообміну.

Останнім часом для інтенсифікації теплообміну використовують теплові та вихрові труби.

Високу ефективність показала комбінація різних методів інтенсифікації, наприклад: з'єднання турбулізаторов з ребрами поверхонь, застосування спіральних ребер, які одночасно закручують потік, комбінування турбулізаторов з закруткою потоку.

При виборі методу інтенсифікації теплообміну необхідно враховувати не тільки ефективність самої поверхні, але я технологічність виконання, технологічність збірки окремих елементів і всієї теплообмінної системи, необхідних засобів захисту апарату. Усі ці фактори в деякій мірі обмежують можливість вибору одного з багатьох інтенсивних методів.

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		120

6.2. Методи інтенсифікації теплообміну при конденсації рідини.

В парових турбінах основне місце займають конденсатори поверхневого типу. Використовують трубчасті конденсатори з конденсацією пари з зовнішньої сторони труби.

У конденсаторах термічний опір при поверхневій конденсації з боку пари складається з термічного опору плівки конденсату і повітряного шару з неконденсуючихся газів. З боку пари термічний опір можна зменшити руйнуванням плівки конденсату, другий опір - забезпеченням надійного видалення повітря, підтриманням необхідних швидкостей парогазової суміші між трубами і раціональним компоюванням трубного пучка.

С підвищення теплообміну при конденсації пари може бути утворення крапельного конденсату, постановка оребрених труб, використання нахилу труби, ефективні схеми подачі пари та створення вібруючих поверхонь теплообміну.

Одним з найефективніших методів підвищення тепловіддачі в процесі конденсації є крапельна конденсація. Коефіцієнт теплоотдачі при крапельній конденсації в 5-10 разів вище, ніж у плівки. Можна вважати, що механізм конденсації крапель не дуже добре вивчений.

Крапельну конденсацію в апараті можна створити двома способами: періодичною подачею на поверхню конденсації грючої пари з рідким стимулятором або використовувати тверде покриття з гідрофобною поверхнею. Кожен із способів має свої переваги і недоліки, що ускладнює остаточний вибір способу створення крапельної конденсації.

В якості **рідких стимуляторів** використовують силіконову рідину, моторне масло, газ тощо. Механізмом дії стимулятора є гідрофобізація поверхні. До стимуляторів пред'являються такі вимоги: тривалість існування, відсутність корозійної дії, низька вартість. Встановлено, що значна кількість стимуляторів утворює краплі води та конденсується, але тривалість їх дії не перевищує кількох сотень годин, що явно недостатньо для промисловості.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		121

В якості **гідрофобних плівок** використовують органічні сполуки з несиметричною будовою молекул. На латунних, мельхіорових і сталевих трубах гідрофобну плівку отримують при нанесенні фторопласта, кремнійорганічних та фенолформальдегідних смол. Йожна також використовувати тефлон і деякі інші подібні йому матеріали.

Досліди показали, що при наявності в парі навіть незначного забруднення тривалість крапельної конденсації різко падає через чисто хімічне забруднення поверхні.

При конденсації пари для інтенсифікації теплообміну використовуються різні види оребрених труб. В літературі описані роботи з використанням різного типу оребрення поверхонь для інтенсифікації теплообміну при конденсації (кільцева або гвинтова накатка, кільцеві або гвинтові ребра, нарізування різьби, дрогове оребрення, повздовжні ребра і канавки різного поперечного перерізу тощо).

Зміцнюючий ефект обумовлений впливом поверхневого натягу на конденсуючу плівку. Конденсаційна плівка стискається в утвореній канавці і зменшується її товщина на виступаючій частині поверхні. Під час процесу плівкової конденсації коефіцієнт тепловіддачі збільшується в 1,5-2,5 рази.

Аналіз різних робіт показав, що в більшості випадків інтенсифікація теплообміну при конденсації зовні трубопроводу відбувається лише при інтенсифікації теплообміну всередині трубопроводу.

Тому, перш за все, необхідно розглянути використання оребрених труб.

Використання накатаних або оребрених труб збільшує поверхню на одиницю довжини, а також інтенсифікує тепловіддачу як з боку пари, яка конденсується, так і всередині труб з боку води. Це особливо важливо для конденсаторів, які мають великий термічний опір на холодній стороні. При конденсації водяної пари теплообмін на накатаній трубі збільшується в 3-4 рази у порівнянні з гладкою трубою.

При використанні дрогоного оребрення інтенсифікація теплообміну при конденсації супроводжується додатковою витратою дефіцитного металу, При нарізанні різби на поверхні труб збільшується коефіцієнти тепловіддачі, але це є

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		122

дуже трудомістким і дорогим процесом, особливо для труб малих діаметрів і великої довжини.

При вібрації поверхні інтенсифікується тепловіддача при конденсації з боку пари і охолоджувальної води і це може служити способом запобігання забрудненню поверхні. Вібрація теплообмінних апаратів турбоустановок викликається наступними причинами: вібрацією турбіни і насосів, аеродинамічними силами потоків теплоносіїв при попаданні на трубний пучок, пульсацією швидкості теплоносіїв.

Можливе створення штучної вібрації поверхні теплообміну і регулювання природної вібрації. Даних про реальні параметри вібрації в різних теплообмінниках дуже мало. Недостатньо методів для розрахунку власних частот коливань труб різної геометрії і спеціальної форми. Надійність теплообмінника в значній мірі залежить від вібрації.

Несправності теплообмінних апаратів в основному викликані ерозійно-корозійним зносом (приблизно 70% випадків) і вібрацією труб (приблизно 25% випадків). Характерними є такі пошкодження: обрив труб біля трубних дощок, стирання в проміжних перегородках, взаємне стирання труб на великих прольотах і в області згибів та ін.

Результати досліджень відносяться в основному до основного устаткування (котли і турбіни) і меншою мірою - до допоміжного устаткування, зокрема, до теплообмінних апаратів.

Однак ця група обладнання має значний вплив на результати роботи станції. Вихід з ладу конденсаційної установки може бути однією з причин зниження економічності та надійності турбіни. У деяких випадках може виникнути вихід з ладу основного обладнання

Одним з основних завдань при розробці нових передових конструкцій теплообмінників є забезпечення високої надійності. Надійність теплообмінного обладнання залежить від якості проектування та виготовлення і умов експлуатації.

6.3. Використання трубної системи з накаткою

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		123

Характерними ознаками сучасних паротурбінних установок є збільшені габарити і металоемкість конденсаторів. Важливого значення набувають питання підвищення інтенсивності теплопередачі в конденсаторі. Зменшення габаритів і металоемності конденсаторів пов'язане з інтенсифікацією теплообміну в них і з забезпеченням їх надійності та технологічності. Тому багато з запропонованих конструкцій, незважаючи на високу інтенсивність теплопередачі і компактність, не набули поширення.

Застосування накатаних труб є ефективним методом інтенсифікації теплообміну, важливими перевагами є технологічність і можливість збільшення коефіцієнтів тепловіддачі як з боку пари, так і з боку охолоджуючої води.

Спіральні канавки формуються на трубах обробкою тиском, або простіше і дешевше, формуються накаткою за допомогою роликів.

Вплив канавки на тепловіддачу пов'язаний з ефектом поверхневого натягу конденсованої води. Подібна ситуація спостерігається при конденсації на поверхні сільфона. Однак при прокатці на поверхні труби пази не безперервно розташовані один за одним, як невеликі гофровані труби, а мають певні інтервали.

В конденсаторах основну роль в інтенсифікації тепловіддачі, враховуючи ще вплив конденсату, що стікає в трубному пучку, і вміст в парі повітря, має відігравати свою роль збільшення коефіцієнта тепловіддачі всередині труб.

В процесі прорізування утворюються виступи всередині труби, які створюють штучну шорсткість, що підвищить коефіцієнт тепловіддачі, а також гідравлічний опір труби.

До таких параметрів як значення коефіцієнтів опору і тепловіддачі при вимушеному русі рідини усередині гладких труб, для накатаних труб додаються ще геометричні параметри: висота виступів шорсткості, яка дорівнює глибині канавки h , відстань між сусідніми виступами b і число заходів спіральної канавки z . Зазвичай у вигляді відносин: $h / d_{вн}$ і $b / d_{вн}$ або b / h де $d_{вн}$ - внутрішній діаметр гладкої труби до накатки, представляються такі безрозмірні геометричні параметри. Крок спіральної накатки (кожного заходу) дорівнює

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		124

$S = zb$. Від відношення S / d_B залежить кут нахилу витків спіралі до осі труби φ , який визначається зі співвідношення:

$$\varphi = \arctg\left(\frac{2d_B}{S}\right) = \arctg\left(\frac{2}{z}, \frac{d_B}{h}, \frac{h}{b}\right)$$

При використанні сферичних роликів до зазначених параметрів слід додати ширину канавки та її радіус кривизни. але в опублікованих роботах вони не вказані.

При значеннях h , близьких до товщини в'язкого підшару, що утворюється при турбулентній течії рідини в гладкій трубі (h / d в приблизно 0,02-0,08), і кутах φ , що наближаються до 90° , що відповідає $z = 1$ і малим b / h , основну роль відіграє створення всередині накатаної труби дискретної шорсткості, яка перешкоджає утворенню безперервного вузького підшару. Течія в виступах має вихровий характер. При цьому відбувається відрив основного потоку від стінки перед виступом і примикання його знову до стінки (при достатньому кроці b) в інтервалах між сусідніми виступами. При зменшенні φ і збільшенні h / d_B вплив відриву потоку при обтіканні виступів шорсткості послаблюється і визначальним стає вплив спіральних виступів закручування потоку, при якому дія відцентрових сил, які зростають у міру наближення до стінки, зменшує турбулентність в пристінному шарі рідини.

На рис. 1 представлені залежності $Nu / Pr^{0.4}$ від Re води всередині накатаних труб ($\varphi = 30^\circ$) при різних тисках гріючої пари (характерний розмір - еквівалентний діаметр).

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		125

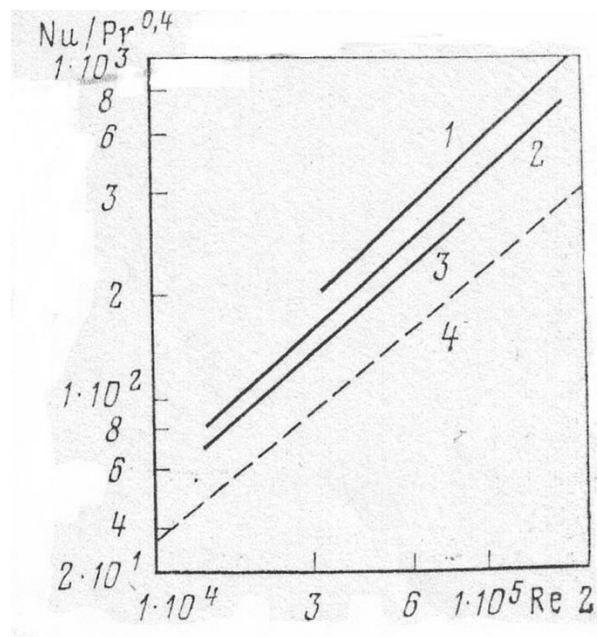


Рис. 5.1. Значення $Nu / Pr^{0,4}$ для накатаних труб ($\varphi = 30^\circ$) при різних тисках гріючої пари p (обогрівачує середовище - вода). 1 - $p = 0,88$ МПа, зовнішній діаметр труби $d_{н} = 25,4$ мм; 2 - $0,49$ МПа, $25,4$ мм; 3- $0,025$ МПа, $15,9$ мм; 4- гладка труба.

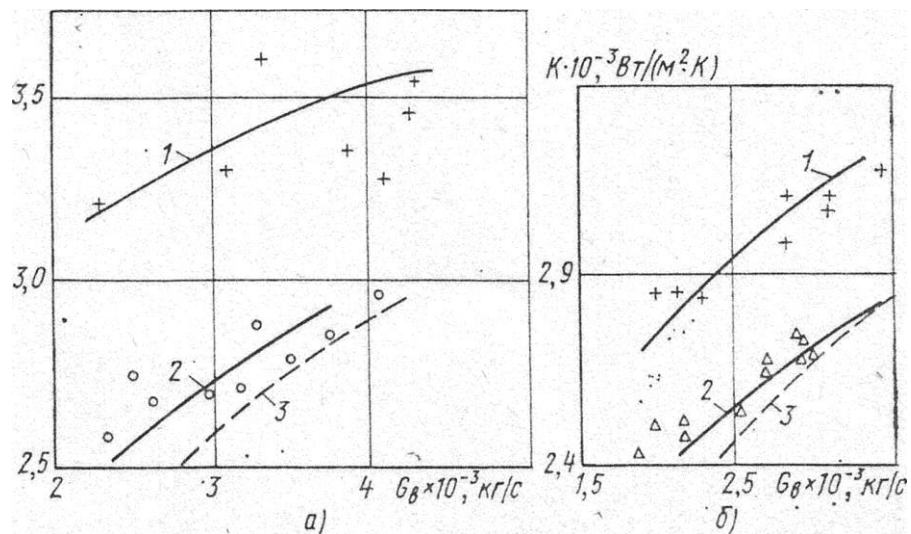


Рис. 5.2. Залежність коефіцієнта теплопередачі в «чистому» конденсаторі від витрати охолоджуючої води: а - $t_w = 13^\circ \text{C}$ - без чистки (1000 год експлуатації); б - $t_w = 23^\circ \text{C}$ - після чистки (7000 год експлуатації); 1 - накатані труби (експериментальна крива); 2 - гладкі труби (експериментальна крива); 3 - гладкі труби (розрахункова крива).

Збільшення коефіцієнта тепловіддачі в конденсаторі з накатаними трубами (див. мал.2, а) становило близько 20% після 1000 год експлуатації турбоустановки.

В наступних дослідах (як до, так і після чищення конденсаторів) це збільшення знаходилося на рівні 13 ... 16 % (див. мал.2, б і мал. 3, а, б).

Вплив забруднення на коефіцієнт тепловіддачі показано на рис. 3. До цього випробування без очищення конденсатор пропрацював приблизно 3500 і 5000 годин. З рис. 3 видно, що значення коефіцієнта тепловіддачі трубчастого конденсатора близьке до розрахункового значення, яке розраховано для гладкотрубного конденсатора, але для емпіричного значення. Як видно, вплив відкладень на внутрішній поверхні оребреної труби та гладкої труби на тепловіддачу однаковий, оскільки підвищення коефіцієнта тепловіддачі відбуваються одночасно. Вплив на теплообмін забруднення на внутрішній поверхні накатаних і гладких труб можна вважати однаковим, оскільки інтенсифікація теплопередачі має місце і при загальному зниженні рівня значень коефіцієнта теплопередачі (див. рис 5.3).

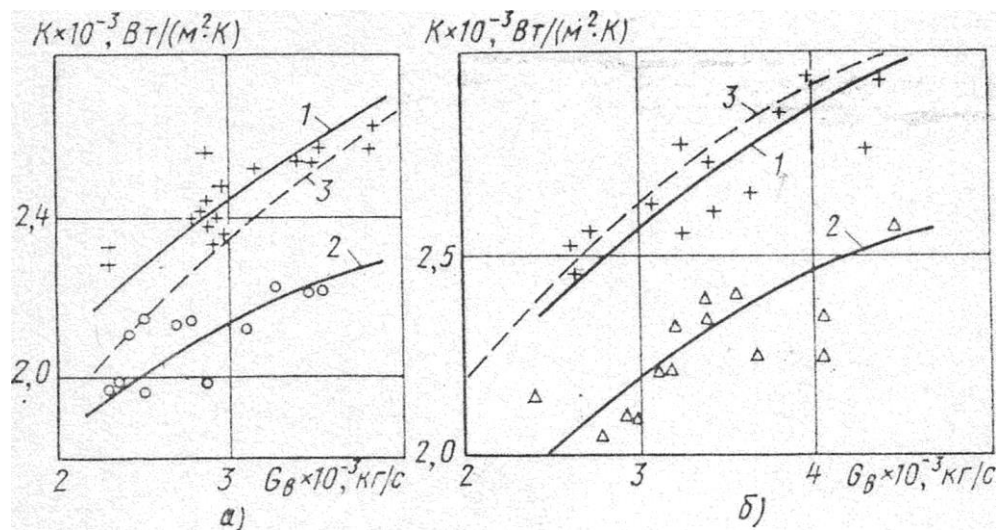


Рис. 5.3. Залежність коефіцієнта теплопередачі в «забрудненому» конденсаторі від витрати охолоджуючої води: а - $t_v = 3^\circ \text{C}$ - без чистки (3500 год експлуатації); б - $t_v = 16^\circ \text{C}$ - без чистки (5000 год експлуатації); 1 - накатані труби (експериментальна крива); 2 - гладкі труби (експериментальна крива); 3 - гладкі труби (розрахункова крива).

До проведення повторних випробувань пропрацював 5600 год.

Результати дослідження показали, що тепла ефективність оребрених труб, математичний вираз якої має вигляд $E = (K_{кр} / K_{гл})$ при рівних витратах енергії на

прокачування охолоджуючої води в конденсатор коливається від 1,3 до 1,4 залежно від питомого парового навантаження, причому більша величина відповідає меншому паровому навантаженні (рис.5.4).

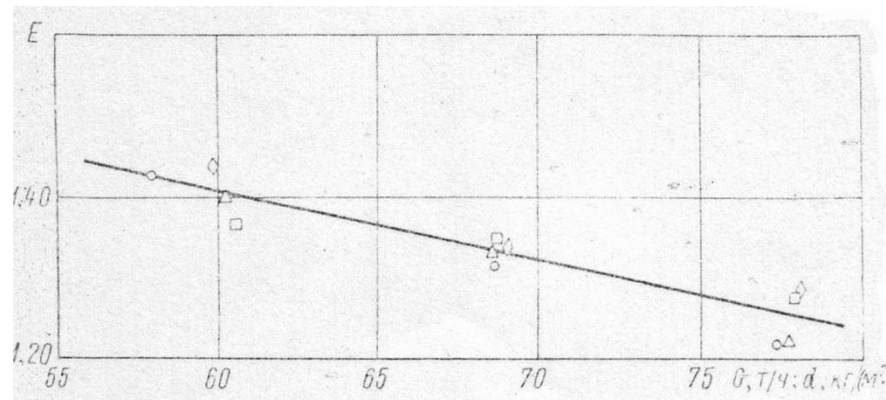


Рис. 5.4. Вплив парового навантаження на коефіцієнт ефективності $E = f(G)$; $E = f(d)$.

При порівнянні коефіцієнтів ефективності E , які отримані на чистих трубах і трубах, які пропрацювали 5600 год, встановлено, що коефіцієнт ефективності підвищився приблизно на 15%. Виявлено, що коефіцієнт ефективності дослідженого профілю труб має максимальне значення в області змін питомого парового навантаження від 45 до 55 кг / (м² · год).

На рис. 5 показані результати порівняльного аналізу по довжині другого ходу охолоджуючої води конденсатора забруднення оребреної труби та гладкої труби з графіків, можна помітити що відносна швидкість забруднення дещо зменшується.

Аналіз даних графіків (рис. 5) показав, що для оребреної і гладкої труб відносна швидкість забруднення по довжині труби практично не змінюється і становить величину 1,8-2,0. В той же час відносна швидкість забруднення двох типорозмірів оребрених труб змінюється по довжині труби від 2 до 1,4.

Можливе пояснення цього явища полягає в наявності слабозвиненого закручування потоку охолоджуючої води на початку труби з великим кроком, яке потім посилюється і призводить до вимивання відкладень на стінках труби.

До тимчасових недоліків витої труби можна віднести недосконалу технологію виробництва, що пов'язано з відсутністю гладких кінців труби. Це ускладнює

монтаж трубопроводу та викликає додаткові витрати часу (приблизно в 1,5 рази більше часу чим на встановлення гладкого трубопроводу).

Досвід експлуатації конденсатора турбіни ПТ-25-90 / 10 показав, що річна економія від заміни 50% гладких труб на виті склала 750 т у. топ.

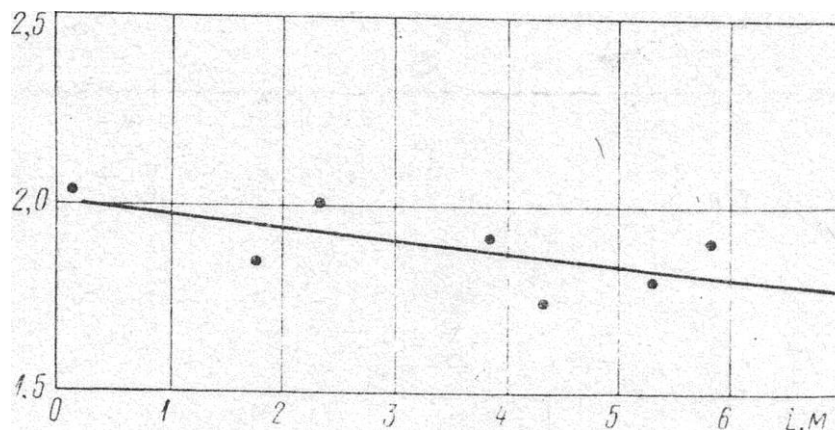


Рис. 5.5 Відносна швидкість забруднення гладкої і крученої труб з кроком $S = 33$ мм.

Результати випробування і досвід експлуатації через 8500 год роботи турбіни показали, що застосування трубок з гвинтовою накаткою в конденсаторі підвищує коефіцієнт теплопередачі на 20-70% (рис. 6) в порівнянні з гладкими трубками при рівних витратах і температурі охолоджуючої води.

При середньорічній температурі охолоджуючої води $t_{1в} = 17$ ° С і номінальній витраті $W_v = 5350$ м³ / год температурний напір знижується на 2,0-4,5 ° С, що відповідає поглибленню вакууму на 1,0-1,2 %.

Випробування також показало, що гідравлічний опір конденсатора зростає приблизно в 2,1 рази в порівнянні з опором гладких трубок при тих же умовах.

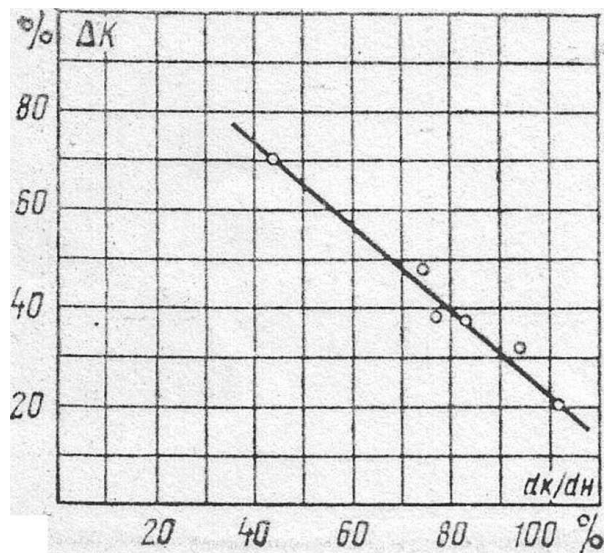


Рис. 5.6. Збільшення коефіцієнта теплопередачі в конденсаторі з накатаними трубами у порівнянні з гладкими в залежності від питомого парового навантаження.

При ламінарному потоці інтенсивність тепловіддачі в досліджуваній трубі істотно не збільшиться у порівнянні з гладкою трубою.

Інша картина процесу в турбулентному потоці.

При $Re = 2 \cdot 10^3 - 10^5$. При цих режимах роботи теплообмінника тепловіддача накатаної труби значно зросла. Результати підсумовуються за допомогою формул:

по тепловіддачі:

$$Nu = 0.056Re^{0.8}Pr^{0.43}(Pr/Pr_{ст})^{0.25}(S/d) - 0.3(h/d)^{0.15}$$

по гідравлічному опору:

$$\lambda_{пр} = \lambda_{гл}(1 + 13(h/S) + 94(h/S)^2)$$

Довжина труб була від 0,4 до 3 м. Тиск конденсуючого пара від 0,03 до 0,12 МПа. Температурні напори з парового боку змінювалися від 3 до 50 °С, швидкість охолоджуючої води від 0,5 до 6,0 м / с. Швидкість парового потоку не перевищувала 5 м / с.

Можна зробити такі висновки.

При конвективному теплообміні встановлена істотна інтенсифікація процесу. Для оптимальних параметрів накатки при тиску 0,1 МПа і для

горизонтальних і для вертикальних труб спостерігається підвищення коефіцієнта тепловіддачі в порівнянні з гладкою трубою приблизно на 30%. Це пов'язано з особливостями течії конденсатних плівок по шорсткій поверхні. Очевидно, відносно тонкі плівки мають велику тенденцію до стягнення у впадині. На вертикальних накатаних трубах як і на гладких отримано такий же вплив на тепловіддачу відносної висоти H / d .

Для інтенсивності тепловіддачі в вертикальних накатаних трубах отримано залежність:

$$\alpha/\alpha_n = (h/S)^{0.09} (r/(c_p (t_2-t_1)))^{0.12}$$

Порівняння дослідних даних, отриманих на пучках з гладкими і накатаними трубами, показало, що незважаючи на заливання конденсатом труб, які знаходяться нижче, заміна гладких труб на накатані веде до збільшення коефіцієнтів теплопередачі до 25%.

Коефіцієнт теплопередачі накатаних труб, застосованих на ТЕЦ № 7 Лененерго, при рівних затратах потужності на прокачування охолоджуючої води по конденсатору вище, ніж на гладких трубах в 1,3-1,4 рази.

Накатані труби, які охолоджуються водою із значною кількістю органічних речовин, забруднюються в два рази повільніше, ніж гладкі.

Накатані труби з кроком $S - 33$ мм з погляду забрудненості значно краще накатаних труб з кроком $S - 200$ мм.

Конструктивні особливості накатаних труб не погіршують технології їх вальцювання і дають можливість відбракування труб на стадії їх виготовлення і тим самим ще більше збільшують економічний ефект від їх застосування.

6.4 Інтенсифікація теплообміну за допомогою закрутки потоку

Коефіцієнт тепловіддачі можна багаторазово збільшити і значно знизити якісні та габаритні характеристики за допомогою посиленого теплообміну. Інтенсивність теплообмінних процесів являється економічно доцільною в усіх галузях промисловості: теплоенергетиці, ядерній техніці, авіаційна техніка,

					КП ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
						131
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

У разі інтенсифікації теплообміну можна, наприклад, знизити температурний тиск, тобто. Зменшити температуру стінки при незмінній температурі теплоносія або підвищити температуру теплоносія при заданій максимально допустимій температурі стінки труби.

При розробці теплообмінного обладнання використовується достатньо широкий перелік засобів інтенсифікації, деякі з них є для теплоенергетики традиційними: турбулентний режим течії теплоносіїв; зменшений діаметр каналу; використання оптимальної форми поперечного перерізу каналу; використання тісних пучків труб; підвищення швидкості течії робочих тіл; використання ребрення поверхонь теплообміну; впровадження турбулізаторів потоків теплоносіїв; запровадження шорстких поверхонь теплообміну; завихрювання потоків теплоносіїв; використання коротких каналів та переривчастих поверхонь теплообміну; використання нахилу трубного пучка при конденсації пари на трубах; організація плівкової течії робочих тіл над поверхнею теплообміну; впровадження криволінійних каналів; використання псевдозрідженого шару; організація поперечних перегородок у трубному пучку.

З точки зору технічно обґрунтованих і доцільних способів інтенсифікації теплообміну можна відмітити дискретну шорсткість поверхні каналів у формі кільцевих та спіральних виступів, яка відрізняється високими теплогідравлічними, економічними та технологічними якостями

Інтенсифіковані труби з накатаними поперечними і спіральними виступами серійно виробляються зарубіжними фірмами.

Наприклад, найбільш перспективними засобами інтенсифікації тепловіддачі при ламінарному та перехідному режимі руху в'язких середовищ у трубі являються дротяні пружинні вставки; накатані поперечні кільцеві та спіральні виступи; стрічкові закручувачі потоку. В основі цих засобів лежать загальні фізичні принципи, вони пояснюють у разі їх застосування можливість отримання позитивного ефекту. Вони відомі вже тривалий час. З другого боку, кількісні залежності для розрахунку теплообміну та гідроопіру в широкому діапазоні зміни геометричних параметрів інтенсифікаторів теплообміну та гідродинамічних умов

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		132

течії у разі їх застосування ще не визначені. Тому дослідження відомих засобів інтенсифікації продовжуються.

Таким чином, нові методи потребують додаткових масштабних досліджень.

На даному етапі розвитку енергетики при використанні сучасних легованих конструктивних сталей можливості підвищення теплової економічності паротурбінних установок та інших теплоенергетичних систем шляхом модернізації теплової схеми, збільшення початкових параметрів пари та підвищення коефіцієнту корисної дії і котлів практично вичерпані. Таким чином, зменшення питомої витрати палива залежить від характеристик допоміжного (теплообмінного) обладнання енергоустановок. Тому потужним засобом підвищення ефективності є інтенсифікація теплообміну, як в теплообмінному устаткуванні, так і в теплоенергетичній установці в цілому.

Великий практичний ефект від застосування інтенсивного теплообміну в обладнанні, породжує активізацію зусиль в цьому напрямку. Кількість широких досліджень збільшується в експоненційній залежності.



a

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		133



а

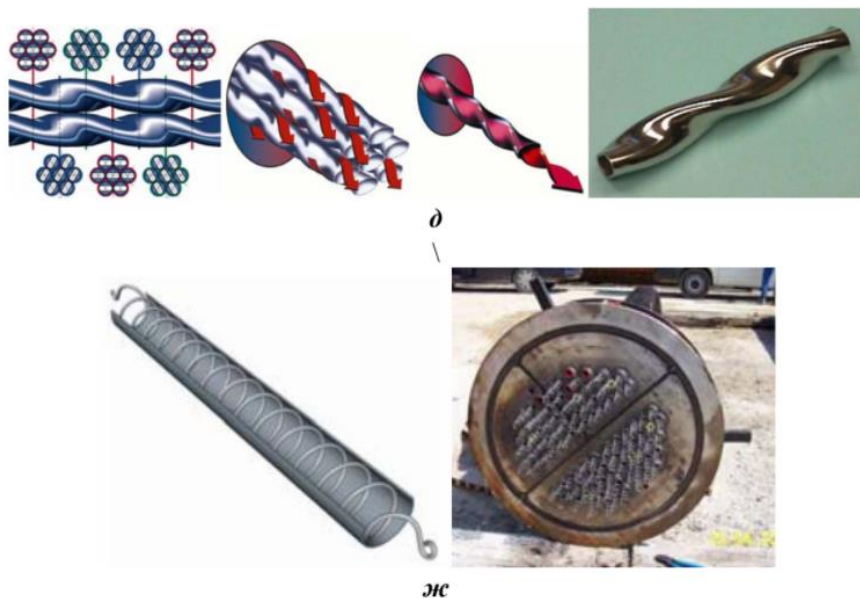
б



в

Рис.5.1. Типи закручування потоку в теплообмінних апаратах:

а - закрутка потоку в міжтрубному просторі за допомогою спіральної перегородки; б – використання труб з дротяною навивкою; в – використання витих труб; г – закручування потоку: скручені стрічки, спіральні дротяні та пластинчасті вставки, виті труби, шнекові вставки.



г

Рис.5.1 (продовження). Види закручування потоку в сучасних теплообмінних

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		134

апаратах: д – кручені труби і схеми течії; ж – апарат із закруткою потоку в спіральній дротяній вставці

При закручуванні потоку теплоносія у трубі суттєво інтенсифікується тепловіддача. При закрутці відцентрові сили відтісняють потік до стінки труби, в результаті відбувається підвищення пристінної швидкості потоку, а це сприяє підвищенню інтенсивності теплообміну. Закрутка потоку виконується закрученою металевою стрічкою, яка вставляється по всій довжині каналу і організує постійну закрутку вздовж труби. Використовуються також місцеві закручувачі потоку (шнековий завихрювач), в таких конструкціях інтенсивність закрутки поступово згасає під впливом в'язкого тертя в потоці. Можливі також інші способи закрутки (рис. 6.1).

Розрахунки повітропідігрівача для енергоблоку 800 МВт показали, що поверхня нагріву зменшується на 23% при поперечному обтіканні шахового пучка із спіральними стрічками у порівнянні з трубами зі звичайною гладкотрубною конструкцією при однаковому гідроопорі. При товщині стрічки 1 мм витрата металу на закручувачі становить приблизно 4% від витрати на труби.

У парогенеруючих трубах котлоагрегатів при закрутці двофазного потоку пара відкидається до стінки під впливом відцентрових сил закрутки. При цьому

При закручуванні потоку виконується інтенсивне охолодження стінки рідиною, забезпечується затримка кризи теплообміну та виконується запобігання небезпечному перегріву стінки. Також є ефективним застосування закрутки для некіплячого потоку.

В техніці можуть ефективно використовуватись стрічкові та інші проточні циклони при роботі з відносно чистим шламом, які встановлюються в димоходах та промислових котлах. Відома конструкція циклону, де при закручуванні потоку тепловіддача збільшилась 65%.

Іноді використання скрученої стрічки є ефективним у прямокутному каналі. Недоліком закручувачів потоку, змонтованих вздовж труби, є збільшення гідроопору. Для зменшення гідро опору при збереженні досить високого рівня теплообміну у каналі послідовно встановлюються окремі закручувачі (наприклад,

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		135

шнекові). На рівень тепловіддачі в каналі впливає геометрія закручувачів та відстань між ними. Встановлення окремих закручувачів потоку технологічно складніше, ніж установка одного завихрювача.

При віддаленні від входу у разі тангенціального підведення газу на вхід у трубу тепловіддача падає (закрутка згасає). В той же час при цьому все одно інтенсивність теплообміну підвищується на всій довжині труби. Відомий теплообмінник із густим пучком овальних гвинтоподібних закручених труб. При обтіканні пучка вздовж труб між ними теплоносій закручується у гвинтоподібних каналах. Для розрахунку теплообміну та гідроопору в таких теплообмінних апаратах використовуються встановлені залежності.

Об'єм такого теплообмінника зменшився в 1,5–2 рази порівняно із звичайним апаратом із круглих труб.

Інтенсивність теплообміну збільшилась, а в поперечному перерізі температурне поле стало більш рівномірним. Значно посилює теплообмін двостороннє підведення тепла в каналі. Наприклад, нагрівач нафтопродуктів має блочну конструкцію, в якій рідина в кільцевому зазорі нагрівається паром,

Застосування оптимального компонування для ТЕС дозволяє вдвічі зменшити масу апарату. У високотемпературних рекуператорах типу газ-газ відбувається інтенсифікація радіаційно-конвективного теплообміну та двосторонній підігрів газу. У міжтрубному потоці гарячого газу встановлюють радіаційні пластини, які, підігриваючись від газу, випромінюють тепло на поверхню труб додатково до їх конвективного підігріву.

При температурі гарячого газу 800 °С підігрів газу в трубах підвищується в 1,8 рази. Можливі також інші комбіновані засоби інтенсифікації теплообміну. Наприклад: шорстка труба зі стрічковим закручувачем; труба з внутрішнім оребренням та стрічковим закручувачем та інші. Однак ці методи поки що недостатньо досліджені. В сучасних парогенераторах та різних теплообмінних апаратах використовують поверхню нагріву у формі гвинтових спіральних змійовиків з малим радіусом згинання труб.

Для інтенсифікації процесу теплообміну доцільно використовувати оребрену

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		136

поверхню не тільки зовні, а і в середині каналу. Економічно вигідним є використання внутрішнього оребрення з відносно низькими спіральними ребрами, тому що в них інтенсифікація теплообміну досягається за рахунок розвитку поверхні та закрутки потоку. При однаковій потужності застосування внутрішнього оребрення (висота ребра менше 2 мм), призводить до зниження металоємності пучка труб на 10%, а спіральних ребера (кут віднімання спіралі 30°) - на 49%.

При застосуванні ребер висотою 1 – 1,5 мм досягається найбільша економія металу. Аналіз показує, збільшена тепловіддача спірального ребра перевищує гідравлічний опір, тому вигідно використовувати трубу з такими ребрами.

Труби зі спіральними ребрами широко застосовуються для інтенсифікації теплообміну при однофазних потоках рідини і газу, при вимушеному кипінні і конденсації (в конденсаторі та парогенераторі).

Загалом, одним із шляхів розробки ефективного та економічного енергообладнання на ТЕС та АЕС є застосування ореброваних поверхонь теплообміну.

На даний час виконано певний теоретичний аналіз процесів в трубах із спіралью накатаними виступами на внутрішній поверхні труби, проведені експериментальні дослідження та промислові випробування. Показана доцільність їх застосування в теплообмінних апаратах.

Наприклад, на ЛМЗ виготовлений конденсатор зі спіралью накатаними трубами типу 200 КЦС – 2 для парової турбіни потужністю 200 МВт. У трубах застосовано низькі спіральні виступи або низькі внутрішні спіральні ребра. Була зафіксована інтенсифікації теплообміну, яка обумовлена спільним проявом двох факторів: турбулізацією потоку і руйнуванням пристінного шару потоку виступами і закруткою під дією виступів (або ребер). Відмічено збільшення пристінної швидкості потоку.

Кількісну оцінку економічної вигоди можуть дати промислові випробування.

Відмічено, що в конденсаторах парових турбін зменшується затоплення нижніх рядів труб конденсатом, збільшення на 20 – 25 % коефіцієнту теплопередачі. В мережевих підігрівачах коефіцієнт теплопередачі збільшується на

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		137

50 – 70%. При цьому маса конденсаторів зменшується на 25%, а вертикальних мережних підігрівачів – на 50%. С точки зору міцності і вібраційної стійкості накатані труби не поступаються гладким.

Відмічено оданикове погіршення інтенсивності теплопередачі у разі забруднення труб.

Розрахунок тепловіддачі в Рейнольдса ($Re = 2 \cdot 10^3 - 10^5$) можна виконувати за такою формулою:

$$Nu = 0,056 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \cdot (Pr_f / Pr_w)^{0,25} \cdot (t/D)^{-0,3} \cdot (h/D)^{0,15},$$

де $Re = W_{cp} \cdot D/v$; $Nu = \bar{\alpha} \cdot D/\lambda$; W_{cp} – середньовитратна осьова швидкість у трубі, м/с; $\bar{\alpha}$ – середній вздовж труби коефіцієнт тепловіддачі, Вт/(м²К). Дослідження були проведені при $h = 0,3 - 1,5$ мм; $t = 18-100$ мм; $n=3$; $t/h = 10 - 15$; $h/D = 0,035-0,04$; радіус закруглення накатного ролика - 4,5 мм.

Спирально накатані труби використовуються в тих же випадках, що і труби із поперечною накаткою. По тепловій ефективності труби з низькими внутрішніми спіральними ребрами і труби зі спіральною накаткою є практично однаковими, проте спіральна накатка має меншу металоємність. В повітропідігрівачах котлів ефективні пластинчасті закручувачі газів (вставні спіральні ребра) у разі спалювання мазуту та вугілля.

Утворити спіральний виступ можна, якщо встановити пружинну вставку з металевого дроту.

При малих кроках навиття дроту може бути порушений тепловий контакт між дротом і поверхнею труби.

При однаковому гідравлічному опорі труби із пружинними вставками мають більшу теплову ефективність на 40 % у порівнянні з гладкими трубами. Проведені експерименти показали, що Експериментальне дослідження показало, що за інших рівних умов з гладкими трубами використання пружинних вставок зменшує поверхню теплообміну на 50-60%. В той же час застосування вставок підвищує вартість трубного пучка на 15% і більше.

Тепловіддача та гідроопір труб з поперечними канавками збільшуються з

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		138

ростом глибини та зменшенні кроку канавок. При підвищенні Re підвищується рівень турбулентності потоку і зменшується товщина в'язкого підшару.

При однакових гідравлічних втратах при використанні поперечних кільцевих канавок у тісних поздовжньо обтічних пучках труб і в кільцевих каналах тепловіддача збільшується до 50% порівняно з гладкою поверхнею. Цей ефект ($Nu / Nu_{гл}$) має місце при $Re_1 = (3,6 - 33,8h/d_{\infty}) \cdot 10^4$.

. Для забезпечення інтенсифікації теплообміну в трубах та міжтрубному потоці при накатці поперечних канавок рекомендується використовувати співвідношення

$$h / d_n = 0,020 - 0,035 .$$

В літературі наводяться емпіричні формули для розрахунку опору та коефіцієнтів теплопередачі в накатаних трубах. В парогенераторах і економайзерах котла рекомендується використовувати труби зі спіральною накаткою.

В той же час слід брати до уваги, що при інтенсифікації теплообміну, як правило, підвищується вартість та гідравлічний опір на одиницю площі у порівнянні із звичайною трубою. Техніко-економічна вигода при застосуванні засоба підвищення інтенсивності теплообміну повинна бути підтверджена загально прийнятими методами. Для теплоенергетики використовуються, в основному, коефіцієнт E та метод розрахункових витрат. Треба враховувати всі параметри системи: масу теплообмінника, вартість його виготовлення, затрати на експлуатацію, можливість вібрації та забруднення; технологічність виготовлення; зручність в експлуатації та ремонті тощо.

При розрахунку каналів із стрічковими закручувачами можна використовувати формули В.К.Щукіна, де прийняті такі позначення:

S – поворот спіралі на 180° ; ϕ – кут закрутки потоку біля поверхні труби, причому
$$\operatorname{tg}\phi = \frac{\pi \cdot d}{2 \cdot S}$$
 де d – внутрішній діаметр труби. Діаметр еквівалентний спірального каналу обчислюється як:

$$d_3 = \frac{d(\pi d - 4\delta)}{\pi d + 2(d - \delta)},$$

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		139

δ – товщина стрічки.

При течії в умовах закрутки використовується число Діна - $De = Re \sqrt{\frac{d}{D}}$, D –

середній діаметр вигину каналу; $Re = \frac{w d_{\text{э}}}{\nu}$ w – середньовитратна (осьова)

швидкість у спіральному каналі. Критичне значення числа Діна дорівнює $De_{\text{кр}}=11,6$.

Перехід до турбулентної течії відбувається при:

$$Re_{\text{кр}} = 2300 + 38900(d/S)^{1,16}$$

Для турбулентного режиму при $S/d = 2,65 - 13$; $Re \leq 5,9 \cdot 10^4$:

$$\xi = 0,705 Re_f^{-0,28} \left(\frac{D}{d}\right)^{-0,09} + 0,009 \left(\frac{D}{d}\right)^{-0,65}$$

$$D/d = 0,5 + \frac{8}{\pi^2} \left(\frac{S}{d}\right)^2$$

В разі $S/d = 1,79 - 13,00$ для газу:

$$Nu_f = 0,079 Re_f^{0,74} Pr_f^{0,43} (T_f/T_w)^{0,575} (D/d)^{-0,11}$$

для рідини використовується симплекс $(\mu_f/\mu_w)^{0,36}$.

У ламінарно-вихровому режимі при $Re < Re_{\text{кр}}$; $S/d = 2,5 - 11$:

$$\xi = 6,34 Re_f^{-0,474} (D/d)^{-0,263} + 25,6 Re^{-1}$$

$$Nu_f = 0,3 Re_f^{0,6} Pr_f^{0,43} (D/d)^{-0,135}$$

					КПШ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		140

6.5 Теплообмін і опір при поперечному обтіканні оребрених труб з малими кроками оребрення

6.5.1. Аналіз стану конструкцій та технології виготовлення поперечно-ореброваних труб

6.5.1.1. Класифікація оребрених труб

В силу технічних обставин апарати системи опалення, охолодження та кондиціонування повітря працюють при малих перепадах температур і в умовах зниженого допустимого рівня шуму. Тому швидкість повітря в таких теплообмінних апаратах не перевищує 5 м/с, що призводить до зменшення теплового потоку. Такі апарати мають досить значні габарити, які можна зменшити шляхом використання оребрених систем (рис.6.1).

В теплообмінних апаратах систем опалення, охолодження та кондиціонування знаходять використання панелі, спіральні та ребристі труби. Зменшення габаритів дозволить збільшити тепловіддачу і зменшити розміри теплообмінника. Але при цьому виникають проблеми знаходження оптимальних і ефективних форм і розмірів елементів оребрення.

Проведені дослідження щодо теплообміну в системі оребрених труб показали, що форма ребра не являється визначальною.

Випробування систем з розрізними ребрами показало, що вони не забезпечують високу ефективність. За результатами досліджень Е.М. Письменного встановлено, що при використанні розрізаних ребер тепловіддача збільшується до 44 % у разі розвороту сегментів ребер, а без розвороту на 10-30%.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		141



Рис.6.1. Типи ребра: а – труби Wolverine H-P Trufin, б – труби Wolverine S-T Trufin, в – труби Wolverine Turbo-CDX, г - труби Wolverine Turbo-Chil, д - труби Wolverine Turbo-СП, е - Wolverine Turbo-CSL, ж - труби Wolverine W-H Trufin, з - труби Greens Power Ltd. Steel H, та – труби Greens Power Ltd. Steel H, к, л – труби Armstrong, м – труби Wolverine I-L Trufin, н – труби Wolverine L-C Trufin, о – труби Fin Tube MFG з дротяними ребрами, п-труби Fin Tube MFG зі спіральними розрізними ребрами.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		142

Як показали дослідження ефективність використання малих ребер зменшується при зменшенні розміру ребер.

Дослідження показали, що труби з інтенсифікаторами у вигляді зубів, з поперечними просічними та перфорованими ребрами не мають переваг і не рекомендуються до використання.

Найбільш ефективними і технологічними виявляються труби з гвинтовими ребрами.

Були проведені випробування з трубами, які мають лункові покриття. Дослідження конвективного теплообміну показали, що тепловіддача може збільшитись на 35 – 40 % при зростанні і навіть зменшенні аеродинамічного опору.

6.5.2. Узагальнення експериментальних даних з тепловіддачі та аеродинамічного опору реброваних труб

При знаходженні узагальнюючої залежності при конвективній теплопередачі для варіантів труб з рис. 6.1 використовувалась така формула:

$$Nu = C \cdot Re_d^n \cdot \left(\frac{s_p}{d} \right)^m \cdot \left(\frac{s_p}{h_p} \right)^k \quad (6.21)$$

У досліджуваних у роботі відношення кроку ребра до його висоти $s_p/h_p=0,2=const$, тому значення комплексу $(s_p/h_p)^k = const$ і за подальшої обробці рівняння (6.21) набуває вигляду:

$$Nu = C \cdot Re_d^n \cdot \left(\frac{s_p}{d} \right)^m \quad (6.22)$$

начення параметрів, n і m рівняння (6.22) отримані методом найменших квадратів. Отримані значення параметрів $C = 0,061$, $n = 0,783$, $m = 0,311$, а залежність (6.22) набуває вид :

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
						143
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Nu = 0.061 \cdot Re_d^{0.783} \cdot \left(\frac{s_p}{d}\right)^{0.31} \quad (6.23)$$

Аналогічно узагальнююча залежність для тепловіддачі:

$$Nu_{\text{тп}} = \psi \cdot 0.081 \cdot Re_d^{0.701} \cdot \left(\frac{s_p}{d}\right)^{0.31} \quad (6.24)$$

Для отримання узагальнюючої залежності аеродинамічного опору досліджених труб використовувалася наступна формула:

$$\zeta = C_1 \cdot Re_d^{n_1} \cdot \left(\frac{\delta}{d}\right)^{m_1} \quad (6.25)$$

Значення параметрів C_1 , n_1 та m_1 рівняння (6.25) отримані методом найменших квадратів, $C_1=1,085$, $n_1=0,086$, $m_1=0,103$, а залежність (6.25) набуває вигляду:

$$\zeta = 1.085 \cdot Re_d^{0.086} \cdot \left(\frac{\delta}{d}\right)^{0.103} \quad (6.26)$$

На рис.6.17 представлені порівняльні характеристики конвективної тепловіддачі та наведеної тепловіддачі досліджених ТДР та еталонної гладкої труби. Як характеристики досліджених ТДР використовувався вираз (6.24). Як $Nu_{\text{гл}}$ еталонної гладкої поверхні використовувалася формула А.А.Жукаускаса:

$$Nu = 0.25 \cdot Re^{0.6} \cdot Pr_{\text{ж}}^{0.38} \quad (6.27)$$

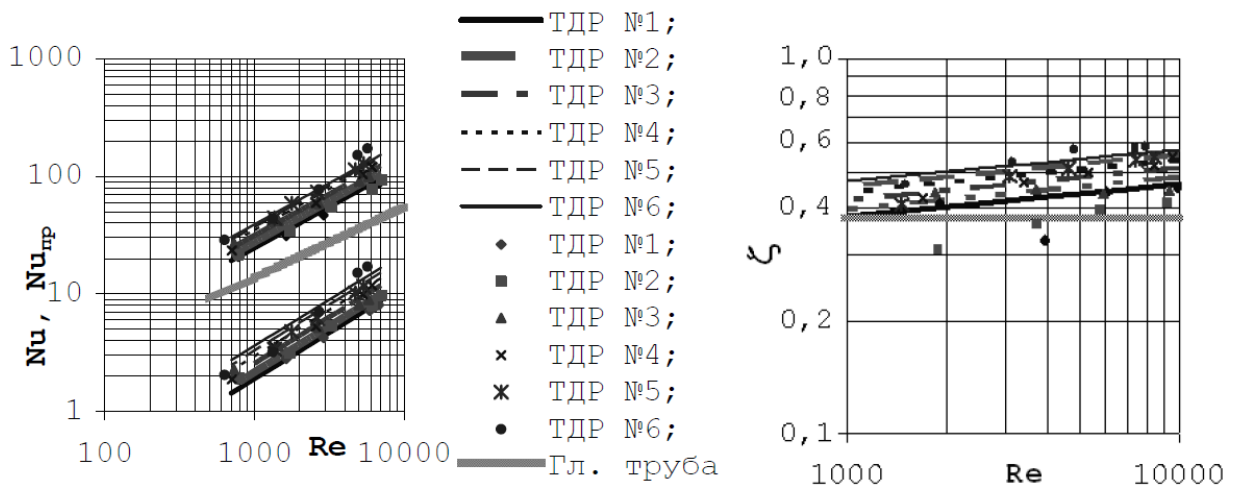


Рис.6.17. Характеристики досліджених ТДР: а – тепловіддача; б – опір

6.6. Висновки

1. Для інтенсифікації тепловіддачі теплообмінних апаратів в системі опалення, охолодження та кондиціонування повітря з використанням поперечно-оребrenих труб слід приймати крок ребрення s_r до 1 мм, при товщині ребра $\delta_r=0,3-0,35$ мм, при цьому коефіцієнт ребрення слід збільшити до $\psi = 22-25$.

2. Встановлено, що при зростанні теплопровідності матеріалу ребер відбувається збільшення тепловіддачі $\lambda_p=140$ Вт/(м·К). При подальшому зростанні λ_p збільшення тепловіддачі практично відсутнє, а $\alpha_{тр}$ наближається к α_k .

3. Термічний опір значно погіршує тепловіддачу, він є нестабільним в процесі виготовлення та експлуатації ореbrenих труб і в ряді випадків дорівнює опору тепловіддачі до повітря.

6.7 Економічний ефект від модернізації конденсатора турбіни

T-100-120/130 профільними витими трубами

Профільні виті труби (ПВТ) досить широко використовуються як пароводяні та водоводяні теплообмінники в ПВД і ПНД парових турбін, підігрівачах мережної води, конденсаторах, маслоохолоджувачах та інших типах рекуперативних теплообмінних апаратів для енергетичної, хімічної, нафтопереробної, газодобувної та інших галузей промисловості.

Розрахунки економічної ефективності виконуються для турбіни T-100-130

Можна прийняти на підставі дослідних даних, що заміна звичайних гладких труб в конденсаторі витими трубами дозволить зменшити витрати палива на 2-3%.

Витрати палива на котли до модернізації конденсаторів:

$$В_{нат} = 547,47 \text{ тис т/рік}$$

Витрати палива після модернізації конденсаторів:

$$В_{нат.мод}=(547,47/100) \cdot (100-2.5)=533,78 \text{ тис т/рік}$$

Економія коштів за рахунок зменшення витрат палива в котлі:

$$И_{пал}=(В_{нат} - В_{нат.мод}) \cdot Ц_{пал}=(547,47-533,78) \cdot 370 = 5,06 \text{ млн. у.о./рік}$$

Кількість труб в одному конденсаторі:пшт=9580

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		145

Довжина труб: $l=7500\text{мм}$

Ціна за метр: $И_{тр}=15 \text{ у.о.}$

Витрати на проведення робіт: $И_{зар}=10\% И_{мод}$

Витрати на модернізацію конденсаторів:

$И_{мод} = (\text{пшт} \cdot 2 \cdot l \cdot И_{тр}) \cdot 110\% = 9580 \cdot 2 \cdot 7,5 \cdot 15 \cdot 1,1 = 2,371 \text{ млн. у.о.}$

$\Delta Z = И_{пал} - И_{мод} = 5,06 - 2,371 = 2,689 \text{ млн. у.о.}$

Висновок: Встановлення витих профільованих труб дозволить зекономити кошти на витрати палива у розмірі 5,06 млн. у.о./рік. Термін окупності може скласти близько півроку.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		146

ВИСНОВОК

У відповідності з завданням в дипломному проекті була розглянута модернізація конденсатора турбіни першої черги на Київській ТЕЦ-5 міста Києва, що дало можливість оновити стан конденсатора з одночасним збільшенням і підвищенням експлуатаційних показників. Видача потужності і зв'язок ТЕЦ з енергосистемою здійснюється на трьох напругах 330, 110, 35 кВ.

Було описане основне та допоміжне обладнання.

Основним паливом прийнято природний газ.

резервним паливом прийнято мазут.

На ТЕЦ використовується прямоточна система технічного водопостачання.

В проекті розглянуті рішення по компануванню головного корпусу та складання генплану станції.

В якості спецпитання був проведений варіант модернізації конденсатора.

В розділі "Автоматика" розглянута функціональна схема автоматизації котла ТГМ-96А.

В розділі "Електротехнічна частина" описано схему головних електричних з'єднань. Виконаний розрахунок струмів короткого замикання.

В розділі "Охорона праці" наведені рішення технологічних питань по безпеці конструкції та експлуатації обладнання.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		147

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Чепурний М.М. Теплообмін в прикладах і задачах. – Вінниця: ВНТУ, 2011. – 128 с.
2. Ильясова Г.О., Алмабаева Т.М. Определение аэродинамических параметров потока при поперечном обтекании круглого цилиндра // Междунар. Журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2017. - № 5-1. – С. 42-45.
3. Коваленко Г.В., Мейрис А.Ж. Сравнение различных способов интенсификации теплообмена на цилиндрических поверхностях/ Восточно-европейский журнал передовых технологий. 2013. – 3/12 (63). – С. 58-60.
4. Деменюк С.М. Теплообмен и гидравлическое сопротивление в трубах и каналах / Научно-Пром. Бюро. СПб, 2012. – 304 с.
5. Попов И.А., Махаянов Х.М., Гуреев В.М. Физические основы и промышленное применение интенсификации теплообмена. Интенсификация теплообмена. – Казань: Центр инновационных технологий, 2009. – 560 с.
6. Анисин А.А. Эффективность поперечно-обтекаемой трубчатой поверхности с различной формой и геометрией // Справочник. Инж. Журнал, 2009. - № 7. – С. 59-64.
7. Методичні вказівки до виконання розрахунково графічних робіт та курсових робіт по курсу «Економіка, організація та планування енергетики». Уклад. Є.Г. Скловська. Київ НТУУ «КПІ», 2000.
8. Рижкин В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1976. – 448с.
9. Гиршфельд В.Я., Морозов Г.Н. Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1973. – 239 с.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		148

10. Елизаров Д.П. Теплоэнергетические установки электростанций. – М.: Энергоиздат, 1982. – 264 с.
11. Борисов Н. А. Основные проблемы развития ТЭС в Украине и пути их решения на среднесрочную перспективу // Энергетика и электрофикация. - 2002. -№5. -с.6-13.
11. Типові технічні вимоги до станційного рівня АСУ ТП ТЕС.ГДК 34.35.509-97. Міненерго України.
12. Плетнев Г.П. Автоматизированное управление объектами тепловых электростанций. – М.: Энергоиздат, 1981.-368 с.
13. Леонов А.М., Яковлев Б.В. Тепловые электрические станции. Дипломное проектирование. – Минск: Вышэйш. Шк., 1978.-231 с.
14. Ключев А.С., Глазов Б.В., Дубровский А.Х. Проектирование систем автоматизации технологических процес сов.-М.: Энергия, 1980.-512 с.
15. Гост 21.404-85. Автоматизация технологических процес сов. Обозначение условные приборов и средств автоматизации в схемах.-М.: Узд стандартов, 1985.-14 с.
16. Методические указания к выполнению курсовых и дипломных проектов по электрической части станций и подстанций. Ч.1. / Н. П. Лукаш, О. Г. Филатов. – К.: КПИ, 1993 – 72 с.
17. Методические указания к выполнению курсовых и дипломных проектов по электрической части станций и подстанций. Ч.2 / Н. П. Лукаш. – К.:КПИ, 1995 – 60 с.
18. Электрическая часть тепловых электростанций / А. Л. Церазов, А. П. Васильева, Б. В. Ничаев. – М.:Энергия, 1980. 328 с.
19. ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
20. ДНАОП 0.03-3.14-85. Санітарні норми допустимих рівнів шуму на робочих місцях.
21. СНиП В II-6-81. Электростанции тепловые. Нормы проектирования.
22. ДНАОП 0.00-1.03-93. Правила будови і безпечної експлуатації вантажопідійомних кранів. Держнаглядохоронпраці.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		149

23. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
24. ДНАОП 0.00-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Держнаглядохоронпраці.
25. ГОСТ 12.1.030-81.ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. Изменения, 1987.
26. Сабарно Р. В. и др. Электробезопасность на промышленных предприятиях. – К.: Техника, 1991. – 285 с.
27. ГОСТ 12.4.026-76. Кольори сигналізацій і знаки безпеки.
28. Правила пожарной безопасности в компаниях, на предприятиях и в организациях энергетической отрасли Украины.
29. ОНТП 24-86. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности (НАПББ.07-005-86).
30. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
31. СНиП II-4-79/85. Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования.
32. ДБНВ.2.5-26-2006. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.
33. ДСН 3.3.6.042-99 „Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень”.
34. Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води. Держнаглядохоронпраці.
35. ДНАОП 1.1.10-1.02-01. Правила безопасной эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей.
36. Методичні вказівки щодо опрацювання розділу „Охорона праці” в дипломних проектах і роботах студентів ТЕФ (частина 1). (Укл: М.О. Халімовський, О.М. Халімовський. – К.: НТУУ „КПІ”).
37. ДСН 3.3.6.037-99 „Допустимі параметри виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку”.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
						150
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

38. ДСН 3.36.039-99 „Вібрація. Загальні вимоги безпеки”.

39. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожежна безпека. Загальні вимоги.

40. РД 34.49.101-87. Інструкція по проектуванню протипожежного захисту енергетичних підприємств.

41. ПР 34-00-006-84. Правила вибухобезпечності установок при використанні мазуту і природного газу в котельних установках.

42. Ю.М. Мацевитый, Н.Г. Шульженко, П.П. Гатаровский, В.Г. Дедов, В.Н. Голощанов, А.О. Костиков, А.В. Павленко, А.В. Русанов, В.В. Соловей, В.И. Цибулько. Повышение Энергоеффективности работы турбоустановок ТЭС И ТЭЦ путем модернизации, реконструкции и усовершенствования режимов их эксплуатации. Наукова думка, 2008. – 150 с.

43. Методичні вказівки з техніко-економічного обґрунтування інвестиційних проектів електричних станцій. Уклад. Є.Г. Скловська, К.Г. Тодорович. – К: ІВЦ „Видавництво „Політехніка”, 2002. – 24 с.

44. Паровые котлы. Кесова Л.О., Бульгин А.А., Шелег В.Р., Київ «Політехніка» 2004 рік.

					КПІ ім. Ігоря Сікорського МД .23.144.2143.ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		151