

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН**

**Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ  
Кафедра Тепловые Энергетические Установки**

**«УТВЕРЖДАЮ»**

**Директор ИТЭТТ**

**ст.пр. Бахтияр Б.Т.**

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

**«Допущен к защите»**

**Заведующий кафедрой**

**доцент Кибарин А.А.**

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

**На тему:** Повышение энергоэффективности КЭС за счет оптимизации тепловой схемы на примере Экибастузской ГРЭС

**Специальность:** 5В071700 – Теплоэнергетика

**Выполнил (а):** Калқаман Ә.Н.

(Фамилия и инициалы)

**ТЭС-16-3**

(группа)

**Научный руководитель:** д.т.н., доцент Кибарин А.А.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

**Консультанты:**

**по экономической части:**

**к.э.н. Абильдина А.Ш**

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

**по безопасности жизнедеятельности:**

**Приходько Н.Г.**

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

**Нормоконтролер:** Олжабаева К.С.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

**Рецензент:** Ваганов О.В.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(подпись)

**Алматы 2020 г.**

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН**  
**Некоммерческое акционерное общество**  
**АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ**

Институт Теплоэнергетики и теплотехники  
Специальность 5В071700 – Теплоэнергетика  
Кафедра Тепловых Энергетических Установок

**ЗАДАНИЕ**

на выполнение дипломного проекта

Студент: Қалқаман Әсем Нұрланқызы  
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта: Повышение энергоэффективности КЭС за счет  
оптимизации тепловой схемы на примере Экибастузской ГРЭС

утверждена приказом ректора № 147 от « 11 » ноября 2019 г.

Срок сдачи законченной работы « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта:

Установленная Электрическая мощность – 1000 МВт;

Установленная тепловая мощность – 450 Гкал/ч;

Топливо – экибастузский уголь.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

Аннотация;

Введение;

Описание станции;

Тепловая часть;

Расчет тепловой схемы КЭС;

Раздел БЖД;

Экономический раздел;

Специальная часть.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1 Принципиальная тепловая схема станции;
- 2 Схема генерального плана ЭГРЕС-2;
- 4 Схема ПНД.

Рекомендуемая основная литература:

- 1 Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов/ Под ред. В.Я. Гиршфельда. – 3– издание, переработан и дополнен– Москва.: Энергоатомиздат, 1987.
- 2 Елизаров Д.П. «Теплоэнергетические установки электростанций», Москва: Энергоиздат, 1987.
- 3 Г.С. Борисов, В.П. Брыков, Ю.И. Дытнерский «Основные процессы и аппараты химической технологии: Пособие по проектированию», Москва: Химия, 1991.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов:

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Приходько Н.Г.		
Экономика	Адильдина А.Ш.		
Основная часть	Кибарин А.А.		

**Г Р А Ф И К**  
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Изучение оборудования Экибастузской ГРЭС- 2.	17.02.2020- 29.02.2020	
2	Техническое описание турбины.	01.03.2020- 22.03.2020	
3	Тепловая часть: выбор оборудования.	23.03.2020- 12.04.2020	
4	Расчет тепловой схемы КЭС.	13.04.2020- 26.04.2020	
5	Безопасность жизнедеятельности.	27.04.2020- 09.05.2020	
6	Расчет себестоимости тепла и э/энергии до и после реализации проекта	11.05.2020- 18.05.20220	
7.	Оформление работы		


Дата выдачи задания « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель \_\_\_\_\_  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению  
студент

Қалқаман Ә.Н. \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  \_\_\_\_\_  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

## **Аңдатпа**

Бұл дипломдық жұм жобада қуаттылығы 1000 МВт Екібастұз ГРЭС-2 жобалау міндеті қойылды, осы тік сатылар мен салыстырғанда анағұрлым жоғары тиімділікке ие радиалды-осьтік қадамдарымен қуатты конденсаторлық К-500-240 қондырғыларының негізінде.

Бастапқы мәліметтер бойынша жанармайдың максималды шығыны анықталды.

Экономикалық бөлімді талдау және өмір қауіпсіздігін қамтамасыз ету.

## **Аннотация**

В дипломном проекте поставлена задача спроектировать Экибастузскую ГРЭС-2 мощностью 1000 МВт на базе мощных конденсационных блоков К-500-240 с радиально-осевыми ступенями, которые имеют более высокий КПД, по сравнению с осевыми ступенями.

Согласно исходным данным был определен максимальный расход топлива.

Произведен анализ по экономической части и по обеспечению безопасности жизнедеятельности.

## **Annotation**

In the graduation project, the task was set to design the Ekibastuz GRES-2 with a capacity of 1000 MW on the basis of powerful condensation units K-500-240 with radial-axial steps, which have a higher efficiency compared to axial steps.

According to the initial data, the maximum fuel consumption was determined.

The analysis of the economic part and to ensure the safety of life.

## Содержание

Введение .....	7
1 Краткое описание электростанции .....	8
2 Техническое описание турбины .....	12
3 Тепловая часть.....	16
3.1 Выбор вспомогательного оборудования.....	16
3.2 Выбор оборудования котельного отделения .....	21
3.3 Золоулавливание .....	25
3.4 Химводоочистка .....	26
3.5 Гидрозолоудаление .....	27
4 Расчет тепловой схемы КЭС.....	63
4.1 Процесс расширения пара в i-s диаграмме .....	66
4.2 Тепловой баланс подогревателей высокого давления .....	74
4.3 Материальный и тепловой баланс деаэратора.....	76
4.4 Тепловой баланс подогревателей низкого давления .....	76
4.5 Расчет расходов пара.....	76
4.6 Расчет мощности. ....	77
5 Безопасность жизнедеятельности.....	76
6 Экономическая часть .....	76
7 Специальная часть.....	77
Заключение .....	83
Сокращение терминов .....	84
Список литературы .....	85

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ.					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Содержание					
Разраб.		Қалқаман Ә.Н.						Лит.	Лист	Листов
Провер.		Кибарин А.А.						6	76	
Реценз.								АУЭС		
Зав.каф.		Кибарин А.А.						ИТЭиТТ		
Н.контр.					ТЭС-16-3					

## Введение

Целью работы расчет тепловой схемы и определение технических характеристик теплового оборудования (расходов пара, воды и топлива), энергетических показателей энергоблока (электростанции) и его частей (КПД и удельных расходов теплоты и топлива).

Задачами являются расчеты тепловой схемы энергоблока с турбиной К-500-240, себестоимость электрической энергии до и после расширения ЭГРЭС-2, зануления, проведение анализа условий труда в турбинном цехе и описание принципа работы горелочных устройств для котельных агрегатов блоком 500 МВт.

Актуальность: Важнейшие задачи, решаемые энергетиками и энергостроителями, состоят в непрерывном увеличении объемов производства, в сокращении сроков строительства новых энергетических объектов и реконструкции старых, уменьшении удельных капиталовложений, в сокращении удельных расходах топлива, повышении производительности труда, в улучшении структуры производства электроэнергии и т.д.

Наращивание промышленного потенциала требует соответствующего увеличения производства различных видов энергии.

Электричество, наиболее удобная форма энергии, которую можно производить в больших количествах, концентрировать и передавать на большие расстояния с небольшими потерями, относительно легко распределить среди потребителей.

Этот дипломный проект предлагает технико-экономическое обоснование расширения государственной электростанции АО «Экибастуз-2» на два дополнительных блока.

В результате анализа недостатков и преимуществ различных технических решений был выбран вариант с обновленным котлом в форме буквы Т-57Р.

ТЭО рекомендовано осуществить расширение ГРЭС-2 блоками №3 и №4 мощностью 500 МВт со сверхкритическими параметрами.

Состав и характеристика основного оборудования энергоблока:

- Котел - ПП-1650-255 ,1650т/ч, 25МПа, 545<sup>0</sup>С
- Турбина К-500-240, 525 МВт
- Генератор ТЗВ-540-2У3, 540 МВт [12]

Технический проект расширения Экибастузской ГРЭС-2 разработан в соответствии с заданием на разработку технического проекта Экибастузской ГРЭС-2,3 и 4 мощностью 4000 МВт.

ГРЭС располагается на восточном берегу озера Шандаксор, 39 км севернее города Экибастуза и 19 км севернее станции ГРЭС-1.

При выборе площадки была выявлена возможность и доказана целесообразность строительства ГРЭС-3 на одной площадке с ГРЭС-2,

поэтому все технические решения были приняты с учетом строительства двух электростанций с районным районом, каждая из которых имеет 4 миллиона кВт на общей площадке.

Выходная мощность подается с напряжением 500 кВ на подстанцию переменного тока 1150 кВ и на подстанцию постоянного тока 1500 кВ.

Основное оборудование аналогично оборудованию, установленному в турбине ЭГРЭС-1: К-500-240-4, генератор ТВВ-500, котел П-57р с производительностью пара 1650 т / ч.

Компоновка устройства на блок-схеме. Поэтажный план главного корпуса аналогичен ЭГРЭС-1.

Экибастузский уголь из пласта 3 Богатырского карьера со средней зольностью 48,5% в сухом веществе используется в качестве топлива. Доставка железнодорожным транспортом без выезда с линии Министерства путей сообщения. Склад угля оснащен непрерывными механизмами.

Двухступенчатая газопереработка с общим КПД 99,5%. Высота дымохода 420 м. Гидравлическое удаление золы. Зола одинакова для всех электростанций страны в бассейне озера Карасор. Сухая зола должна была быть разработана для использования в строительстве.

Техническое водоснабжение меняется на противоположное, и в бассейне Shandaxog образуется охлаждающий резервуар. Источником промышленной и бытовой воды является Иртыш-Карагандинский канал. Химическая очистка воды решается по схеме химического опреснения.

Введена в эксплуатацию котельная.



## 1 Краткое описание электростанции

Экибастузская ГРЭС-2 является лидером объединения энергетических комплексов Казахстана и России, что является результатом политической воли обоих президентов.

АО «Станция ГРЭС-2 Экибастуз» является энергетическим сердцем Казахстана. Установленная выходная мощность станции составляет 1000 МВт. Сегодня две его электростанции производят около 12% всей электроэнергии, производимой в стране.

Экибастузская ГРЭС оснащена современным технологическим оборудованием. Впервые в практике производства электроэнергии используются котлы, которые позволяют сжигать уголь с высоким содержанием золы до 53%.

Существуют: двухступенчатая система сбора золы и метод подъема воздуха для удаления мусора из золы.

Печь с двумя горелками с поточными горелками и постепенным сжиганием топлива может значительно снизить количество оксидов азота, образующихся при сжигании угля.

Выбросы дымовых газов в атмосферу осуществляются через дымоход высотой 420 метров. Он занесен в книгу рекордов Гиннеса как самый высокий в мире.

До 750 МВт электроэнергии, вырабатываемой турбинами Экибастувейской государственной электростанции, каждый час передается в основные сети АО «KEGOS». Преимущества взаимны. Казахстан увеличивает добычу угля в Экибастузе. Россия поставляет свои энергодефицитные регионы.

При поддержке своего северного соседа Казахстан вышел на международный энергетический рынок не только как центр добычи углеводородов, но и как полноправный энергетический партнер.

В 2003 году экспорт электроэнергии, произведенной ГРЭС-2, в Россию достиг 3,4 млрд. кВтч. Планируется, что годовая подача электроэнергии будет постепенно увеличиваться, как указано в пятилетнем контракте с РАО ЕЭС России, на 6 млрд. кВт / ч.

Близкий срок - завершение 3-го забега. Ведутся технические испытания доставленных окончательных строительных ячеек, конструкций и оборудования. Проблема сбора золы решена. Создание или расширение вспомогательного производства не требуется. Существующая мощность достаточна для работы нового блока.

После завершения строительства третьего энергоблока энергетический гигант Экибастуз увеличит установленную мощность на 50% и еще больше укрепит свои позиции на рынке электроэнергии.

Электроснабжение осуществляется от ОАО «Станция ГРЭС Экибастуз-2» напряжением 500 кВ по линии электропередачи - 581 до шин подстанции -

1150 кВ. По напряжению 220 кВ имеются следующие связи:

- ЛЭП-244 АЕ5 "Экибастуз" - АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2"
- ЛЭП-237 АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2"-АЕ5 "Экибастуз".

Проект станции мощностью 4 миллиона киловатт с 8-ю блоками по 500 МВт каждый, разработан коллективом Новосибирского института «Теплоэлектропроект».

Строительство станции началось в 1979 году. Назарбаев Н.А., председатель Совета Министров Казахской ССР, участвовал в торжественной закладке фундамента ГРЭС-2 и министр энергетики СССР Непорожный П.С.

Первый энергоблок начал работать 25 декабря 1990 года.

Второй блок питания был введен 31 декабря 1993 года.

Президент Республики Казахстан Н.А. присутствовал на церемонии запуска второго энергоблока 22 декабря 1993 года. Назарбаев, давший команду на первое подключение блока питания к сети с помощью ключа на панели управления [13].

Топливо для станции поставляется с экибастузских угольных шахт. Выгрузка угля из вагонов осуществляется двумя самосвалами ВРС-125. Уголь подается на мельницы типа MPS-2650 с помощью двух ленточных конвейеров. Для бесперебойной работы предусматривается запас запаса угля на 10 дней в объеме 150 000 тонн.

В мазутном хозяйстве имеется приемно-сливной стэнд на 16 резервуаров, насосная станция для разогрева нефти и открытый склад мазута, состоящий из 6 наземных резервуаров общей вместимостью 39 тыс. Тонн.

- котельная для пуска и отопления с пятью котлами GM-50 и двумя котлами KVGM-100. Обеспечение станции паром и теплом в случае остановки;

- электролизная установка для производства кислорода;
- азотно-кислородная станция;
- механические мастерские;
- гараж и пожарная часть;
- Бензозаправочная станция;
- чистящие устройства.

Техническое обеспечение станции основано на обратной цепи. Из водоема-охладителя, расположенного в бассейне бывшего озера Шандаксор, вода поступает на береговую насосную станцию через открытый впускной канал и глубокие впускные галереи. Затем насосы ОРV-5-145Е (по два на каждый блок) подаются на конденсаторы турбины. Отработанная вода возвращается в резервуар.

Вода, используемая для компенсации потерь пара и конденсата в рабочем цикле станции, находится в процессе очистки. Из канала Иртыш-Караганда по двум водным путям Ду-500 протяженностью 17,9 км вода стекает в отдельное здание для химической очистки воды, где имеется трехступенчатая опреснительная установка производительностью 350 м<sup>3</sup> / ч

и водоочиститель с расходом 50 м<sup>3</sup> / ч. , Нижняя сторона термосварки основана на структуре катионов натрия.

Оперативное управление процессом производства энергии основано на общих панелях управления.

Мониторинг режимов работы котла и турбины, данных, оборудования и нагрузок с использованием информации и расчетных данных.

Центральная панель управления содержит всю информацию о работе силовой установки. В частности, это полное измерение силы человека от конечного результата - электричества. Доступ к электрической сети и связь с сервисом DSO «IES» осуществляется через центральную швейную станцию.

## 2 Техническое описание турбины

### 2.1 Общие сведения

Конденсационная паровая турбина К-500-240-4 ЛМЗ номинальной мощностью 525 МВт предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока ТВВ-500-2ЕУЗ мощностью 500 МВт и для работы в блоке с прямоточным котлом. Номинальные параметры турбины представлены в таблице 1.1

Турбина К-500-240-4 ЛМЗ соответствует требованиям ГОСТ 3618-85, ГОСТ 24278-85 и ГОСТ 26948-86.

Таблица 1 - Номинальные значения параметров турбины [15]

Показатель	К-500 -240
1. Мощность, МВт	525
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	23,5
температура, °С	540
3. Параметры пара после промежуточного перегрева:	
давление, МПа	3.75
температура, °С	540
4. Максимальный расход свежего пара, т/ч	1650
5. Температура воды, °С:	
питательной	276
охлаждающей	12
6. Расход охлаждающей воды, т/ч	51480
7. Давление пара в конденсаторе, кПа	3,3

Характеристики отборов турбины приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Характеристика отборов турбины [15]

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	6,13	3 46	101,7
ПВД № 2	4.20	2 97	157.6
ПВД № 1	1.87	4 46	88,5
Турбопривод	1,187	3 83	97.7
Деаэратор	1,187	3 83	19.0 + 13.7*
ПНД № 4	0,473	2 67	50
ПНД № 3	0.263	2 03	60.4

ПНД № 2	0.107	1 22	73.8
ПНД № 1	0.0187	5 8.5	50.6

### 2.1.1 Пар из концевых уплотнений

Турбина может длительно работать с минимальной мощностью 150 МВт при номинальных параметрах пара. При этом время постепенного перехода от номинальной мощности до 30 % составляет не менее 60 мин. В диапазоне мощности от 100 до 70 % температура свежего пара и пара промежуточного перегрева должна быть номинальной. При снижении мощности от 70 до 30 % возможно плавное снижение температуры от номинальной до 505 °С за время не менее 60 мин. Турбина может работать при скользящем давлении свежего пара. Допускается устойчивая работа турбины с мощностью менее 30 % номинальной вплоть до нагрузки на собственные нужды, а также работа на собственные нужды и на холостом ходу после сброса нагрузки. При этом длительность работы на холостом ходу и нагрузке на собственные нужды не более 40 мин. Допускается работа турбины в беспаровом режиме длительностью до 3 мин. Конденсаторы турбины оборудованы водо- и пароприемными устройствами. Водоприемные устройства рассчитаны на прием при пуске турбины 500 т/ч воды давлением 1,96 МПа при температуре до 200 °С из котла и растопочных расширителей. Пароприемные устройства рассчитаны на прием из быстродействующей редуционно-охладительной установки (БРОУ) при пусках и сбросах нагрузки до 1020 т/ч и температуре до 200 °С. Прием пара и воды в конденсаторы прекращается при давлении в конденсаторах выше 0,029 МПа.

Конструкция турбины. Турбина представляет собой одновальный четырехцилиндровый агрегат, состоящий из ЦВД+ЦСД + 2ЦНД. Пар из котла подводится по двум паропроводам к двум стопорным клапанам. Каждый из них сблокирован с двумя регулирующими клапанами, от которых пар по четырем трубам поступает к ЦВД. Во внутренний корпус ЦВД вварены четыре сопловые коробки патрубков. Пароподводящие штуцера имеют сварные соединения с наружным корпусом цилиндра и подвижные - с горловинами сопловых коробок. Пройдя сопловой аппарат, пар поступает в левый поток, состоящий из регулирующей ступени и пяти ступеней давления, поворачивает на 180° и перепускается в правый поток, состоящий из шести ступеней давления, и далее отводится на промежуточный перегрев по двум паропроводам. После промежуточного перегрева пар по двум трубам подводится к двум стопорным клапанам ЦСД, установленным по обе стороны цилиндра, и от них к четырем коробкам регулирующих клапанов, находящихся непосредственно на цилиндре.

Двухпоточный ЦСД имеет по 11 ступеней в каждом потоке, причем первые ступени каждого потока размещены в общем внутреннем корпусе. Из выхлопных патрубков ЦСД пар по двум трубам подводится к двум ЦНД.

ЦНД - двухпоточные, имеют по пять ступеней в каждом потоке. Впуск пара производится в среднюю часть цилиндра, состоящую из наружной и внутренней частей. Выхлопные патрубки ЦНД привариваются к продольному конденсатору.

конденсатору.

Роторы VD и SD массивно выкованы, а роторы ND - с установленными дисками, с высотой рабочих лопастей последней ступени 960 мм. Средний диаметр этого шага составляет 2480 мм. Роторы имеют фиксированные муфты и лежат на двух опорах. Неподвижная линия вала (упорный подшипник) расположена между НРС и DSP. Турбина оснащена паровыми лабиринтными уплотнениями. В предпоследних камерах концевых уплотнений цилиндра низкого давления пар подается из резервуара с давлением 0,101 - 0,103 МПа, при котором регулятор поддерживается на уровне 0,107 - 0,117 МПа. Торцевые уплотнения CVP и ЦСД работают по принципу самоуплотнения. Всасывание из предпоследнего отсека сводится к общему коллектору, в котором регулятор давления «сам» поддерживает давление 0,118 - 0,127 МПа. Из концевых дымовых камер уплотнений всех цилиндров паровоздушная смесь отсасывается с помощью эжектора через вакуумный охладитель. Цепь питания торцевых уплотнений CVP и ЦСД позволяет подавать горячий пар от внешнего источника при запуске турбины из неохлажденного состояния.

Блок турбинных лопаток спроектирован и сконфигурирован для работы на частоте сети 50 Гц, что соответствует скорости турбины 50 с-1. Допустимая непрерывная работа турбины с отклонениями частоты в сети 49,0 - 50,5 Гц.

Турбина и последующая нагрузка могут запускаться автоматически после периода бездействия. Планируется запуск турбины по параметрам скользящего пара из холода и различной степени неохлаждения. Общее количество пусков за весь период работы из горячих и неохлаждаемых условий составляет 750.

Чтобы сократить время нагрева турбины и улучшить условия запуска, обеспечивается нагрев паром фланцев и штифтов горизонтального соединителя CVP и РСВ, а также блоков клапанов CVP.

Комплектуемое оборудование. В состав турбинного оборудования входит:

- паровая турбина с автоматическим управлением, устройства для вращающихся валов, опорные рамы, блок запорных регулирующих клапанов высокого давления, коробка предохранительных клапанов с центральным цилиндром с клапаном, крышка турбины;
- трубопровод внутри турбины;
- масляные и противопожарные резервуары, устойчивые к жидкостям, маслоохладители;
- охладитель паровых уплотнений; эжекторы воды;
- электрическая часть системы управления;

- регенеративная установка, в том числе ПНД №. 1, 2, 3, 4 и 5 тип поверхности, ПЭНП №. 1, 2, 3 типа поверхности с регулируемыми и предохранительными клапанами;

- установка ПСВ;

- турбинные насосы и электрооборудование;

- конденсаторная группа, содержащая два продольных конденсатора и затворы на выходе охлаждающей воды. [14]

Таблица 2.3 - Комплектующее теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-700-29-7-Ш
	ПНД-2	ПН-1000-29-7-П
	ПНД-3	ПН-700-29-7-1
	ПНД-4	ПН-1000-29-7-Ш
	ПНД-5	ПН-900-29-7-1
Деаэратор	Д	ДП-2000-1
Конденсатор	К	К-11520
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-2100-380-17
	ПВД-2	ПВ-1900-380-44
	ПВД-3	ПВ-2100-380-61
Подогреватели сетевой воды	ПС-1	пев
	ПС-2	пев
Сальниковый подогреватель	СП	ЭП-3-50/150
Эжектирующий подогреватель	эп	ЭУ-16
Маслоохладители	-	МБ-190-250
Конденсатный насос первого подъема	КН-1	КСВ-1600-90
Конденсатный насос второго подъема	КН-2	ЦН-2000-185
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КСВ-360-160
Питательные насосы	ПН	ПТ-3750-100
Конденсатор	К	К-11520

### 3 Тепловая часть

#### 3.1 Выбор вспомогательного оборудования турбинного цеха

##### 3.1.1. Выбор конденсационной установки

Конденсатор является частью компонентов турбины, поэтому мы выбираем конденсатор типа 500-КЦС-4 на основании рекомендаций LMZ. По данным каталога, конденсатор оборудован водоструйными эжекторами типа ЭВ-7-1000 (2 шт.) И циркулирующими эжекторами ЭВ-1-1000 (2 шт.). .) \*. Одно эжекторное уплотнение установлено. Рабочее давление воды на эжектор составляет 4 кг.

Общее потребление воды на эжектор:

$$F = F_{\text{оэ}} + F_{\text{эц}} + F_y, \quad (3.1)$$

$$F = F_{\text{оэ}} + F_{\text{эц}} + F_y = 2000 + 460 + 230 = 2690 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Следует учитывать, что эжектора циркулярной системы после пуска конденсационной установки в работу отключают, так что на деле реальный расход ниже. Условием обеспечения расхода и давления на эжектора отвечает насос Д3200-75 (насос подъема эжекторов). На блоке устанавливаем два насоса, один из которых резервный.

Рассмотрим схему основного конденсата.

Для нормальной работы смешивающих подогревателей необходимо устанавливать на выходе из них насосы конденсата, поэтому целесообразней установить 3 ступени КЭН, по одной на выходе из каждого смешивающего подогревателя и один на выходе из конденсатора. ПНД-3,4 объединяем в единую группу ПНД поверхностного типа.

Необходимый напор КЭНов-1ст:

$$H_1 = h_{\text{бю}} + h_{\text{тр}}, \quad (3.2)$$

$$H_1 = 65 + 10 = 75 \text{ м.вод.ст.}.$$

Необходимый напор КЭНов-2ст:

$$H_2 = h_{\text{тр}} + h_{\text{под}} = 10 + 15 = 25 \text{ м.вод.ст.} \quad (3.3)$$

Необходимый напор КЭНов-3ст:

$$H_3 = h_{\text{д}} + h_{\text{тр}} + h_{\text{пнд}} = 27 + 10 + 6,9 + 8,1 = 52 \text{ м.вод.ст.} \quad (3.4)$$



Расход через ПНД:  
Из конденсатора в ПНД-1:

$$D_1 = D_k - D_{\text{пвд}} - D_{\text{пнд}} \quad (3.5)$$

$$D_1 = D_k - D_{\text{пвд}} - D_{\text{пнд}} D, \quad (3.6)$$

$$D_{3,4} - D_7 - D_8 = 1650 - 106,4 - 148,2 - 69,5 - 52,2 - 53 - 78,6 - 47,2 = 1095 \text{ т/ч.}$$

Из ПНД-1 и ПНД-2:

$$D_2 = D_1 + D_8 \quad (3.7)$$

$$D_2 = 1142,2 \text{ т/ч.}$$

Из ПНД-2, проходя через ПНД-3,4, в деаэрактор:

$$D_3 = D_2 + D_7 + D_{\text{пнд } 3,4} \quad (3.8)$$

$$D_3 = 1326 \text{ т/ч}$$

Эти условия соответствуют насосам:

- КЕН-1-КсВ-1000-95;
- КЭН-2ст-КсВ-1600-90;
- КЕН-3ст-КсВ-1500-140.

### 3.1.2 Выбор системы регенерации нагревателя

Производительность и количество ПЭНД и ПЭНП определяется количеством турбинных заборов. Турбина К-500-240-4 оснащена 8 вариантами, четвертый из которых остается на турбине приводного насоса питающего насоса и деаэрактора. Количество ПЭВП в деаэракторе составляет 4, ПЭНП-3.

Поверхностные регенеративные нагреватели поставляются в комплекте с турбиной, без резервирования и с возможностью замены. Принимая во внимание, что при номинальной нагрузке и номинальных параметрах пара давление в образце выше 0 (превышение), можно предположить, что в образце могут использоваться только поверхностные нагреватели, но с резким падением нагрузки, что указано в инструкции по эксплуатации турбины. до 300 МВт в седьмом и восьмом выборах будет сформирована редкость до  $-0,4 \text{ кгс / см}^2$  и  $-0,9 \text{ кгс / см}^2$ , при которой температура насыщения будет  $t_7 = 80,1 \text{ }^\circ\text{C}$  и  $t_8 = 45,6 \text{ }^\circ\text{C}$ . Температуру для

ПЭВП принимают за необходимый подогрев воды в деаэраторе по ГОСТ 6860-77

$$t_4 = t_8^H - \Delta t = 164,17 - 14 = 150,17 \quad (3.9)$$

Нагрев основного конденсата в каждом ПНД по условию равномерного нагрева:

$$\Delta t = \frac{t_4 - t_k}{4} = \frac{150,17 - 26,7}{4} = 31^\circ\text{C} \quad (3.10)$$

Отсюда  $t$  за ПНД-1, ПНД-2:

$$t_1 = t_k + \Delta t = 26,7 + 31 = 57,7^\circ\text{C}; \quad (3.11)$$

$$t_2 = t_1 + \Delta t = 88,7 + 31 = 119,7^\circ\text{C} \quad (3.12)$$

Предположим, что есть радиаторы на седьмом и восьмом выборах. Принимаем температуру головки нагревателя равной  $5^\circ\text{C}$ . Затем:

$$t_{\text{гр.нара1}} = 57,7 - 5 = 52,7^\circ\text{C};$$

$$t_{\text{гр.нара2}} = 88,7 - 5 = 83,7^\circ\text{C}^{*1}.$$

Следовательно, температура среды в парилке выше, чем температура насыщения в 7-м и 8-м вариантах, что неизбежно приведет к кипению конденсата в нагревателях и их автоматическому отключению в качестве возможной ситуации для выброса воды в турбину. Поэтому предлагается установить смесительные нагреватели, в которых греющий пар находится в непосредственном контакте с нагретым конденсатом.

Давление в седьмом выборе номинально  $1,10 \text{ кгс} / \text{см}^2$ , температура  $121^\circ\text{C}$ , расход  $78,6 \text{ т} / \text{ч}$ . В восьмом варианте давление составляет  $0,195 \text{ кгс} / \text{см}^2$ , температура -  $59^\circ\text{C}$ , а расход -  $47,2 \text{ т} / \text{ч}$ .

Расход по ПНД-1:

$$Q_{\text{ок}} = Q_{\text{нс}} - Q_{\text{нсд}} - Q_7 = 1650 - (106,4 + 148,2 + 69,5) - 78,6 = 1248 \text{ т/ч}; \quad (3.13)$$

Расход через ПНД-2:

$$Q_2 = Q_{\text{нс}} - Q_{\text{нсд}} = 1326 \text{ т/ч} \quad (3.14)$$

Подогреватели типа ПНСВ-2000-1,2 отвечают этим условиям и обеспечивают необходимый расход и обогрев.

Производитель рекомендует в качестве ПНД-3,4:

- РН-1100-25-6-1,

- РН-850-25-6-1;

Как ПВД-6,7,8:

- ПВ-1800-37-2,0-6,

- ПВ-1800-37-4,5-7,

- ПВ-1800-37-6,5-8, на 6,7,8.

3.1.3 Выбор подающего водоотводчика [1] Найдем максимальный расход через ПВД:

$$D_{не}^{\max} = D_{к}^{ном} \cdot (1 + \alpha + \beta), \quad (3.15)$$

где  $\alpha$  - доля воды на уплотнения,

$\beta$  - доля воды на впрыски котла.

Принимаем  $\alpha = \beta = 0,01$ . Получаем:

$$D_{не}^{\max} = 1683 \text{ т/ч.}$$

Минимальная вместимость аккумуляторного бака:

$$U = \tau^{\min} \cdot \frac{V \cdot D_{не}}{60} \quad (3.16)$$

$$U = 4 \cdot \frac{1,1 \cdot 1683}{60} = 123,4 \text{ м}^3.$$

Выбираем деаэратор типа ДП-2000-1.

3.1.3 Выбор питательных насосов [1]

Для электростанций с блок-схемами подающий насос должен обеспечивать 5% запас. Для блока сверхкритических параметров установлены два подающих насоса, и обеспечивается резервная подача пара от УЗД. Для обеспечения кавитационной подачи насосов устанавливаются насосы на входе (вспомогательные насосы), по одному на каждый насос.

Найдем  $R_{входе}$  в бустерный насос:

$$P_{вх} = P_{\partial-\Delta} P_c^e + \frac{H \cdot \rho_e}{102}, \quad (3.17)$$

$$P_{ex} = 0,6 - 0,01 - \frac{19 \cdot 0,998}{102} = 7,8 \text{ кгс/см}^2.$$

Суммарное гидравлическое сопротивление питательного тракта:

$$P_c = P_{pнк} + P_{mp} + P_{ned} = 0,1 + 0,25 + 0,9 = 1,25 \quad (3.18)$$

Давление на выходе из насоса:

$$P_{вых} = P_o^k + P_{ка} + P_c + \Delta P + \frac{H \cdot \rho_g}{102}, \quad (3.19)$$

где  $P_c$ —суммарное гидравлическое сопротивление,  
 $P_{ка}$ —гидравлическое сопротивление котла,  
 $H$ —высота подъема воды на котел.

$$P_{вых} = 25,5 + 5 + 1,25 + 2,55 + \frac{57 \cdot 0,998}{102} = 34,45 \text{ Мпа};$$

Расчетное давление насоса:

$$P_p = P_{вых} - P_{ex} = 34,45 - 0,78 = 33,67 \text{ Мпа}. \quad (3.20)$$

По данным котла, расход подаваемой воды должен составлять 1650 т / час.

Этим условиям отвечают:

- напорный насос ПД-1600-18-М;
- питательный насос ПН-1500-350;

Турбина ОК-18 ПУ-500 берется в качестве турбопривода. Подсоедините нагнетательный насос с переднего сиденья через редуктор R-1A и турбодвигатель. Подающий насос установлен на боковой стороне ВПП (устройство поворота вала) для удобства эксплуатации.

Общее потребление пара для привода двух WPS составит 106 т / ч, что является приемлемым для четвертого выбора, к которому мы прикрепляем WBC.

Общий максимальный расход подаваемой воды более слабого насоса составит 3260 т / ч, что более чем достаточно для котла.

### 3.1.5 Техническое водоснабжение

Мы организуем техническое водоснабжение аналогично первым двум блокам. Во время работы эта схема показала свою надежность, которая будет дополнительно повышена за счет использования перекрестных ссылок. Для

этого мы объединяем технические водные системы в единый промышленный водный резервуар с секционными клапанами на случай дренажа. С работы (например до ремонта). Для подъемного насоса охлаждающего масла выберите насос D4000-95 с производительностью 3200 м<sup>3</sup> / ч и давлением 55 м [1].

Береговая насосная станция одинакова для четырех блоков. Давление, создаваемое циркуляционными насосами, составляет 0,9 кг летом и 1,1-1,2 кг зимой, что достаточно для кавитационного запаса насоса 0,55 кг.

### 3.2 Выбор оборудования котельного отделения[2]

#### 3.2.1 Определение максимального часового расхода топлива.

Исходные данные:

- паропроизводительность котлоагрегата  $D_{ps} = 1650$  т / час;
- давление пара за паровым клапаном  $P = 23,5$  МПа;
- температура перегрева пара  $t_{ps} = 540$  ° С;
- производительность пара на вторичном тракте  $D_{pp} = 1320$  т / час;
- давление вторичного пара на входе  $R_{hpp} = 4,125$  МПа;
- давление вторичного пара на выходе  $R_{gpp} = 3,75$  МПа;
- вторичная температура на входе  $t_{xpp} = 299$  °С;
- температура вторичного пара на выходе  $t_{gpp} = 540$  ° С;
- температура приточной воды  $t_{pv} = 276$  ° С;
- топливо-Экибастузский угольный СС.

В зависимости от типа котла и вида топлива, мы выбираем среднескоростные мельницы и индивидуальную систему подготовки порошка с бункерами сырого угля.

Состав топлива и технические характеристики:

$$W^H = 1,75 \% 10^3 \text{ кг/ккал} = 0,41 \% \text{ кг/МДж}; \quad (3.21)$$

$$W^H = 1,75 \% 10^3 \text{ кг/ккал} = 0,41 \% \text{ кг/МДж};$$

$$A^H = 9,53 \% 10^3 \text{ кг/ккал} = 2,27 \% \text{ кг/МДж}.$$

Температура выхлопных газов равна 130 ° С. Температура воздуха на входе в воздухонагреватель составляет  $t_{01vp} = 30$  ° С.

В зависимости от выбранного типа котла и вида топлива жидкий шлак удаляется. Температура горячего воздуха  $t_{gv} = 350$  ° С. В зависимости от температуры горячего воздуха используется одноступенчатый трубчатый воздухонагреватель, водосберегающий.

#### 3.2.2 Выбор тягодутьевых машин

Тяговые машины предназначены для обеспечения тяги и пескоструйной обработки, транспортировки пыли, вентиляции систем подготовки пыли и рециркуляции первичного воздуха.

Мы принимаем два вентилятора дыма и два вентилятора основного воздуха, которые были предварительно выбраны в соответствии с обобщенными графиками TDM, а затем на основе аэродинамических характеристик машин [14].

Мы рассматриваем дымоход DOD-43, который имеет номинальную нагрузку = 0,805, что составляет 98,7% от максимальной эффективности. Согласно технологии проектирования, один дымосос должен обеспечивать 50% нагрузки котла, которая обеспечивается этим дымососом в соответствии с рисунком 7-67 [14].

Мы рассматриваем вентиляторы ВДОД-31,5 с номинальной нагрузкой = 0,753, что составляет 91%. Расход воздуха при половинной нагрузке составит 691,9 м<sup>3</sup> / час, эту нагрузку будет обеспечивать ВДОД-31,5.

В зависимости от типа котла мы устанавливаем следующее оборудование:

- два первичных воздушных центробежных вентилятора типа ВДН-25-2-П производительностью 443 000 м<sup>3</sup> / ч и давлением 935 кгс / см<sup>2</sup>;
- центробежный вентилятор для рециркуляции первичного воздуха типа ВГДН-21 с производительностью 115 000 м<sup>3</sup> / час и давлением 214 кгс / см<sup>2</sup>.

### 3.2.3 Выбор схемы пылеприготовления и ее оборудования.

Согласно [2] мы принимаем индивидуально замкнутую схему приготовления порошка путем прямого выдувания и сушки горячим воздухом. Мы принимаем 6 роликов для установки.

Максимальная производительность мельниц ограничена условиями самого измельчения и условиями сушки порошка.

Мощность помола - это максимальное количество топлива, которое можно размолоть в этой мельнице за час до требуемой тонкости помола.

Производительность сушки - это максимальное количество топлива, которое можно высушить за один час до конечного содержания влаги в порошке.

Требуемая производительность одной мельницы:

$$B_M^p = \frac{B}{z_M - 1}; \quad (3.22)$$

$$B_M^p = \frac{271,1}{6 - 1} = 54,22 \text{ т/ч.}$$

Чтобы подобрать размеры мельниц по справочным данным, мы пересчитаем производительность угольной мельницы под Москвой.

$$B' = B'' \cdot \frac{K'_{ло} \cdot \Pi'_{вл1} \cdot \Pi'_{вл2} \cdot \Pi''_{\partial1} \left( l_n \cdot \frac{100}{R_{90}''} \right)^{0.6}}{K''_{ло} \cdot \Pi''_{вл1} \cdot \Pi''_{вл2} \cdot \Pi'_{\partial p} \left( l_n \cdot \frac{100}{R_{90}' } \right)^{0.6}} \quad (3.23)$$

Коэффициент размолоспособности  $K_{ло}$  по табл.1-1[13]

$$K'_{ло} = 1,7; K''_{ло} = 1,35.$$

Коэффициент для Подмосковного Б:

$$\Pi'_{вл1} = \sqrt{\frac{K^2 - (W^{cp})^2}{K^2 - (W^{zh})^2}}, \quad (3.24)$$

где  $K = 1 + 1,07 \cdot W^p = 36,3$ ;

$$W^{zh} = 7,5\%$$

$$W^p = 33\%$$

$$W^n = 15\%$$

$$W^{cp} = \frac{W'_m + 4W^{nl}}{5}, \quad (3.25)$$

где  $W'_m$  -влажность топлива перед мельницей,

$W^{nl}$  -влажность пыли.

$$W^{cp} = 17,6\% .$$

Подставляем данные в формулу и получим:

$$\Pi'_{вл} = 0,89 .$$

Аналогичным образом находим подобный коэффициент Экибастузского угля:

$$\Pi''_{вл} = 1,007 .$$

Коэффициент  $\Pi_{вл2}$  для Подмосковного Б:

$$\Pi'_{вл} = \frac{100 - W^{cp}}{100 - W^1} = \frac{100 - 17,6}{100 - 33} = 1,23; \quad (3.26)$$

Для Экибастузского СС:

$$\Pi''_{вл} = \frac{100 - 2,28}{100 - 7} = 1,05.$$

Тонкость пыли для Подмосковного Б  $R'_{90}=50$ ; [13]

Тонкость пыли для Экибастузского СС  $R''_{90}=18$ . [13]

Коэффициент  $\Pi_{др}=1$ - коэффициент перерасчета на другой зерновой состав топлива.

Подставляя цифры в формулу 3.23, получим:

Для Подмосковного Б:

$$B' = 78 \text{ т/ч};$$

Для Экибастузского СС:

$$B'' = 50,2 \text{ т/ч}.$$

Выбираем шесть валковых мельниц типа MPS.

Определяем вместимость бункеров сырого топлива. Согласно [2], полезная вместимость бункеров необработанного угля берется из расчета не менее 8 часовых запасов. В отдельных схемах приготовления порошка для каждого мельничного устройства имеется ящик с необработанным углем. Для ископаемых видов топлива БСУ:

$$V_{\delta} = \frac{B \cdot m}{\Psi_{\delta} \cdot \gamma_{тн} \cdot z} \cdot \frac{Q_n^p \cdot \gamma_{тн}}{(Q_n^p)^{аш} \cdot (\gamma_{тн})^{аш}}, \quad (3.27)$$

где  $(Q_n^p)^{аш}$  - низшая теплота сгорания АШ,

$(\gamma_{тн})^{аш}$  - насыпной вес АШ, равный  $1,03 \text{ т/м}^3$ ,

$z$  - число бункеров, равное 6,

$m$  - число часов работы котлоагрегата на установленном запасе топлива,

$B=271,1 \text{ т/ч}$ ,

$\Psi_{\delta}$  - коэффициент заполнения бункера, для приближенных расчетов принимаемый равным 0,8.



$$V_{\sigma} = \frac{271,1 \cdot 8}{0,8 \cdot 6} \cdot \frac{16760}{24960 \cdot 1,03} = 294,7 \text{ м}^3$$

Выбираем питатели сырого угля. Производительность ПСУ должна быть в 1,1 раза больше производительности мельницы.

$$B_{псу} = 1,1 \cdot B_m^p = 1,1 \cdot 54,2 = 59,62 \text{ т/ч.}$$

### 3.2.4 Выбор оборудования топливного хозяйства [2]

На станции уже есть первая очередь подачи топлива, рассчитанная на четыре котельных для потребления угля. Исходя из этого, можно с уверенностью сказать, что пропускная способность конвейеров для подачи угля в БГУ достаточно избыточна. Нет причин менять систему подачи топлива на BSU, которая в процессе эксплуатации показала себя наилучшим образом. Достаточно сказать, что за все время эксплуатации станции не было ни одной аварии 1-го уровня (посадка станции в ноль) из-за сбоя в подаче топлива.

Уголь на ГРЭС доставляется по железной дороге. Тип разгрузочного устройства - автомобильный самосвал. На станции есть два самосвала с боковым креплением, по одному на каждую колею. Топливо подается ленточными конвейерами, ширина ленты 1600 мм. Скорость ленты составляет 2,25 м / с, на пике до 3 м / с. Электрические извещатели с подвеской и шкивами последовательно устанавливаются в тракте к загрузчикам необработанного угля. Механические пробоотборники и улавливатели стружки установлены на измельчители.

## 3.3 Золоулавливание

Для котлов П-57р, работающих на Экибастузском угле, тип электростанции - КЭС, установленная мощность станции - 1500 МВт, эффективность улавливания золы должна составлять не менее 99%. Комбинированный золоуловитель, состоящий из мокрой и сухой ступеней, используется для очистки газа.

В случае котлов большой мощности используется электростатический отстойник с горизонтальным ходом типа UG. Исходя из опыта работы станции, мы выбрали электростатический отстойник ЭГА-2-88-12-6-4У с высотой активного электрода 12 м; электрофильтр состоит из двух корпусов, каждый корпус разделен на 4 полуполя и плюс один ящик с ящичками. Балансирующая сетка для ламинирования потока дымовых газов установлена перед монтажным дном.

Мокрый этап УАА состоит из 4 очистителей ММК-4-2 / 7-3. Каждый очиститель оборудован четырьмя насадками с двумя шлангами на каждом, двумя гидравлическими замками с двумя соплами в каждом. Диаметр скруббера 7 метров, диаметр внутренней вставки 3 метра.

### 3.4 Химводоочистка

Поскольку емкость химического цеха рассчитана на 8 блоков, представляется, что схему химической очистки воды можно оставить без изменений. Кратко опишу схему.

Из двухтрубного хранилища химикатов химически обработанная вода поступает в емкости для конденсата (2 шт.), Расположенные на постоянном конце главного здания напротив РОК. Вода сливается через трубопроводы к впуску запасных насосов для конденсата (NZK) через трубопроводы, а затем до общего давления, откуда два коллектора подают его потребителю. Вода подается из обоих резервуаров в [1]:

- постоянное и срочное добавление конденсата в конденсатор турбины;
- охлаждение пробных точек экспресс-лаборатории;
- низкие точки пустого резервуара;
- заполнение балансируемых емкостей приборов;
- заполнение наборов НЛО, НПО;
- наполнение, промывка смеси ВОВ.

Кроме того, можно подключить обогрев водоснабжения насосов (НПЦ) из емкости для конденсата грязной, где конденсат выпускается из напорной КЕН-1:

- расход теплотрассы до 30 т / ч;
- расход постоянной нормы 30 т / ч;
- расход аварийных принадлежностей 500 т / ч;
- скорость мойки до 100 т / ч;
- расход смеси ФСД 900 т / ч.

Поскольку содержание ионов сильной кислоты в исходной воде не превышает 5 мг-экв / кг, на станции проводится химическое опреснение воды [8].

Он организован следующим образом [8]:

- вода обрабатывается путем коагуляции с железом;
- через световой фильтр;
- проходит первый этап Н-катионизации;
- проходит через слабоосновный анионообменный фильтр;
- проходит второй этап Н-катионизации;
- переносится через D-карбонизатор;
- вторая ступень слабоосновного анионного фильтра;
- 3-х ступенчатая ФСД.

После всех стадий минерализация составляет 0,1 мг / кг, содержание кремния - 0,02 мг / кг.

Ионизация выполняется в блочном режиме, то есть путем последовательного включения одного фильтра каждой ступени в блок. ЧАС входит в напор КЕН-1. Конденсат очищается в FSD удаленной регенерацией с расчетной скоростью 100 т / ч. На блоке установлены три фильтра. Высота заряда заряда составляет 1,2 м при соотношении катионитов и анионитов 1,5 / 1,0 [8].

### 3.5 Гидрозолоудаление

На станции установлены 4 гидравлических насоса для удаления золы (NGZU) и два насоса для поливной воды. Два коллектора ГЗУ и полива направляются в котельную, на очистные сооружения и под бункерами электростатических отстойников. Система рассчитана на 8 блоков для отключения питания очистителей, ШШУ и моторных форсунок с ребром [2].

Удаление пневмогидравлической золы допускается благодаря наличию сухих золоуловителей (электрофильтров). Удаление пульпы осуществляется самотеком через зольные трубопроводы с уклоном 1%, каналы для шлака и золы выполнены отдельно. Уклон зольных каналов составляет 1%, шлаковых каналов - 1,8%.

Внешний пепел транспортируется самолетом.

Найдем общее количество шлака и золы:

$$G_{\text{ш}} = 0,01 \cdot B \cdot n (1 - a_{\text{ун}}) \cdot \left( A^{\text{P}} + q_4 \frac{Q_{\text{н}}^{\text{P}}}{32680} \right), \text{т/ч} \quad (3.28)$$

$$G_{\text{з}} = 0,01 \cdot B \cdot n \cdot a_{\text{ун}} \cdot \left( A^{\text{P}} + q_4 \frac{Q_{\text{н}}^{\text{P}}}{32680} \right), \text{т/ч} \quad (3.29)$$

где В-расход натурального угля, 156,6 т/ч,

n-количество котлов, равно 1,

$a^{\text{ун}}$ -доля золы топлива, уносимая газами, 0,8,

$A^{\text{P}}$ -зольность 35%,

$Q_4$ -потери от мехнедожога,

$Q_{\text{н}}^{\text{P}}$ -теплота сгорания топлива, 18880 кДж/кг,

КПД<sub>кзу</sub> принимаем равным 99,5 %.

Подставляем в формулы и получаем:

$$G_{\text{ш}} = 0,01 \cdot 156,6 (1 - 0,8) \left( 35 + 1,5 \frac{18880}{32680} \right) = 11,283 \text{ т/ч};$$

$$G_{\text{з}} = 0,01 \cdot 156,6 \cdot 0,8 \left( 35 + 1,5 \frac{18880}{32680} \right) = 44,87 \text{ т/ч}.$$

Исходя из полученных значений, выбраны четыре винта для удаления шлака производительностью 3 т / ч, с одним лопастным измельчителем для каждого винта производительностью до 3,5 т / ч [2, таблица 7.8].

Радиус футеровки каналов удаления шлака составляет 200 мм, а уклон 1,8% обеспечивает до 500 м<sup>3</sup> / ч, что достаточно [2, таблица 7.10].

Для мощных котлов с давлением промывочной воды 0,5 МПа диаметр мешающих сопел равен 18 мм.

Сопла устанавливаются на концах каналов, на расстоянии одного метра от сливного шлака, на расстоянии одного метра от золоуловителей котла, в местах соединения каналов, на изгибах и по всей длине на расстоянии 7 метров друг от друга [2, таблица 7.11].

Расход воды через побудительные сопла определяется числом сопел и в нашем случае равен 17 м<sup>3</sup>/ч[2,табл.7.14].

Найдем расход шлаковой пульпы:

$$Q_{ш.п.} = Q_{ш} + Q_{охл} + Q_{тр}^{ш}, \quad (3.30)$$

где  $Q_{ш.п.}$ -объемный расход шлака,

$Q_{охл}$ -расход воды на охлаждение шлака,

$Q_{тр}^{ш}$ -расход воды на транспорт шлака.

$$Q_{ш} = \frac{G_{ш}}{\rho_{ш}} = \frac{11,3}{2,8} = 4,04 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_{охл} = G_{ш} \cdot q_{охл} = 11,3 \cdot 12 = 135,6 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

$Q_{тр}^{ш}$  рассчитывается по количеству сопел, 4 шнека, 4 сопла на каждый шнек, 2 канала, 2 сопла на каждый торец, 2 сопла на повороты каналов и 1 сопло на сопряжение каналов, до приямка эрлифтов 20 метров, устанавливаем еще 2 сопла, всего 11 сопел, по 17 м<sup>3</sup>/ч, общий расход равен 187 м<sup>3</sup>/ч.

$$Q_{ш.п.} = 4,04 + 135,6 + 187 = 326,64 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расход золовой пульпы:

$$Q_{з.п.} = Q_{з} + Q_{тр}^3 + Q_{ор}, \quad (3.31)$$

где  $Q_{з.п.}$ -объемный расход золы,

$Q_{тр}^3$ -расход воды на транспорт золы,

$Q_{ор}$ -расход воды на орошение.

$$Q_{з.н.} = \frac{G_3}{\rho_3} = \frac{43,1}{2,45} = 17,6 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

$Q_{тр}^3$  находим по количеству сопел на транспорт. По 1 соплу на каждый гидрозатвор, всего 8, два поворота и одно сопряжение, всего 11 сопел, общий расход воды составит  $187 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

$Q_{ор}$  по количеству труб Вентури на скрубберах, получим 32 сопла, расход воды на сопла  $544 \text{ м}^3/\text{ч}$ , плюс  $120 \text{ м}^3/\text{ч}$ , итого  $664 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

$$Q_{з.н.} = 17,6 + 187 + 644 = 848,6 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

$$Q = Q_{ш.н.} + Q_{з.н.} = 848,6 + 328,6 = 1177,2 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Для транспортировки шлака из золошлаков мы используем два воздушных подъемника, один из которых находится в резерве. Глубина коллектора составляет 18 метров, высота пульпопровода составляет 21 метр. Давление впрыскиваемого воздуха составляет  $1,1-1,2 \text{ кгс} / \text{см}^2$ . После поднятия в бункер целлюлоза отделяется от воздуха и поступает в общую яму для удаления золы, откуда она гравитационно течет по трубам для золы в золоотвал. 3 золотых трубопровода, один в работе, два в резерве. Мощность золоотвала составляет до  $847 \text{ 000}$  тонн в год, площадь  $282790 \text{ га}$ , срок службы с 1991 по 2041 год - 50 лет.

## 4 Расчет тепловой схемы

### 4.1 Расчет тепловой схемы КЭС: К-500-240-4

Параметры пара перед турбиной 23,5 МПа и 540 °С, промперегрев осуществляется при давлении 3,75 МПа ( перед ЧСД ) до 540 °С; потеря давления на линиях промперегрева пара принимается равной

$\Delta p_{п.п}^0 = 0,1 p'_{п.п}$ . На приводную турбину питательного насоса пар подается из четвертого отбора главной турбины, имеется конденсатор с давлением  $p_k^{п.т.н} = 0,006$  МПа. Давление в конденсаторе главной турбины  $p_k = 3,3 \cdot 10^{-3}$  МПа. Отсосы из уплотнений турбины и от штоков клапанов используются в деаэраторе ( $\alpha_{упл1} = 0,01$ ) и в подогревателе уплотнений ( $\alpha_{упл2} = 0,005$ ). Условно принято, что поток пара:

$$\alpha_{упл} = \alpha_{упл1} + \alpha_{упл2} = 0,015, \quad (4.1)$$

поступает из паропровода острого пара, имея энтальпию  $i_0$ . Пар на эжекторы ( $\alpha_э = 0,006$ ) подается из деаэратора с энтальпией  $i_{д.н}$ . Потеря на утечку принимается равной  $\alpha_{ут} = 0,02$ , она восполняется испарительной установкой.

В соответствии с технико-экономическими рекомендациями  $t_{п.в} = t_{п1} = 274^\circ\text{C}$ . Вследствие подмешивания потоков из выносных пароохладителей эта температура будет несколько выше, что будет учтено в процессе расчета. Исходя из данных технико-экономических расчетов недогрев воды в ПВД принимается для дорогого топлива  $u_{ПВД} = 4^\circ\text{C}$ , а для ПНД  $u_{ПНД} = 2^\circ\text{C}$  и остаточный перегрев пара после пароохладителей  $u_{п.о} = 10^\circ\text{C}$ .

На первом этапе расчета должны быть выбраны параметры пара и воды регенеративной установки. Температура насыщения пара из первого отбора равна  $t_{1н} = t_{п.в} + 2 = 276^\circ\text{C}$ , необходимое давление в патрубке первого отбора равно  $p_1 = 6,13$  МПа. Принимая потерю давления в паропроводах отборов на ПВД равной 6%, получаем давление пара в подогревателе  $p_{п1} = p_1 / 1,06 = 5,78$  МПа. Оценим давление питательной воды  $p_{п.в} = 32$  МПа, тогда удельная энтальпия  $i_{п.в}^B = i_{п1}^B = 1206$  кДж/кг.

Давление пара перед ЧСД турбины после промперегрева принято равным  $p''_{п.п} = 3,75$  МПа (15-20%  $p_0$ ). С учетом сопротивления системы промперегрева  $p'_{п.п} = 4,2$  МПа.  $p'_{п2} = p'_{п.п} / 1,1 = 3,82$  МПа. Соответствующая температура насыщения  $t_{2н} = 258,2^\circ\text{C}$ . Удельная энтальпия за подогревателем  $i_{п1}^B = 1059,2$  кДж/кг.

Подогрев воды в остальных ступенях распределим по геометрической прогрессии, определив методом последовательных приближений ее показатель  $m = 1,03$ :

$$\frac{\tau_3}{\tau_4} = \frac{\tau_4}{\tau_5} = \frac{\tau_5}{\tau_6} = \frac{\tau_6}{\tau_7} = \frac{\tau_7}{\tau_8} = m = 1,03.$$

Сумма перепадов удельных энтальпий этих интервалов равна общему приросту энтальпии:

$$i_{\text{пзинд}}^{\text{B}} - i_{\text{к}}^{\text{B}} = \tau_8 \cdot (1 + m + m^2 + m^3 + m^4 + m^5 + m^6) = \tau_8(1 - m^7)/(1-m). \quad (4.2)$$

Полагая  $m = 1,03$  получаем:

$$\tau_8 = (i_{\text{пзинд}}^{\text{B}} - i_{\text{к}}^{\text{B}}) \cdot (1-m) / (1 - m^7) = (985-107,5) \cdot \frac{1-1,03}{1-1,03^7} = 114,5 \text{ кДж/кг.}$$

Соответственно подсчитываются удельные энтальпии воды после подогревателей[5]:

$$i_{\text{п8}}^{\text{B}} = i_{\text{к}}^{\text{B}} + \tau_8 = 107,5 + 114,5 = 222 \text{ кДж/кг;}$$

$$i_{\text{п7}}^{\text{B}} = i_{\text{п8}}^{\text{B}} + m \cdot \tau_8 = 222 + 1,03 \cdot 114,5 = 339,97 \text{ кДж/кг;}$$

$$i_{\text{п6}}^{\text{B}} = i_{\text{п7}}^{\text{B}} + m^2 \cdot \tau_8 = 339,97 + 1,03^2 \cdot 114,5 = 461,5 \text{ кДж/кг;}$$

$$i_{\text{п5}}^{\text{B}} = i_{\text{п6}}^{\text{B}} + m^3 \cdot \tau_8 = 461,5 + 1,03^3 \cdot 114,5 = 586,61 \text{ кДж/кг;}$$

$$i_{\text{п4}}^{\text{B}} = i_{\text{п5}}^{\text{B}} + m^4 \cdot \tau_8 = 586,61 + 1,03^4 \cdot 114,5 = 715,5 \text{ кДж/кг;}$$

$$i_{\text{п3}}^{\text{B}} = i_{\text{п4}}^{\text{B}} + m^5 \cdot \tau_8 = 715,5 + 1,03^5 \cdot 114,5 = 848,26 \text{ кДж/кг;}$$

$$i_{\text{пзинд}}^{\text{B}} = i_{\text{п3}}^{\text{B}} + m^6 \cdot \tau_8 = 848,26 + 1,03^6 \cdot 114,5 = 985 \text{ кДж/кг;}$$

Распределение выполнено правильно, поскольку полученное значение  $i_{\text{пзинд}}^{\text{B}}$  совпало со значением, определенным ранее. Далее вычисляются последовательно температуры подогревателей воды, насыщенного греющего пара и давления пара в подогревателях. Полагая давление пара в подогревателях  $p_{\text{к.н}} \approx 2$  МПа и применяя, где требуется, линейную интерполяцию, получаем:

$$t_{\text{п8}} = 54,6;$$

$$t_{8\text{н}} = t_{\text{п8}} + v_{\text{пнд}} = 54,6 + 2 = 56,6;$$

$$p_{\text{п8}} = 0,017 \text{ МПа;}$$

$$t_{п7} = 96,8; \quad t_{8н} = t_{п7} + v_{ПНД} = 96,8 + 2 = 98,8; \quad p_{п7} = 0,097 \text{ МПа};$$

$$t_{п6} = 124,1; \quad t_{6н} = t_{п6} + v_{ПНД} = 124,1 + 2 = 126,1; \quad p_{п6} = 0,24 \text{ МПа};$$

$$t_{п5} = 144,3; \quad t_{5н} = t_{п5} + v_{ПНД} = 144,3 + 2 = 146,3; \quad p_{п5} = 0,43 \text{ МПа};$$

$$t_{п4} = 183,2; \quad t_{4н} = t_{п4} + v_{ПНД} = 183,2 + 2 = 185,2; \quad p_{п4} = 1,08 \text{ МПа};$$

$$t_{п3} = 202; \quad t_{3н} = t_{п3} + v_{ПВД} = 202 + 4 = 206; \quad p_{п3} = 1,76 \text{ МПа}.$$

Давление в патрубках отборов для ПНД определялось с учетом потери давления в линиях отборов в размере 10%:

$$p_8 = 1,1 \cdot p_{п8} = 0,0187 \text{ МПа};$$

$$p_7 = 1,1 \cdot p_{п7} = 0,107 \text{ МПа};$$

$$p_6 = 1,1 \cdot p_{п6} = 0,264 \text{ МПа};$$

$$p_5 = 1,1 \cdot p_{п5} = 0,473 \text{ МПа};$$

$$p_4 = 1,1 \cdot p_{п4} = 1,188 \text{ МПа}.$$

Потеря давления в третьем отборе принята равной 6%:

$$p_3 = 1,06 \cdot p_{п3} = 1,87 \text{ МПа}.$$

Теперь могут быть учтены параметры процесса расширения пара в турбине (рис.4.1): давление за ЧСД равно давлению в шестом отборе, округлено принимаемом  $p_6 = 0,26 \text{ МПа}$ . Удельная энтальпия пара за ЧСД  $i_6 = 2873 \text{ кДж/кг}$ . Полагая по-прежнему  $p_k = 0,0033 \text{ МПа}$  и  $\eta_{oi}^{ЧНД} = 0,8$ , получаем  $i_k = 2345,76 \text{ кДж/кг}$ . Вместо ПНД П4 поверхностного типа, принятого при разбивке подогревателя по ступеням, в реальной схеме должен быть деаэратор. Рабочее давление в нем принимается несколько ниже, чем  $p_4$  по разбивке, чтобы обеспечить регулирование давления в деаэраторе при колебаниях нагрузки. Принимаем  $p_d = 0,8 \text{ МПа}$  и  $t_{дн} = 170,4^\circ\text{C}$ .

Коэффициенты недовыработки пара отборов подсчитываются по формулам:

$$y_1 = \frac{i_1 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_k}{i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_k} = \frac{3029 - 2927,75 + 3539 - 2354,6}{3323 - 2927,75 + 3539 - 2354,6} = 0,814;$$



$$y_2 = \frac{i_{п.п}'' - i_k}{i_0 - i_{п.п}' + i_{п.п}'' - i_k} = \frac{3539 - 2354,6}{3323 - 2927,75 + 3539 - 2354,6} = \frac{1184,4}{1579,65} = 0,75;$$

$$y_3 = \frac{i_3 - i_k}{H_i} = \frac{3350 - 2354,6}{1579,65} = 0,63.$$

Коэффициенты недовыработки остальных отборов определяются по формулам, аналогичным формуле для  $y_3$ . [16]

$$y_4 = 0,551; \quad y_5 = 0,407; y_6 = 0,328;$$

$$y_7 = 0,231; \quad y_8 = 0,155.$$

#### 4.2 Процесс расширения пара в i-s диаграмме

Построение процесса работы пара в турбине в i, S-диаграмме (рис. 4.1) и составление табл. 4.2 осуществлялось одновременно.

Данные об параметрах пара в точках процесса расширения приведены в таблице 4.1. Приведенные данные соответствуют режиму работы при номинальном расходе пара через стопорные клапаны номинальной мощности 525 МВт, номинальных начальных параметрах пара и пара промежуточного перегрева, номинальной температуре охлаждающей воды 12 °С и расходе ее 51 480 м<sup>3</sup>/ч, расходе пара на собственные нужды в количестве 35 т/ч из отбора за 23-й (34-й) ступенями ЦСД и подпитке цикла обессоленной водой 33 т/ч. [7]

Таблица 4.1 – Параметры пара в отборах турбины [15]

Точки процесса расширения	Параметры пара		
	Давление, МПа	Температура, °С(Х)	Энтальпия, кДж/кг
0	23,5	540	3323
0'	23,03	540	3323
1	6,13	346	3029
2	4.20	297	2927,75
2'	3.75	540	3539
3	1,87	446	3350
4	1,187	383	3225
5	0,473	267	3180
6	0.263	203	2997
6'	0.26	203	2873
7	0.107	122	2720
8	0.0187	97	2600
К	0,0033	91	2340

Турбина имеет 8 нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева питательной воды (основного конденсата) в ПНД, деаэраторе и ПВД до температуры 276 °С (при номинальной мощности турбины и питании приводных турбин главных питательных насосов паром из отборов турбины). [6]

Схема расширения пара в турбине К-500-240-4 приведена на рисунке 4.1. При построении схемы расширения учитываем потери давления в пароперепускных трубах перед ЦВД (2%), а также перед ЦНД(1%). Утечки пара их концевых уплотнений принимаем 1% от общего расхода пара[5].

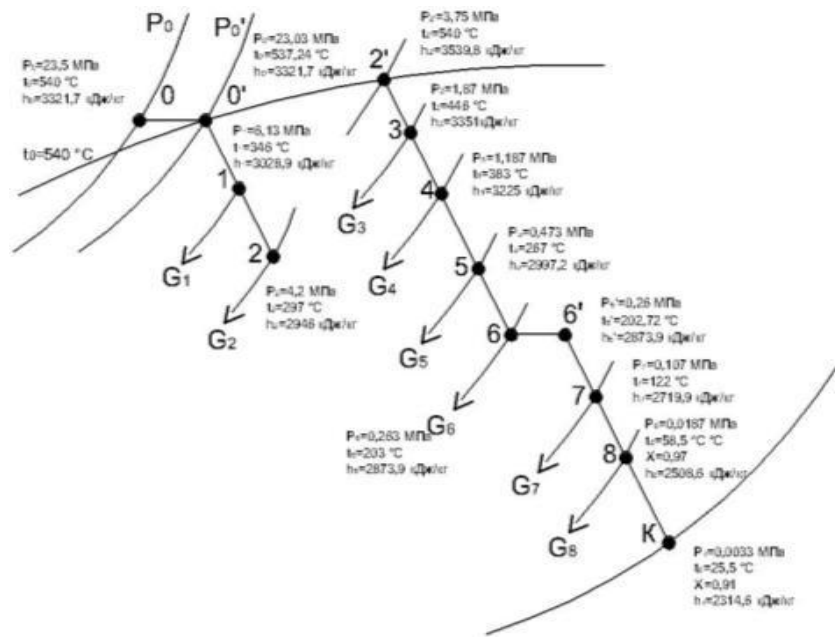


Рисунок 4.1 – Процесс расширения пара в турбине К-500-240-4

### 4.3 Тепловой баланс подогревателей высокого давления

Для нахождения доли расхода пара на ПВД № 1 составим и решим уравнение теплового баланса:

$$\alpha_{п1}(i_1 - i_{1др}^B)\eta_{п} = \alpha_{п.в}(i_{п1}^B - i_{п2}^B); \quad (4.2)$$

Относительный расход питательной воды:

$$\alpha_{п.в} = 1 + \alpha_{упл} = 1 + 0,015 = 1,015,$$

тогда:

$$\alpha_{п1} = \frac{\alpha_{п.в}(i_{п1}^B - i_{п2}^B)}{(i_1 - i_{1др}^B)\eta_{п}} = \frac{1,015(1206 - 1059,2)}{(3029 - 1093,2)0,98} = 0,0785.$$

Из уравнения теплового баланса подогревателя П2:

$$\alpha_{п2}(i_2 - i_{2др}^B)\eta_{п} + \alpha_{п1}(i_1 - i_{1др}^B)\eta_{п} = \alpha_{п.в}(i_{п2}^B - i_{п3}^B); \quad (4.3)$$

$$\alpha_{п2} = \frac{\alpha_{п.в}(i_{п2}^B - i_{п3}^B) - \alpha_{п1}(i_1 - i_{1др}^B)\eta_{п}}{(i_2 - i_{2др}^B)\eta_{п}} =$$

$$= \frac{1,015(1059,2-848,26)-0,0785(3029-1093,2)0,98}{(2927,75-894)0,98} = 0,0997.$$

Из уравнения теплового баланса подогревателя ПЗ:

$$\alpha_{пз}(i_3 - i_{3др}^B)\eta_{п} + (\alpha_{п1} + \alpha_{п2})(i_{2др}^B - i_{3др}^B)\eta_{п} = \alpha_{п.в}(i_{пз}^B - i_{п.н}^B); \quad (4.4)$$

$$\alpha_{пз} = \frac{\alpha_{п.в}(i_{пз}^B - i_{п.н}^B) - (\alpha_{п1} + \alpha_{п2})(i_{2др}^B - i_{3др}^B)\eta_{п}}{(i_3 - i_{3др}^B)\eta_{п}} =$$

$$= \frac{1,015(848,26-761,28)-(0,0785+0,0997)(894-775)0,98}{(3350-775)0,98} = 0,0267.$$

#### 4.4 Материальный и тепловой баланс деаэратора

$$\alpha_{п.в} = \alpha_{п1} + \alpha_{п2} + \alpha_{пз} + \alpha_{упл1} - \alpha_{э} + \alpha'_{кн} + \alpha_{д4}; \quad (4.5)$$

$$\alpha'_{кн} = \alpha_{п.в} - \alpha_{п1} - \alpha_{п2} - \alpha_{пз} - \alpha_{упл1} + \alpha_{э} - \alpha_{д4} = 0,855 - \alpha_{д4} \quad (4.6)$$

При давлении  $p_d = 0,8$  МПа энтальпия сухого насыщенного пара  $i_{дн} = 2768,4$  кДж/кг,  $i_{дн}^B = 720,9$  кДж/кг.

Из уравнения теплового баланса деаэратора:

$$(\alpha_{п1} + \alpha_{п2} + \alpha_{пз}) i_{3др}^B + \alpha_{упл1} i_0 + \alpha'_{кн} i_{п5}^B + \alpha_{д4} i_4 - \alpha_{э} i_{дн} = \alpha_{п.в} i_{дн}^B / \eta_{п}, \quad (4.7)$$

или:

$$(0,0785 + 0,0997 + 0,0267)775 + 0,01 \cdot 3323 + (0,855 - \alpha_{д4}) \cdot 586,6 + \\ + \alpha_{д4} \cdot 3225 - 0,06 \cdot 2768,4 = 1,015 \cdot 720,9 / 0,98,$$

находим  $\alpha_{д4} = 0,0264$  и далее  $\alpha'_{кн} = 0,829$ .

Доля расхода пара на приводную турбину питательного насоса:

$$\alpha_{т.п} = \frac{\alpha_{п.в} \cdot h_H^a}{H_i^{т.п} \cdot \eta_H \eta_{мех}^{т.п}}, \quad (4.8)$$

$$\alpha_{т.п} = \frac{1,015 \cdot 10^3 \cdot (p_{п.в} - p_d) \cdot \vartheta_{ср}}{(3225 - 2454) \cdot 0,83 \cdot 0,98} = \frac{1,015 \cdot 10^3 \cdot (32 - 0,8) \cdot 0,0011}{771 \cdot 0,813} = 0,556.$$

#### 4.5. Тепловой баланс подогревателей низкого давления

Из уравнения теплового баланса ПНД П5:

$$\alpha_{п5}(i_5 - i_{5др}^B)\eta_{п} = \alpha_{п.в}(i_{п5}^B - i_{п6}^B), \quad (4.9)$$

$$\alpha_{п5} = \frac{\alpha_{п.в}(i_{п5}^B - i_{п6}^B)}{(i_5 - i_{5др}^B)\eta_{п}} = \frac{1,015(586,61 - 461,47)}{(2997 - 542,6)0,98} = 0,0431.$$

Из уравнения теплового баланса подогревателя П6:

$$\alpha_{п6}(i_6 - i_{6др}^B)\eta_{п} + \alpha_{п5}(i_{5др}^B - i_{6др}^B)\eta_{п} = \alpha_{п.в}(i_{п6}^B - i_{п7}^B) \quad (4.10)$$

$$\begin{aligned} \alpha_{п6} &= \frac{\alpha_{п.в}(i_{п6}^B - i_{п7}^B) - \alpha_{п5}(i_{5др}^B - i_{6др}^B)\eta_{п}}{(i_6 - i_{6др}^B)\eta_{п}} = \\ &= \frac{1,015(461,47 - 339,97) - 0,0431(542,6 - 435,6)0,98}{(2873 - 435,6)0,98} = 0,0403. \end{aligned}$$

Из уравнения теплового баланса подогревателя П7:

$$\alpha'_{кн}(i_{п7}^B - i_{см})\eta_{п} = (\alpha_{п7}(i_7 - i_{7н}^B) + \alpha_{п6}(i_{6др}^B - i_{7н}^B))\eta_{п}. \quad (4.11)$$

Составим уравнение для точки смешения:

$$\alpha'_{кн}(i_{см} - i_{п8}^B) = (\alpha_{п5} + \alpha_{п6} + \alpha_{п7} + \alpha_{п8})(i_{8н}^B - i_{п8}^B). \quad (4.12)$$

Уравнение теплового баланса для подогревателя П8:

$$\alpha'_{кн} - \alpha_{п5} - \alpha_{п6} - \alpha_{п7} - \alpha_{п8})(i_{п8}^B - i_{к}^B) = \alpha_{п8}(i_8 - i_{8н}^B)\eta_{п} - (\alpha_{п5} + \alpha_{п6} + \alpha_{п7})(i_{7н}^B - i_{8н}^B)\eta_{п} \quad (4.13)$$

Решая систему уравнений из трех неизвестных, находим доли расхода пара в седьмом и восьмом подогревателях и энтальпию в точке смешения:

$$\alpha_{п7} = 0,0464; \quad \alpha_{п8} = 0,0415; \quad i_{см} = 225,1 \text{ кДж/кг.}$$

Доля расхода пара в конденсатор турбины:

$$\alpha_{к} = 1 - \alpha_{п1} - \alpha_{п2} - \alpha_{п3} - \alpha_{д4} - \alpha_{т.п} - \alpha_{п5} - \alpha_{п6} - \alpha_{п7} - \alpha_{п8}, \quad (4.14)$$

$$\alpha_{к} = 0,542.$$

## 4.6 Расчет расходов пара

Расход пара турбиной при чисто конденсационном режиме:

$$D^k = \frac{N}{(i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_k) \eta_{мех} \eta_{г}}, \quad (4.15)$$

$$D^k = \frac{500}{(3323 - 2927,75 + 3539 - 2345,76)} = 321,98 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Далее определяется сумма произведений  $\sum \alpha_i y_i$ . Коэффициент недовыработки пара отбора на приводную турбину насоса рассчитывается по неиспользуемому в главной турбине теплоперепаду  $i'_{п.т.н} - i''_{п.т.н}$ , поскольку выхлоп из приводной турбины насоса может возвращаться в нижерасположенный отбор главной турбины. В данном случае приводная турбина конденсационного типа и поэтому:

$$y_{т.п} = \frac{i'_{т.п} - i''_{т.п}}{i_0 - i'_{т.п} + i''_{т.п} - i_k} = y_4. \quad (4.16)$$

В таком случае:

$$\begin{aligned} \sum \alpha_i y_i &= \alpha_{п1} y_1 + \alpha_{п2} y_2 + \alpha_{п3} y_3 + (\alpha_{д4} + \alpha_{т.п4}) y_4 + \alpha_{п5} y_5 + \alpha_{п6} y_6 + \\ &+ \alpha_{п7} y_7 + \alpha_{п8} y_8 = 0,249. \end{aligned}$$

Расход острого пара в турбину:

$$D = \frac{D^k}{1 - \sum \alpha_i y_i}, \quad (4.17)$$

$$D = \frac{321,98}{1 - 0,249} = 428,52 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Расход питательной воды:

$$\begin{aligned} D_{п.в} &= D \cdot \alpha_{п.в}, \\ D_{п.в} &= 1,015 \cdot 428,52 = 435 \frac{\text{кг}}{\text{с}}. \end{aligned} \quad (4.18)$$

Расходы пара в отборы:

$$D_{п1} = D \cdot \alpha_{п1} = 33,66 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$D_{п2} = D \cdot \alpha_{п2} = 42,74 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$D_{п3} = D \cdot \alpha_{п3} = 11,46 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$D_{д4} = D \cdot \alpha_{д4} = 11,30 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$D_{т.п4} = D \cdot \alpha_{т.п4} = 23,81 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$D_{п5} = D \cdot \alpha_{п5} = 18,47 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$D_{п6} = D \cdot \alpha_{п6} = 17,25 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$D_{п7} = D \cdot \alpha_{п7} = 19,89 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$D_{п8} = D \cdot \alpha_{п8} = 17,79 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$D_{к} = D \cdot \alpha_{к} = 232,15 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

#### 4.7 Расчет мощности

Мощность привода турбонасоса:

$$N_{т.п} = \frac{D_{п.в} \cdot \vartheta_{ср} (p_{н} - p_{в})}{\eta_{н} \eta_{мех}^{т.п}} \quad (4.19)$$

$$N_{т.п} = \frac{435 \cdot 0,0011 (32 - 0,8)}{0,83 \cdot 0,98} = 18,35 \text{ МВт.}$$

Сумма долей регенеративных отборов  $\sum \alpha_{пi} = 0,403$  и их расходов:

$$\sum D_{пi} = 172,56 \text{ кг/с.}$$

Расход протечек пара через уплотнения:

$$D_{\text{упл}} = D_{\text{упл1}} + D_{\text{упл2}}, \quad (4.20)$$

$$D_{\text{упл}} = 6,428 \text{ кг/с.}$$

Расход пара на эжектор из деаэратора  $D_3 = \alpha_3 D = 2,571 \text{ кг/с}$ ; потери с утечками пара и конденсата:

$$D_{\text{ут}} = \alpha_{\text{ут}} D, \quad (4.21)$$

$$D_{\text{ут}} = \alpha_{\text{ут}} D = 8,57 \text{ кг/с.}$$

Удельный расход пара:

$$d = \frac{3,6 \cdot D}{N} \quad (4.22)$$

$$d = \frac{3,6 \cdot 428,52}{500} = 3,085 \text{ кг/(кВт} \cdot \text{ч).}$$

Для проверки правильности расчета определяется мощность турбоустановки по работающим потокам пара:

$$N_{\text{п1}} = 10^{-3} \cdot C(i_0 - i_1) \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{Г}} = 9,73 \text{ МВт};$$

$$N_{\text{п2}} = 10^{-3} \cdot D_{\text{п2}}(i_0 - i'_{\text{п.п}}) \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{Г}} = 16,61 \text{ МВт};$$

$$N_{\text{п3}} = 10^{-3} \cdot D_{\text{п3}}(i_0 - i'_{\text{п.п}} + i''_{\text{п.п}} - i_3) \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{Г}} = 6,58 \text{ МВт};$$

$$N_{\text{д}} + N_{\text{т.п}} = 10^{-3} \cdot (D_{\text{д4}} + D_{\text{т.п4}})(i_0 - i'_{\text{п.п}} + i''_{\text{п.п}} - i_4) \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{Г}} = 24,48 \text{ МВт};$$

$$N_{\text{п5}} = 10^{-3} \cdot D_{\text{п5}}(i_0 - i'_{\text{п.п}} + i''_{\text{п.п}} - i_5) \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{Г}} = 17,02 \text{ МВт};$$

$$N_{\text{п6}} = 10^{-3} \cdot D_{\text{п6}}(i_0 - i'_{\text{п.п}} + i''_{\text{п.п}} - i_6) \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{Г}} = 17,99 \text{ МВт};$$

$$N_{\text{п7}} = 10^{-3} \cdot D_{\text{п7}}(i_0 - i'_{\text{п.п}} + i''_{\text{п.п}} - i_7) \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{Г}} = 23,74 \text{ МВт};$$

$$N_{\text{п8}} = 10^{-3} \cdot D_{\text{п8}}(i_0 - i'_{\text{п.п}} + i''_{\text{п.п}} - i_8) \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{Г}} = 23,33 \text{ МВт};$$

$$N_{\text{к}} = 10^{-3} \cdot D_{\text{к}}(i_0 - i'_{\text{п.п}} + i''_{\text{п.п}} - i_{\text{к}}) \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{Г}} = 362,53 \text{ МВт.}$$

Суммарная мощность потоков пара в турбине  $\sum N_i = 502,02 \text{ МВт}$ . Сходимость с предварительно заданной мощностью хорошая. Расход тепла турбогенераторной установкой:



$$Q_{т.у} = D_{т.у}(i_0 - i_{п.в}^B) + (D - D_{п1} - D_{п2})(i''_{п.п} - i'_{п.п}), \quad (4.23)$$

$$Q_{т.у} = 1136031,8 \text{ кВт.}$$

Коэффициент полезного действия турбогенераторной установки:

$$\eta_{т.у} = \frac{N}{Q_{т.у}}, \quad (4.24)$$

$$\eta_{т.у} = \frac{500\,000}{1136031,8} = 0,440.$$

Паровая нагрузка котельной установки:

$$D_{к.у} = D_{т.у} + D_{у.т} \quad (4.25)$$

$$D_{к.у} = 443,52 \text{ кг/с.}$$

Тепловая нагрузка котельной установки:

$$Q_{к.у} = D_{к.у}(i_{пе} - i_{п.в}^B) + (D - D_{п1} - D_{п2})(i_{п.п.к2} - i_{п.п.к1}), \quad (4.26)$$

$$Q_{к.у} = 1146150,3 \text{ кВт.}$$

Коэффициент полезного действия трубопроводов:

$$\eta_{т.р} = \frac{Q_{т.у}}{Q_{к.у}}, \quad (4.27)$$

$$\eta_{т.р} = \frac{1136031,8}{1146150,3} = 0,991.$$

Полагая КПД котельной установки  $\eta_{к.у} = 0,92$ , получаем КПД электростанции:

$$\eta_c = \eta_{т.у} \cdot \eta_{т.р} \cdot \eta_{к.у}, \quad (4.28)$$

$$\eta_c = 0,401.$$

Удельный расход топлива:

$$b_y = \frac{0,123}{\eta_c}, \quad (4.29)$$

$$b_y = \frac{0,123}{0,401} = 0,306 \text{ кг/(кВт} \cdot \text{ч)}.$$

## 5 Безопасность жизнедеятельности

### 5.1 Экологический паспорт

#### 5.1.1 Общие сведения о ГРЭС-2

Станция расположена к северо-востоку от Экибастуза, в 4 км от поселка энергетиков в селе Солнечный. Иртыш-Карагандинский канал находится в 50 км.

Станция работает в конденсационном режиме, котельная покрыта жидким пеплом и шлаком, нет бытовых и коммунальных потребителей. Начальная котельная работает на мазуте.

1 блок начал работать в 1990 году.

Используется двухступенчатая комбинированная установка для сбора золы, состоящая из влажной ступени - очистной установки и электростатического осадителя.

На станции отсутствуют очистные сооружения, вход которых планировался на втором этапе станции, то есть на старте пятого блока.

На станции нет сброса из канализации, все сбросы направляются на золоотвал.

#### 5.1.2 Природно-климатические условия района расположения станции.

Станция расположена в районе с сильным континентальным климатом с долгой суровой зимой и жарким сухим летом. Регион характеризуется сильными ветрами.

Среднегодовая температура составляет + 2,3 ° С. Самый жаркий месяц июль - + 21,2 ° С. Самая высокая температура в этом месяце составляет + 43 ° С. Самый холодный месяц в январе составляет от -13 ° С до -21 ° С. Абсолютно самое низкое падение в феврале составляет -45 ° С.

Расчетная температура самого холодного дня составляет -36 ° С, те же пять дней - -33 ° С. Средняя температура периода нагрева составляет -8,4 ° С. Период нагрева составляет 208 дней.

Электростанция расположена в зоне низкой влажности, среднегодовое количество осадков составляет 334 мм, из которых 96 мм зимой. Летом максимум южных осадков составляет 54 мм. Зимой 12 февраля.

Среднегодовая относительная влажность составляет 69%, зимой от 80 до 83%. Самые сухие месяцы - май и август, 52-58%.

Преобладающие ветры - юго-западный, со среднегодовым повторением 31% и 43% зимой.

Среднегодовая скорость ветра составляет 4,1 м / с.

Самый сильный ветер в ноябре-декабре был 4,7 - 4,8 м / с.

Максимальная скорость ветра зимой достигает 40-42 м / с.

19 дней в году пыльная буря

Источником технического водоснабжения является Иртыш-Карагандинский канал, который производит 75 м<sup>3</sup> / с летом и 43 м<sup>3</sup> / с зимой. Система водоснабжения реверсивная с баком - холодильником.

Таблица 5.1

Характеристики	Величина	
Коэффициент стратификации атмосферы, А	200	
Коэффициент рельефа местности	1	
Средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца	+27,5	
Средняя температура наиболее холодного месяца	-17,7	
Повторяемость ветра, % за	Июль	Август
Север	12	4
Северо-восток	14	7
Восток	8	9
Юго-восток	10	2
Юг	9	13
Юго-запад	13	26
Запад	17	15
Северо-запад	17	4
>	-	-

Скорость ветра, превышаемая в данной местности в среднем многолетнем периоде в 5 % случаев – 13 м/с.

Посты наблюдения за выбросами расположены в 32 км в г. Экибастуз.

Таблица 5.2

N Поста	Концентрация, С <sub>ф</sub> , мг/м <sup>3</sup>					
	Скорость ветра, м/с	0 - 2	3 - 9	3 - 9	3 - 9	3 - 9
	Направление	Штиль	север	восток	юг	Запад
2	Пыль	0,4591	0,6074	0,5893	0,4197	0,4278
3	Пыль	0,4186	0,4186	0,4186	0,4186	0,4186
2	Оксиды серы	0,1079	0,1079	0,1079	0,1079	0,1079
3	Оксиды серы	0,1147	0,1934	0,1167	0,0888	0,1228
N Поста	Концентрация, С <sub>ф</sub> , мг/м <sup>3</sup>					
	Скорость ветра, м/с	0 - 2	3 - 9	3 - 9	3 - 9	3 - 9

2	Оксиды азота	0,0647	0,0505	0,0518	0,0349	0,0423
---	--------------	--------	--------	--------	--------	--------

Продолжение таблицы 5.2

N Поста	Концентрация, $C_{\phi}$ , мг/м <sup>3</sup>					
	Скорость ветра, м/с	0 - 2	3 - 9	3 - 9	3 - 9	3 - 9
3	Оксиды азота	0,0451	0,0451	0,0451	0,0451	0,0451
2	Сумма оксидов	0,2753	0,2753	0,2753	0,2753	0,2753
3	Сумма оксидов	0,2959	0,4579	0,2742	0,2302	0,3041

### 5.3 Использование земельных ресурсов

Таблица 5.3

Всего, га	6941
Основные производства (главный корпус )	12,50
Вспомогательные производства	44 – 62,53
Административно – бытового назначения	0,27
Твердые покрытия территории	120*
Газоны, озеленения	8**
Санитарно – защитная зона	15000***
Золоотвалы	2827,98****

Природные озера Карасор, расположенные в восьмидесяти километрах от станции, используются как золоотвал.

Площадь золоотвала составляет 282790 га, размер санитарно-защитной зоны - 2400 га, мощность - до 847000 тонн в год, срок службы с 1991 по 2041 год - 50 лет. Фильтрация обеспечивается составом почвы, которая состоит из палеоценовых глин. Канализационный коллектор используется для сбора сточных вод. Золоотвал контролируется Службой охраны окружающей среды.

### 5.4 Характеристики топлива

Таблица 5.4

Вид топлива	Теплота сгорания ккал/кг	Зольность	Сернистость
Мазут – 100	9650	0,066	1,01
Мазут – 40	10575	0,05	1,33
Уголь	4327	38,6	0,53

Основными источниками выделения загрязняющих веществ на ГРЭС является топливо-сжигающее оборудование, а источниками выбросов –

дымовые трубы. В настоящее время на ГРЭС дымовые газы удаляются через дымовые трубы  $H = 100 \text{ м}$ ,  $d_y = 3,8 \text{ м}$  и  $H = 420 \text{ м}$ ,  $d_y = 13,6 \text{ м}$ .

- при сжигании мазута и угля в атмосферный воздух выбрасываются оксид азота, оксид серы, пятиокись ванадия, оксид углерода;

- при хранении мазута в мазутохранилище в атмосферный воздух выделяются углеводороды.

В связи с этим была предложена установка сборных золоуловителей на ГРЭС-2, по которой производитель позаботился об очистке дымовых газов с эффективностью 99,47%. газы и двухступенчатое сгорание топлива.

Чтобы уменьшить выбросы диоксида серы и пентоксида ванадия, возникающие при сгорании мазута, рекомендуется использовать мазут только в качестве аварийного топлива, т.е. до 5% от общего годового расхода топлива.

#### 5.1.5 Характеристика основного оборудования

Установленная мощность станции 1500 МВт.

Таблица 5.5

Наименование	Станционный N	Паропроизводительность или мощность	Год ввода в эксплуатацию.
КВГМ-100	1	418 ГДж/кг	87
КВГМ-100	2	418 ГДж/кг	87
ГМ-50-1	3	50 т/ч	86
ГМ-50-1	4	50 т/ч	86
ГМ-50-1	5	50 т/ч	87
ГМ-50-1	6	50 т/ч	89
ГМ-50-1	7	50 т/ч	90
П-57р	1	500 МВт	90
П-57р	2	500 МВт	93
П-57р	3	500 МВт	-

#### 5.1.8 Расчет выбросов загрязняющих веществ[9]

а) сернистый ангидрид.

Выброс в атмосферу сернистого ангидрида рассчитывается по формуле:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot B \cdot S^p \cdot (1 - \eta'_{SO_4}) \cdot (1 - \eta''_{SO_4}), \quad (5.1)$$

где  $B$  – расход натурального топлива:  $B = 12707,86 \text{ г/с}$ ,

$S^p$  – содержание серы в топливе на рабочую массу:  $S^p = 0,53\%$ ,

$\eta'_{SO_4}$  - доля сернистого ангидрида для мазута  $\eta'_{SO_4} = 0,02$ ,

$\eta''_{SO_4} = 0$ , сухой золоуловитель.

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot 12707,86 \cdot 0,53 \cdot (1 - 0,02) \cdot (1 - 0) = 14763,61 \text{ г/с.}$$

б) оксиды азота.

Количество выбросов оксидов азота  $NO_x$ , выбрасываемых в атмосферу по формуле:

$$M_{NO_x} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot K \cdot B \cdot Q_n^p \left(1 - \frac{g_4}{100}\right) \cdot (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2, \quad (5.2)$$

где  $K$  – коэффициент, характеризующий выход оксидов азота.

Коэффициент азота для котлов  $Q > 70$  т/ч, определяется по формуле:

$$K = \frac{12 \cdot D\phi}{200 + D}, \quad (5.3)$$

где  $D\phi$ ,  $D$  – фактическая и номинальная паропроизводительность котлов,

$$D = 1650 \cdot 3 = 4950 \text{ т/ч.}$$

$$K = \frac{12 \cdot 4950}{200 + 4950} = 11,5$$

$$Q_n^p = 2853 \text{ кДж/кг.}$$

Безразмерные коэффициенты:

- $\beta_1 = 0,9$  (мазут),
- $\beta_2 = 0,85$  (так как горелки прямоточные),
- $\beta_3 = 1,0$ ,
- $\varepsilon_1 = 0$ ,
- $r = 0$ ,
- $\varepsilon_2 = 1,0$  (по графику для мазута),
- $g = 0\%$ ,

подставляя в формуле вычислим:

$$M_{NO_x} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 11,5 \cdot 12707,85 \cdot 2853 \left(1 - \frac{0}{100}\right) \cdot (1 - 0 \cdot 0) \cdot 0,9 \cdot 0,85 \cdot 1,0 \cdot 1,0 = \\ = 2900 \text{ г/с.}$$

Выбросы диоксида азота рассчитываются по формуле:

$$M_{NO_2} = (1 - 0,8) \cdot \frac{M_{NO}}{M_{NO_2}} = 0,13 \cdot M_{NO_x} = 0,13 \cdot 2900 = 377 \text{ г/с.} \quad (5.4)$$

в) оксиды ванадия

Количество оксидов ванадия в пересчете по  $V_2O_5$  определяются по формуле

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} \cdot g_{V_2O_5} \cdot B(1 - \eta_{oc})(1 - \eta_y) \quad (5.5)$$

где  $\eta_{oc} = 0,07$  для котлов с промперегревом и очисткой поверхностей нагрева только в останова котла;

$\eta_y = 0$  – отсутствие устройств для очистки газов;

$g_{V_2O_5}$  – содержание оксидов в жидком топливе, определяется по формуле:

$$g_{V_2O_5} = 95,4 \cdot S^p - 31,6 = 95,6 \cdot 0,53 - 31,6 = 19,3$$

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} \cdot 19,3 \cdot 12707 \cdot (1 - 0,07)(1 - 0) = 0,504 \text{ г/с.}$$

5.1.9 Расчет рассеивания в атмосфере вредных веществ, образующихся при сжигании топлива[9]

Методика расчета рассеивания в атмосферу вредных веществ основана на определении концентрации этих вредных веществ в приземном слое воздуха.

а) Суммарный выброс вредных веществ определяем по формуле:

$$M = M_{SO_4} + \frac{ПДК_{SO_4}}{ПДК_{NO_2}} \cdot M_{NO_2} = M_{SO_4} + 5,88 M_{NO_2}, \quad (5.6)$$

$$M = 14763,61 + 5,88 \cdot 377 = 16980,36 \text{ г/с.}$$

Выброс дымовых газов осуществляется через дымовую трубу  $H=420$  м и  $d_y=13,6$  м. Труба рассчитана на работу четырех блоков, что для трех блоков хватает с избытком.

Расчет удельных выбросов вредных веществ в атмосферу.

Удельный выброс оксидов азота в (г/МДж), приходящийся на единицу вводимого в топку тепла:

$$n = \frac{M_{no_2}}{B \cdot Q_i^r} = \frac{377}{12707,86 \cdot 2,853} = 0,0104 \text{ г/МДж;} \quad (5.7)$$

Удельный выброс оксидов серы в (г/МДж), приходящихся на единицу вводимого в топку тепла:

$$n = \frac{14763,61}{12707,86 \cdot 2,853} = 0,407 \text{ г/МДж};$$

Удельный выброс оксидов азота и серы в килограммах на тонну условного топлива определяется по формуле:

$$m = n \cdot Q_{yt}, \quad (5.8)$$

где  $Q_{yt}$  - теплота сгорания условного топлива, равная 29,33 МДж/кг;

$$m_{no_2} = 0,0104 \cdot 29,33 = 0,305;$$

$$m_{so_4} = 0,407 \cdot 29,33 = 11,937.$$

#### 5.1.10 Расчет максимальной концентрации вредных веществ[9]

а) Величина  $C_m$  приземной концентрации вредных веществ  $C_m$  для выброса дымовых газов из труб ТЭЦ с круглым устьем при неблагоприятных метеорологических условиях на расстоянии  $X_m$  от источника определяется по формуле:

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_z \cdot \Delta T}}, \quad (5.9)$$

$$C_m = \frac{200 \cdot 16980,365 \cdot 1 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 1}{420^2 \cdot \sqrt[3]{12707,86 \cdot 104}} = 0,084 \text{ мг/м}^3.$$

т.е.  $C_m = 0,084 \text{ мг/м}^3 < 0,5 \text{ мг/м}^3$ .

б) Определение расстояния от дымовой трубы, на котором достигается максимальное значение концентрации вредных веществ:

$$X_m = \frac{5 - F}{4} \cdot d \cdot H = \frac{5 - 1}{4} \cdot 13,6 \cdot 420 = 5712 \text{ м}, \quad (5.10)$$

$$d = 7 \cdot \sqrt{V_m} \cdot (1 + 0,28 \sqrt[3]{f})$$

$$d = 7 \cdot \sqrt{3,05} \cdot (1 + 0,28 \sqrt[3]{0,8547}) = 13,6 \quad (5.11)$$



5.1.11 Определение концентрации вредных веществ в атмосфере по оси факела выброса на различных расстояниях от дымовой трубы [9]

$$C = S_1 \cdot C_M \quad (5.12)$$

где  $S_1$  – безразмерный коэффициент, определяемый в зависимости от отношения  $X/X_M$ , при  $X/X_M = 0,5; 1,0$ .

$$S_1 = 3 \left( \frac{X}{X_M} \right)^4 - 8 \left( \frac{X}{X_M} \right)^3 + 6 \left( \frac{X}{X_M} \right)^2 =$$

$$= 3 \cdot (0,5)^4 - 8(0,5)^3 + 6(0,5)^2 = 0,6875$$

$$S_1 = 3 \cdot 1^4 - 8 \cdot 1^3 + 6 \cdot 1^2 = 1, \text{ при } X/X_M \leq 8;$$

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13 \cdot \left( \frac{X}{X_M} \right)^2 + 1} = \frac{1,13}{0,13 \cdot 2^2 + 1} = 0,743, \text{ при } X/x_m = 3; 4; 5; 6; 7; 8.$$

Расчет сводим в таблицу 5.6

Таблица 5.6 - Расчет концентрации вредных веществ в зависимости от  $X/X_M$

	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8
$S_1$	0,687 5	1	0,743	0,52	0,367	0,265 9	0,198 9	0,153	0,121
$C^1 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$	0,062	0,09	0,067	0,047	0,033	0,024	0,018	0,013 8	0,011
$C_{\text{SO}_4}$	0,043 7	0,063 6	0,047	0,033	0,023	0,016 9	0,012 6	0,009 7	0,007 7
$C_{\text{NO}_2}$	0,003 1	0,004 5	0,003 3	0,003 3	0,002 3	0,001 65	0,001 2	0,000 89	0,000 54

5.1.12 Определение концентрации вредных веществ в атмосфере на различных расстояниях по перпендикуляру к оси факела выброса[9]

Значение приземной концентрации вредных веществ в атмосфере  $C_y$  ( $\text{мг}/\text{м}^3$ ) на расстоянии  $Y$  (м) по перпендикуляру к оси факела определяется по формуле:

$$C_y = S_2 \cdot C;$$

при  $U > 5$ ,

$$t_y = \frac{5y^2}{x^2};$$

$$S_2 = \frac{1}{(1 + 5ty + 12,8ty^2 + 17ty^3 + 45,1ty^4)^2} \cdot \quad (5.13)$$

$$X_m = 1395 \text{ м.}$$

Делаем расчет и результаты сводим в таблицу 5.1.12

Таблица 5.7 - Расчет приземистой концентрации в зависимости от расстояния

Y	100	90	80	60	40	20	10	1
S <sub>2</sub>	0,886	0,909	0,92	0,95	0,98	0,99	0,995	0,999
C	0,0797	0,0802	0,083	0,085	0,088	0,089	0,0895	0,09

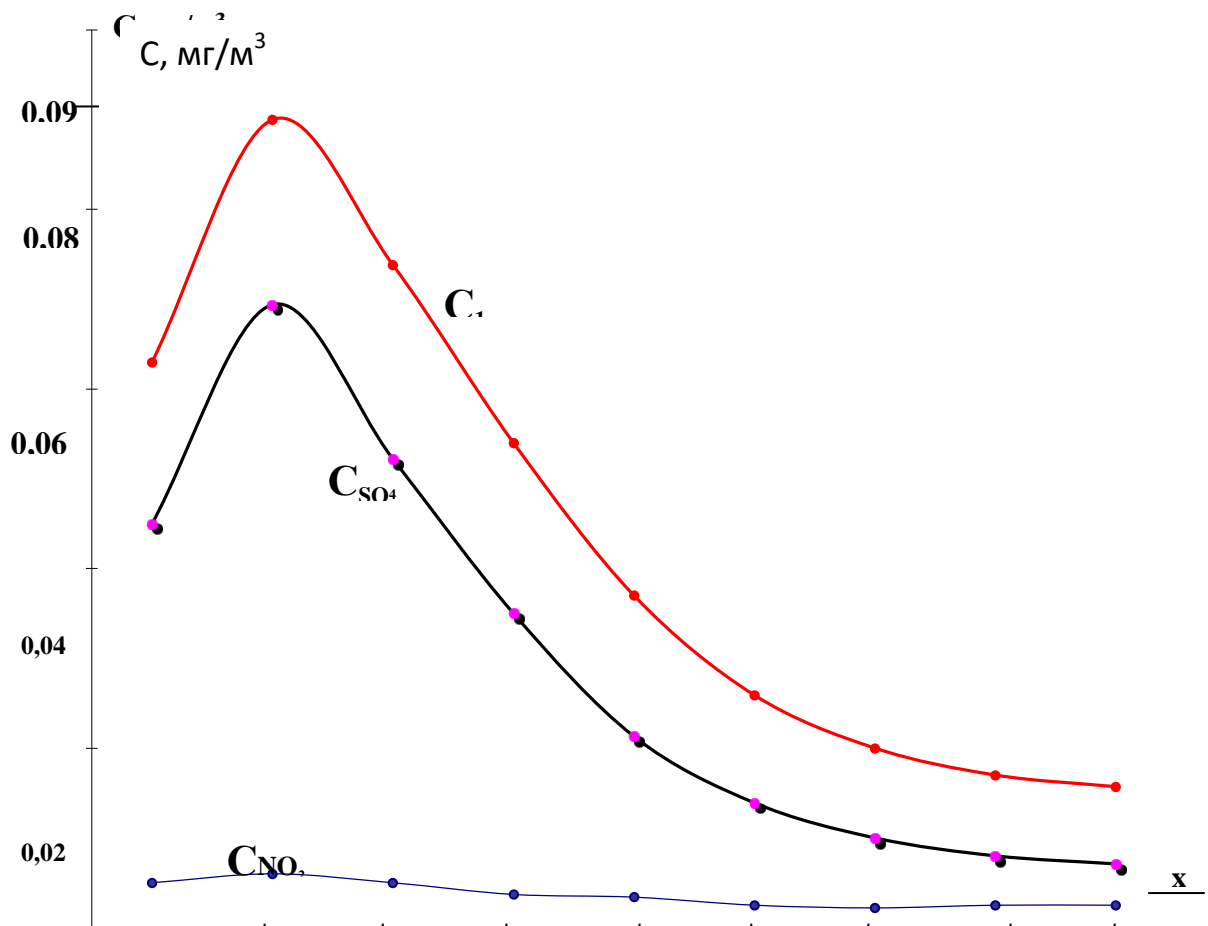


Рисунок 5.1 - График приземной концентрации вредных веществ.

### 5.1.13 Анализ условий труда

Оптимальные и допустимые параметры для работы в соответствии с ГОСТ 12.1.055-88 приведены в таблице 4.8 и регулируются производственной системой общеобменной вентиляции.

Стены и потолки изготовлены из материалов с низкой теплопроводностью, которые не блокируют выпавшую пыль. Наличие больших оконных проемов и подсветки обеспечивает хорошее освещение. В стандартизации освещения используется СНиП 11-4-79 «Естественное и искусственное освещение», который производится с коэффициентом естественного освещения.

Таблица 5.8- Допустимые параметры при работе

Период Года	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха м/с
Холодный и переходный	17÷20	60÷40	0,2÷0,3
Теплый	20÷23	60÷40	0,3÷0,4

Искусственное освещение оценивается путем освещения определенной области. В этом случае учитываются 4 балла:

- характер зрительной работы;
- контраст объекта с фоном;
- фон;
- система освещения.

В процессе производственной деятельности человек может касаться металлических поверхностей оборудования, которые могут возникать под воздействием электрического тока. Общие меры по защите человека от поражения электрическим током: заземление, нулевая защита, защитный останов.

В мастерской в мастерской будет установлено защитное заземление в соответствии со стандартом PUE-85, за исключением применения дополнительных мер и защитного снаряжения.

Снятие статического электричества в общей цепи осуществляется с учетом требований ГОСТ 12.4.124-83 «Средства защиты от статического электричества».

### 5.1.14 Меры противопожарной безопасности

На станции выполнена кольцевая замкнутая система пожаротушения. Мы используем 4 НПЖ (пожарные насосы). Насосы установлены на береговой насосной станции БТС, всасывание осуществляется из передовых камер циркуляционных насосов. Каждый тип главного здания имеет свой собственный коллектор пожарной воды, отдельные трубопроводы ведут к

подаче топлива, транспортному, химическому цеху, отопительной котельной, отопительным приборам и т. Д.

Краны установлены на одинаковом расстоянии от всех маркировок, имеющих статус пожароопасности. В специальной строке:

- тушение крыши крыши (внутренняя проводка);
- сухие трубы для тушения наружной части кровли;
- пожарные мониторы для тушения пожаров в случае пожара на крыше;
- неспособность подобраться достаточно близко.

Пожарные части, оснащенные индивидуальными средствами пожаротушения, такими как пенные и углекислотные огнетушители, лопаты, крюки, песок, переходники для труб, сами трубы и т. Д.

### 5.1.15 Расчет искусственного освещения [7]

Исходные данные:

Габариты турбинного отделения главного корпуса котлотурбинного цеха:

- длина  $A = 360$  м;
- ширина  $B = 51$  м;
- высота  $h = 26$  м;
- наименьшая освещенность 75 ЛК;
- разряд зрительной работы V;
- нормируемая освещенность  $E = 100$  ЛК.

Принимаем систему общего освещения с лампами накаливания в защитном корпусе. Принимаем газонаполненные лампы.

Таблица 5.9

Тип Лампы	Мощность, Вт	Световой поток при напряжении 220 В
Г	500	8300

Коэффициент отражения:

- пола  $\rho_{\text{пола}} = 30\%$ ;
- стен  $\rho_{\text{стен}} = 50\%$ ;
- потолка  $\rho_{\text{потолка}} = 70\%$ .

Расчетная высота подвеса.

Рабочая поверхность находится на расстояниях от одного метра до шестнадцати метров, поэтому берем для расчета максимальную; высота свеса лампы 0,5 м по формуле:

$$h_{\text{расч.}} = h_{\text{зд}} - (h_{\text{р}} + h_{\text{св}}) = 26 - (20 + 0,5) = 5,5 \text{ метра (5.14)}$$

Наивыгоднейшее расстояние между светильниками определяются по формуле:

$$Z = N \cdot h = 1,2 \cdot 5,5 = 6,6 \text{ м}; \quad (5.15)$$

$$L = Z/2 = 3,3 \text{ м}. \quad (5.16)$$

Принимаем расстояние между лампами 6,0 метра, от стен 3,0 метра. Всего в турбинном отделении  $(360 - 3,0 - 3,0) / 6,0 = 59$  рядов по  $51/3 - 1 = 16$  ламп в каждом ряду.

Определение индекса помещения по формуле:

$$i = \frac{A \cdot B}{n(A + B)} = \frac{360 \cdot 51}{8(360 + 51)} = 5,5, \quad (5.17)$$

Коэффициент использования  $\eta = 45\%$ ;

Коэффициент запаса  $K_3 = 1,5$ ;

Световой поток:

$$\Phi = \frac{E \cdot K_3 \cdot S \cdot Z}{N \cdot \eta} = \frac{100 \cdot 1,5 \cdot 560 \cdot 6}{59 \cdot 16 \cdot 0,45} = 1186 \text{ ЛМ}, \quad (5.18)$$

где  $Z$  – коэффициент неравномерного освещения,  $Z = 1,1 \div 1,2$ .

Выбор сделан правильно, что подтвердил расчет. Значит принимаем в турбинном отделении светильники с газонаполненными лампами накаливания в количестве 944 штук, расстояние между рядами 6 метров в ряду между лампами 3 метра.

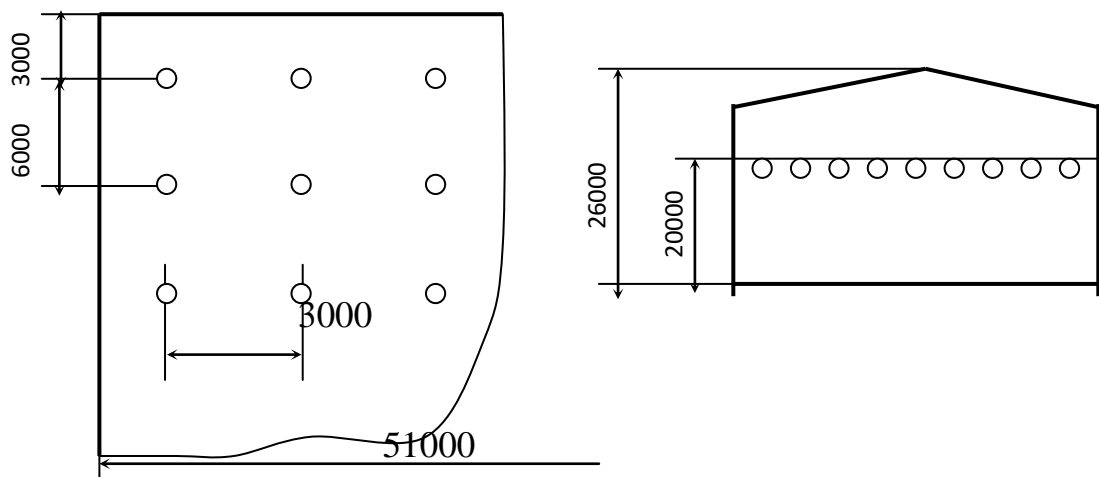


Рисунок 5.2 - Схема размещения светильников в помещении турбинного отделения

5.1.16 Расчет зануления электродвигателя насоса стока машинного зала  
[6]

Исходные данные:

$$U_c = 0,4 \text{ кВ};$$

Мощность трансформатора  $S_{\text{тр.}} = 400 \text{ кВА};$

Мощность эл. приемника  $P = 75 \text{ кВт};$

Ток нагрузки  $I_n = 150 \text{ А};$

$$\ell_1 = 51 \text{ м};$$

$$\ell_2 = 360 \text{ м}.$$

Токи нагрузки определяем по формуле:

$$I_{\text{дв}} = \frac{P}{\sqrt{3} U_n \cos \varphi} = \frac{75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,8} = 135,3 \text{ А}; \quad (5.19)$$

$$I_{\text{РПВ}} = \frac{K_{\text{п}} \cdot I_{\text{дв}}}{K_{\text{т}}} = \frac{6 \cdot 135,3}{2,5} = 324,72 \text{ А}; \quad (5.20)$$

$$I_{\text{НПВ}} = 350 \text{ А};$$

$$I_{\text{НСП}} = 450 \text{ А};$$

$$I_{\text{НА}} = 450 \text{ А}.$$

Активные и индуктивные элементы цепи  $Z_{\text{тр}} = 0,195 \text{ Ом};$

Сопротивления:

$$R_{\phi_1} = 0,028 \frac{20}{240} = 2,3 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$R_{\phi_2} = 0,028 \frac{60}{95} = 1,77 \cdot 10^{-2} \text{ Ом};$$

$$R_{\text{н}_1} = 0,028 \frac{20}{120} = 4,67 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

Внутреннее индуктивное сопротивление трубы диаметром 70 мм, длиной 60 м:

$$I'_k = 3 \cdot 350 = 1050 \text{ А};$$

$$S_{\text{тр}} = 1571 \text{ мм}^2.$$

Плотность тока:

$$i = \frac{I'_K}{S_{TP}} = \frac{1050}{1571} = 0,668 \frac{A}{mm^2} \quad (5.21)$$

$$\tau_{\omega} = 0,84 \text{ Ом/км};$$

$$X = 0,5 \text{ Ом/км}.$$

$$R_{H2} = \tau_{\omega} \ell_2 = 0,84 \cdot 0,06 = 0,05 \text{ Ом}; \quad (5.22)$$

$$X_{H2} = x \ell_2 = 0,5 \cdot 0,06 = 0,03 \text{ Ом};$$

$$X_{\phi 1} = 0;$$

$$X_{\phi 2} = 0;$$

$$X_{H1} = 0,1 \cdot 10^{-3} \cdot 20 = 0,002 \text{ Ом};$$

$$X_{H2} = 0,1 \cdot 10^{-3} \cdot 60 = 0,006 \text{ Ом}.$$

Определение  $Z_{\Pi}$  по формуле:

$$Z_{\Pi} = \sqrt{(R_{\phi} + R_H)^2 + (X_{\phi} + X_H + X_{\Pi})^2}; \quad (5.23)$$

$$Z_{\Pi 1} = \sqrt{(0,0023 + 0,00467)^2 + 0,002^2} = 0,00725;$$

$$Z_{\Pi 2} = \sqrt{(0,0023 + 0,0177 + 0,00467 + 0,05)^2 + (0,002 + 0,006 + 0,03)^2} = 0,0838 \text{ Ом};$$

Ток КЗ определим по формуле:

$$I_{K3} = \frac{220}{\frac{0,195}{3} + 0,00725} = 3045 \text{ А};$$

$$I_{K3} = \frac{220}{\frac{0,195}{3} + 0,0838} = 1478 \text{ А};$$

Кратность тока:

$$\frac{I_{K3}}{I_{нпо}} = \frac{1478,5}{350} = 4,2;$$

Условие  $I_{K3} \geq I_{ном} \cdot K$ , где  $K_a = 1,25$ ; и  $K_{пв} = 3$ , выполняется.

Время срабатывания аппарата защиты:

При  $I_{K3}/I_{ном} = 6,76$ ;  $t_{ср} = 0,15$  сек.

При  $I_{K3} = 1478,5$  А,  $I_{пв} = 350$  А.

Время отключения - 0,19 сек.

Время отключения автоматического выключателя 0,2 сек.

Потенциал корпуса поврежденного оборудования:

$$I_{K2} = I_{K3} \cdot Z_{H1} = 3045 \cdot 0,00467 = 14,2 \text{ (В)}; \quad (5.24)$$

$$I_{K3} = I_{K3} \cdot Z_{H2} = 1478,5 \cdot \sqrt{0,05^2 + 0,03^2} = 86,2 \text{ (В)}.$$

Ток, проходящий через тело человека:

$$I_{h1} = \frac{I_{K1}}{R_h} = \frac{14,2}{1000} = 14,2 \text{ мА}; \quad (5.25)$$

$$I_{h2} = \frac{I_{K2}}{R_h} = \frac{86,2}{1000} = 86,2 \text{ мА} \quad (5.26)$$

Согласно ССБТ такие величины токов допустимы при времени воздействия 1,0 и 0,5, т.е. время срабатывания автоматического выключателя и предохранителя не превышают допустимых величин.



## 6 Экономическая часть

### 6.1 Расчет себестоимости электрической энергии для существующего состояния ЭГРЭС -2

#### 6.1.1 Определение годового отпуска энергии ГРЭС

Во время работы электростанций часть произведенной энергии используется для собственных нужд станции. Это энергопотребление зависит от типа оборудования и его удельной мощности, единиц потребляемого топлива, степени технического совершенствования основного и вспомогательного оборудования и правильной реализации технической и финансовой политики на станции. Количество потребляемой электроэнергии для собственных нужд станции очень велико - от 6 до 16%.

В расчетах примем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 8% ( $\mathcal{E}_{\text{сн}}$ ).

Годовой отпуск электрической энергии определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{от}} = \mathcal{E}_{\text{в}} \cdot (1 - \mathcal{E}_{\text{сн}}); \quad (6.1)$$

$$\mathcal{E}_{\text{от}} = \mathcal{E}_{\text{в}} \cdot (1 - \mathcal{E}_{\text{сн}}) = 5400 \cdot (1 - 0,08) = 4968 \text{ млн. кВтч,}$$

где  $\mathcal{E}_{\text{в}}$  - годовая выработка электрической энергии.

#### 6.1.2 Определение затрат на топливо

Годовой расход топлива на выработку электрической энергии определяется по формуле:

$$B_{\text{э}} = \mathcal{E}_{\text{от}} \cdot b_{\text{э}}; \quad (6.2)$$

$$B_{\text{э}} = \mathcal{E}_{\text{от}} \cdot b_{\text{э}} = 4968 \cdot 300 = 1490,4 \text{ тыс. туг,}$$

$$B_{\text{у}} = B_{\text{э}} = 1490,4 \text{ тыс. туг.} \quad (6.3)$$

Затраты на оплату топлива и его транспортировку осуществляются на натуральном топливе, поэтому полученные значения расхода топлива необходимо перевести в натуральное топливо.

Расход натурального топлива будет:

$$B_{\text{н}} = B_{\text{у}} \cdot K_{\text{п}}, \quad (6.4)$$

где  $K_{\text{п}}$  - коэффициент перевода условного топлива в натуральное, определяется исходя из соотношения теплотворной способностей условного и натурального топлива:

$$K_{\text{п}} = Q^y / Q_p^{\text{н}} ; \quad (6.5)$$

$$K_{\text{п}} = Q^y / Q_p^{\text{н}} = 7000 / 4000 = 1,75;$$

$$B_{\text{н}} = B_y \cdot K_{\text{п}} = 1490,4 \cdot 1,75 = 2608,2 \text{ тыс. тнт.}$$

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$I_{\text{т}} = B_{\text{н}} \cdot (C_{\text{т}} + C_{\text{тр}}) \quad (6.6)$$

$$I_{\text{т}} = B_{\text{н}} \cdot (C_{\text{т}} + C_{\text{тр}}) = 2608,2 \cdot 1500 = 3912,3 \text{ млн. тенге.}$$

### 6.1.3 Расчет затрат на воду

Вода на государственной районной электростанции используется для охлаждения пара в конденсаторах турбины, обновления системы отопления, охлаждения генераторов и трансформаторов, удаления золы и так далее. В зависимости от станции водоснабжения (прямой, обратный), стоимость воды зависит. Стоимость воды на ГЭС-2 будет принята за 0,2-0,25 тг / кВтч.

$$Z_{\text{в}} = \Xi_{\text{в}} \cdot 0,22 ; \quad (6.7)$$

$$Z_{\text{в}} = \Xi_{\text{в}} \cdot 0,22 = 5400 \cdot 1,6 = 1188 \text{ млн. тенге.}$$

### 6.1.4 Расчет КПД использования топлива

Известно, что для получения 1 кВтч электроэнергии необходимо 123 гут при КПД установки, равному единице. Коэффициент полезного использования топлива, с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды определяется:

$$\text{КПД}_3 = 123 : b_3 \cdot 100\% \quad (6.8)$$

$$\text{КПД}_3 = 123 : b_3 \cdot 100\% = 123 : 300 \cdot 100\% = 41\%,$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$\text{КПД} = \frac{0,86 \cdot \Xi_{\text{от}} + Q_{\text{от}}}{7 \cdot B_y} \cdot 100\% ; \quad (6.9)$$

$$\hat{\Xi}\hat{\text{I}}\hat{\text{A}} = \frac{0,86 \cdot \hat{Y}\hat{\text{i}}\hat{\text{o}} + Q\hat{\text{i}}\hat{\text{o}}}{7 \cdot \hat{A}\hat{\text{o}}} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 4968}{7 \cdot 1490,4} = 41\% ,$$

где 0,86 - коэффициент перевода Вт в ккал/ч;

7 - теплотворная способность условного топлива, 7000 ккал/кг.

### 6.1.5 Расчет затрат на заработную плату

Для определения затрат на оплату труда работников промышленного производства (ГЧП) государственной районной электростанции, занимающейся производством и его обслуживанием, необходимо знать его численность. Государственно-частное партнерство подразделяется на оперативный, ремонтный и административный персонал. Его количество зависит в основном от мощности устройства и количества оборудования для основного источника питания, типа используемого топлива и метода ремонта.

Количество ППГ может определяться кадровым фактором, который показывает, сколько персонала на 1 МВт установленной электрической мощности станции. В моем случае установленная электрическая мощность станции фиксируется перед расширением:

$$N_y = 1000 \text{ МВт.}$$

Численность персонала станции определяется:

$$\begin{aligned} \text{ЧП} &= K_{\text{ш}} \cdot N_y \quad (6.10) \\ \text{ЧП} &= K_{\text{ш}} \cdot N_y = 1,6 \cdot 1000 = 1600 \text{ чел.} \end{aligned}$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату ( $I_{\text{зпо}}$ ), в которую входит заработная плата работников, занятых в технологическом процессе производства энергии и включает выплаты в отношении отработанного времени (тарифные ставки и официальные оклады, надбавки для работников из фонда окладов, отпускные и ночные бонусы и т. д.) :

Средняя заработная плата одного рабочего за год 900 тыс. тг.

$$I_{\text{зпо}} = 900 \cdot 1600 = 1440 \text{ млн.тенге;}$$

- дополнительная заработная плата ( $I_{\text{зпд}}$ ) включает в себя выплаты, не связанные с рабочим временем (оплата очередных, дополнительных и учебных отпусков, за время выполнения государственных обязанностей и др.):

$$I_{\text{зпд}} = 1440 \cdot 0,15 = 216 \text{ млн.тенге;}$$

- начисления на заработную плату ( $I_{\text{зпн}}$ ) включают в себя отчисления на социальный налог и начисления в пенсионный фонд:

$$I_{\text{зпн}} = (1440 + 216) \cdot 0,21 = 347,8 \text{ млн.тенге.}$$

Формула для определения суммарного фонда заработной платы будет следующей:

$$I_{зп} = I_{зпо} + I_{зпд} + I_{зпн} \quad ; \quad (6.11)$$

$$I_{зп} = I_{зпо} + I_{зпд} + I_{зпн} = 1440 + 216 + 347,8 = 2003,8 \text{ млн. тенге.}$$

#### 6.1.6 Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления учитываются как % от общего объема капитальных вложений на станцию (основные средства, основные средства предприятия, основной капитал). Каждый тип оборудования имеет свои собственные нормы амортизации в зависимости от срока полезного использования и назначения средств производства в процессе производства.

В предварительных расчетах показатель удельных капитальных вложений широко используется для определения стоимости основных фондов (капитальных вложений) в странах СНГ и за рубежом. Его стоимость, даже для станций одного типа, сильно варьируется в зависимости от мощности агрегатов, их количества, типа используемого топлива и экологических требований. Стоимость доллара США будет равна 150 тенге.

$$K_{уд} = 1500 \text{ \$/кВт},$$

$$K = K_{уд} \cdot N_y.$$

В связи с тем, что на ГРЭС Казахстана основное оборудование физически устарело на 40-50%, то на него амортизационные отчисления не начисляются.

$$K = K_{уд} \cdot N_y (1 - 0,45) = 1500 \cdot 1000 \cdot 10^6 \cdot (1 - 0,4) / 10^3 = 135 \text{ 000 млн. тг.}$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации находится в пределах 6-8%. Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений примем в размере 7% от величины K:

$$I_{ао} = 0,07 \cdot K;$$

$$I_{ао} = 0,07 \cdot 135 \text{ 000} = 9450 \text{ млн. тенге.}$$

#### 6.1.7 Расчет затрат на проведение текущего ремонта

Этот компонент затрат, помимо затрат на текущий ремонт производственного оборудования, включает в себя затраты на технический осмотр и техническое обслуживание оборудования в рабочем состоянии (салфетки и смазочные материалы) и определяется в полном объеме.:

$$I_{рем} = 0,15 \cdot I_{ао};$$

$$I_{\text{рем}} = 0,15 \cdot 9450 = 1417,5 \text{ млн. тг.}$$

### 6.1.8 Расчет платы за выбросы

Размер платы за выбросы вредных веществ зависит от количества выбросов, которое зависит от вида топлива (уголь, газ, мазут), его количества и способа сбора вредных веществ (электрофильтры, эмульгаторы и т. Д.). На ГРЭС-2 уголь Экибастузского месторождения горит. По оценкам, плата за выбросы от сжигания экибастузского угля составляет 167 тенге за тнт.

$$I_{\text{выб}} = 167 \cdot V_y \quad (6.12)$$

$$I_{\text{выб}} = 167 \cdot V_H = 167 \cdot 2608,2 / 1000 = 435,6 \text{ млн. тенге.}$$

### 6.1.9 Расчет общестанционных и цеховых расходов

Этот компонент предусматривает административные и управленческие расходы (зарплата, офис, командировки), общее производство (техническое обслуживание, амортизация, обслуживание общих инструментов для тестирования станции, исследования, рационализация и охрана труда), отчисления на целевые расходы (техническая пропаганда, обслуживание старших организаций), техническое обслуживание и управление мастерской (управление зарплатой мастерской, амортизация и расходы на содержание зданий, расходы на техническое обслуживание).

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой:

$$I_{\text{общ}} = 0,2 - 0,25 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{тр}})$$

$$I_{\text{общ}} = 0,25 \cdot (9450,7 + 2003,8 + 1417,5) = 3218 \text{ млн. тг.}$$

Таблица 5.10

Составляющие затрат	И, всего млн.тенге
Топливо, $I_T$	3912,3
Вода, $I_B$	1188
Фонд заработной платы, $I_{зп}$	2003,8
Амортизационные отчисления, $I_{ао}$	9450
Ремонт, $I_p$	1417,5
Общестанционные, $I_{об}$	3218
Плата за выбросы, $I_{выб}$	435,6
Итого затрат	21625,2

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_3 = (I_T + I_B + I_{зп} + I_{ао} + I_p + I_{об} + I_{выб}) / \mathcal{E}_{от}; \quad (6.13)$$

$$S_3 = 21625,2 / 4968 = 4,35 \text{ тенге/кВтч.}$$

## 6.3 Расчет себестоимости электрической энергии после расширения ГРЭС-2

### 6.3.1 Определение годового отпуска энергии ГРЭС

Во время работы электростанций часть произведенной энергии используется для собственных нужд станции. В расчетах после расширения берем энергозатраты на собственные нужды в размере 10% ( $\mathcal{E}_{\text{сн}}$ ).

Годовой отпуск электрической энергии определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{от}} = \mathcal{E}_{\text{в}} \cdot (1 - \mathcal{E}_{\text{сн}}) = 10\,800 \cdot (1 - 0,1) = 9\,720 \text{ млн. кВтч,}$$

где  $\mathcal{E}_{\text{в}}$  - годовая выработка электрической энергии.

### 6.3.2 Определение затрат на топливо

Годовой расход топлива на выработку электрической энергии определяется по формуле, где  $b_3 = 300$  гут/кВтч удельный расход топлива на выработку одного кВтч:

$$B_3 = \mathcal{E}_{\text{от}} \cdot b_3 = 9\,720 \cdot 300 = 2\,916 \text{ тыс. тут,}$$

Итого расход топлива ГРЭС составляет:

$$B_y = B_3 = 2\,916 \text{ тыс. тут.}$$

В связи с тем, что затраты на оплату топлива и его транспортировку осуществляются по натуральному топливу, то полученные величины расхода топлива необходимо перевести в натуральное топливо.

Расход натурального топлива будет:

$$B_n = B_y \cdot K_n = 2\,916 \cdot 1,75 = 5\,103 \text{ тыс. тнт.,}$$

где  $K_n$  - коэффициент перевода условного топлива в натуральное, определяется:

$$K_n = Q^y / Q_p^n = 7000 / 4000 = 1,75.$$

Затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива определяются:

$$C_{\text{тр}} = R \cdot (0,8 - 1,0) = 1\,500 \text{ тенге/тнт.}$$

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$I_t = B_n \cdot (C_t + C_{\text{тр}}) = 5\,103 \cdot 1\,500 = 7\,654,5 \text{ млн. тенге.}$$

### 6.3.3 Расчет затрат на воду

Вода на государственной районной электростанции используется для охлаждения пара в конденсаторах турбины, обновления системы отопления, охлаждения генераторов и трансформаторов, удаления золы и так далее.

Расходы на воду на ГРЭС -2 примем равными 0,2-0,25 тг/кВт·ч.

$$Z_B = \Xi_B \cdot 0,22 = 10800 \cdot 0,22 = 2376 \text{ млн. тенге.}$$

### 6.3.4 Расчет КПД использования топлива

Коэффициент полезного использования топлива, с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды определяется:

$$\text{КПД}_3 = 123 : b_3 \cdot 100\% = 123 : 300 \cdot 100\% = 41\%$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$\hat{\Xi} \hat{\Delta} = \frac{0,86 \cdot \hat{Y} \hat{\delta} + Q \hat{\delta}}{7 \cdot \hat{A}_6} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 9720 + 0}{7 \cdot 2916} = 41\% ,$$

где 0,86 - коэффициент перевода Вт в ккал/ч;

7 - теплотворная способность условного топлива, 7000 ккал/кг.

## 6.4 Расчет затрат на заработную плату

Для определения затрат на оплату труда работников промышленного производства (ГЧП) государственной районной электростанции, занимающейся производством и его обслуживанием, необходимо знать его численность. Его количество зависит в основном от мощности устройства и количества оборудования для основного источника питания, типа используемого топлива и метода ремонта.

Количество ППГ может быть определено по коэффициенту персонала, который показывает, сколько персонала требуется на 1 МВт установленной электроэнергии станции. Установленная электрическая мощность станции после расширения:

$$N_y = 2000 \text{ МВт.}$$

Численность персонала станции определяется:

$$\text{ЧП} = K_{\text{ш}} \cdot N_y = 1,6 \cdot 2000 = 3200 \text{ чел.}$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату ( $I_{зпо}$ ). Средняя заработная плата одного рабочего за год 900 тыс. тг.

$$I_{зпо}=900 \cdot 3200= 2880 \text{ млн. тенге};$$

- дополнительная заработная плата ( $I_{зпд}$ ) включает в себя выплаты, не связанные с рабочим временем.

$$I_{зпд}=2880 \cdot 0,15=432 \text{ млн. тенге};$$

- начисления на заработную плату ( $I_{зпн}$ ) включают в себя отчисления на социальный налог и начисления в пенсионный фонд:

$$I_{зпн}=(2880+432) \cdot 0,21=695,5 \text{ млн. тенге.}$$

Формула для определения суммарного фонда заработной платы будет следующей:

$$I_{зп} = I_{зпо} + I_{зпд} + I_{зпн}=2880+432+695,5=4007,5 \text{ млн. тенге.}$$

### **6.5 Расчет амортизационных отчислений**

Амортизационные расходы включены в% от общих капитальных вложений станции (основные средства, основные средства компании, акционерный капитал).

После установки нового оборудования требуются капитальные вложения, равные стоимости этого оборудования. Поэтому мы принимаем капитальные вложения в размере:

Капитальные вложения до расширения равны 135 000 млн. тенге

$$K = 135000 \cdot 10^6 + 10^6 \cdot 2000 \cdot 150 = 435 000 \text{ млн. тенге.}$$

В среднем, в зависимости от мощности блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации находится в пределах 6-8%. Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений примем в размере 7% от величины K, с учетом амортизационных отчислений предыдущего периода:

$$I_{ао} = 0,07 \cdot K = 0,07 \cdot 435 000 = 30 450 \text{ млн. тенге.}$$

### **6.6 Расчет затрат на проведение текущего ремонта**



Эту составляющую затрат, кроме затрат на проведение текущего ремонта производственного оборудования входят и затраты на технический осмотр и содержание оборудования в рабочем состоянии (обтирочные и смазочные материалы) и определяются в размере:

$$I_{\text{рем}} = 0,15 \cdot I_{\text{ао}} = 0,15 \cdot 30450 = 4567,5 \text{ млн. тенге.}$$

### **6.7 Расчет платы за выбросы**

Размер платы за выбросы вредных веществ зависит от количества выбросов, которое зависит от вида топлива (уголь, газ, мазут), его количества и способа сбора вредных веществ (электрофилтры, эмульгаторы и др).

На ГРЭС-2 сжигается уголь Экибастузского месторождения. Установлено, что при сжигании Экибастузского угля, величина платы за выбросы составляет 167 тенге за тнт.

$$I_{\text{выб}} = 167 \cdot V_{\text{н}} = 167 \cdot 5103 / 1000 = 852,2 \text{ млн. тенге.}$$

### **6.8 Расчет общестанционных и цеховых расходов**

Этот компонент предусматривает административные и управленческие расходы (зарплата, офис, командировки), общее производство (техническое обслуживание, амортизация, обслуживание общих инструментов для тестирования станции, исследования, рационализация и охрана труда), отчисления на целевые расходы (техническая пропаганда, обслуживание старших организаций), техническое обслуживание и управление мастерской (управление зарплатой мастерской, амортизация и расходы на содержание зданий, расходы на техническое обслуживание).

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой:

$$I_{\text{общ}} = 0,25 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{тр}}) = 0,25 \cdot (30450 + 4007,5 + 4567,5) = 9756,25 \text{ млн.тенге}$$

Таблица 6.1

Составляющие затрат	И, всего, млн.тенге
Топливо, Ит	7654,5
Вода, Ив	2376
Фонд заработной платы, Изп	4007,5
Амортизационные отчисления, Иао	30450
Ремонт, Ир	4567,5
Общестанционные, Иоб	9756,25
Плата за выбросы, Ивыб	852,2
Итого затрат	59663,95

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_3 = (I_T + I_B + I_{Зп} + I_{ао} + I_r + I_{об} + I_{выб}) / \mathcal{E}_{от} = 59663,95 / 9720 = 6,14 \text{ тенге/кВтч.}$$

По проведенным расчетам можно сделать вывод, что в результате расширения станции себестоимость электрической энергии возрастет с 4,35 до 6,14 тенге/кВтч. Это связано со значительными затратами на строительство, что объясняется ростом удельных капиталовложений на кВт установленной мощности.

### 6.9 Расчёт срока окупаемости станции

Чистый дисконтированный доход, млн. тг.:

$$ЧДД = \left( [ (T - U_{отп}^{\mathcal{E}}) \cdot W_{отп} ] / \frac{1}{(1 + 0,1)^n} \right) - K \quad (6.14)$$

где  $K$  – стоимость строительства станции, млн. тг.;  
 $U_{отп}^{\mathcal{E}}$  – себестоимость отпущенной энергии, тг./кВт ч.;  
 $W_{отп}$  – годовой отпуск энергии с шин станции, МВт;  
 $n$  – текущий год;  
 $T$  – тариф на отпущенный кВт ч с учётом планируемой рентабельности, тг./кВт ч.

$$T = 1,15 \cdot U_{отп}^{\mathcal{E}}, \quad (6.15)$$

$$T = 1,15 \cdot 0,41 = 0,4715$$

Поскольку период окупаемости превышает 10 лет, то выполним расчёт при повышенном уровне рентабельности производства электроэнергии:

$$T = 1,25 \cdot 0,41 = 0,5125 .$$

Капитальные вложения в проект ГРЭС 3000 МВт блоками К-500-240 окупаются на десятый год эксплуатации при условии, что уровень рентабельности принимается выше 15%.

В качестве рекомендуемого состава основного оборудования принимается в дальнейших расчётах К-500-240 с котельными агрегатами производительностью 2600 тонн пара в час, что обеспечивает хозрасчётный эффект в сумме 1203 млн. тг./год.

## 7. Специальная часть

## 7.1. Горелочные устройства котельных агрегатов блоком 500 МВт

Все горелки используются для подачи топлива и воздуха в печь, для их последующего смешивания и для обеспечения стабильного воспламенения топливовоздушной смеси. Другое название - устройства сгорания. Все горелки должны соответствовать требованиям по эффективности, экологичности, конструкции, обслуживанию и надежности.

Конкретные требования:

1. Должны обеспечивать экономичное сжигание расчетных видов топлив во всем диапазоне нагрузок котла;
2. Должны обеспечивать требуемые экологические показатели при работе на расчетных видах топлива;
3. Конструкция горелок должна быть такова, чтобы обеспечивалось герметичное соединение с топкой;
4. Горелки должны быть технологичными и ремонтпригодными;
5. Горелки должны обеспечивать срок службы котла не менее 12000 часов без капитального ремонта.

Выполнение требований 1 и 2 зависят не только от конструкции горелок но и от топочного устройства.

Классификация:

1) По виду сжигания топлива горелки бывают:

- a. Пылеугольные;
- b. Газовые;
- c. Мазутные;
- d) Комбинированные.

2) По аэродинамическому способу ввода компонентов горючей смеси:

- a. Вихревые
- б) Прямоточные

Под естественной горелкой понимается горелка, в которой потоки топлива и воздуха вводятся в скважину без завихрения. Формально он может иметь любую форму в секции слива, но обычно каналы, через которые вводятся токи, имеют прямоугольную форму, а выпускная часть горелки также имеет прямоугольную форму.

Типы прямоточных горелок:

а) Горелка с центральной подачей вторичного воздуха (с круговой подачей смеси пыли и воздуха). Как правило, эти горелки используются для низкорекреактивных топлив.

б) Горелка с периферийной подачей вторичного воздуха (с центральной подачей фотоэлектрической смеси). Используется для сжигания высокорекреактивного топлива.

в) GPO - горелка с прямым потоком, с односторонней подачей смеси P-V. Горелки GPO были разработаны специально для тангенциального

расположения горелок в печи и поэтому используются только с таким расположением. Они весьма универсальны и поэтому используются для любого типа топлива - как с высокой, так и с низкой реакцией.

г) ГПЧг - горелка постоянного тока с горизонтальными каналами, различающимися по высоте. Первое изменение касается высокорективных видов топлива. Второе изменение специально для бурых углей.

д) ГПЧв - горелка постоянного тока с вертикальными каналами разной высоты. GPCNvt - горелка постоянного тока с вертикальными каналами, которые различаются по высоте и каналам рециркуляции. Эти горелки предназначены для сжигания бурого угля. Большая часть бурого угля является топливом с высоким распределением и в то же время очень влажным, поэтому для сушки газа обычно используется бурый уголь. Чтобы не блокировать экраны печи в активной зоне горения, необходимо, чтобы температуры в этой зоне были относительно низкими, поэтому может быть полезным вводить рециркуляционные газы (горелки ГПХВР) в печь. В ZIO они разработали одну серию этих горелок с различной тепловой мощностью. P-67 (Pr-2650-25-545BT) ZiO, работающий на блоке 800 МВт Березовской ГРЭС и работающий на Березовском В2. Эти котлы имеют размеры ~ 25x25x100м. На этих котлах было установлено 32 горелки GPCNvt на четырех уровнях.

Все эти горелки сделаны полностью на заводе. Для монтажа на них предусмотрены соединительные фланцы для монтажа на пыле- и воздуховодах, а также монтажный фланец для подключения горелки к плите. После установки теплоизоляция и покрытие Me наносятся на горелки снаружи для защиты теплоизоляции.

Горелки с полным премиксом (GLP) предназначены для сжигания топлива в плоскопараллельных форсунках и были разработаны в отделе ASG для сжигания торфа и бурого угля под Москвой. Позже их также использовали для сжигания других бурых углей, а также некоторых углей. GPP используется исключительно в сочетании с ММТ и гравитационным (шахтным) сепаратором. Горелка установлена в верхней части вала и через первичный воздух (смесь PV является продолжением сепаратора. Вторичный воздух подается по каналам в камеру смешения, в то время как струи вторичного воздуха протекают там с высокой скоростью и, следовательно, выпускаются через каналы PV в камеру. В воздуховодах установлены вращающиеся лопасти, которые обеспечивают более равномерное распределение воздуха по высоте на выходе из воздуховода. Вторичный воздухопровод закрыт в нижней части сепаратором. Делитель улучшает аэродинамическое изображение поперечного сечения и уменьшает сопротивление горелки, а также защищает нижнюю часть корпуса воздуховода. Существует две модификации GPP: односторонняя и двухсторонняя, их использование связано со свойствами гравитационного сепаратора. В зависимости от направления вращения ротора мельницы находится зона потока восходящего потока смеси и зона разделения. Область

выше по течению занимает около половины шахты, и это обстоятельство связано с использованием одноструйных или двухструйных блоков реактивного газа. Если двухтрубный GLP используется в сочетании с ММТ, ось ротора которого перпендикулярна передней части котла, тогда большая часть смеси PV попадет в одну из двух амбразур, а очень мало попадет в другую, поэтому обычно используется двухтрубный GLP, когда оси ММТ обычно параллельны передней части котла, в то же время одинаковое количество пыли достигает обеих проемов. Для одноструйных горелок расположение оси ротора не важно, но они обычно используются, когда ось ротора перпендикулярна передней части котла. На практике, ГПЗ используются на котлах с производительностью пара 50-320 т / ч. В котлах производительностью  $\leq 100$  т / ч обычно устанавливаются 2 ММТ с осями ротора, параллельными передней и двумя двухтрубными горелками. Кроме того, местоположение ММТ удобно, и ротор всегда можно отремонтировать для ремонта. В котлах  $> 100$  т / ч обычно используются 3 ММТ с прямоугольными осями и горелками постоянного тока. Иногда большие котлы (около 320 т / ч) используют двухтрубные горелки - это связано с тем, что высота односторонних горелок будет очень большой.

При установке трех мельниц оси экстремальных мельниц вращаются под углом к средней мельнице. Это позволяет уменьшить воздействие экстремальных труб на боковые экраны печи и тем самым снизить вероятность появления шлака. Во-вторых, между мельницами образуются зоны ремонта, в том числе с возможностью снятия ротора. Обычно этот угол составляет около 15-20 градусов. При использовании двух горелок ММТ и двухметровых горелок ось струн также наклоняется друг к другу, чтобы уменьшить боковую стенку.

Помимо рассматриваемых горелок с прямотоком, имеются также:

- прямые факелы
- ударные горелки

Преимущества:

- Конструктивно прост по сравнению с вихревыми горелками
- У них меньше эродинамическое сцепление, чем у вихревых горелок, поэтому потребление энергии для собственных нужд ниже.
- Печи, оснащенные горелками постоянного тока, характеризуются более низкой эффективностью оксидов азота  $NO_x$ , чем печи с вихревыми горелками.

Недостатки:

- организация перемешивающего потока хуже, чем в вихревом;
- снижение мощности блока;
- Горелки постоянного тока более чувствительны к тому, как они расположены в печах. Ошибка при выборе расположения горелок постоянного тока более опасна, чем у вихревых горелок. Это связано с механизмом стабилизации процесса горения (механизм зажигания фотоэлектрической смеси). В горелках с прямым потоком стабилизация

процесса сгорания происходит в основном за счет внешнего выброса продуктов сгорания.

4) Прямоточные горелки, за исключением GPO и горелок с плоской горелкой, менее универсальны в топливе, чем вихревые горелки.

5) Горелки с прямым потоком обычно имеют больший диапазон, чем вихревые горелки. Исключения составляют горелки и ударные горелки.

Трехступенчатая система сгорания - совместная разработка специалистов СибЭнергоГрупп и ИК ЗИОМАР - является одним из направлений в разработке технологии сгорания с низким уровнем выбросов. Принцип действия - организовать три зоны в пространстве печи (рисунок 7.1). В нижнем диапазоне 70-85% всего топлива сгорает при избытке воздуха, близком к единице или ниже. Выше этой полосы оставшаяся часть топлива (15-30%) с избытком воздуха значительно ниже однородности. Еще выше, в третьей зоне оставшаяся часть воздуха (15-25%) подается в печь для сжигания продуктов химического и механического чердака, которые образовались в предыдущих зонах.

Трехступенчатая система сгорания с восстановителем угля в сочетании с подачей и сжиганием высококонцентрированной угольной пыли (ПВКД) была впервые внедрена на реконструированном котле E-210-98 (ИЛИ-210М) в ЭС Скавина (Польша). В этом котле часть угольной пыли с небольшими размерами частиц, которая не попала в циклоны пылевых систем, использовалась на втором этапе в качестве восстановительного топлива.

В условиях недостатка кислорода при сжигании дополнительного топлива образуется восстановительный газ, в котором часть NO (поступающего из первой зоны) разлагается с образованием N<sub>2</sub>.

Специалисты «СибЭнерГрупп» и «Сибтехэнерго» совместно с Таганрогским заводом «Красный котельщик» разработали и внедрили систему утилизации газа для котла типа ТПЭ-214 (блок 200 МВт), который устанавливается на новосибирской ТЭ-5. Предложенная трехступенчатая схема сжигания с газоперекачивающим топливом позволила обеспечить выбросы NO<sub>x</sub> ниже 300 мг / нм<sup>3</sup>, что в два раза меньше, чем при обычном сжигании того же угля. [11]

Преимущества перед известными аналогами:

Чрезвычайно низкие выбросы оксида азота

Технико-экономический эффект - расход топлива на 20%. [8]

Для анализа работы существующих и при разработке новых горелок - аварийных ситуаций без давления важно знать положение трех характерных вихревых зон. Первая зона - это зона на крайней окружности тока с радиусом  $R = R_k$  (радиус максимального момента потока в осевом направлении). Этот импульс, в частности, во многом определяет дальность горелки. Высокий уровень ценности многих турбулентных функций в этом узком диапазоне при выключенном SRV соответствует хорошо известным идеям и не является новостью. Кроме того, диапазон  $R = R_k$  почти совпадает с зоной  $R = R_z$  - максимум осевых скоростей ( $W_z = W_{zmax}$ ) у стенки канала. Новым Дело в

том, что включение и усиление SRV отталкивает эту зону от стенки канала, и в то же время продувка этой области вызывает струю, но радиусы  $R_k$  и  $R_z$  уже немного отличаются ( $R_k > R_z$ ). На практике это не существенно, но позволяет контролировать интенсивность процессов по периметру горелки рядом с горелкой и размер периферийных зон запланированных ступеней сгорания топлива при многоступенчатом сгорании непосредственно в объеме горелки горелки.

Рекомендуется использовать вторую зону для разделения горелки на зоны с различным локальным избытком воздуха или для разделения скоростей сгорания топлива в объеме горелки - область очень резкого затухания турбулентных процессов передачи вихревых токов, которая также происходит, когда оператор SRV усиливает центральную передачу и область периферического потока. По-видимому, мы впервые обнаружили, что этот кольцевой диапазон минимальных значений турбулентной вязкости и турбулентных напряжений трения совпадает с локализацией нулевых значений радиальной скорости в вихревом токе ( $W_r = 0$ ). Здесь скорость  $W_r$  изменяет направление в противоположном направлении, то есть границу расширяющихся и уплотненных областей любого вихревого тока или горелки. Радиус ( $R_{r0}$ ) в этой зоне всегда меньше радиуса максимальных осевых скоростей, но больше радиусов максимальной скорости вращения, а также радиусов нулевого общего давления ( $R_{h0}$ ). Мы обнаружили, что контроль SRV сильно влияет на изменение радиуса рассматриваемой области ( $W_r = 0$ ), если мы хотим значительно уменьшить его.

Третья область, важная для инженерной практики, - это область турбулентности центрального потока, появление и локализация которой часто приписываются различными авторами осевому возвратному потоку сильно вихревого тока (вихря). Мы определили положение этой области, которая соответствует области радиусов локализации максимальных лучевых скоростей, т.е. зоне наиболее интенсивного расширения центральной области потока, где происходит наиболее активное взаимодействие среды обратного потока с основным вихревым током, покидающим горелку. Струйный впрыск резко активизирует эти процессы и уменьшает радиус этой ложки, приближая ее почти к оси вращения тока. Кроме того, этот радиус всегда на 10-15% больше радиуса внешнего предела осевого возвратного потока. На наш взгляд, эта информация особенно важна для оптимизации систем центрального впрыска и сгорания топлива без канцерогенных выбросов в удаленных приливных зонах с локальным избытком воздуха на оси приливного корня, который значительно меньше стехиометрического.

Таким образом, управление продувкой через стенку выпускного канала горелки может превратить стандартный вихревой преобразователь горелки любого типа в регулируемый с широким диапазоном регулирования. Использование SRV способно создать обычную горелку, если мы используем зону разделения тока на зоны разных интенсивности турбулентного массообмена, превратить в специальную экономичную горелку экологически



безопасного сжигания (ГЭЧС) для любого вида энергетического топлива. [20]

### 7.1.2 Сущность нового способа подачи

Суть нового метода подачи заключается в том, что пыль не снабжает горелки первичным воздухом, а обеспечивает независимый воздух при высокой концентрации пыли в смеси (30-50 кг топлива / кг воздуха, в отличие от традиционных схем с концентрацией 0,3-0,6 кг / кг). В этом случае диаметр пылезащитных труб в зависимости от мощности горелок составляет всего 40-80 мм (вместо 300-500 мм в существующих системах), а поток транспортируемого воздуха составляет около 0,1-0,3% от общего потока воздуха для горения.

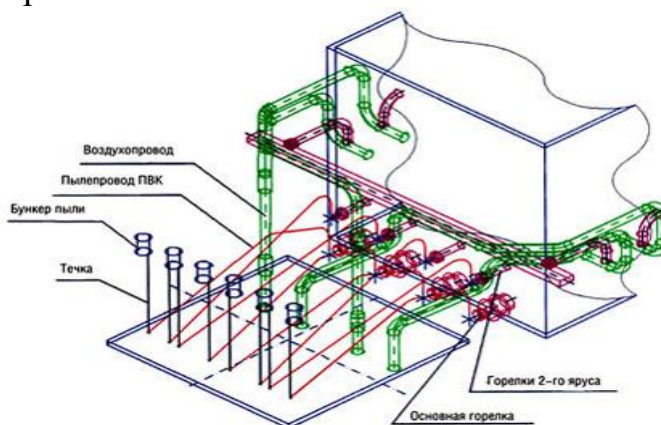


Рисунок – 7.1 Вариант схемы трассировки пылепроводов ПВК котла паропроизводительностью 420 т/ч. (условно показаны горелочные устройства только с фронта котла).

### 7.1.3 Горелка пылеугольная

Устройство для формирования порошковых топливных смесей с воздухом и подачи его к месту сгорания. Через камеру сгорания поступают два различных потока: топливовоздушная смесь (топливная пыль при температуре 70-130 ° С и первичный воздух) и вторичный воздух с температурой 250-420 ° С. Образование горючей смеси заканчивается в камере печи. Характер образования смеси зависит от работы горелок и их установки, которая в сочетании с аэродинамикой камеры сгорания определяет интенсивность воспламенения, скорость и полноту сгорания. Горелка для сжигания твердого топлива в камере делится на круглую (турбулентную), прямую (щелевую) и порошковую. Комбинированные горелки используются для сжигания порошкового топлива вместе с газом.

На высокопроизводительных котлах установлены круглые горелки с одно- и двухконтурной, лопаточной и шнековой пылью. В любой конструкции круглой горелки потоки пыли и воздуха вращаются в одном направлении. Смесь пыли и воздуха поступает в горелку с одной горелкой топка прямая; вторичный воздух заполняется в улитке и после прохождения кольцевого канала через амбразуру попадает в печь. Интервал между

пылевоздушной смесью, необходимый для хорошего смешивания с вторичным воздухом, достигается с помощью режущего конуса. В широко используемых сдвоенных шнековых горелках и шнековых шнеках оба потока завернуты в шнековый или фиолетовый вход. Потoki образуют в печи два концентрически разных усеченных конуса, словно покоящиеся на кольцевых выходах горелки в виде небольших постаментов. Внутри образуется конус из пылевоздушной смеси, который снаружи находится вблизи конического потока вторичного воздуха. Когда они движутся в печи, оба потока проникают друг в друга, смешивая и улавливая дымовые газы.

Чем больше горячих дымовых газов, участвующих в этом процессе, тем быстрее воспламеняется и сжигает топливо. Для увеличения угла открытия горелки, мощные горелки имеют коническое выпускное сопло. Для этой же цели отверстие проема часто делается конусообразным и расширяется по направлению к горловине, что приводит к лучшей комбинации конструкции горелки и амбразуры, увеличивает площадь контакта горелки и ускоряет воспламенение топлива. Полнота сгорания топлива зависит от скорости закачки в печь первичной смеси и вторичного воздуха. При низких скоростях первичной смеси крупные частицы топлива могут выпасть из потока и выгореть из выпускных трубок горелки; если скорость слишком высока, условия зажигания ухудшаются, а длина пламени увеличивается. Скорость пылевоздушной смеси в круглодонных вихревых горелках при сжигании антрацитовой, полуантрацитовой и тонкодисперсной угольной пыли должна составлять 15-20 м / с, а бурого и бурого угля - 20-25 м / с; соответственно, скорость вторичного воздуха предполагается равной 20-30 и 25-35 м / с. Количество первичного воздуха, подаваемого в горелку, увеличивается с увеличением выхода летучих веществ из топлива с 20-30% при сжигании антрацита до 50-60% при сжигании бурого угля. «Оставшийся воздух является вторичным. Круглые горелки могут использоваться для любого твердого топлива и наиболее распространены для топлива с низким содержанием летучих топлив. Производительность круглой горелки достигает 14 т / ч.



## Список литературы

1 Выбор оборудования тепловых схем ТЭС и их расчет. Методические указания к дипломному проектированию. Минэнерго, 1986.

2 Выбор вспомогательного оборудования котельного отделения ТЭС. Методические указания к дипломному проектированию. Минэнерго, 1986.

3 Кузембаева Р.М., Карамышева Т.А., Оржанова Ж.К. Электрическая часть старции. Методические указания к дипломному проектированию. АИЭС, 1998.

4 Неклаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для дипломного проектирования. Учебное пособие для ВУЗов. Энергоатомиздат, 1989.

5 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Учебник для техникумов. Энергоатомиздат, 1989.

6 Расчет зануления. Методические указания к выполнению раздела «Охрана труда и окружающей среды» в дипломном проекте.

7 Производственное освещение. Методические указания к выполнению раздела «Охрана труда» в дипломном проекте. Тепловые и атомные электрические станции. Справочник. Энергоатомиздат, 1982.

8 Расчет выбросов загрязняющих веществ. Методические указания к дипломному проектированию.

9 Попова Т.М., Ходанова Т.В. Дипломное проектирование. Методические указания к выполнению экономической части.

Ривкин А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. Энергоиздат, 1983.

10 Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котлоагрегатов. Нормативные материалы. Энергия, 1971.

11 Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. Энергия, 1973.

12 Аэродинамический расчет котельных установок. Нормативный метод. Энергия, 1977.

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Қалқаман Ә.Н.			Список литературы	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Кибарин А.А.					76	76
Реценз.						АУЭС		
Зав.каф.		Кибарин А.А.				ИТЭиТТ		
Н.контр.						ТЭС-16-3		