

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Технологические устройства

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой _____

(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« _____ » 20 _____ г.

(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Повышение эффективности работы БЭС-2
500 МВт Тяжеловодной ТЭС-2

Специальность Технология БЭС-2

Выполнил (а) Климов А.В. ТЭС-10-03
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Богачев В.Т. к.т.н. с.п.н. преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Тарасов С.П. к.т.н. профессор А.У.Д.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 20 » июня 20 14 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Велицкий А.С. старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 20 » 06 20 14 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« _____ » 20 _____ г.
(подпись)

Нормоконтролер: Кудрявцев В.В. доцент кафедры ТЭС
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« _____ » 20 _____ г.
(подпись)

Рецензент: Витанов С.В. с.п.н. преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« _____ » 20 _____ г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Телекоммуникаций
Специальность Телекоммуникации
Кафедра Телекоммуникационных систем

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Решар Ильич Валерьевич
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Исследование энергетических параметров Блок В
500 МВт Двухконтурной ТЭС-2

утверждена приказом ректора № ___ от «___» сентября 20___ г.
Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20___ г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

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

- Описание объекта
- Расчет тепловой схемы
- Расчет энергетических показателей
- Расчет водного режима работы
- Расчет экологических показателей работы

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

- Перечень графического материала
 Проектная документация
 Конструкция и детали

Рекомендуемая основная литература

1. Рубин С.А., Антоурев Э.А. Температурный режим воды и воздуха вент. М.: Энергия, 1980. 424с.
2. Костюк А.Р., Фролов В.В. Турбины газовой и тепловой энергетической станции, М.: Энергостроиздат, 1981.
3. Рубин С.А. Тепловые турбинные станции. Курс студента в вузе 3-е изд. М.: Энергостроиздат, 1977. 385с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Электроника	Тарасов С.Р.		
В.т.с.	Великов А.С.	11.06 - 20.06.14	
Проектирование	Богданов В.Т.		
Нормирование	Полосин В.П.		
Резервы	Володар С.В.		

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Вопросы формирования структуры	25.03.14.	
2.	Расчет термобой скрепы стаканы	18.04.14.	
3.	Вопросы выбора оборудования электрических систем	27.04.14.	
4.	Расчет БЖД	5.05.14.	
5.	Расчет эксплуатационных затрат	20.05.14.	
6.	Разработка схемы контроля	26.05.14.	

Дата выдачи задания «22» декабря 2013 г.

Заведующий кафедрой _____ Кайсаров А.А.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Бекмурза Б.Т.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ Ш.Мурат Ш.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В основной части диплома находится описание Экибастузской ГРЭС-2, также были приведены примеры повышения эффективности работы станции и был произведен расчет тепловой схемы блока 500 МВт.

Во второй части диплома были произведены расчет искусственного освещения и расчет выбросов загрязняющих веществ.

В экономической части диплома была рассчитана себестоимость выработки электроэнергии до и после модернизации станции.

Annotation

In the main part of the diplom is a description of GRES-2, were also examples of improving the efficiency of the station and was calculated thermal circuit unit 500 MW.

In the second part of the diplom were made of artificial lighting calculation and calculation of emissions.

In the economic part of the diploma was calculated cost of electricity generation before and after modernization station.

Андатпа

Дипломның негізгі бөлігінде Екібастұздың ГРЭС- 2 сипаттамасы болады, да келтір- бекеттің жұмысының тиімділігінің көтермелеуінің мысалдары болды және есеп айыр- шығырдың жылының нобайының 500 МВт болды.

Дипломның екі бөлігінде есеп айыр- жасанды жарық түсір- болды және лаस्ताушы заттың шығарындысының есебі.

Дипломның экономикалық бөлігінде өлшеулі электроэнергия өндірімінің өзіндік құны дейін және кейін бекеттің модернизациясының болды.

СОДЕРЖАНИЕ

ДП.5В071700.ПЗ	Лист
----------------	------

Введение

1 Турбинное отделение

- 1.1 Паровая турбина К-500-240-4
- 1.2 Конструкция турбины
- 1.3 Система парораспределения
- 1.4 Система регенерации
- 1.5 Тепловая схема турбинного отделения
- 1.6 Топливное хозяйство

2 Методы повышения эффективности

2.1 Организация сжигания твердого топлива по технологии высокотемпературного циркулирующего слоя

- 2.2 Водяной экономайзер
- 2.3 Система шариковой очистки конденсатора

3 Расчет тепловой схемы конденсационного энергоблока 500МВт

4 Безопасность жизнедеятельности

- 4.1 Анализ условий труда
- 4.2 Меры противопожарной безопасности
- 4.3 Расчет искусственного освещения
- 4.4 Расчет выбросов загрязняющих веществ
- 4.5 Расчет высоты дымовой трубы

5 Экономическая часть

5.1 Расчет себестоимости выпуска электроэнергии
5.2 Расчет себестоимости отпуска электрической энергии после внедрения СШО

5.3 Вывод

6. Заключение

7. Список литературы

8. Приложение

Введение

Энергетика Республики Казахстан в настоящее время характеризуется с одной стороны высокими темпами прироста потребления электрической энергии, с другой стороны старением и предстоящим выбытием значительного объема действующих генерирующих мощностей .

Расширение ЭГРЭС-2 обеспечивает достижение следующих целей :

- 1) Удовлетворение потребностей в электроэнергии промышленности, коммунально-бытового сектора и населения Республики Казахстан;
- 2) Поддержание и наращивания объема экспорта электроэнергии в Россию ;
- 3) Повышение надежности энергоснабжения потребителей за счет создания резервов электрической мощности;

На Экибастузской ГРЭС-2 в настоящее время эксплуатируются Энергоблоки №1и №2 в составе : 2 турбоагрегата К-500-240-4; 2котлоагрегата Пп-1650-250-545/545 КТ

Целью дипломной работы является повышение эффективности работы Экибастузской ГРЭС-2. В данном проекте будут представлены примеры повышения эффективности и один из методов будет внедрен в мой проект.

1. Турбинное отделение.

1.1 Паровая турбина К-500-240-4

Выбор типа паровой турбины обоснован в ТЭО «Расширение и реконструкция Экибастузской ГРЭС-2 с установкой двух энергоблоков станционный №3,4» ТОО Институт КазНИПИЭнергопром 2010.

Турбина, производства ОАО «Силовые машины», паровая, конденсационная, без регулируемых отборов пара, с одним промежуточным перегревом.

Максимальный расход пара на турбину составляет 1650т/ч. При этом мощность турбины составляет 538,6 МВт.

Турбина спроектирована и рассчитана для работы при следующих основных номинальных параметров:

- абсолютное давление свежего пара перед автоматическими стопорными клапанами – 240кгс/см²(абс);
- температура свежего пара перед автоматическими стопорными клапанами – 540С;
- температура промежуточного перегрева 540С;

Расчетное средневзвешенное абсолютное давление в конденсаторе (при номинальной мощности) 0,0037кгс/см², при температуре охлаждающей воды на входе в конденсаторы 12С и расходе ее 51480 м³/ч.

Турбина имеет 8 нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева питательной воды (основного конденсата) в подогревателях низкого давления (ПНД), дезэраторе и подогревателях высокого давления (ПВД) и питания приводных турбин главных питательных насосов паром из отборов турбины.

Предусматривается возможность дополнительных отборов пара для собственных нужд блока и теплофикационной установки, помимо нужд системы регенерации. При этом при теплофикационной нагрузке 50Г кал/час происходит снижение мощности до 515 МВт. Пар на пиковый подогреватель

отбирается из трубопровода пара на ПНД-4, пар на основной бойлер – из трубопровода пара на ПНД-3.

При работе с отключенным ПВД или групповым отключением ПНД-3 и ПНД-4 давление пара перед ЦНД не должно превышать 3,1 кгс/см².

Турбина допускает длительную работу при следующих отклонениях параметров пара :

- Давление пара перед стопорными клапанами – от 235-245 кгс/см²;
- Температура пара перед стопорными клапанами – 530С...545С;
- Температура пара промежуточного перегрева – 530С...545С;
- Температура охлаждающей воды перед конденсатором – не выше 33С;

Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настроен на работу при частоте в сети 50Гц , что соответствует частоте вращения ротора турбоагрегата 3000 об/мин.

Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты в сети 49,0-50,5Гц.

В аварийных для системы ситуациях допускается кратковременная работа турбины при частоте в сети :

- 50,5-51,0 Гц – однократно продолжительностью не более 3-х минут и не более 500 минут за весь срок службы ;

-49,0-48,0 Гц- однократно продолжительностью не более 5 минут и не более 750 минут за весь период эксплуатации турбоустановки;

-48,0-47,0 Гц – однократно не более 1 минуты и не более 180 минут за весь срок эксплуатации.

1.2 Конструкция турбины.

Турбина представляет собой одновальный четырехцилиндровый агрегат, состоящий из ЦВД, ЦСД и двух ЦНД.

Пар из котла подводится двумя паропроводами к двум стопорным клапанам. каждый стопорный клапан заблокирован с двумя регулируемыми клапанами, от которых пар четырьмя трубами подводится к цилиндру высокого давления. ЦВД имеет внутренний корпус, в патрубках которого вварены 4 сопловые коробки. Паропроводящие штуцеры имеют сварные соединения с наружным цилиндром 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 градусов и перепускается в правый поток, состоящий из шести ступеней давления, и далее отводится на промежуточный перегрев двумя паропроводами. После промежуточного перегрева пар двумя трубами подводится к двум стопорным клапанам ЦСД, установленным по обе стороны цилиндра, и от них к четырем коробкам регулирующих клапанов, находящихся непосредственно на цилиндре.

Цилиндр среднего давления выполнен двухпоточным по 11 ступеней в каждом потоке, причем первые три ступени каждого потока размещены в общем внутреннем корпусе.

В проточных частях высокого и среднего давления турбины использованы надбандажные «сотовые» уплотнения.

Из выхлопных патрубков ЦСД пар двумя трубами подводится к двум ЦНД. ЦНД имеют два потока по 5 ступеней давления в каждом потоке.

Впуск пара производится в среднюю часть цилиндра низкого давления. Средняя часть ЦНД состоит из наружной и внутренней частей. Выхлопные патрубки ЦНД присоединяются к продольному конденсатору путем приварки.

Роторы высокого и среднего давления выполнены цельноковаными, роторы низкого давления – с насадными дисками. Все роторы имеют жесткие соединительные муфты, каждый из них лежит на двух опорах.

Корпус ЦВД и передняя часть корпуса ЦСД опираются на корпуса подшипников, установленных на фундаментные рамы, залитые в фундамент. Задняя часть корпуса ЦСД опирается на переднюю часть ЦНД-1. Корпусы ЦНД опираются лапами непосредственно на фундаментные рамы, залитые в фундамент.

Для улучшения условий тепловых перемещений корпусов подшипников по фундаментной раме на поверхность фундаментных рам устанавливается антифрикционный материал с низким коэффициентом трения.

Турбина снабжена валоповоротным устройством (ВПУ), которое находится между ЦНД-1 и ЦНД-2.

Валоповоротное устройство вращает валопровод с частотой 3,4 об/мин.

Турбина снабжена системой гидростатического подъема ротора

Для обеспечения правильного режима работы и дистанционного управления системой дренажей при пусках и остановках турбины предусмотрено групповое дренирование через расширители дренажей в конденсатор.

Турбина снабжена паровыми уплотнениями. Концевые и диафрагменные уплотнения на валу турбины лабиринтного типа, эластичные сегменты уплотнительных колец подперты плоскими пружинами. Установка обжимных уплотнений обеспечивает сохранение центровки в процессе прогрева турбины.

Конструкция уплотнений обеспечивает отсутствие выхода пара в машинный зал.

Общая масса турбины (без конденсатора, вспомогательного оборудования и трубопроводов) составляет 1011 т.

Масса наиболее тяжелых частей турбины для монтажа (нижняя половина ЦНД) – 105 т. Масса наиболее тяжелой части турбины для ремонта – верхняя половина ЦНД в собранном виде – 55 т.

Допустимое количество пусков турбины за весь срок службы из холодного состояния – 100; из неостывшего – 900; из горячего состояния – 2000. Количество пусков или попыток пусков в день (час) не ограничивается.

1.3 Система парораспределения

Парораспределение ЦВД- сопловое. К цилиндру высокого давления турбины свежий пар подводится через два блока клапанов, состоящих из одного стопорного и двух регулирующих клапанов каждый. Блоки клапанов расположены отдельно от ЦВД турбины. После ЦВД пар отводится на промперегрев, а после промперегрева направляется к двум стопорным клапанам ЦСД.

Парораспределение ЦСД - дроссельное. Четыре регулирующих клапана ЦСД расположены непосредственно на ЦСД, управляются двумя сервомоторами.

Стопорные и регулирующие клапаны разгруженного типа. В корпусе каждого стопорного клапана устанавливается паровое сито.

Для опорожнения промперегревателя имеется сбросной клапан, сбрасывающий пар из промперегревателя в конденсатор. Сбросной клапан управляется индивидуальным сервомотором.

Для защиты турбины от обратного потока пара при полном или частичном сбросе нагрузки и при срабатывании защиты турбины на линиях регенеративных отборов устанавливаются обратные клапаны типа КОС которые снабжены гидравлическими сервомоторами. На трубопроводе отбора пара к ПВД-6 и к ТПН в дополнение к обратным клапанам типа КОС установлены двухседельные стопорные клапаны отбора. Приводом СКО являются индивидуальные сервомоторы.

Работа турбины на частичных нагрузках может осуществляться на скользящих параметрах пара, что учтено в схемах регулирования мощности турбины.

1.4 Система регенерации

Регенеративная установка предназначена для подогрева, питательной воды (конденсата турбины) паром, отбираемым из промежуточных ступеней турбины, а также использованием других источников тепла и состоит из:

- Подогревателя замкнутого контура газоохладителей генератора;
- Охладителя пара лабиринтовых уплотнений;
- Четырех подогревателей низкого давления;
- Деаэратора;
- Трех подогревателей высокого давления;
- Конденсатных насосов;

Подогреватель замкнутого контура газоохладителей (ОГК) использует тепло конденсата, циркулирующего в замкнутом контуре, газоохладителей генератора.

В летних условиях конденсат замкнутого контура охлаждается циркуляционной водой.

В охладителе пара уплотнений турбины КПУ- 220-2,5-1А для нагрева конденсата используется тепло паровоздушной смеси, отсасываемой из крайних камер лабиринтовых уплотнений турбины. В охладителе поддерживается абсолютное давление 0,95...0,97кгс/см². Охладитель включен в тракт основного конденсата на участке между охладителем газоохладителей и ПНД-1.

1.5 Тепловая схема турбинного отделения

Основным элементом тепловой схемы турбинной части, определяющим её структуру, является паровая турбина К-500-240-4.

В значительной части конфигурацию схемы определяет промежуточный перегрев пара. Схема основных паропроводов определяет:

- Подвод свежего пара к блоку стопорных клапанов высокого давления (ЦВД) турбину (2 нитками);
- Отвод пара холодного промперегрева после расширения в ЦСД в парогенератор (2 нитками);
- Подвод горячего промперегрева к блоку стопорных клапанов среднего давления высокого давления (ЦСД) турбину (2 нитками);

Расширение в проточной части паровой турбины завершается в двух ЦНД (каждый двух поточный), после чего пар поступает в конденсатор, где происходит его конденсация с отводом скрытого тепла конденсации к потоку циркуляционной воды.

Конденсатор турбины типа 500-КЦС-5 принимает пар из четырех выхлопов ЦНД. Его паровое пространство разделено перегородкой, что позволяет осуществить двухступенчатую конденсацию пара. Для этого в соответствии со схемой, циркуляционная вода проходит последовательно через обе половины конденсатора.

Конденсат из конденсатора конденсатными насосами 1 ступени направляется в систему регенеративного подогрева основного конденсата и питательной воды. Эта система включает восемь нерегулируемых отборов пара и соответственно 8 аппаратов регенеративного подогрева (4ПНД, деаэратор и 3 ПВД) и, кроме того, охладитель пара уплотнений, в качестве первой ступени. Конденсат и питательная вода последовательно подогреваются в следующих теплообменниках:

- Охладитель пара уплотнений КПУ-220-2,5-1;

- Подогреватель Н.Д. №1-смешивающий;
- Подогреватель Н.Д. №2-смешивающий;
- Подогреватель Н.Д. №3;
- Подогреватель Н.Д. №4;
- Деаэратор;
- Подогреватель В.Д. №6;
- Подогреватель В.Д. №7;
- Подогреватель В.Д. №8.

ПНД № 1 и № 2 являются смешивающего, что позволяет практически обнулить недогревы до кипения в теплообменниках с соответствующими повышением КПД турбоустановки. Вместе с тем это решение требует включения в схему нескольких групп конденсатных насосов 1,2,3 ступени.

Основные линии дренажа из корпусов аппаратов, предусматривают каскадный слив конденсата ПНД4 – в ПНД3, из ПНД3- в ПНД 2.

Конденсат охладителя пара уплотнений, с абс давлением 0,97кгс/см², сливается в ПНД1 через гидрозатвор.

После ПНД 4 основной конденсат поступает в деаэратор. Деаэратор питательной воды ДСП-2000-185/7 при нагрузках, близких к номинальной, работает при постоянном давлении 0,7 Мпа. С падением нагрузки ниже 70% номинальной деаэратор переводится в режим скользящего давления.

Из деаэратора после удаления газов с выпаром конденсат поступает в питательную установку. Питательная установка энергоблока состоит из двух питательных турбонасосов, каждый из которых рассчитан на 50% подачи по воде. Общий паротурбинный привод бустерного и питательного насосов от конденсационной турбины имеет переменную частоту вращения (3800-4800 об/мин) для изменения производительности установки по питательной воде.

Группа ПВД состоит из трех последовательно включенных подогревателей с пароохладителями и охладителями дренажа. Конденсат

греющего пара ПВД каскадно сливается деаэратор. Уровень этого конденсата в каждом ПВД поддерживается регулятором уровня, воздействующим на клапан дренажной линии. Для слива конденсата из ПВД6 на частичных нагрузках имеется линия прямого сброса в конденсатор с регулирующим клапаном.

ПВД снабжены общим байпасом защиты от повышения уровня и обводной линией «холодного» питания котла при отключении ПВД. При повышении уровня воды в любом из корпусов ПВД до первого и второго пределов защита сначала отключает группу ПВД, а затем все питательные насосы и энергоблок. На корпусах ПВД устанавливают предохранительные клапаны для защиты от повышения давления, в случае перетока пара из одного корпуса в другой через регуляторы уровня, при отключении ПВД.

Обвязка группы ПВД включает петлю «виолен», т.е. подогрев части питательной воды после ПВД8 в пароохладителе ПВД6. Этот поток после подогрева в пароохладителе ПВД 6 смешивается с основным потоком и направляется в парогенератор.

Основной конденсат после конденсатных насосов 1 ступени проходит 100%-ную очистку в БОУ.

Паровая турбина привода питательного насоса – конденсационного типа со своим конденсатором и своим потоком циркуляционной воды. Подвод пара к приводной турбине производится из отбора на деаэратор. Предусматривается резервный подвод пара от ПСБУ и коллектора собственных нужд блока. Конденсат конденсатными насосами турбопривода типа Кс-50-110-2 перекачивается в линию основного конденсата основной турбины перед БОУ.

В тракте основного конденсата имеется линия отвода конденсата с напора конденсатных насосов 3 ступени на уплотнения питательного насоса. Для охлаждения этого конденсата предусматривается водоводяной

теплообменник, охлаждаемый потоком конденсата после конденсатных насосов 2 ступени.

Потери рабочего тела энергоблока в размере 1-2% расхода пара на турбину восполняются добавкой обессоленной воды из ХВО. На линии ее подачи в конденсатор турбины установлены клапаны регулирования уровня воды в деаэраторе (РУД) на линиях нормальной и аварийной подпитки. Для сброса воды при отмывке проточной части турбины или пароперегревателя котла, от напорного коллектора КЭН-1 предусмотрены сбросные линии в бак грязного конденсата (БГК). Для подачи обессоленной воды на блок при указанных промывках предусмотрена линия от насосов БЗК пропускной способностью 300-400т/ч, присоединенная к трубопроводу перед фильтрами БОУ, отключаемому на этот период от КЭН-1.

Уровень конденсата в конденсаторе поддерживается клапаном регулирования уровня (РУК), установленным на линии конденсата перед ПНД1.

Клапан РУД-1 настроен на постоянную добавку обессоленной воды в конденсатор. При аварийном понижении уровня воды в деаэраторе полностью открывается клапан РУД-1, включается РУД-2 (аварийного действия), что приводит к повышению уровня воды в конденсаторе. В результате срабатывает основной регулятор уровня в конденсаторе (РУК), увеличивается количество конденсата в деаэратор.

Пусковая схема блока – одно байпасная. в схему включена ПСБУ на линии свежего пара со сбросом в конденсатор.

Для обеспечения работы на пуско-остановочных режимах блок имеет подключения к коллектору пара СН или ПСБУ СН (13кгс/см², 375С) следующих потребителей:

- Деаэратор;
- Системы уплотнений паровой турбины;
- Трубопровода питательного насоса;

- Других вспомогательных систем.

2.6 Топливное хозяйство

В качестве основного топлива принят Экибастузский каменный уголь марки КСН (СТ РК 1383-2005) со средней зольностью на сухую массу 42,5-43%. В качестве растопочного топлива – мазут марки 100. Доставка твердого топлива на площадку ГРЭС осуществляется железнодорожным транспортом в полувагонах грузоподъемностью по 70т. Дальность доставки твердого топлива составляет 57 км.

Часовой расход натурального топлива с зольностью 43% и калорийностью 4000ккал/кг при работе энергоблока № 3 на номинальной нагрузке составляет – 302т/ч.

2.6.1 Существующее топливное хозяйство

Существующее топливное хозяйство запроектировано для снабжения топливом 4-х энергоблоков Экибастузской ГРЭС-2. В настоящее время подача топлива производится на действующие энергоблоки ст.№1 и №2.

Доставка топлива на площадку ГРЭС осуществляется в полувагонах г/п по 70 т, вместо 125 т по проекту.

Надвиг полувагонов в ротор вагоноопрокидывателей производится тепловозами ТЭМ-15.

Общая расчетная производительность тракта топливоподачи составляет 2000т/ч.

В состав топливного хозяйства, построенного с двумя первыми энергоблоками ст№1 и №2 , входят следующие основные здания и сооружения:

- Тензометрические вагонные весы ВД-30-2-8, для взвешивания в движении поступающих железнодорожных составов с углем.

- Здание разгрузочного устройства предусмотрено на три вагоноопрокидывателя. Для вагоноопрокидывателя типа ВРС-134, в комплексе с дробильно-фрезерными машинами ДФМ-11А и ленточными питателями В=1600мм, находятся в эксплуатации. Под каждым вагоноопрокидывателем установлено по три ленточных питателя, подающих топливо от бункеров вагоноопрокидывателя на один из ленточных конвейеров №1АБ с различной производительностью за счет изменения скорости вращения 4-х скоростного электродвигателя привода питателя. Над бункерами вагоноопрокидывателя, перекрытых решетками с ячейкой 350х350мм, установлены три дробильно-фрезерные машины для дробления крупных кусков угля, не прошедших через ячейки решеток бункеров. Здание разгрузочного устройства под третий вагоноопрокидыватель недостроено.
- Здание дробильного устройства с четырьмя дробилками типа М20х30Г, производительностью до 1500м³/ч каждой, в комплексе со вспомогательным оборудованием, с пересыпными коробами. В дробильном корпусе осуществляется пересыпка топлива с конвейеров №2АБ в дробилки, где осуществляется дробление рядового топлива до фракции 0-25мм, и далее топливо поступает на конвейеры №3/1АБ. Схемой предусмотрено одновременная работа как двух, так и одной дробилки. Перед каждой дробилкой в пересыпном коробе установлен колосниковый грохот для отсеивания мелкой фракции до 25 мм, которая, минуя дробилки, направляется на конвейеры № 3/1 АБ. Пересыпные короба дробильного корпуса футерованы листовой сталью толщиной 20 мм , а для уменьшения шума под футеровку проложена резиновая прокладка толщиной 10 мм.
- Узел пересыпки №1, из которого топливо подается в главный корпус или склад. Топливо в узел пересыпки поступает из разгрузочного

устройства с помощью, ленточных конвейеров №1АБ, а с угольного склада с помощью ленточных конвейеров №6/2АБ. Из узла пересыпки №1 на склад топливо транспортируется ленточным конвейером №5/1, а в главный корпус топливо транспортируется конвейерами №2АБ. Все пересыпные короба узла пересыпки прямоугольного сечения размером 1,2х1,4м.

- Узел улавливания инородных тел, где осуществляется пересыпка с ленточных конвейеров №3/1АБ на ленточные конвейеры №3/2АБ, а также осуществляется очистка топлива от посторонних предметов (древесной щепы, магнитного металла и других инородных тел). Из узла улавливания инородных тел топливо конвейерами №3/2АБ направляется в башню пересыпки главного корпуса.
- Узел пересыпки №2. В этом узле осуществляется пересыпка топлива с ленточного конвейера №5/1 на ленточный конвейер №5/3, подающего топлива на угольный склад, а также пересыпка топлива с ленточного конвейера №7/1 на ленточные конвейеры №6/2АБ, подающих топливо с угольного склада и далее на ленточные конвейеры основного тракта.
- Загрузочный бункер № 1с тремя качающимися питателями ПКТ-14У2, через который осуществляется загрузка топлива с угольного склада и дозированная подача этого топлива на ленточный конвейер №7/1. Дозировка подачи топлива осуществляется качающимися питателями, диапазон регулирования которых до 70 т/ч.
- Расходный склад угля, емкостью 165000т. Склад механизирован бульдозерами.
- Топливо подача в пределах главного корпуса. Для обеспечения транспортировки топлива и распределения его по бункерам сырого угля котлоагрегатов в пределах действующих энергоблоков №1и№2

главного корпуса задействована система ленточных конвейеров и пересыпок в составе:

1. Башня пересыпки ,где осуществляется пересыпка топлива с ленточных конвейеров №3/2АБ на ленточные конвейеры№ 14АБ. В головной части конвейеров №3/2АБ установлены механизмы для отбора и разделки проб топлива;
2. Две линии конвейеров №14А и №14Б, с шириной ленты В=2000мм, производительностью по 2000т/ч размещенных в галерее отделения трубчатых воздухоподогревателей .каждая линия ленточного конвейера рассчитана на работу 4-х энергоблоков.
3. Ленточные конвейеры №41АБ, №42АБ, которые установлены в галереях бункерных этажерок над бункерами сырого угля по боковым сторонам котлоагрегатов. Распределение топлива по бункерам сырого угля осуществляется с помощью плужковых сбрасывателей, установленных на этих конвейерах. С каждым котлоагрегатом №1 и 2 установлено по шесть бункеров сырого угля. Емкость бункеров сырого угля обеспечивает 5,3- часовой запас натурального топлива.

В узле пересыпки №1, дробильном корпусе и узле улавливания инородных тел установлены железотделители для улавливания магнитного металла из потока топлива, транспортируемого ленточными конвейерами.

Изготовитель существующих ленточных конвейеров- Сызранский турбомеханический завод г.Сызрань, Самарской области.

Для количественного учета топлива, поступающего в главный корпус и на склад на ленточных конвейерах №1АБ,5/1 установлены ленточные весы марки АВП-К-2000, на ленточных конвейерах №3/2АБ марки 4504 ВКУ-200.

В разгрузочном устройстве, дробильном корпусе, башне пересыпки и узлах пересыпки действуют аспирационные установки. Тракт топливоподачи оснащен системой гидроуборки. Сточные воды после аспирации и гидросмыва проходят локальную очистку в отстойниках насосных станций гидросмыва, отстоявшаяся вода багерными насосами направляется в систему ГЗУ, а шлам грейферными кранами из отстойников возвращается на ленточные конвейеры.

Тракт топливоподачи автоматизирован. Щит управления механизмами тракта топливоподачи располагается в служебно-техническом здании.

Предусмотрена механизация ремонтных работ в топливном хозяйстве различными грузоподъемными механизмами.

Подача топлива от разгрузочного устройства до бункеров котлоагрегатов предусматривается двухниточной системой ленточных конвейеров, рассчитанных на трехсменную работу, одна линия является рабочей, другая резервной. Предусмотрена возможность одновременной работы обеих линий системы.

Технологическая схема топливного хозяйства выполнена с учетом резервирования разгрузочного комплекса: две нитки рабочие, одна резервная. Подача топлива от каждого вагоноопрокидывателя осуществляется одним ленточным конвейером с производительностью равной производительности вагоноопрокидывателя.

Все технологические оборудования тракта топливоподачи, начиная с подачи полувагонов в разгрузочное устройство и до бункеров сырого угля включительно, поставляется комплектно со всеми технологическими датчиками, обеспечивающими функции автоматического управления и сигнализации всего тракта топливоподачи, включая задачу автоматической загрузки бункеров сырого угля и функции технологических защит.

3.Методы повышения эффективности работы.

3.1. Организация сжигания твердого топлива по технологии высокотемпературного циркулирующего слоя (ВЦКС).

Технология ВЦКС предусматривает сжигание топлива в псевдооживленном (кипящем слое), что представляет собой совокупность полидисперсных частиц, через которые продувается оживающий воздух со скоростью уноса частиц топлива из топочной камеры котла. При этом частицы топлива находятся во взвешенном состоянии и интенсивно перемешиваются по объёму топки. Благодаря этому улучшается поступление воздуха ко всем частицам топлива и интенсифицируется процесс горения.

Сжигание топлива осуществляется в две стадии. Первая, непосредственно в кипящем слое, куда подаётся первичный воздух, образуется зона пиролиза и газификации топлива. Вторая, в надслоевом пространстве топочной камеры, куда вдувается вторичный воздух и происходит полное дожигание продуктов газификации и тонких фракций топлива.

Кипящий слой формируется на узкой наклонной подвижной решётке, собранной из чугунных вертикальных колосников. Слой формируется из частиц топлива, шлака и золы. Рабочая высота кипящего слоя 300-350 мм. Клинообразная конфигурация топочного пространства по длине и ширине топки позволяет достигать наилучшего качества псевдооживления и максимального контролируемого перемешивания дисперсной среды, что в слоевых топках отсутствует.

Экономические преимущества новой технологии достигаются за счет возможности применения малокалорийных дешевых углей, повышения эффективности выгорания топлива до 93-95% и уменьшения вследствие

этого затрат на уголь на 30-40%, увеличения теплопроизводительности котлов после реконструкции на 30-50% (за счет повышения интенсивности тепло- и массообменных процессов), снижения затрат на ремонт и содержание оборудования в силу уменьшения количества деталей решетки и отсутствия их физического износа и т. д. При этом срок окупаемости реконструкции, в зависимости от конкретных технико-экономических показателей, составляет всего от полугода до двух лет.

3.2. Водяной экономайзер

Водяной экономайзер представляет собой разновидность теплообменника, используемого в стационарных и блочно-модульных котельных и предназначенный для подогрева питательной воды перед её поступлением в котёл за счёт тепла уходящих газов из топки. Применение водяных экономайзеров повышает КПД котельной установки.

Как правило, экономайзеры для котельных изготавливают либо из гладких, либо из ребристых чугунных труб. Для условий более высоких температур и давления применяются стальные гладкие трубы.

Трубы сгибаются в вертикальные змеевики и компоуются в пакеты (обычно высотой до 1 м с разрывами 65-80 см). Такая конструкция максимально удобна для эксплуатации и обслуживания агрегата. Трубы экономайзера располагаются в шахматном порядке, что создает оптимальные условия для теплообмена.

3.3. Система шариковой очистки конденсатора.

Система шариковой очистки (сокращенно СШО) - современное техническое решение. Система шариковой очистки предназначена для поддержания в исходно-чистом состоянии внутренней поверхности трубок конденсатора паровой турбины.

Основной причиной ухудшения вакуума в конденсаторе турбины по сравнению с нормативными значениями (до 90 %) является загрязнение трубок с водяной стороны. Отложения, образующиеся в конденсаторных трубках, ухудшают теплопередачу и являются одной из причин их коррозионного разрушения. Система шариковой очистки – уникальная энергосберегающая технология, дающая быстрый и ощутимый экономический эффект.

Использование: в системах шариковой очистки внутренней поверхности трубок конденсаторов паровых турбин и других теплообменников. Сущность изобретения: система шариковой очистки конденсатора паровой турбины, подключенного к напорному и сбросному циркуляционным водоводам охлаждающей воды, содержит загрузочную камеру для шариков и емкость с ингибитором для их пропитки перед подачей в очищаемые трубки, вакуумный насос (водоструйный эжектор) и два оборудованных запорными клапанами трубопровода, соединяющих загрузочную камеру с емкостью и вакуумным насосом. При работе система накапливает шарики в камере, осуществляет вакуумирование камеры с помощью насоса, пропитку вакуумированных шариков ингибитором из емкости и залповый выброс шариков из камеры в напорный водовод. Цикл повторяют до создания на внутренней поверхности трубок устойчивой пленки. 2 з. п. ф-лы, 2 ил.

Изобретение относится к теплоэнергетике, в частности к системам шариковой очистки внутренней поверхности трубок конденсаторов паровых турбин и других теплообменников. Эти системы находят все более широкое распространение во всем мире, как наиболее эффективное средство для поддержания в чистоте указанных трубок и предотвращения тем самым увеличения их термического и гидравлического сопротивлений, вызывающих ухудшение экономичности работы теплообменника.

Известна система шариковой очистки трубок конденсатора паровой турбины, подключенного к напорному и сбросному циркуляционным водоводам охлаждающей воды, содержащая загрузочную камеру и устройство для транспортировки шариков. Недостаток этой системы заключается в том, что при шариковой очистке происходит удаление не только загрязнений, но и имеющейся на внутренней поверхности трубок тонкой защитной оксидной пленки естественного или искусственного происхождения. Это приводит к существенному ускорению коррозионных процессов и, как следствие, к сокращению срока службы конденсатора.

Известна система шариковой очистки трубок конденсатора паровой турбины, подключенного к напорному и сбросному циркуляционным водоводам охлаждающей воды, содержащая загрузочную камеру, устройство для транспортировки шариков и емкость с ингибитором коррозии. Недостаток этой системы в том, что, хотя восстановление защитной оксидной пленки благодаря действию ингибитора и происходит, но затраты ингибирующего реагента даже при сравнительно небольшой его концентрации оказываются значительными из-за необходимости ее поддержания в огромном расходе воды, требующемся для охлаждения конденсатора, особенно в летнее время. Кроме того, загрязнение охлаждающей воды большим количеством ингибитора неприемлемо, исходя из экологических требований.

Известна система шариковой очистки трубок конденсатора паровой турбины, подключенного к напорному и сбросному циркуляционным водоводам охлаждающей воды, содержащая шарикоулавливающее устройство, загрузочную камеру, устройство для транспортировки шариков и емкость с ингибитором коррозии для их пропитки перед подачей в очищаемые трубки прототип.

Шарики до ввода в конденсатор насыщают ингибитором, используя способность удержания жидкости пористым телом (эффект губки). Такие

предварительно насыщенные ингибитором пористые шарики благодаря своим очищающим свойствам в сочетании со способностью удерживать ингибитор не только очищают внутреннюю поверхность конденсаторных трубок, но и непрерывно покрывают ее тонким слоем защитной пленки. Расход ингибитора в этой системе и соответственно отрицательное экологическое воздействие на порядок меньше, чем в системе. Вместе с тем при реализации системы. возникает проблема заполнения шариков ингибитором, так как обычно практикуемая пропитка упругого пористого тела путем его погружения в жидкость в сжатом виде с последующим освобождением для большой массы циркулирующих в системе шариков слишком сложна, ненадежна и малоэффективна.

Цель изобретения обеспечение надежности, простоты, эффективности и экологической безопасности системы шариковой очистки, предусматривающей предварительную пропитку шариков ингибитором коррозии.

Для достижения указанной цели система шариковой очистки трубок конденсатора паровой турбины, подключенного к напорному и сбросному циркуляционным водоводам охлаждающей воды, содержащая загрузочную камеру для шариков и емкость с ингибитором коррозии для их пропитки перед подачей в очищаемые трубки, дополнительно содержит вакуумный насос и два оборудованных запорными клапанами трубопровода, соединяющих загрузочную камеру с указанной емкостью и вакуумным насосом.

Согласно изобретению вакуумный насос может быть выполнен в виде водоструйного эжектора, всасывающая сторона которого соединена с загрузочной камерой, а напорная со сбросным водоводом трубопроводами, оборудованными запорными клапанами.

При этом дополнительными трубопроводами с запорными клапанами всасывающая сторона эжектора может быть соединена с атмосферой, а

напорная с напорным циркуляционным водоводом, причем запорные клапаны дополнительных трубопроводов заблокированы по схеме "ИЛИ" с запорными клапанами основных соединительных трубопроводов эжектора.

Наличие отличительных признаков по сравнению с прототипом свидетельствует о соответствии предлагаемого изобретения критерию "новизна".

Причинно-следственная связь между отличительными признаками и целью предлагаемого изобретения заключается в том, что наличие вакуумного насоса, подключенного к загрузочной камере, позволяет простым путем обеспечить эффективную пропитку шариков ингибитором, подаваемым в загрузочную камеру после ее вакуумирования.

Выполнение вакуумного насоса в виде водоструйного эжектора, напорная сторона которого соединена со сбросным водоводом, обеспечивает надежное вакуумирование загрузочной камеры простыми средствами.

Соединение эжектора дополнительными трубопроводами с атмосферой и напорным циркуляционным водоводом и блокирование соответствующих запорных клапанов по схеме "ИЛИ" повышают эффективность очистки трубок конденсатора, так как насыщение поступающей в очищаемые трубки воды воздухом повышает равномерность распределения шариков по трубкам и производит дополнительное очищающее воздействие, а переключение линий эжектора позволяет после вакуумирования загрузочной камеры осуществлять упомянутую выше дополнительную функцию насыщения воды воздухом.

Возможность использования изобретения на действующих и строящихся электростанциях позволяет сделать вывод о промышленной применимости изобретения.

Нанесение ингибитора коррозии для создания защитной пленки на внутренней поверхности трубок производится циклично, причем в каждом

цикле выполняются четыре операции: накопление шариков в загрузочной камере, ее вакуумирование, подача в нее ингибитора из емкости, а затем залповый выброс шариков в напорный циркуляционный водовод под действием гидропривода и мембраны.

Наличие вакуумного насоса, подключенного к загрузочной камере, позволяет простым путем обеспечить их эффективную пропитку шариков ингибитором.

Ключевые преимущества:

- Шариковая очистка – это постоянная, автоматизированная, профилактическая система очистки конденсаторов паровых турбин, Исключает коррозию охлаждающих трубок под слоем отложений,
- Снижает давление отработавшего пара в конденсаторе турбины (вакуум),
- Улучшает качество основного конденсата из-за уменьшения присосов охлаждающей воды и, тем самым улучшает водно-химический режим работы блока,
- Снижает затраты на собственные нужды блока за счёт снижения расхода охлаждающей воды на конденсатор турбины и снижения мощности потребляемой циркуляционными насосами,
- Исключает внеплановые остановки блока для очистки охлаждающих трубок с помощью альтернативных периодических методов,
- Повышает надежность блока,
- Улучшает качество основного конденсата из-за уменьшения присосов охлаждающей воды и, тем самым улучшает водно-химический режим работы блока.

При этом:

- Процессы очистки производятся непосредственно во время работы конденсатора с заданной частотой (например, 4 часа в сутки),
- Нет необходимости полной или частичной остановки энергоблока, обезвоживания конденсатора с соответствующим снижением мощности,
- Снижает затраты ручного труда.

В результате внедрения:

Внедрение Системы шариковой очистки полностью заменяет необходимость в других способах очистки, т.е. кроме экономии за счет снижения удельного расхода топлива происходит снижение ремонтно-эксплуатационных затрат.

Экономическая эффективность:

- Снижается топливная составляющая выработки энергии,
- Снижаются затраты на эксплуатацию и собственные нужды.

Экологическая эффективность:

Работа системы шариковой очистки конденсаторов паровых турбин благотворно сказывается на предупреждении образования парникового эффекта:

- Снижаются выбросы SO₂, NO_x, CO₂ вследствие экономии сжигаемого топлива.
- Положительно влияет на экологии водного бассейна вокруг электростанций с прямоточной системой водоснабжения,

поскольку:

Отсутствует повышенный расход охлаждающей воды,

- Снижается тепловое загрязнение окружающей среды,
- Значительно уменьшается объем хлорирования и другой спецобработки воды.

Технико-экономическая эффективность

Внедрение системы шариковой очистки внутренней поверхности трубных систем конденсационных установок паровых турбин является эффективным инновационным решением практически для всех ТЭС и АЭС.

Внедрение указанной системы позволяет:

- добиться высокой эффективности и работоспособности энергетического оборудования, благодаря постоянной теплопередаче в охлаждающих трубках теплообменников и конденсаторов;
- добиться снижения себестоимости электроэнергии и негативного влияния на окружающую среду, вследствие увеличения КПД блока и экономии сжигаемого топлива (в случае ТЭС);
- снизить давление отработавшего пара в конденсаторе турбины (вакуум) при поддержании шариковой очисткой в чистоте охлаждающей поверхности конденсатора;
- снизить затраты на собственные нужды блока за счет снижения мощности потребляемой циркуляционными насосами и за счет снижения оптимального расхода охлаждающей воды на конденсатор турбины;
- исключить внеплановые остановы блока для очистки охлаждающих трубок с помощью альтернативных периодических методов;

- исключить коррозию охлаждающих трубок под слоем отложений, исключить их эрозию из-за попадания крупных загрязнений;
- сократить затраты на ремонт конденсаторов в период плановых остановов;
- повысить надежность блока;
- улучшить качество основного конденсата из-за уменьшения присосов охлаждающей воды и, тем самым, улучшить водно-химический режим работы блока.

Как показывает практика, после качественного внедрения системы шариковой очистки вакуум в конденсаторе стабильно поддерживается на уровне не ниже нормативных значений при любых нагрузках и температурах охлаждающей воды.

4. Расчет тепловой схемы конденсационного энергоблока 500 МВт.

Начальное давление: $P_0=23$ МПа (230 кгс/см²);

Начальная температура пара: $t_0=530$ °С;

Конечное давление пара: $P_k=0,004$ МПа;

Промперегрев осуществляется при давлении 4 Мпа (перед ЧСД) до 530 °С;

Потеря давления на линиях промперегрева пара принимается равной $p_{п.п}=0,1 \cdot p'_{п.п}$

На приводную турбину питательного насоса пар подается из четвертого отбора главной турбины, имеется конденсатор с давлением $p^{п.т.н}_к=0,006$ МПа.

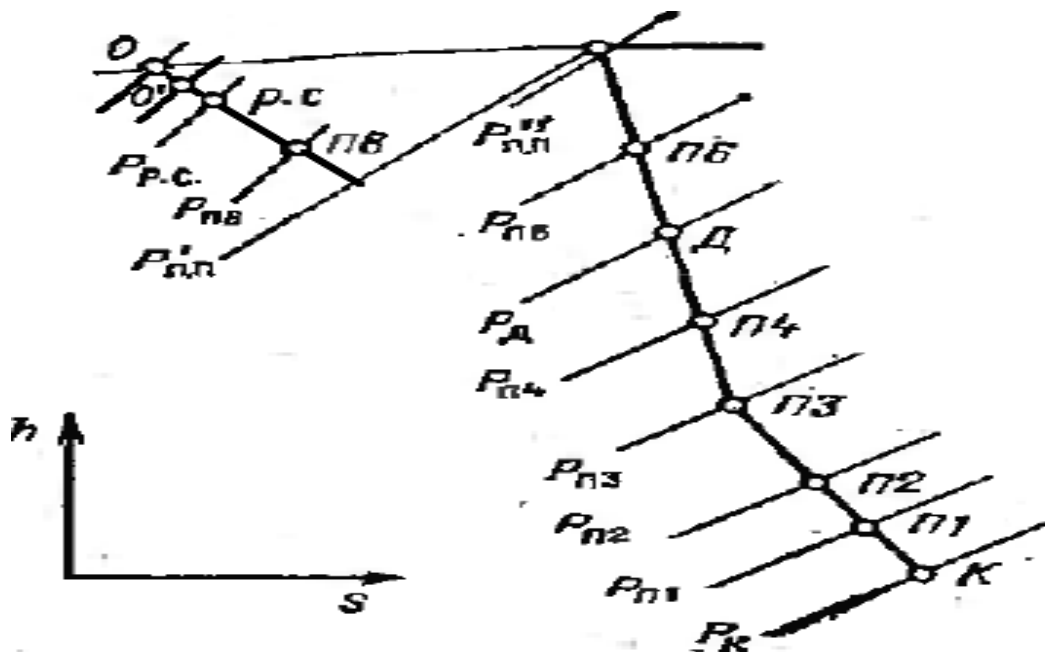
Отсосы из уплотнений турбины турбины и от штоков клапанов используются в деаэраторе ($a_{упл1}=0,01$) и в подогревателе уплотнений ($a_{упл2}=0,005$). Условно принято, что поток пара $a_{упл1}=a_{упл1}+a_{упл2}=0,015$ поступает из паропровода острого пара, имея энтальпию i_0 . Пар на эжекторы ($a_3=0,006$) подается из деаэратора с энтальпией $i_{д.н}$. Потеря на утечку принимается равной $a_{ут}=0,02$, она восполняется испарительной установкой.

В соответствии с технико-экономическими рекомендациями $t_{п.в}=t_{п1}=270$ °С. Вследствие подмешивания потоков из выносных пароохладителей эта температура будет несколько выше. Недогрев воды в ПВД = 4 °С, а для ПНД = 2 °С и остаточный перегрев пара после пароохладителей $v_{п.0}=10$ °С.

В таком случае температура насыщения пара из первого отбора в корпусе подогревателя будет равной $t_{п1}=t_{п1}+v_{п.1}=272$ °С. Этим определяется давление пара в подогревателе: $p_{п.1}=5,66$ МПа. Принимая потерю давления в паропроводах отборов на ПВД равной 6% , получаем необходимое давление в патрубке первого отбора $p_{п.1}=6$ МПа. Давление питательной воды $p_{п.в}=32$ Мпа, тогда удельная энтальпия за П1 $i^B_{п.в}=i^B_{п.1}=1173,08$ кДж/кг.

Давление пара перед ЧСД турбины после помперегрева принято равным 4 Мпа (15-20% p_0). ПВД П2 питается паром из «холодной» нитки промперегрева и с учетом сопротивления линии отбора $r_{п.2}=0,94$, $p'_{п.п}=4.23$ МПа. Соответствующая температура насыщения $t_{2н}=254^\circ\text{C}$. С учетом недогрева $t_{п2}=t_{2н}-v_{ПВД}=250^\circ\text{C}$, и удельная энтальпия воды за подогревателем $i'_{п2}=1085,7$ кДж/кг.

Третий отбор пара осуществляется после точки промперегрева. Параметры третьего и последующих отборов определяются по методу «индифферентной» точки. Для этого необходимо построить i, s -диаграмму процесса.



Процесс расширения пара в турбине в h, s -диаграмме.

Начальная удельная энтальпия пара $i_0=3299$ кДж/кг. Потерю давления на входе острого пара в турбину примем равной 5 %, откуда $p'_0=0,95 p_0=22,9$ МПа.

Адиабатическая энтальпия пара после ЦВД $i'_{п.п.а}=2900$ кДж/кг.

Действительная $i'_{п.п}=i_0-\eta^{ЧВД}_{oi}(i_0-i'_{п.п.а})=3299-0,85*(3299-2900)=2895$ кДж/кг.

Энтальпия пара после промперегрева $i''_{п.п}=3526$ кДж/кг.

Абсолютный внутренний КПД ЧВД турбины:

$$\eta_{i\text{ЧВД}} = \frac{i_0 - i_{\text{п.в.}}}{(i_0 - i_{\text{в.п.в.}})} = \frac{3299 - 2895}{3299 - 1184} = 0,191$$

Индифферентный теплоперепад

$$h_{\text{инд}} = \eta_{i\text{ЧВД}}(i''_{\text{п.п.}} - i'_{\text{п.п.}}) = 0,191 \cdot (3526 - 2895) = 120 \text{ кДж/кг}$$

Удельная энтальпия пара в «индифферентной» точке.

$$I_{\text{инд}} = i''_{\text{п.п.}} - h_{\text{инд}} = 3526 - 120,5 = 3405,5 \text{ кДж/кг.}$$

Давление в «индифферентной» точке $p_{\text{инд}} = 2,85 \text{ МПа}$, температура насыщения

$t_{\text{инд}}^{\text{H}} = 231 \text{ }^\circ\text{C}$. Принимая температурный напор для ПВД $v_{\text{пвд}} = 4 \text{ }^\circ\text{C}$, получаем

$$t_{\text{п.инд}} = 227 \text{ }^\circ\text{C.}$$

Удельная энтальпия конденсата в конденсаторе турбины

$i_{\text{к}}^{\text{B}} = 119,3 \text{ кДж/кг}$. В соответствии с принятой тепловой схемой установки до

«индифферентной» точки должно быть восемь интервалов подогрева воды

(восьмой интервал не реализуется):

$$x_{\text{инд}}/x_3 = x_3/x_4 = x_4/x_5 = x_5/x_6 = x_6/x_7 = x_7/x_8 = x_8/x_9 = m$$

Сумма перепадов удельных энтальпий этих восьми интервалов равна общему приросту энтальпии:

$$i_{\text{пзинд}}^{\text{B}} - i_{\text{к}}^{\text{B}} = x_9 \cdot (1 + m + m^2 + m^3 + m^4 + m^5 + m^6 + m^7) = x_9 \cdot (1 - m^8)/(1 - m)$$

Пологая $m = 1,03$, получаем:

$$x_9 = (i_{\text{пзинд}}^{\text{B}} - i_{\text{к}}^{\text{B}}) \cdot 1 - m / 1 - m^8 = (985 - 119,3) \cdot 1 - 1,03 / 1 - 1,03^8 = 97,63 \text{ кДж/кг}$$

Удельные энтальпии воды после подогревателей:

$$i_{\text{п9}}^{\text{B}} = i_{\text{к}}^{\text{B}} + x_9 = 119,3 + 97,63 = 216,9 \text{ кДж/кг}$$

$$i_{\text{п8}}^{\text{B}} = i_{\text{п9}}^{\text{B}} + m \cdot x_9 = 216,9 + 1,03 \cdot 97,63 = 317,45 \text{ кДж/кг}$$

$$i_{\text{п7}}^{\text{B}} = i_{\text{п8}}^{\text{B}} + m^2 \cdot x_9 = 317,45 + 1,03^2 \cdot 97,63 = 421,02 \text{ кДж/кг}$$

$$i_{\text{п6}}^{\text{B}} = i_{\text{п7}}^{\text{B}} + m^3 \cdot x_9 = 421,02 + 1,03^3 \cdot 97,63 = 527,7 \text{ кДж/кг}$$

$$i_{\text{п5}}^{\text{B}} = i_{\text{п6}}^{\text{B}} + m^4 \cdot x_9 = 637,5 \text{ кДж/кг}$$

$$i_{\text{п4}}^{\text{B}} = i_{\text{п5}}^{\text{B}} + m^5 \cdot x_9 = 750,76 \text{ кДж/кг}$$

$$i_{п3}^B = i_{п4}^B + m^{6*} x_9 = 867,33 \text{ кДж/кг}$$

$$i_{п3инд}^B = i_{п3}^B + m^{6*} x_9 = 983,91 \text{ кДж/кг.}$$

Вычисляются последовательно температуры подогретой воды, насыщенного греющего пара и давления пара в подогревателях.

$$t_{п9} = 48,3^\circ \text{C}; t_{9н} = t_{п9} + v_{пнд} = 48,3 + 2 = 50,3^\circ \text{C}; p_{п9} = 0,0125 \text{ МПа};$$

$$t_{п8} = 71,6^\circ \text{C}; t_{8н} = t_{п8} + v_{пнд} = 71,6 + 2 = 73,6^\circ \text{C}; p_{п8} = 0,036 \text{ МПа};$$

$$t_{п7} = 96,2^\circ \text{C}; t_{7н} = t_{п7} + v_{пнд} = 96,2 + 2 = 98,2^\circ \text{C}; p_{п7} = 0,095 \text{ МПа};$$

$$t_{п6} = 121,7^\circ \text{C}; t_{6н} = t_{п6} + v_{пнд} = 121,7 + 2 = 123,7^\circ \text{C}; p_{п6} = 0,223 \text{ МПа};$$

$$t_{п5} = 148,5^\circ \text{C}; t_{5н} = t_{п5} + v_{пнд} = 148,5 + 2 = 150,5^\circ \text{C}; p_{п5} = 0,48 \text{ МПа};$$

$$t_{п4} = 173,2^\circ \text{C}; t_{4н} = t_{п4} + v_{пнд} = 173,2 + 2 = 175,2^\circ \text{C}; p_{п4} = 0,89 \text{ МПа};$$

$$t_{п3} = 197^\circ \text{C}; t_{3н} = t_{п3} + v_{пнд} = 197 + 4 = 201^\circ \text{C}; p_{п3} = 1,59 \text{ МПа};$$

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

$$p_{п.9} = 0,0137 \text{ МПа};$$

$$p_{п.8} = 0,04 \text{ МПа};$$

$$p_{п.7} = 0,1 \text{ МПа};$$

$$p_{п.6} = 0,24 \text{ МПа};$$

$$p_{п.5} = 0,52 \text{ МПа};$$

$$p_{п.4} = 1 \text{ МПа.}$$

Потеря давления в третьем отборе принята равной 6%. $p_{п.3} = 1,64 \text{ МПа}$.

Давление за ЧСД равно давлению в шестом отборе $p_6 = 0,26 \text{ МПа}$. Удельная энтальпия пара за ЧСД $i_6 = 2795 \text{ кДж/кг}$. $p_k = 0,0031 \text{ МПа}$, получаем $i_k = 2296 \text{ кДж/кг}$. Принимаем $p_d = 0,7 \text{ МПа}$ и $t_d = 170,5^\circ \text{C}$.

Коэффициенты недовыработки пара отборов подсчитываются по формулам:

$$y_1 = \frac{i_1 - i_{п.п} + i''_{пп} - i_k}{i_0 - i_{п.п} + i''_{пп} - i_k} = \frac{3012 - 2895 + 3526 - 2296}{3299 - 2895 + 3526 - 2296} = 0,824;$$

$$y_2 = \frac{i''_{пп} - i_k}{i_0 - i_{п.п} + i''_{пп} - i_k} = \frac{3526 - 2296}{3299 - 2895 + 3526 - 2296} = 0,75;$$

$$y_3 = \frac{i_3 - i_k}{H_i} = \frac{3156 - 2296}{1634} = 0,53;$$

Коэффициенты недовыработки остальных отборов определяются по формулам, аналогичным формуле для u_3 .

Для ПВД при дорогом топливе превышение температуры охлажденного дренажа над температурой входящей воды принимается равным $v_{од} = 7^\circ \text{C}$.

В таком случае для подогревателя П1 $t_{1др} = t_{п2} + v_{од} = 226 + 7 = 233^\circ \text{C}$. При давлении $p_{п1} = 5,62 \text{ МПа}$ удельная энтальпия дренажа $i^B_{1др} = 1097 \text{ кДж/кг}$. Для ПВД П2 $t_{2др} = t_{п3} + v_{од} = 197,9 + 7 = 204,9^\circ \text{C}$. При давлении $p_{п2} = 4,09 \text{ МПа}$ $i^B_{2др} = 865,2 \text{ кДж/кг}$.

Приняв внутренний относительный КПД питательного насоса $\eta^H_{oi} = 0,85$, определим повышение энтальпии воды в питательном насосе:

$$h_{Hi} = \frac{10 \cdot 10 \cdot 10 \cdot v_{ср}(\text{рп.в-рд})}{\eta_{oi}} = \frac{1000 \cdot 0,0011 \cdot (32 - 0,8)}{\eta_{oi} \cdot 0,85} = 40,3 \text{ кДж/кг.}$$

В таком случае энтальпия питательной воды за питательным насосом

$$i^B_{п.н} = i^B_{д} + h_{Hi} = 718,7 + 40,3 = 758,7.$$

Соответствующая температура воды $t_{п.н} = 169,9^\circ \text{C}$. Теперь можно определить температуру дренажа из ПВД П3.

$$t_{3др} = t_{п.н} + v_{од} = 169,9 + 7 = 176,9^\circ \text{C}.$$

При давлении $p_{п3} = 1,64 \text{ МПа}$ $i^B_{3др} = 864 \text{ кДж/кг}$. Для ПНД $v_{од} = 5^\circ \text{C}$. Для ПНД

П5 $t_{5др} = t_{п6} + v_{од} = 121,7 + 5 = 126,7^\circ \text{C}$. При давлении в корпусе

подогревателя $p_{п5} = 0,48 \text{ МПа}$ $i^B_{5др} = 633,6 \text{ кДж/кг}$. Для ПНД П6 $t_{6др} =$

$$t_{п7} + v_{од} = 96,2 + 5 = 101,2^\circ \text{C}. \text{ При давлении } p_{п6} = 0,22 \text{ МПа } i^B_{6др} = 517,4 \text{ кДж/кг.}$$

Остальные подогреватели охладителей дренажа не имеют.

Для охладителя пара второго отбора $t_{п.о2} = t_{2н} + v_{о.п} = 248,7 + 10 = 258,7^\circ \text{C}$ и

энтальпия пара $i_{п.о2} = 2793 \text{ кДж/кг}$. То же для охладителя пара третьего

отбора: $t_{п.о3} = t_{3н} + v_{о.п} = 196,7 + 10 = 206,7^\circ \text{C}$ и соответственно $i_{п.о3} = 2785 \text{ кДж/кг}$.

Расчет тепловой схемы установки следует начинать с внешних узлов. К таким внешним узлам в рассматриваемом случае относится испаритель.

Производительность его по вторичному пару равняется потерям

теплоносителя: $\alpha_{и} = \alpha_{ут} = 0,02$. Приняв температурный напор в испарителе $v_{и} = 15^{\circ} \text{C}$, получим температуру насыщения вторичного пара: $t_{и1н} = t_{и.н} - v_{и} = t_{5н} - v_{и} = 149,2 - 15 = 134,2^{\circ} \text{C}$, откуда давление вторичного пара $p_{и1} = 0,33 \text{ МПа}$. Энтальпия вторичного пара $i_{и1н} = 2723,4 \text{ кДж/кг}$ и воды в испарителе $i_{и1н}^B = 575,3 \text{ кДж/кг}$. Температура питательной воды испарительной воды $t_{о.в} = 30^{\circ} \text{C}$ и ее энтальпия $i_{о.в}^B = 126,1 \text{ кДж/кг}$. Примем продувку испарителя в размере $\alpha_{и1}^{пр} = 0,05 * \alpha_{и1} = 0,001$.

Из уравнения теплового баланса испарителя

$$\alpha_{и5} * (i_5 - i_{5н}^B) * \eta_{и} = \alpha_{и1} * (i_{и1н} - i_{о.в}^B) + \alpha_{и1}^{пр} * (i_{и1н}^B - i_{о.в}^B)$$

$$\alpha_{и5} = \frac{0,02 * (2723,4 - 126,1) + 0,001 * (575,3 - 126,1)}{(3013 - 628,3) * 0,98} = 0,0194.$$

Относительный расход питательной воды

$$\alpha_{п.в} = 1 + \alpha_{ут} + \alpha_{упл} = 1 + 0,02 + 0,015 = 1,035.$$

Из уравнения теплового баланса подогревателя П1

$$\alpha_{п1} * (i_1 - i_{1др}^B) * \eta_{п} = 0,8 * \alpha_{п.в} * (i_{п1}^B - i_{п2}^B) \text{ находим}$$

$$\alpha_{п1} = \frac{0,8 * 1,035 * (1162 - 1062)}{(3012 - 1097) * 0,98} = 0,0441$$

Из уравнения теплового баланса подогревателя П2

$$\alpha_{п2} * (i_{п.о2} - i_{2др}^B) * \eta_{п} + \alpha_{п1} * (i_{1др}^B - i_{2др}^B) * \eta_{п} = 0,9 * \alpha_{п.в} * (i_{п2}^B - i_{п3}^B) \text{ находим}$$

$$\alpha_{п2} = \frac{0,9 * 1,035 * (1062 - 861,7) - 0,0441 * (1097 - 865,2) * 0,98}{(2793 - 865,2) * 0,98} = 0,093$$

Из уравнения теплового баланса подогревателя П3

$$\alpha_{п3} * (i_{п.о3} - i_{3др}^B) * \eta_{п} + (\alpha_{п1} + \alpha_{п2}) * (i_{2др}^B - i_{3др}^B) * \eta_{п} = \alpha_{п.в} * (i_{п3}^B - i_{п.н}^B)$$

находим

$$\alpha_{п3} = \frac{1,035 * (861,7 - 758,7) - (0,0441 + 0,093) * (865,2 - 864) * 0,98}{(2785 - 864) * 0,98} = 0,056$$

Из уравнения теплового баланса пароохладителя ПО2

$$\alpha_{п2} * (i_2 - i_{п.о2}) * \eta_{п} = 0,1 * \alpha_{п.в} * (i_{п.о2} - i_{п2}^B) \text{ находим}$$

$$i_{п.о2}^B = \frac{1062 + 0,093 * (2952 - 2793) * 0,98}{0,1 * 1,035} = 1202$$

Из уравнения теплового баланса пароохладителя ПО3

$\alpha_{п3}(i_3 - i_{п.03}) * \eta_{п} = 0,1 * \alpha_{п.в} * (i_{п.03} - i_{п3}^B)$ находим

$$i_{п.03}^B = \frac{881,61 + 0,0548 * (3273 - 27,99)}{0,1 * 1,035} = 1144,72$$

Из уравнения теплового баланса смешения основного потока питательной воды с потоками воды, прошедшими через пароохладители,

$0,8 * \alpha_{п.в} * i_{п.в}^B + 0,1 * \alpha_{п.в} * i_{п.02}^B + 0,1 * \alpha_{п.в} * i_{п.03}^B = \alpha_{п.в} * i_{п.в.}^B$ энтальпия питательной воды после точки смешения

$$i_{п.в.}^B = 0,8 * 1180 + 0,1 * 1218,3 + 0,1 * 1072,8 = 1173,08 \text{ кДж/кг}$$

Из уравнения материального баланса деаэратора

$\alpha_{п.в} = \alpha_{п1} + \alpha_{п2} + \alpha_{п3} + \alpha_{упл1} - \alpha_3 + \alpha'_{к.н} + \alpha_{д4} + \alpha_{и1}$ находим

$$\alpha'_{к.н} = 1,035 - 0,0441 - 0,093 - 0,056 - 0,01 + 0,006 - 0,02 - 0,051 = 0,7669$$

Из уравнения теплового баланса деаэратора

$$(\alpha_{п1} + \alpha_{п2} + \alpha_{п3}) * i_{3др}^B + \alpha_{упл1} * i_0 + \alpha'_{к.н} * i_{п.5}^B + \alpha_{д4} * i_4 - \alpha_3 * i_{д.н} + \alpha_{и1} * i_{и1н}^B = \alpha_{п.в} * i_{д.н}^B / \eta_{п}$$

$i_{д.н}^B / \eta_{п}$

$$\alpha_{д4} = 0,051$$

Доля расхода пара на приводную турбину питательного насоса

$$\alpha_{т.п.} = \frac{\alpha_{п.в} * h_{а.н}}{H_{т.п} * \eta_{н} * \eta_{т.п. мех}} = \frac{1035 * 0,0011 * (32 - 0,8)}{(3178,2 - 2454) * 0,813} = 0,0616$$

Из уравнения теплового баланса ПНД П5

$\alpha_{п5} * (i_5 - i_{5др}^B) * \eta_{п} = \alpha'_{к.н} * (i_{п.5}^B - i_{к.и}^B)$ или $\alpha_{п5} * (3013 - 633,6) * 0,98 = 0,7803 * (621,4 - i_{к.и}^B)$, находим

$$\alpha_{п5} = 0,266 - 0,000334 * i_{к.и}^B \quad (1.1)$$

Из уравнения теплового баланса конденсатора испарителя

$\alpha_{и1} * (i_{и1н} - i_{и1н}^B) * \eta_{п} = (\alpha'_{к.н} - \alpha_{п5} - \alpha_{и5} - \alpha_{п6}) * (i_{к.и}^B - i_{п.6}^B) + (\alpha_{п5} + \alpha_{и5} + \alpha_{п6}) * (i_{к.и}^B - i_{6.н}^B)$ или

$0,02*(2723,4-576,2)*0,98= (0,7669- 0,266+0,000334*i_{к.и}^B-0,0217- \alpha_{п6})*$
 $(i_{к.и}^B-527,7)+(0,266- 0,000334* i_{к.и}^B+0,0217+ \alpha_{п6})*(i_{к.и}^B-529,2)$, находим

$$i_{к.и}^B = 552 + 8,19* \alpha_{п6} \quad (1.2)$$

Из (1.1) и (1.2) следует:

$$\alpha_{п5}=0,0171-0,00223* \alpha_{п6} \quad (1.3)$$

Из уравнения теплового баланса подогревателя П6

$$\alpha_{п6}*(i_6- i_{6 дp}^B)* \eta_{п}+ \alpha_{и5}*(i_{5н}^B- i_{6 дp}^B)* \eta_{п}=(\alpha'_{к.н}- \alpha_{п5}- \alpha_{и5}- \alpha_{п6})*(i_{п6}^B- i_{п7}^B)$$

или

$$\alpha_{п6}*(2832-517,4)*0,98+0,0194*(618-517,4)*0,98+(0,0171-0,00223* \alpha_{п6})*$$

$$(\alpha_{п6})*(633,6-517,4)*0,98 = (0,7669-0,0171+0,00223* \alpha_{п6} -0,0194- \alpha_{п6})*(527,7-$$

$$421,02), \text{ находим } \alpha_{п6}= 0,0253; \text{ из (1.2) следует } i_{к.и}^B = 552,2 \text{ кДж/кг и из (1.3)}$$

$$\alpha_{п5}=0,017$$

Из уравнения теплового баланса подогревателя П7

$$\alpha_{п7}*(i_7- i_{7н}^B)* \eta_{п}=(\alpha'_{к.н}- \alpha_{п5}- \alpha_{и5}- \alpha_{п6}- \alpha_{п7}- \alpha_{п8})*(i_{п7}^B- i_{п8}^B)+(\alpha_{п7}+ \alpha_{п8})*$$

$$(i_{п7}^B- i_{п8}^B), \text{ или}$$

$$\alpha_{п7}*(2698-405)*0,98=(0,7669-0,017-0,0194-0,0253- \alpha_{п7}- \alpha_{п8})*(421,02-$$

$$317,45)+(\alpha_{п7}+ \alpha_{п8})*(421,02-317,45)$$

имеем

$$\alpha_{п7}= 0,0318-0,00263* \alpha_{п8} \quad (1.4)$$

Из уравнения теплового баланса подогревателя П8

$$\alpha_{п8}*(i_8- i_{8н}^B)* \eta_{п}+ \alpha_{п7}*(i_{7н}^B- i_{8н}^B)* \eta_{п}=(\alpha'_{к.н}- \alpha_{п5}- \alpha_{и5}- \alpha_{п6}- \alpha_{п7}- \alpha_{п8})*(i_{п8}^B- i_{п9}^B)$$

$$\alpha_{п8}=(2615-301)*0,98+ \alpha_{п7}*(405-301)*0,98=(0,7669-0,017-0,0194-0,0253-$$

$$\alpha_{п7}- \alpha_{п8})*(317,45-216,3)$$

$$\text{с учетом (1.4) } \alpha_{п8} = 0,0273 \quad \alpha_{п7} = 0,0316$$

Из уравнения теплового баланса подогревателя уплотнений ПУ

$$\alpha_{упл2}*(i_0- i_{п.у.н}^B)* \eta_{п} = \alpha_{к.н}*(i_{п.у}^B- i_{к}^B)$$

при $p_{п.у}=01 \text{ МПа}$ $i_{п.у.н}^B=417,5 \text{ кДж/кг}$

$$\alpha_{к.н} = (\alpha'_{к.н} - \alpha_{п5} - \alpha_{и5} - \alpha_{п6} - \alpha_{п7} - \alpha_{п8}) = (0,7669 - 0,017 - 0,0194 - 0,0253 - 0,0316 - 0,0273) = 0,6463, \text{ имеем}$$

$$0,005 * (3299 - 415,3) * 0,98 = 0,646 * (i_{п.у}^B - 111,8)$$

Откуда $i_{п.у}^B = 122$ кДж/кг. При $p_{к.н} = 2$ МПа $t_{п.у} = 33,2$ °С.

Из уравнения теплового баланса подогревателя эжекторов ПЭ

Пологая при $p_{п.э} = 0,1$ МПа $i_{п.э.н}^B = 417,5$ кДж/кг, получаем равенство

$$0,006 * (2738,3 - 415,3) * 0,98 = 0,646 * (i_{п.э}^B - 122)$$

Откуда $i_{п.э}^B = 142,3$ кДж/кг. При $p_{к.н} = 2$ МПа $t_{п.э} = 37,8$ °С.

Из уравнения теплового баланса подогревателя П9

$$\alpha_{п9} * (i_9 - i_{9н}^B) * \eta_{п} = \alpha_{к.н} * (i_{п9}^B - i_{п.э}^B)$$

$$\alpha_{п9} = \frac{0,646 * (208 - 147,2)}{(2482 - 210) * 0,98} = 0,0176$$

Доля расхода пара в конденсатор турбины

$$\alpha_{к} = 1 - \alpha_{п1} - \alpha_{п2} - \alpha_{п3} - \alpha_{д4} - \alpha_{т.п4} - \alpha_{п5} - \alpha_{и5} - \alpha_{п6} - \alpha_{п7} - \alpha_{п8} - \alpha_{и9} = 1 - 0,0441 - 0,093 - 0,056 - 0,0283 - 0,0612 - 0,017 - 0,0194 - 0,0253 - 0,0316 - 0,0273 - 0,0176 = 0,579$$

В качестве проверки правильности расчета определим расход основного конденсата из уравнения материального баланса конденсатора турбины:

$$\alpha_{к.н} = \alpha_{к} + \alpha_{п9} + \alpha_{п.э} + \alpha_{упл2} + \alpha_{т.п} = 0,579 + 0,0176 + 0,006 + 0,005 + 0,0616 = 0,669$$

Результат совпал с полученным ранее значением.

Расход пара турбиной при чисто конденсационном режиме

$$D^k = \frac{N}{(i_0 - i_{п.п} + i_{п.п} - i_k) * \eta_{мех} * \eta_{г}} = \frac{500}{(3299 - 2900 + 3526 - 2296) * 0,993 * 0,99} = 312 \text{ кг/с}$$

Далее определяется сумма произведений $\alpha_i y_i$. Коэффициент недовыработки пара отбора на приводную турбину насоса рассчитывается по неиспользованному 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

$$y_{т.п} = \frac{i_{т.п} - i_{т.п}}{i_0 - i_{т.п} + i_{т.п} - i_k} = \frac{i_4 - i_k}{i_0 - i_{п.п} + i_{п.п} - i_k} = y_4$$

В таком случае

$$\begin{aligned} \alpha_i y_i &= \alpha_{п1} y_{п1} + \alpha_{п2} y_{п2} + \alpha_{п3} y_{п3} + (\alpha_{д4} + \alpha_{т.п4}) * y_4 + (\alpha_{п.5} + \alpha_{и5}) * y_5 + \alpha_{п6} y_{п6} + \alpha_{п7} y_{п7} + \\ &\alpha_{п8} y_{п8} + \alpha_{п9} y_{п9} = \\ &= 0,0441 * 0,824 + 0,093 * 0,75 + 0,056 * 0,53 + (0,0283 + 0,0612) * 0,492 + (0,017 + \\ &+ 0,0194) * 0,421 + 0,0253 * 0,332 + 0,0316 * 0,273 + 0,0273 * 0,181 + 0,0176 * 0,0936 = \\ &= 0,233 \end{aligned}$$

Расход острого пара в турбину

$$D = \frac{D_k}{1 - \alpha_i y_i} = \frac{312}{1 - 0,233} = 406 \text{ кг/с}$$

Расход питательной воды

$$D_{п.в} = \alpha_{п.в} D = 1,035 * 406 = 416$$

Расходы пара в отборы

$$D_{п.1} = \alpha_{п1} * D = 17,9 \text{ кг/с}$$

$$D_{п.2} = \alpha_{п2} * D = 37,7 \text{ кг/с}$$

$$D_{п.3} = \alpha_{п3} * D = 22,7 \text{ кг/с}$$

$$D_{д.4} = \alpha_{д4} * D = 11,4 \text{ кг/с}$$

$$D_{т.п4} = \alpha_{т.п4} * D = 24,8 \text{ кг/с}$$

$$D_{п.5} = \alpha_{п5} * D = 6,9 \text{ кг/с}$$

$$D_{и.5} = \alpha_{и.5} * D = 7,87 \text{ кг/с}$$

$$D_{п.6} = \alpha_{п6} * D = 10,2 \text{ кг/с}$$

$$D_{п.7} = \alpha_{п7} * D = 12,8 \text{ кг/с}$$

$$D_{п.8} = \alpha_{п8} * D = 11 \text{ кг/с}$$

$$D_{п.9} = \alpha_{п9} * D = 7,14 \text{ кг/с}$$

$$D_k = \alpha_{пк} * D = 235,15 \text{ кг/с}$$

Мощность привода турбонасоса

$$N = \frac{D_{п.в} \cdot v_{ср} \cdot (p_n - p_v)}{\eta_{тп.мех} \cdot \eta_n} = \frac{416 \cdot 0,0011 \cdot (32 - 0,8)}{0,98 \cdot 0,83} = 17,61 \text{ МВт}$$

Расход протечек пара через уплотнения

$$D_{упл} = D_{упл1} + D_{упл2} = 3,792 + 1,89 = 5,682$$

Расход пара на эжектор из деаэратора

$$D_э = \alpha_э \cdot D = 2,425 \text{ кг/с}$$

Потери с утечками пара и конденсата

$$D_{ут} = \alpha_{ут} \cdot D = 8,08 \text{ кг/с}$$

Удельный расход пара

$$d = \frac{3,6 \cdot D}{N} = \frac{3,6 \cdot 406}{500} = 2,92 \text{ кг/(кВт} \cdot \text{ч)}$$

Расход химически очищенной воды

$$D_{о.в} = (\alpha_{и1} + \alpha_{и1}^{пп}) \cdot D = (0,02 + 0,001) \cdot 404,248 = 8,489 \text{ кг/с}$$

Расход дистиллянта в испарителе

$$D_{и1} = \alpha_{и1} \cdot D = 8,08 \text{ кг/с}$$

Расход продувки испарителя

$$D_{и1}^{пп} = \alpha_{и1}^{пп} \cdot D = 0,404 \text{ кг/с}$$

Расход пара на турбогенераторную установку

$$D_{т.у} = D + D_{упл} = 404,248 + 5,682 = 409,93 \text{ кг/с}$$

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

$$N_{п1} = 10^{-3} \cdot D_{п1} \cdot (i_0 - i_1) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot 17,9 \cdot (3299 - 3012) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 5,03$$

МВт

$$N_{п2} = 10^{-3} \cdot D_{п2} \cdot (i_0 - i'_{п.п}) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot 37,7 \cdot (3299 - 2900) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 14,7 \text{ МВт}$$

$$N_{п3} = 10^{-3} \cdot D_{п3} \cdot (i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_3) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot 22,7 \cdot (3299 - 2900 + 3526 - 3285) \cdot 0,993 \cdot 0,99 = 14,32 \text{ МВт}$$

$$N_{д} + N_{т.п} = 10^{-3} \cdot (D_{д4} - D_{т.п4}) \cdot (i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_4) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{г} = 10^{-3} \cdot (11,4 - 24,8) \cdot (3299 - 2900 + 3526 - 3176) = 26,6 \text{ МВт}$$

$$N_{п5}=10^{-3} * D_{п5} * (i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_5) * \eta_{мех} * \eta_{г} = 13,24 \text{ МВт}$$

$$N_{п6}=10^{-3} * D_{п6} * (i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_6) * \eta_{мех} * \eta_{г} = 10,95 \text{ МВт}$$

$$N_{п7}=10^{-3} * D_{п7} * (i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_7) * \eta_{мех} * \eta_{г} = 15,43 \text{ МВт}$$

$$N_{п8}=10^{-3} * D_{п8} * (i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_8) * \eta_{мех} * \eta_{г} = 14,16 \text{ МВт}$$

$$N_{п9}=10^{-3} * D_{п9} * (i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_9) * \eta_{мех} * \eta_{г} = 10,12 \text{ МВт}$$

$$N_{пк}=10^{-3} * D_{пк} * (i_0 - i'_{п.п} + i''_{п.п} - i_k) * \eta_{мех} * \eta_{г} = 365,9 \text{ МВт}$$

Суммарная мощность потоков пара в турбине $N_i = 484 \text{ МВт}$

Расход тепла турбогенераторной установкой

$$Q_{т.у} = D_{т.у} * (i_0 - i_{п.в}^B) + (D - D_{п1} - D_{п2}) * (i''_{п.п} - i'_{п.п}) - D_{п.и} * (i_{п.в}^B - i_{о.в}^B) - D_{п1}^{пр} * (i_{п1н}^B - i_{о.в}^B) = 412,3 * (3299 - 1153) + (406 - 17,9 - 37,7) * (3526 - 2900) - 8,16 * (1173,08 - 125,7) - 0,43 * (576,2 - 126,1) = 1\,172\,826 \text{ кВт}$$

Коэффициент полезного действия турбогенераторной установки

$$\eta_{ту} = N / Q_{т.у} = 500\,000 / 1\,172\,826 = 0,426$$

Паровая нагрузка котельной установки

$$D_{к.у} = D_{т.у} + D_{у.т} = 412,3 + 8,16 = 420,46 \text{ кг/с}$$

Тепловая нагрузка котельной установки

$$Q_{к.у} = D_{к.у} * (i_{п.е} - i_{п.в}^B) + (D - D_{п1} - D_{п2}) * (i_{п.п.к2} - i_{п.п.к1}) = 420,46 * (3324 - 1173,08) + (406 - 17,9 - 37,7) * (3554,6 - 2967,4) = 1\,166\,961 \text{ кВт}$$

Коэффициент полезного действия трубопроводов

$$\eta_{т.р} = Q_{т.у} / Q_{к.у} = 1\,172\,826 / 1\,166\,961 = 0,995$$

КПД котельной установки $\eta_{к.у} = 0,94$, получаем КПД электростанции

$$\eta_{с.г} = \eta_{т.у} * \eta_{т.р} * \eta_{к.у} = 0,426 * 0,995 * 0,94 = 0,4$$

Удельный расход условного топлива

$$b_y = 0,123 / \eta_{с.г} = 0,123 / 0,4 = 0,307 \text{ кг/(кВт*ч)}$$

5. Безопасность жизнедеятельности.

Принятые объемно-планировочные решения и специальные конструктивные решения имеют цель создать наиболее комфортные условия для персонала, работающего на своих постоянных местах, обеспечить безопасность труда и устранить возможные воздействия на организм человека.

В целях создания благоприятных условий труда на рабочих местах и в рабочих зонах во всех зданиях и сооружениях ГРЭС предусматривается поддержание необходимой температуры в соответствии с требованиями строительных норм и правил, что обеспечивается системами отопления и вентиляции (естественной и приточной). В холодное время года приточный воздух подогревается до необходимой температуры.

В местах образования вредных выбросов, загрязняющих воздух рабочей зоны, предусмотрены местные отсосы.

Для бытовых целей предусмотрено горячее водоснабжение. Проектом так же предусмотрены мероприятия по борьбе с шумом и вибрацией.

Объемно-планировочные и конструктивные мероприятия, предусмотренные в строительной и технологической частях проекта, позволяют снизить уровень шума в местах постоянного пребывания персонала до 60-90 дБА, что соответствует СНиП 245-71 и ГОСТ 12.1.003-83

Звукоизоляция и защита от шума достигается следующими мероприятиями:

- блочные щиты, центральный щит управления вынесены в отдельное здание, имеющие, специальные звукоизолирующие конструкции стеновых ограждений и перекрытий;
- для защиты от шума персонала, находящегося непосредственно у работающего оборудования применяются индивидуальные средства защиты – противозумные наушники ЦНИИОТ и «Беруши»;
- на период ремонтов предусматривается защита ремонтного персонала с помощью шумопоглощающих экранов.

Для уменьшения шума, создаваемого работающим оборудованием проектом предусмотрено:

- вентиляционное оборудование вытяжных и приточных систем устанавливается в основном в отдельных выгороженных помещениях (венткамерах);
- вентиляционные и насосные агрегаты устанавливаются на виброизолирующих основаниях, присоединение воздухопроводов к вентиляторам осуществляется при помощи гибких вставок (компенсаторов);
- в системах кондиционирования воздуха предусматривается устройство шумоглушителей, а само оборудование устанавливается на амортизирующих прокладках;
- основное и вспомогательное оборудование в соответствии с техническими условиями заводов-изготовителей имеет конструкцию обеспечивающую выполнение требований ГОСТ 12.1.003-83 по уровню звука на постоянных рабочих местах;
- турбины и другие вращающиеся агрегаты, а так же трубопроводы имеют тепловую изоляцию, поглощающую также и шумы.

Проектом предусмотрено наличие свободных проходов и ремонтных площадок.

Мероприятия по защите персонала от вибрации состоят в следующем:

- в соответствии с техническими условиями заводов изготовителей на поставку турбинных агрегатов, уровень вибрации механизмов ограничен величиной, обеспечивающих на рабочих местах соблюдение ГОСТ 12.1.012.78;
- для ограничения возможной передачи вибрации к рабочим местам под все оборудование, являющееся источником вибрации, устанавливаются самостоятельные фундаменты островного типа.

Естественное и искусственное освещение выполняется в соответствии с действующими нормами СНиП II-4-79 «Естественное и искусственное освещение».

Электрическое освещение в помещениях предусматривается двух видов: рабочее и аварийное. Напряжение осветительной сети в зданиях и сооружениях 380/220 В.

В помещениях, где постоянно находится рабочий персонал, применяются газоразрядные лампы. Общее освещение главного корпуса выполнено ртутными лампами в сочетании с лампами накаливания.

Освещение складов, железнодорожных путей осуществляется прожекторами. Дороги и проезды на территории станции освещены газоразрядными лампами.

Основным источником избыточного тепла на станции являются: нагретые поверхности парогенераторов, турбин, паропроводов, теплообменников, тепловыделения от электродвигателей и солнечной радиации через оконные проемы.

Согласно ГОСТ 12.4.123-83 ССБТ «Средства защиты от инфракрасного излучения» допустимое облучение составляет 350 Вт/м^2 .

Для защиты обслуживающего персонала от избыточного тепла предусмотрены следующие мероприятия:

- покрытие излучающих поверхностей тепловой изоляцией;
- удаление избыточного тепла при помощи вентиляции;
- использование отражающих экранов.

5.1. 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 сооружены из малотеплопроводных материалов, не задерживающих осажденную пыль. Наличие больших оконных проемов и фонарей обеспечивает хорошую освещенность. При нормировании освещения руководствуются СНиП 11-4-79 «Естественное и искусственное освещение» и производится с помощью коэффициента естественной освещенности.

Таблица 4.8 Допустимые параметры при работе

Период Года	Темпе ратура, °С	Относит ельная 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 оценивают по освещенности заданной поверхности. При этом учитываются 4 момента:

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

В процессе производственной деятельности возможно прикосновение человека к металлическим поверхностям оборудования, которое может оказаться под действием электрического тока. Общими мерами защиты человека от поражения электрическим током: заземление, зануление, защитное отключение.

В цехе будет установлено защитное заземление согласно ПУЭ-85, исключающее применение дополнительных мер и средств защиты.

Отвод статического электричества на общий контур осуществляется с учетом требований ГОСТ 12.4.124-83 «Средства защиты от статического электричества».

5.2. Меры противопожарной безопасности

На станции выполнена кольцевая замкнутая система пожарной воды. Используются 4 НПЖ (насоса пожаротушения). Насосы расположены на береговой насосной станции БНС, всасы берутся с аванкамер циркуляционных насосов. На каждый ряд главного корпуса отводится собственный коллектор пожарной воды , отдельные трубопроводы ведут на топливоподачу, транспорт, химцех, пусковую отопительную котельную, мазутное хозяйство и т.д.

Пожарные краны расположены равноудаленно друг от друга на всех отметках, имеющих статус пожароопасного места. В виде отдельной линии выполнены:

- пожаротушение кровли (внутренняя разводка) ;
- сухотрубы на тушение внешней части кровли ;
- лафетные стволы на гашение очагов в случае возгорания кровли и невозможности подойти достаточно близко.

В котельном и турбинном отделении главного корпуса установлены пожарные посты, укомплектованные индивидуальными средствами пожаротушения, как то : огнетушители пенные и углекислотные, лопаты, багры, песок, переходники на рукава, сами рукава и т.д.

5.3. Расчет искусственного освещения

Исходные данные:

Габариты турбинного отделения главного корпуса котлотурбинного цеха:

длина $A = 50$ метров

ширина $B = 30$ метров

высота $h = 26$ метров

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 4.12

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 из МУ:

$$h_{\text{расч.}} = h_{\text{зд}} - (h_{\text{р}} + h_{\text{св}}) = 26 - (20 + 0,5) = 5,5 \text{ метра} \quad (4.14)$$

наивыгоднейшее расстояние между светильниками определяются по формуле

$$Z = N \cdot h = 1,2 \cdot 5,5 = 6,6 \text{ м} \quad (4.16)$$

$$L = Z/2 = 3,3 \text{ м} \quad (4.17)$$

Принимаем расстояние между лампами 6,0 метра, от стен 3,0 метра. Всего в турбинном отделении $(50 - 3,0 - 3,0)/6,0 = 7$ рядов по $30/3 - 1 = 9$ ламп в каждом ряду.

Определение индекса помещения по формуле

$$i = \frac{A \cdot B}{n(A + B)} = \frac{50 \cdot 30}{8(50 + 30)} = 2,34 \quad (4.18)$$

Коэффициент использования $\eta = 45\%$

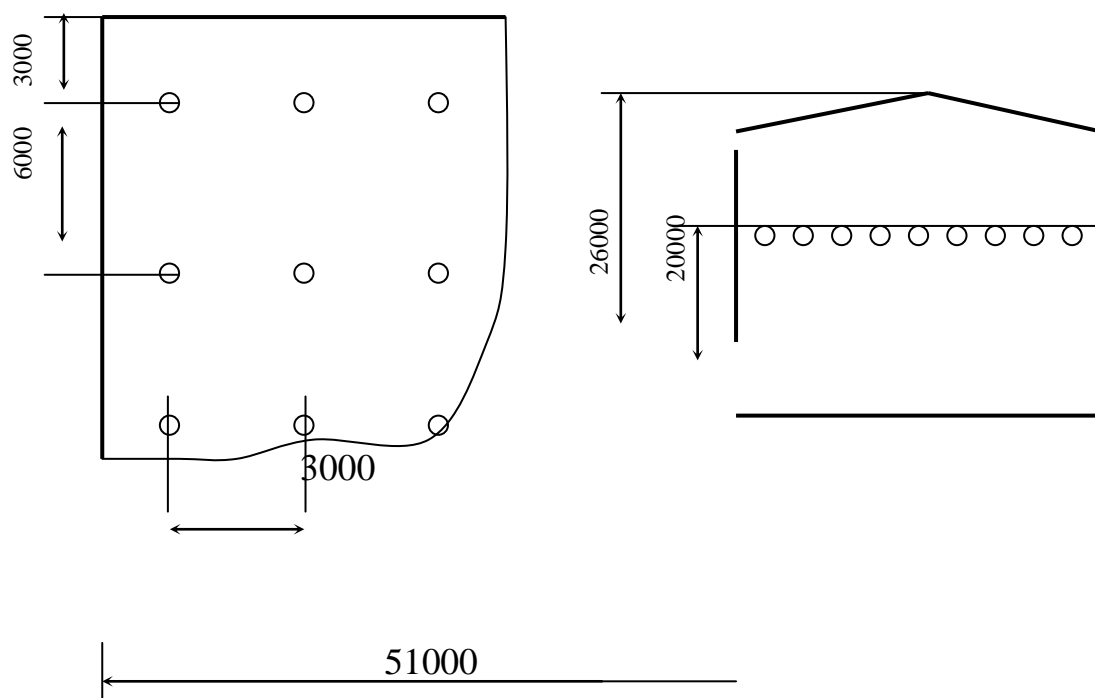
Коэффициент запаса $K_3 = 1,5$

Световой поток

$$\Phi = \frac{E \cdot K_3 \cdot S \cdot Z}{N \cdot \eta} = \frac{100 \cdot 1,5 \cdot 1500 \cdot 6}{59 \cdot 16 \cdot 0,45} = 3177 \text{ ЛМ} \quad (4.19)$$

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 63 штук, расстояние между рядами 6 метров в ряду между лампами 3 метра.



5.4 Расчет выбросов загрязняющих веществ

Характеристика Экибастузского угля.

Влажность – $W = 7,0\%$

Зольность – $A = 44,0\%$

Теплота сгорания – $Q_n = 16750$ кДж/кг

Содержание серы – 0,3%

Содержание азота - 0,3%

Температура уходящих газов, °С 130

Расход топлива, т/ч 270 (75 кг/с)

Твердые частицы

Твердые частицы, присутствующие в дымовых газах, представляют собой совокупность летучей золы и несгоревшего в топке топлива (кокса). Массовый выброс твердых частиц M_3 (г/с или т) вычисляется по одному из нижеприведенных балансовых уравнений:

$$M_3 = 0,01 B a_{ун} A^p (1 - \eta_{3у})$$

$$M_3 = 0,01 * 75 * 1,7 * 0,44 * (1 - 0,006) = 0,558 \text{ кг/с.}$$

или при отсутствии экспериментальных данных о содержании горючих в уносе:

где B – расход натурального топлива;

A^p – зольность топлива на рабочую массу, %;

$a_{ун}$ - доля золы, уносимой газами из котла (доля золы топлива в уносе, принимается в соответствии с данными, приведенными в таблице 2.2);

$\eta_{3у}$ - доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителях, с учетом залповых выбросов;

Оксиды серы SO_x

Суммарное количество образовавшихся при сжигании сернистых топлив оксидов серы SO_x = SO₂ + SO₃ принято определять в пересчете на диоксид серы SO₂. Расчет массового выброса оксидов серы M_{SO₂} (г/с) выполняется по следующему балансовому стехиометрическому выражению:

$$M_{SO_2} = 0.2 \cdot B \cdot S^P (1 - \eta'_{SO_2})(1 - \eta''_{SO_2})(1 - \eta^c_{SO_2} \frac{n_0}{n_k}),$$

$$M_{SO_2} = 0.2 \cdot 75 \cdot 0.3(1 - 0.02) \left(1 - 0.9 \cdot \frac{8400}{8400} \right) = 0.441 \text{ (кг/с)}$$

где B – расход натурального топлива, кг/с;

S^P – содержание серы в топливе на рабочую массу, %;

η'_{SO_2} – доля оксидов серы, связываемых летучей золой в газоотходах котла;

зависит от зольности топлива и содержания свободной щелочи в летучей золе;

η''_{SO_2} – доля оксидов серы, улавливаемых в золоуловителе;

$\eta^c_{SO_2}$ – доля оксидов серы, улавливаемых в установках сероочистки дымовых газов, величина принимается по паспортным данным установки;

n₀, n_k – длительность работы установки сероочистки и котла соответственно, ч/год.

Доля оксидов серы η''_{SO_2} , улавливаемых в сухих золоуловителях (электрофилтрах, батарейных циклонах), принимается равной нулю.

Таблица 2.4

Величины коэффициента η'_{so_2} при факельном сжигании топлив

Топливо	η'_{so_2}
Торф	0,015
Сланцы эстонские и ленинградские	0,8
Сланцы других месторождений	0,5
Экибастузский уголь	0,02
Березовские угли Канско-Ачинского бассейна	
- для топок с твердым шлакоудалением	0,5
- для топок с жидким шлакоудалением	0,2
Другие угли Канско-Ачинского бассейна	
- для топок с твердым шлакоудалением	0,2
- для топок с жидким шлакоудалением	0,05
Угли других месторождений	0,1
Мазут	0,02
Газ	0

Оксиды азота

Суммарный массовый выброс оксидов азота NO_x в пересчете на NO_2 (г/с или т), выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами котла при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива, рассчитывается по соотношению

$$M_{\text{NO}_2} = B \cdot K_{\text{NO}_2} \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \beta_1 \cdot (1 - \varepsilon_1 r) \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2 \left(1 - \eta_{\text{аз}} \frac{n_0}{n_k}\right) \cdot k_n$$

$$M_{\text{NO}_2} = 270 \cdot 10.703 \cdot \left(1 - \frac{6}{100}\right) \cdot 0.319 \cdot 1 \cdot 0.85 \cdot 0.85 \cdot (1 - 0.5) = 0.0797 \text{ (кг/с)}$$

где B – расход условного топлива, т/ч (или т);

K_{NO_2} - коэффициент, характеризующий удельный выход оксидов азота на 1 т сжигаемого топлива, кг/т;

q_4 – потери тепла от механической неполноты сгорания топлива, %;

β_1 – коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого топлива;

β_2 – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок и равный:

- для вихревых горелок – 1,0;
- для прямоточных горелок – 0,85;

β_3 – коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления и равный:

- при твердом шлакоудалении – 1,0;
- при жидком шлакоудалении – 0,85;

ε_1 - коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов на выход оксидов азота в зависимости от условий подачи их в топку;

ε_2 - коэффициент, характеризующий уменьшение выбросов оксидов азота (при двухступенчатом сжигании) при подаче части воздуха δ_v помимо основных горелок при условии сохранения общего избытка воздуха за котлом, определяется по рис. 2.2;

r - степень рециркуляции дымовых газов;

$\eta_{аз}$ – доля оксидов азота, улавливаемых в азотоочистной установке;

n_o , n_k – длительность работы соответственно азотоочистной установки и котла, ч/год;

k_n - коэффициент пересчета:

- при валовых выбросах в граммах в секунду $k_n = 0,278$;
- при расчете выбросов в тоннах $k_n = 10^{-3}$.

Коэффициент K_{NO_2} вычисляется по следующим эмпирическим формулам:

$$K = \frac{12 \cdot D\phi}{200 + D} = \frac{12 \cdot 1650}{200 + 1650} = 10,703$$

Значения коэффициента β_1 принимаются :

- при сжигании твердого топлива:

$$\text{при } \alpha_T \leq 1,25 \quad \beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot N^p = 0,319;$$

5.5 Определение минимальной высоты дымовой трубы

Значение высоты дымовой трубы рассчитывается по формуле /15/:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot \eta \cdot m \cdot n}{(ПДК - C_\phi) \cdot \sqrt[3]{V_T \cdot \Delta T}}}, \quad (3.5)$$

где $M = M_{SO_2} + 5,88M_{NO_2} = 0,441 + 5,88 \cdot 0,0797 = 0,9097$ кг/с

$A = 200$ (для Казахстана) – коэффициент, температурной стратификации атмосферы;

$V_T = 325$ м³/с – объём дымовых газов;

$F=1$ (для газообразных веществ) – коэффициент скорости оседания вредных веществ в атмосферном воздухе;

$\Delta T = T_{УХ} - T_{ЛЕТ}^{CP. МАКС} = 130 - 32 = 98$ °С – разность температур выбрасываемых из котла газов и средней максимальной температуры наружного воздуха наиболее жаркого месяца года в 13.00 часов дня /16/;

$\eta=1$ (для ровной и слабопересечённой местности) – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности;

$C_{\phi}=0$ (принимается ввиду отсутствия данных) – фоновая концентрация вредных веществ, характеризующая загрязнение атмосферы, создаваемое другими источниками;

$$\text{ПДК} = 0,5 \text{ мг/м}^3.$$

При принятой ориентировочно высоте трубы определяются безразмерные коэффициенты m и n , учитывающие условия выхода дымовых газов из трубы.

$H=180$ м - ориентировочная высота трубы.

$\omega_0=25$ м/с – скорость выхода дымовых газов.

Диаметр устья дымовой трубы /15/:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot V_{\Gamma}}{\pi \cdot \omega_0}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 325}{3,14 \cdot 25}} = 4 \text{ м.}$$

Значение коэффициентов m и n определяются в зависимости от параметров f , v_M /15/:

$$f = 1000 \cdot \frac{W_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} = 1000 \cdot \frac{25^2 \cdot 4}{180^2 \cdot 98} = 0,81$$

$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}{H}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{325 \cdot 98}{180}} = 3,65$$

При $f < 100$:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt[3]{f} + 0,341 \cdot \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt[3]{0,81} + 0,341 \cdot \sqrt[3]{0,81}} = 0,927$$

Коэффициент n при $f < 100$ и $v_M > 2$ равен 1.

$$H = \sqrt{\frac{200 \cdot 909,7 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,927 \cdot 1}{(0,5 - 0) \cdot \sqrt[3]{325 \cdot 98}}} = 133 \text{ м.}$$

6. Экономическая часть

Экибастузская ГРЭС-2 – вторая тепловая электростанция в городе Экибастуз Павлодарской области Казахстана, после Экибастузской ГРЭС-1.

Строительство станции началось в 1979 году. Проектом, разработанным в 1983 году НотЭП, предусматривалось строительство 8 энергоблоков по 500 МВт. Однако, в 1993 году, после пуска в эксплуатацию второго энергоблока дальнейшее развитие станции было приостановлено. Первый энергоблок введен в работу 25 декабря 1990 года, второй энергоблок введен 31 декабря 1993 года. ЭГРЭС-2 вырабатывает электроэнергию из высококалорийного экибастузского угля двумя энергоблоками по 500 МВт, имеет установленную мощность 1000 МВт. Два её энергоблока вырабатывают сегодня около 12 % всей электроэнергии, производимой в республике. Потребителями являются десятки предприятий не только Казахстана, но и России. Среди них РГП «Казахстанские железные дороги», космодром «Байконур», канал Иртыш-Караганда.

В экономической части дипломного проекта будет произведён расчёт себестоимости отпуска электрической энергии.

- установленная электрическая мощность станции $N_{уэ}=1000$ МВт;
- максимальное число часов использования установленной электрической мощности $T_{мэ}=6325$ часов.
- теплотворная способность топлива $Q_p=4000$ ккал/кг;

6.1 Годовой отпуск энергии ГРЭС-2

Годовая выработка электрической энергии равна:

$$\mathcal{E}_B = 6280 \text{ млн. кВт.ч.}$$

В расчетах примем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 6% (\mathcal{E}_{CH}).

Годовой отпуск электрической энергии равен:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_B \cdot (1 - \mathcal{E}_{CH}) = 6280 \cdot (1 - 0,06) = 5903 \text{ млн. кВт.ч.}$$

6.2 Затраты на топливо

Удельный расход условного топлива на выработку одного кВт·ч электрической энергии примем $b_3 = 307$ г.т./кВт·ч.

Годовой расход условного топлива на выработку электрической энергии равен:

$$B_3 = \mathcal{E}_о \cdot b_3 = 6280 \cdot 307 = 1927 \text{ тыс. т.т.}$$

Общий расход условного топлива ГРЭС равен:

$$B_y = B_3 = 1927 \text{ тыс. т.т.}$$

Расход натурального топлива будет

$$B_H = B_y \cdot Q_{усл} / Q_p = 1927 \cdot 7000 / 4000 = 3372,25 \text{ тыс. т.т.}$$

Стоимость топлива с учетом транспортировки составит 1985,5 тг./т.н.т.

$$\text{Тогда: } I_T = B_H \cdot 1985,5 = 3372,25 \cdot 1985,5 = 6695,60 \text{ млн. тенге}$$

6.3 Расчёт КПД использования топлива

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

$$\text{КПД}_3 = 123 : b_3 \cdot 100\% = 123 : 307 \cdot 100\% = 37 \%$$

Коэффициент использования топлива станцией будет:

$$КПД = \frac{0,86 \cdot \text{Эв}}{7 \cdot B} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 6280}{7 \cdot 1927} = 40\%$$

6.4 Затраты на воду

Для укрупненного расчетов затраты на воду можно принять

$$З_в = \text{Эв} \cdot 1,5 = 6280 \cdot 1,5 = 9420 \text{ млн. тенге.}$$

Где 1,5 – средняя средняя затрата станции на водоснабжение, тенге/кВтч.

6.5 Затраты на оплату труда

Для того, чтобы определить затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала (ППП) станции, занятого на производстве и его обслуживании, необходимо знать его численность. ППП подразделяется на эксплуатационный, ремонтный и административно-управленческий персонал. Его количество зависит, в основном, от единичной мощности и количества основного энергооборудования, вида используемого топлива, способа проведения ремонтов.

Согласно литературных данных и фактических данных о численности работающих на некоторых станциях Казахстана, можно принять следующие усредненные значения штатного коэффициента (Кш): для моей станции мощностью 1000 МВт я приму Кш равным 1,2 чел/МВт.

Численность персонала станции определяется:

$$\text{ЧП} = \text{Кш} \cdot N_y = 1,2 \cdot 1000 = 1200 \text{ человека.}$$

Примем среднегодовую заработную плату 1100 тыс. тенге на одного работающего, тогда суммарный фонд заработной платы равен:

$$I_{\text{зпо}} = 1200 \cdot 1100 = 1320000 \text{ тыс.тенге.}$$

Дополнительная заработная плата:

$$I_{\text{зпд}} = 1320000 \cdot 0,1 = 132000 \text{ тыс.тенге.}$$

Начисления на заработную плату:

$$I_{\text{зпн}} = (1320000 + 132000) \cdot 0,215 = 312180 \text{ тыс.тенге.}$$

Суммарный фонд заработной платы:

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{зпо}} + I_{\text{зпд}} + I_{\text{зпн}} = 1320000 + 132000 + 312180 = 1764,18 \text{ млн. тенге.}$$

6.6 Расчёт амортизационных отчислений.

Амортизационные отчисления — отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа. Амортизационные отчисления включаются в издержки производства или обращения. Производятся коммерческими организациями на основе установленных норм и балансовой стоимости основных фондов, на которые начисляется амортизация.

Амортизационные отчисления производятся по определённым нормам относительно балансовой стоимости объекта основных фондов. Чтобы найти амортизационный период, надо 100 делить на норму амортизации.

Норма амортизации — это установленный годовой процент возмещения стоимости изношенной части основных средств.

Предельные нормы амортизации устанавливаются согласно Указа Президента РК, имеющего силу закона №2235 от 24.04.95г., выше которых норму амортизации использовать нельзя.

При проведении предварительных расчетов для определения стоимости основных производственных фондов (капитальных вложений.) в странах СНГ и за рубежом, широко используется показатель удельных капитальных

вложений Куд. Его величина, даже для станций одного типа, находится в широких пределах в зависимости от мощности блоков, их количества, вида используемого топлива и экологических требований.

Удельные капитальные вложения (Куд) = 2200\$.

Коэффициент износа (Киз) = 0,8.

Курс доллара = 185 тенге.

$K_{\text{сум}} = K_{\text{уд}} \cdot N_{\text{у}} \cdot K_{\text{из}} = 2200 \cdot 1000 \cdot 0,8 \cdot 185 = 325600$ млн. тенге

Норма амортизационных отчислений 6%, тогда величина амортизационных отчислений равна:

$I_{\text{ао}} = 0,06 \cdot 325600 = 19536$ млн. тенге.

6.7 Расчёт затрат на проведение текущего ремонта

Величина оплаты за выбросы вредных веществ, зависит от объема выбросов, которые, в свою очередь, зависят от вида сжигаемого топлива (уголь, газ, мазут), его количества и способа улавливания вредных веществ (электрофильтры, эмульгаторы и др.)

Принимаются в размере 15% от амортизационных отчислений:

$I_{\text{рем}} = 0,15 \cdot 19536 = 2930,4$ млн. тенге.

6.8 Расчёт платы за выбросы

Величина оплаты за выбросы вредных веществ, зависит от объема выбросов, которые, в свою очередь, зависят от вида сжигаемого топлива (уголь, газ, мазут), его количества и способа улавливания вредных веществ (электрофильтры, эмульгаторы и др.)

На практическом примере работы одной из станции РК, установлено, что при сжигании Экибастузского угля плата за выбросы находится в пределах 150 тенге за т.н.т.

$$\text{Тогда: } I_{\text{выб}} = 150 \cdot 3372,25 = 505,83 \text{ млн. тенге.}$$

6.9 Расчет общестанционных и цеховых расходов

Эта составляющая предусматривает затраты на административно-управленческие (зарплата, канцелярские, командировочные), общепроизводственные (содержание, амортизация, текущий ремонт общестанционных средств испытания, исследования, рационализация и охрана труда), отчисления на целевые расходы (техническая пропаганда, содержание вышестоящих организаций), обслуживание цехов и управление ими (зарплата управления цехом, амортизация и затраты по содержанию и текущему ремонту зданий, расходы по охране труда).

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой

$$I_{\text{общ}} = 0,25 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{р}}) = 0,25 \cdot (19536 + 1764,18 + 2930,4) = 6057,6$$

млн.тг.

6.10 Расчёт себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии

В связи с тем, что КЭС вырабатывает только электрическую энергию, то коэффициент распределения затрат:

$$K_p = 1,$$

который показывает, какое количество топлива (в долях от единицы, или в %) израсходовано на отпуск электрической энергии.

Составляющие затрат на производство электрической энергии

Составляющие затрат	Иэ
топливо Ит	6695,6
Вода Ив	9420
Фонд зар.платыИп	1764,18
Амортизационные отчисления Иао	19536
Общестанционные Иобщ	6057,6
текущий ремонт Ирем	2930,4
плата за выбросы Ивыб	505,83
Итого затрат	46909,6

Себестоимость отпуска электрической энергии равна:

$$S_3 = \text{Иэ} / \text{Э}_{\text{от}} = 46909,6 / 5903 = 7,94 \text{ тенге/кВтч}$$

6.11 Расчет себестоимости после повышения эффективности, после внедрения шариковой очистки конденсатора.

По экспериментальным данным годовой расход топлива, после внедрения шариковой очистки конденсатора, сокращается на 6%.

Расход натурального топлива будет

$$V_H = V_y \cdot Q_{\text{усл}} / Q_p = 1927 \cdot 7000 / 4000 = 3372,25 \text{ тыс. тнт.}$$

$$V_H = 3372,25 \cdot 0,94 = 3169,92 \text{ тыс. тнт.}$$

Стоимость топлива с учетом транспортировки составит 1985,5 тг./т.н.т.

$$\text{Тогда: } I_T = V_H \cdot 1985,5 = 3169,92 \cdot 1985,5 = 6293,8 \text{ млн. тенге}$$

Расчет амортизационные отчисления

Удельные капитальные вложения ($K_{\text{уд}}$) = 2200\$.

Коэффициент износа ($K_{\text{из}}$) = 0,8.

Курс доллара = 185 тенге.

Капитальные вложения в шариковую очистку ($K_{\text{шо}}$) = 6,4 млн. тенге

$$K_{\text{сум}} = K_{\text{уд}} \cdot N_y \cdot K_{\text{из}} + K_{\text{шо}} = 2200 \cdot 1000 \cdot 0,8 \cdot 185 + 6,4 = 325606,4 \text{ млн. тенге}$$

$$I_{\text{ао}} = 0,06 \cdot 325606,4 = 19536,38 \text{ млн. тенге.}$$

Расчёт затрат на проведение текущего ремонта

Принимаются в размере 15% от амортизационных отчислений:

$$I_{\text{рем}} = 0,15 \cdot 19536,38 = 2930,45 \text{ млн. тенге.}$$

Расчёт платы за выбросы

На практическом примере работы одной из станции РК, установлено, что при сжигании Экибастузского угля плата за выбросы находится в пределах 150 тенге за т.н.т.

$$I_{\text{выб}} = 150 \cdot 3169,92 = 475,48 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет общестанционных и цеховых расходов

$$I_{\text{общ}} = 0,25 * (I_{\text{ао}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{р}}) = 0,25 * (19536,38 + 1764,18 + 2930,45) = 6057,7$$

млн.тг.

Расчёт себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии

Составляющие затрат на производство электрической энергии

Составляющие затрат	Иэ
топливо Ит	6293,8
Вода Ив	9420
Фонд зар.платыИп	1764,18
Амортизационные отчисления Иао	19536,8
Общестанционные Иобщ	6057,7
текущий ремонт Ирем	2930,45
плата за выбросы Ивыб	475,48
Итого затрат	46478,4

Себестоимость отпуска электрической энергии равна:

$$S_э = I_э / \Delta_{\text{от}} = 46478,4 / 5903 = 7,87 \text{ тенге/кВтч}$$

6.12 Вывод:

Годовая экономия топлива после внедрения системы шариковой очистки составит: 202,3 тыс. тнт.. При цене топлива 1985,5 тг/тнт, годовая экономия составляет: 401,8 млн. тг. Снижается себестоимость отпуска электроэнергии.

. Система шариковой очистки – уникальная энергосберегающая технология, дающая быстрый и ощутимый экономический эффект.

Заключение:

В следствии проведенной мной работы, в систему циркуляционной воды была внедрена система шариковой очистки конденсатора, что привело к явной экономической выгоде, которая составляет 401,8 млн тенге в год.

Так же был произведен экономический расчет себестоимости отпуска электрической энергии, который составил 7,87 тенге/кВтч.

В разделе, безопасность жизнедеятельности, рассматривались вопросы:

- Расчет искусственного освещения;
- Расчет выбросов вредных веществ;
- Расчет высоты дымовой трубы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. М.: Энергия, 1980. 424с.
2. Трухний А.Д. Расчет тепловых схем утилизационных парогазовых установок: учебное пособие / А.Д. Трухний, А.А. Романюк. М: Издательский дом МЭИ. 2006. 40с
3. Расчет структурной схемы ПГУ с газификацией угля. Методические указания к расчетно-графическому заданию. Новосибирск. 1997.
4. Ольховский Г.Г. Перспективы тепловых электростанций // Электрические станции, 2010, № 1
5. Ольховский Г.Г. Парогазовые установки с газификацией угля (аналитический обзор). // М:ВТИ, 2007, 183 с.
6. Капустин М.А., Нефедов Б.К. Окись углерода и водород-перспективное исходное сырье для синтезов продуктов нефтехимии. // Тематический обзор. Сер. Нефтехимия и сланцепереработка. М.: ЦНИТ, - 1981.- 58с.
7. Альтшулер В.С. Современное состояние и развитие технологии газификации твердого топлива // Химическая технология. – 1985.- №1.- с.309-314.
8. Химическая технология твердых горючих ископаемых: Учеб. Для вузов/Под ред. Г.Н Макарова, Г.Д. Харламповича. - М.: Химия. 1986.-496., ил.
9. А.Г. Костюк, В.В. Фролов, Турбины тепловых и атомныхэлектрических станций, М.: Издательство МЭИ, 2001.
10. Колодцев Х.И., Бабий В.И., Кустовский СЛ. Газогенератор ВТИ для газотурбинных установок // Теплоэнергетика, 1961, №4. С.44-48.

Приложение