

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Электронного обучения
Специальность: 140101 Тепловые электрические станции
Кафедра: Атомных и тепловых электростанций

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
ПРОЕКТ ТЭЦ С РАСЧЁТНОЙ ОТОПИТЕЛЬНО-БЫТОВОЙ НАГРУЗКОЙ 150МВт

УДК 621.311.22016.0016

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6300	КОЛОКОЛЬЦОВ Роман Дмитриевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры АТЭС	В.И. Беспалов	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры менеджмента	А.А. Фигурко	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	А.А. Сечин	к.т.н.		

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры автоматизации технологических процессов	Ю.К. Атрошенко	-		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры атомных и тепловых электростанций	М.А. Вагнер	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
атомных и тепловых электростанций	А.С. Матвеев	к.т.н.		

Томск – 2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения
Специальность подготовки 140101 Тепловые электрические станции
Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой АТЭС ЭНИН
А.С. Матвеев

(Подпись)

(Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта
(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-6300	Колокольцову Роману Дмитриевичу

Тема работы:

Проект ТЭЦ с расчётной отопительно-бытовой нагрузкой 150 МВт	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	10.03.2016, №1814/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30 мая 2016 года
--	-------------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Целью работы является создание проекта современного и энерго-экономического источника тепла и электроэнергии</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выбор площадки для строительства ТЭЦ 2. Выбор турбоустановки 3. Расчёт тепловой схемы энергоблока. 4. Выбор основного и вспомогательного оборудования энергоблока 5. Технико-экономическое обоснование строительства. 6. Разработка АСР температуры перегретого пара за котлом 7. Социальная ответственность 8. Заключение
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Развернутая тепловая схема энергоблока 2. Сетевой подогреватель ПСГ-800-3-8- I 3. Поперечный разрез главного корпуса 4. Горизонтальный разрез главного корпуса 5. План машзала в районе блока 6. Функциональная схема АСР
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Фигурко А.А., доцент кафедры менеджмента</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Сечин А.А., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности</p>
<p>Автоматизация технологических процессов</p>	<p>Атрошенко Ю.К., старший преподаватель кафедры автоматизации теплоэнергетических процессов</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p> </p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>3 декабря 2015 года</p>
--	-----------------------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент, каф. АТЭС	В.И. Беспалов	к.т.н., доцент		3.12.15

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6300	Колокольцов Р.Д.		3.12.15

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-6300	Колокольцов Роман Дмитриевич

Институт	Электронного обучения	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	инженер	Направление/специальность	140101 Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	1. <i>Тариф на эл.энергию-1,5 р/ МВт.ч</i> 2. <i>Тариф на тепловую энергию-1200 р/Гкал</i> 3. <i>Цена топлива-1200 р/т</i>
2. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	4. <i>ОРНО</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Расчёт капиталовложений</i>	1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>
2. <i>Расчёт переменных издержек</i>	2. <i>Планирование и формирование бюджета</i>
3. <i>Определение социальной и экономической эффективности проекта</i>	3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	А.А. Фигурко	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6300	Колокольцов Роман Дмитриевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-6300	Колокольцову Роману Дмитриевичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	140101 Тепловые электрические станции

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание проектировки рабочего места оперативного персонала на постах управления на предмет возникновения:

- вредных проявлений факторов производственной среды (освещение, шумы, вибрации, химический фактор)
- опасных проявлений факторов производственной среды (тепловое излучение, повышенная температура, травмоопасность)
- негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:

- освещение;
- электробезопасность ;
- защитное заземление ;
- повышенный уровень шума;
- вибрация;
- тепловое излучение;

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:

- травмоопасность;
- электроопасность;
- пожароопасность;

3. Охрана окружающей среды:

- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);

Перечень графического материала:

- Схема расположения защитных заземлителей

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. БЖД	А.А.Сечин	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6300	Р.Д.Колокольцов		25.03.2016

Реферат

Выпускная квалификационная работа 80 с., 16 рисунков, 16 таблиц, 11 источников, 1 приложение, 6 л. графич. материала.

Ключевые слова: энергоблок, тепловая схема, регенеративная установка, парогенератор, турбина, вспомогательное оборудование.

Цель работы – создать проект современного и энергоэкономического источника тепла и электроэнергии.

В процессе выполнения работы был произведен выбор основного и вспомогательного оборудования, произведён расчёт тепловой схемы энергоблока ПТ-50/60-130, рсчитана система автоматического регулирования температуры пара.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word XP, шрифтом Times New Roman 14 через 1,5 интервала; компьютерная графика выполнена с помощью КОМПАС-3D V15.

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Abstract

Final qualifying work 80 pages, 16 figures, 16 tables, 11 sources, the application 1, 6 sheets graphic material.

Keywords: power, thermal circuit, regenerative installation parogenerator, turbine auxiliary equipment.

Purpose - to create a project of modern and energy-economic source of heat and electricity.

In carrying out the work was produced by the choice of main and auxiliary equipment, promoted the calculation of the thermal circuit unit PT-50 / 60-130, rschitana system of automatic control of steam temperature.

Final qualifying work carried out in the word processor Microsoft Word XP, font Times New Roman 14, with 1.5 line spacing; Computer graphics made using KOMPAS-3D V15.

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

Введение	10
1 Выбор площадки для строительства ТЭЦ.....	11
1.1 Данные о районе строительства.....	11
1.2 Ландшафтно-климатические условия.....	12
1.3 Краткое описание ТЭЦ.....	13
2 Выбор турбоустановки для проектируемой ТЭЦ.....	14
2.1 Краткое описание турбоагрегата ПТ-50/60-130	17
3 Расчёт тепловой схемы энергоблока.....	19
3.1 Определение давления в отборах.....	20
3.1.1 Нагрев основного конденсата в ПНД	20
3.1.2 Нагрев питательной воды в ПВД.....	22
3.2 Процесс расширения пара в турбине.....	24
3.3 Расчёт отпуска теплоты на отопление.....	28
3.4 Предварительный расчёт пара на турбину.....	30
3.5 Расчёт вспомогательных элементов.....	31
3.5.1 Расчёт расширителя и охладителя продувки.....	31
3.5.2 Расчёт охладителей эжекторов и уплотнений.....	33
3.6 Составление уравнений материального баланса	33
3.6.1 Материальный баланс по пару	33
3.6.2 Материальный баланс по воде	34
3.7 Расчёт балансов основных элементов	34
3.7.1 Расчёт группы ПВД	34
3.7.2 Расчёт диаэратора.....	35
3.7.3 Расчёт группы ПНД.....	36
3.8 Определение расхода пара на турбину и определение мощности.....	37
3.8.1 Определение расхода пара на турбину.....	37
3.8.2 Проверка мощности	38
3.9 Расчёт показателей тепловой экономичности	39
4 Выбор основного и вспомогательного оборудования	41

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист 8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.1	Выбор парогенератора	41
4.2	Выбор электрогенератора	43
4.3	Выбор вспомогательного оборудования	43
4.3.1	Питательный насос	43
4.3.2	Конденсатный насос	44
4.3.3	Сетевые насосы	44
4.3.4	Дренажные насосы	45
4.3.5	Деаэратор питательной воды	46
4.3.6	Регенеративные подогреватели	47
4.3.7	Конденсатор	48
5	Технико-экономический расчёт	49
6	Разработка АСР температуры перегретого пара	55
6.1	Обзор существующих схем регулирования	55
6.2	Определение структуры и выбор оборудования функциональной схемы регулирования температуры пара	60
7	Социальная ответственность	62
7.1	Анализ существующих опасностей и вредных факторов	63
7.2	Освещение рабочего места	68
7.3	Вентиляция рабочего места	69
7.4	Электробезопасность	69
7.5	Расчёт защитного заземления	71
7.6	Пожаробезопасность	74
7.7	Охрана окружающей среды	76
8	Заключение	80
	Список использованных источников	81
	Приложение Заказная спецификация оборудования автоматики	
	Графический материал:	На отдельных листах
	ФЮРА.311000.001 ТЗ Развернутая тепловая схема энергоблока.	
	ФЮРА.311000.002 ВО Сетевой подогреватель ПСГ-800-3-8-І.	

										Лист
										9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ФЮРА.311000.003 ГП Генеральный план ТЭЦ.

ФЮРА.311000.004 МЧ Поперечный разрез главного корпуса ТЭЦ.

ФЮРА.311000.005 МЧ Горизонтальный разрез главного корпуса ТЭЦ.

ФЮРА.421000.006 С2 Функциональная схема АСР.

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Введение

В связи с довольно быстрым темпом роста городов ныне существующие тепло- и электростанции уже не в силах обеспечивать расчётной тепловой нагрузкой жилые массивы разрастающихся районов. Особенно это затрагивает районы города находящиеся на большом расстоянии от теплостанций. Поэтому более целесообразно и экономически выгодно вводить в работу новые тепловые мощности вблизи отдалённых районов, обеспечивая их теплом и электричеством. Близким расстоянием и как в следствии малой протяжённостью теплотрасс обеспечиваются малые тепловые потери при транспортировке.

В большинстве случаев на Российских ТЭЦ введённых в эксплуатацию ещё в семидесятых – восьмидесятых годах, большая часть оборудования имеет значительный износ, что в свою очередь ведёт к возникновению аварийных ситуаций. Это и является основным фактором возникновения перебоев в тепло- и электро-снабжении.

При возникновении аварий на станции или на теплосети имеющей большую протяжённость, без тепла остаются большое количество теплопотребителей. К тому же введение новых тепло-электроцентралей обеспечит прокладку новых тепловых магистралей.

Поэтому ТЭЦ как отдельный источник энергоснабжения имеет большое преимущество.

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Выбор площадки для ТЭЦ

1.1 Данные о районе строительства

Проанализировав обстановку тепло–электро снабжения некоторых отдалённых районов города Новокузнецка, для строительства ТЭЦ я решил выбрать площадку в Новоильинском районе, возле села Бедарево.

Основными потребителями будет Новоильинский район, п. Бедарево и п. Металлургов, самый дальний из которых находится от площадки строительства ТЭЦ на расстоянии 6,72 км.

Схема технического водоснабжения ТЭЦ принята прямоточной с частичным обратным водоснабжением в осенне – зимний период времени года с подачей части сбросной воды в водозабор для предотвращения замерзания подводящих каналов. Источником водоснабжения планируется использовать реку Томь, находящуюся в непосредственной близости на расстоянии 1,15 км.

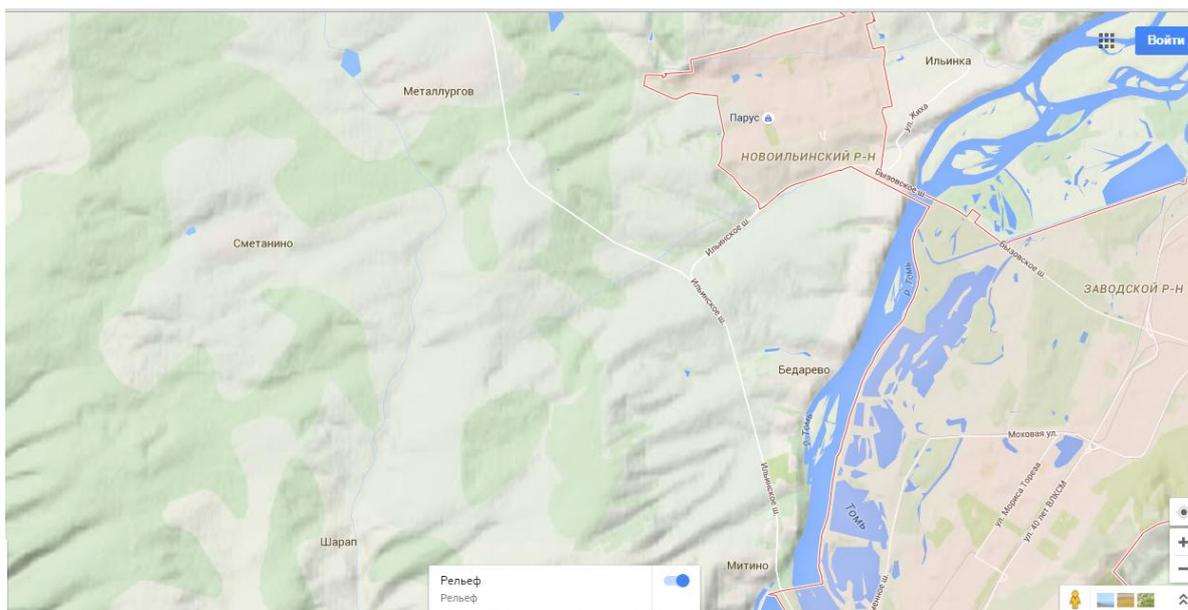


Рисунок 1.1- Рельеф местности на площадке для строительства ТЭЦ, [11].

Площадка ТЭЦ имеет квадратную форму. Юго-западной, на расстоянии 2,7км от самой площадки находится поселок Бедарево. Западнее промплощадки на расстоянии 7 км по прямой находится выработанный карьер который можно использовать для золошлакоотвала.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

На расстоянии 38,421 км. по прямой от промплощадки располагается угольный разрез. что позволит уменьшить площадь отводимую под угольный склад.



Рисунок 1.2- Месторасположение промплощадки, [11].

Промплощадка связана с городом Новокузнецк асфальтированной автодорогой. На расстоянии 3,2 км по прямой от площадки в восточном направлении находится автомобильная дорога Связывающая Новоильинский район с городом. Железнодорожная станция расположена юго-востоке от площадки на расстоянии 12,8 км.

1.2 Ландшафтно – климатические условия

Промплощадка ТЭС имеет небольшую естественную растительность, рельеф ровный, без значительных перепадов по высоте. Самая высокая точка площадки 438 м от уровня моря, самая низкая 416м. Климат в регионе резко континентальный: зима холодная и продолжительная, лето тёплое и короткое. Самый холодный месяц январь, средняя месячная температура его минус 18,7 °С , а абсолютный минимум минус 52°С.

Самый жаркий месяц июль, средняя месячная температура которого плюс 19.8°С. Абсолютный максимум плюс 42°С. Нормативная глубина промерзания для этой промплощадки равна 1,85м.

Для промплощадки характерна однородность режима ветра в течение всего года, с господствующими ветрами южного (19%) и юго-западного (52%) в зимний период и ветрами юго-западного направления (28%) в летний.

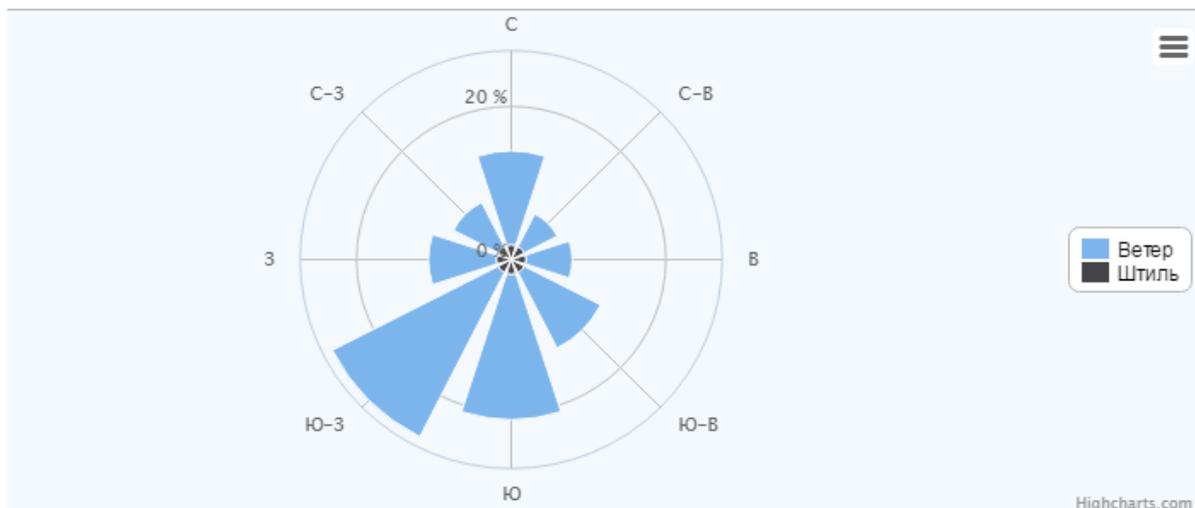


Рисунок 1.3- Роза ветров в районе строительства станции.

1.3 Краткое описание ТЭЦ

Основными производственными и вспомогательными сооружениями ТЭЦ использующей твердое топливо, являются: дробильный корпус и система галерей топливоподдачи, помещение химводоочистки, главный корпус, внутри которого размещается турбинный и котельный цеха, открытые распред устройства с трансформаторами, здания технического водоснабжения, мазутное хозяйство, складские и подсобные помещения, гараж автопарка, дымовая труба, административно бытовой корпус. Все здания и производственные корпуса будут располагаться вблизи друг от друга в пределах одной ограды, которая состоит из сплошного ограждения из бетонных плит высотой два с половиной метра, исключения составят подъездные пути автотранспорта со стороны угольного склада и со стороны АБК оборудованные контрольно пропускными пунктами. Все основные пути подъезда к производственным зданиям будут иметь асфальтовое покрытие, не занятая производственными нуждами территория будет благоустраиваться и озеленяться. Территория перед первым КПП будет иметь автобусную остановку и стоянку для личного транспорта персонала станции.

2 Выбор турбоустановок для проектируемой ТЭЦ с расчётной отопитель-но-бытовой нагрузкой 150 МВт

При выборе состава оборудования ТЭЦ необходимо стремиться к блочной схеме; число агрегатов сокращать до минимума за счет их большей единичной мощности, но общее число агрегатов должно быть не менее двух.

При выборе турбоагрегатов их основной характеристикой будем считать расход условного топлива.

Беря во внимание все выше изложенное, рассмотрим два варианта.

Первый вариант – два блока с турбоустановками Т-50-130.

Нагрузки одной турбины:

электрическая;

$$N_{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}}^{\text{ТЭЦ}}}{n}, \text{ МВт};$$

$$N_{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}}^{\text{ТЭЦ}}}{n} = \frac{95}{2} = 47,5 \text{ МВт};$$

отопительная;

$$Q_{\text{т}} = \frac{Q_{\text{т}}^{\text{ТЭЦ}}}{n}, \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{т}} = \frac{Q_{\text{т}}^{\text{ТЭЦ}}}{n} = \frac{150}{2} = 75 \text{ МВт} = 63 \frac{\text{Гкал}}{\text{час}}.$$

Температура воды за верхним сетевым подогревателем составит:

$$t_{\text{СП}} = t_{\text{OC}} + (t_{\text{ПС}} - t_{\text{OC}}) \cdot \alpha_{\text{тэц}}^{\text{р}} = 70 + (150 - 70) \cdot 0,5 = 110^{\circ}\text{C}.$$

Температура насыщения пара в подогревателе составит:

$$t_{\text{СП}}^{\text{с}} = t_{\text{СП}} + \theta_{\text{СП}} = 110 + 10 = 120^{\circ}\text{C},$$

где $\theta_{\text{СП}} = 8^{\circ}\text{C}$ - недогрев сетевой воды до температуры насыщения.

Давление пара в подогревателе:

$$P_{\text{СП}}^{\text{с}} = (t_{\text{СП}}^{\text{с}}) = 0,1864 \text{ МПа}.$$

Давление пара в регулируемом отборе:

$$P_{\text{ТВ}} = 1,02 \cdot P_{\text{СП}}^{\text{с}} = 1,02 \cdot 0,1864 = 0,19 \text{ МПа}.$$

Тогда по типовой нормативной энергетической характеристике турбоагрегата при двухступенчатом подогреве сетевой воды, расход свежего пара на турбину Т-50-130 составит:

$$D_0 = 260 \text{ т/час} = 72,22 \text{ кг/с.}$$

Тогда расход тепла на турбоустановку составит:

$$Q_{\text{ТУ}} = D_0 \cdot [(\alpha_{\text{ТУ}} + \alpha_{\text{УПЛ}}) \cdot (h_0 - h_{\text{ПВ}})] = 72,22 \cdot [(1 + 0,04) \cdot (3487 - 984,8)] = 187,93 \text{ МВт,}$$

$$h_{\text{ПВ}} = f(P_0 = 16,9 \text{ МПа; } t_{\text{ПВ}} = 228^\circ\text{C}) = 984,4 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

где, $h_0 = f(P_0 = 12,75 \text{ МПа; } t_0 = 555^\circ\text{C}) = 3487 \text{ кДж/кг}$ - энтальпия пара на входе в турбину.

Тепло на турбинный цех:

$$Q_{\text{ТЦ}} = Q_0 \cdot n = 187,93 \cdot 2 = 375,86 \text{ МВт.}$$

Расход условного топлива на ТЭЦ:

$$B^{\text{ТЭЦ}} = \frac{Q_{\text{ТЦ}}^{\text{ТЭЦ}}}{Q_{\text{Н}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{К}} \cdot \eta_{\text{ТТ}}} = \frac{375,86}{29,33 \cdot 0,92 \cdot 0,98} = 14,21 \text{ т.у.т..}$$

Второй вариант – два блока с турбоустановками ПТ-50/60-130.

Нагрузки одной турбины:

электрическая;

$$N_{\text{Э}} = \frac{N_{\text{Э}}^{\text{ТЭЦ}}}{n} = \frac{100}{2} = 50 \text{ МВт;}$$

отопительная;

$$Q_{\text{Т}} = \frac{Q_{\text{Э}}^{\text{ТЭЦ}}}{n} = \frac{150}{2} = 75 \text{ МВт.}$$

Так как температурный график сетевой воды 150/70, то до температуры 150°C вода будет нагреваться пиковым бойлером, запитанным от производственного отбора.

Температура воды за верхним сетевым подогревателем составит:

$$t_{\text{СП}} = t_{\text{ОС}} + (t_{\text{ПС}} - t_{\text{ОС}}) \cdot \alpha_{\text{ТЭЦ}}^{\text{P}} = 70 + (150 - 70) \cdot 0,5 = 110^\circ\text{C.}$$

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Температура насыщения пара в подогревателе составит:

$$t_{\text{СП}}^{\text{S}} = t_{\text{СП}} + \theta_{\text{СП}} = 110 + 10 = 120^{\circ}\text{C}.$$

где $\theta_{\text{СП}} = 8^{\circ}\text{C}$ - недогрев сетевой воды до температуры насыщения.

Давление пара в подогревателе:

$$P_{\text{СП}}^{\text{S}} = f(t_{\text{СП}}^{\text{S}}) = 0,1864 \text{ МПа}.$$

Давление пара в регулируемом отборе:

$$P_{\text{ТВ}} = 1,02 \cdot P_{\text{СП}}^{\text{S}} = 1,02 \cdot 0,1864 = 0,19 \text{ МПа}.$$

Давление пара в производственном отборе:

$$P_{\text{П}} = 0,8 \text{ МПа}.$$

Тепловая мощность пикового бойлера:

$$Q_{\text{ОТБ}} = \frac{Q_{\text{T}}}{\eta_{\text{СП}} \cdot \eta_{\text{ТР}} \cdot \eta_{\text{СН}}} = \frac{75}{0,98 \cdot 0,98 \cdot 0,99} \cdot 0,5 = 39,44 \text{ МВт}.$$

Для турбины ПТ-50/60-130 энергетические характеристики имеют вид:

Мощность, выработанная на тепловом потреблении:

$$\begin{aligned} N_{\text{T}} &= 0,528 \cdot Q_{\text{T}} \cdot \left(\frac{0,118}{P_{\text{ТВ}}} \right)^{-0,14} + 0,305 \cdot Q_{\text{П}} \cdot \left(\frac{1,275}{P_{\text{П}}} \right)^{0,34} - 11,6 \cdot \left(\frac{Q_{\text{T}}}{46,1} \right) = \\ &= 0,528 \cdot 39,44 \cdot \left(\frac{0,118}{0,2} \right)^{-0,14} + 0,305 \cdot 39,44 \cdot \left(\frac{1,275}{0,8} \right)^{0,34} - 11,6 \cdot \left(\frac{39,44}{46,1} \right) = 47,16 \text{ МВт}. \end{aligned}$$

Расход теплоты на турбину:

$$\begin{aligned} Q_0 &= 16,3 + 2,3 \cdot N_{\text{Э}} - 1,315 \cdot N_{\text{T}} + Q_{\text{T}} + Q_{\text{П}} = 16,3 + 2,3 \cdot 50 - 1,315 \times \\ &\times 47,5 + 39,44 + 39,44 = 147,7 \text{ МВт}. \end{aligned}$$

Тепло на турбинный цех:

$$Q_{\text{ТЦ}} = Q_0 \cdot n = 147,7 \cdot 2 = 295,4 \text{ МВт}.$$

Расход условного топлива на ТЭЦ:

$$B^{\text{ТЭЦ}} = \frac{Q_{\text{ТЦ}}^{\text{ТЭЦ}}}{Q_{\text{Н}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{К}} \cdot \eta_{\text{ТП}}} = \frac{295,4}{29,33 \cdot 0,92 \cdot 0,98} = 11,17 \text{ т.у.т.},$$

где $Q_{\text{Н}}^{\text{P}} = 29,33 \text{ МДж/кг}$.

										Лист
										17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Принимаем к расчету второй вариант, т.е. два блока с турбоустановками ПТ-50/60-130, т.к. расход условного топлива меньше, чем у турбины Т-50-130.

2.1 Краткое описание турбоагрегата ПТ-50/60-130

Турбина паровая типа ПТ-50/60-130 – конденсационная, с двумя регулируемые отборами пара. Номинальная мощность 50 000 кВт (50 МВт) при 3000 об./мин. Турбина предназначена непосредственно для привода генератора переменного тока. Турбина снабжена регенеративными теплообменниками - для подогрева питательной воды и должна работать с конденсационной установкой. При работе турбины без регулируемых отборов (чисто конденсационный режим) допускается нагрузка 60 МВт.

Паровая турбина типа ПТ-50/60-130 спроектирована на следующие параметры:

- давление свежего пара перед автоматическим стопорным клапаном 12,8 МПа;
- температура свежего пара перед АСК 555 °С;
- количество охлаждающей воды, проходящей через конденсатор (при расчетной температуре на входе в конденсатор 20 °С) 8000 м³/ч;
- ориентировочный максимальный расход пара при номинальных параметрах составляет 387 т/час.

Турбина имеет два регулируемых отбора пара: производственный с номинальным давлением 1,32 МПа и теплофикационный с номинальным давлением 0,122 МПа. Производственный и теплофикационный отбор имеют следующие пределы регулирования давления:

- производственный 1,02-1,62 МПа;
- теплофикационный 0,071-0,25 МПа.

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Турбина представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат. Цилиндр высокого давления имеет одновенечную регулируемую ступень и 16 ступеней давления. Цилиндр низкого давления состоит из двух частей, из которых часть среднего давления имеет регулируемую ступень и 8 ступеней давления, а часть низкого давления имеет регулируемую ступень и 3 ступени давления.

Все диски ротора высокого давления откованы заодно с валом. Первые десять дисков ротора низкого давления откованы заодно с валом, остальные четыре диска насадные. Роторы ЦВД и ЦНД соединяются между собой посредством гибкой муфты.

Турбина снабжается валоповоротным устройством, вращающим ротор со скоростью 3,4 об/мин. Валоповоротное устройство приводится во вращение от электродвигателя с короткозамкнутым ротором.

Турбина имеет сопловое парораспределение. Свежий пар подается к отдельно стоящей паровой коробке, в которой расположен автоматический затвор, откуда пар по перепускным трубам поступает к регулирующим клапанам турбины. Клапана расположены в паровых коробках, вваренных в переднюю часть цилиндра турбины. Минимальный пропуск пара в конденсаторе определяется диаграммой режимов.

Для сокращения времени прогрева и улучшений условий пуска турбины, предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек ЦВД, а также подвод острого пара на переднее уплотнение ЦВД. Для обеспечения правильного режима работы и дистанционного управления системой при пусках и остановках турбины, предусмотрено групповое дренирование через расширитель дренажей в конденсатор.

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 Расчёт тепловой схемы энергоблока

Исходные данные для расчета энергоблока:

- Мощность электрическая: $N_э=50$ МВт
- начальное давление 12,8 МПа;
- начальная температура 555°С;
- конечное давление 0,0055 МПа;
- температура питательной воды 228°С;
- давление в деаэраторе 0,6 МПа;
- количество отборов 8;
- отопительная нагрузка 75 МВт;
- температурный график теплосети 150/70°С.

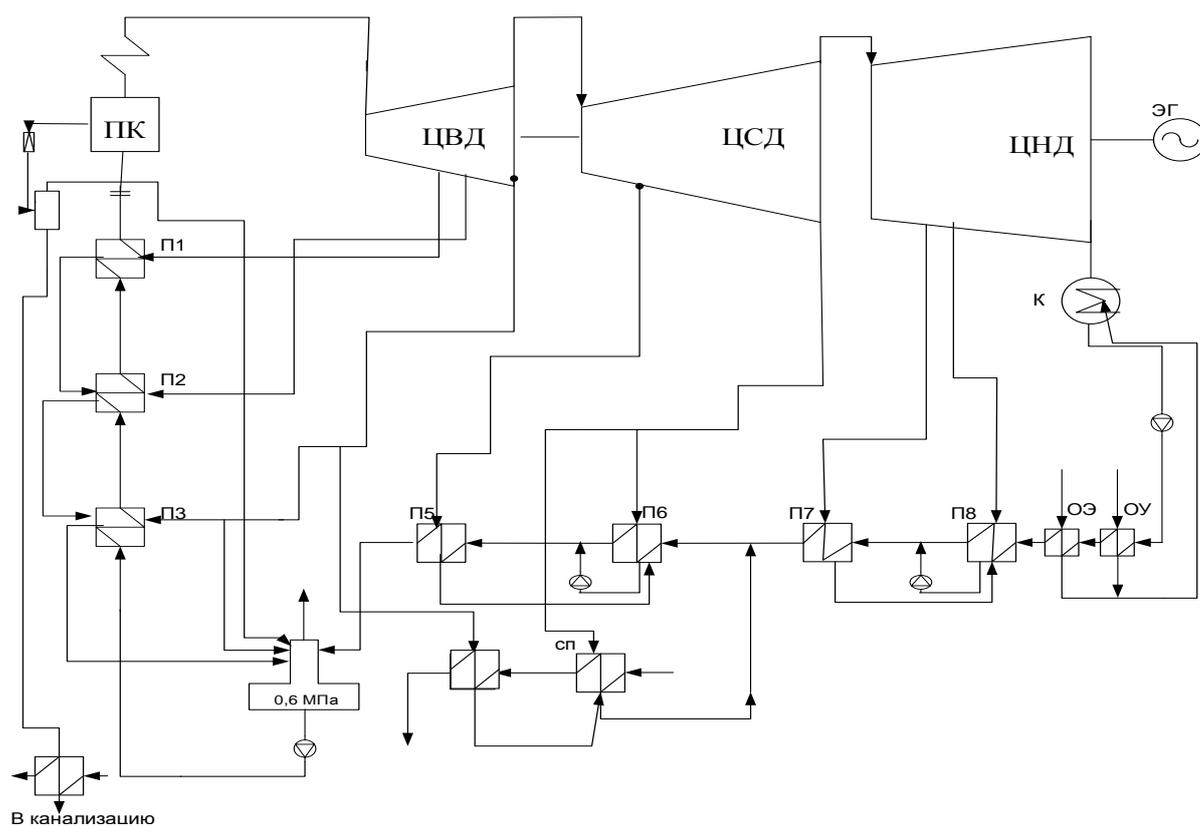


Рисунок 3.1 – Тепловая схема турбины ПТ-50/60-130 [2].

3.1 Определение давлений в отборах турбины

3.1.1 Нагрев основного конденсата в подогревателях низкого давления (ПНД)

Температура насыщения в конденсаторе:

$$t'_k = f(P_k) = f(0,0055 \text{ МПа}) = 34,58^\circ\text{C}.$$

Температура основного конденсата на входе в первый ПНД определяется:

$$t_{ок} = t_k + \Delta t_{оэ} + \Delta t_{оу},$$

где $t_k = f(p_k) = 34,58^\circ\text{C}$ – температура воды на линии насыщения при давлении в конденсаторе определяется по табл. 2 [3];

$\Delta t_{оэ} = (3 \div 5)^\circ\text{C} = 4,0^\circ\text{C}$ – подогрев основного конденсата в охладителе эжектора [2];

$\Delta t_{оу} = (1 \div 3)^\circ\text{C} = 2,0^\circ\text{C}$ – подогрев основного конденсата в охладителе уплотнений [2];

$$t_{ок} = 34,58 + 4,0 + 2,0 = 40,58^\circ\text{C}.$$

Температура насыщения в деаэраторе:

$$t'_d = f(P_d) = f(0,6 \text{ МПа}) = 158,8^\circ\text{C}.$$

Подогрев основного конденсата в деаэраторе принимается $12 \div 15^\circ\text{C}$:

$$\Delta t_d = 14^\circ\text{C}; [2].$$

Температура основного конденсата на выходе из ПНД:

$$t_{ок}^{в\text{ых}} = t'_d - \Delta t_d = 158,8 - 14 = 144,8^\circ\text{C}.$$

Количество подогревателей ПНД:

$z = 4$; [по прототипу].

Нагрев в ПНД, СП.

Недогрев в ПНД равен $\theta = (1 \div 3)^\circ\text{C}$;

принимаем $\theta = 2^\circ\text{C}$; [2].

Давление в пятом отборе:

$$P_5^{\text{отб}} = 0,19 \text{ МПа}.$$

Давление насыщения в подогревателе:

$$P_{s5} = 0,98 \cdot P_5^{\text{отб}} = 0,98 \cdot 0,19 = 0,1862 \text{ МПа.}$$

Температура за подогревателем:

$$t_{B5} = t_s(P_{s5}) - \theta = 118 - 2 = 116^\circ\text{C.}$$

Температура обратной сети:

$$t_{oc} = 70^\circ\text{C}; \text{ [по температурному графику].}$$

Температура прямой сети:

$$t_{nc} = 150^\circ\text{C}; \text{ [по температурному графику].}$$

Тепловая мощность сетевых подогревателей:

$$Q_{\text{отп}} = 104,5 \text{ МВт}; \text{ [по температурному графику].}$$

Расход сетевой воды:

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{отп}}}{C_p \cdot (t_{nc} - t_{oc})} = \frac{104500}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 311,7 \text{ кг / с.}$$

Недогрев в сетевых подогревателях $\theta = (5 \div 10)^\circ\text{C}$;

принимаем $\theta = 8^\circ\text{C}$;[2].

Температура за сетевым подогревателем;

$$t_{B5} = t_s(P_{s5}) - \theta = 118 - 8 = 110^\circ\text{C.}$$

Нагрев воды в ПНД между К и П6:

$$\Delta t_{\text{ПНД}} = \frac{t_{B5} - t_{\text{Ок}}}{3} = \frac{116 - 40,58}{3} = 25,14^\circ\text{C};$$

Температура воды в П8:

$$t_{B5} = t_K + \Delta t_{\text{ПНД}} = 40,58 + 25,14 = 65,72^\circ\text{C.}$$

Температура насыщения в П8:

$$t_{B5} = t_{B8} + \theta = 65,72 + 2 = 67,72^\circ\text{C.}$$

Давление насыщения в П8:

$$P_{s8} = f(t_{s8}) = 0,02825 \text{ МПа.}$$

Гидравлические потери в трубопроводе принимаем:

$$\Delta P = 1,05.$$

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Давление в седьмом отборе:

$$P_7^{\text{отб}} = 1,05 \cdot P_{s8} = 1,05 \cdot 0,02825 = 0,0296 \text{ МПа.}$$

Температура воды в П7:

$$t_{B7} = t_{B8} + \Delta t_{\text{ПНД}} = 65,72 + 25,14 = 90,86 \text{ }^\circ\text{C.}$$

Температура насыщения в П7:

$$t_{s7} = t_{B7} + \theta = 90,86 + 2 = 92,86 \text{ }^\circ\text{C.}$$

Давление насыщения в П7:

$$P_{s7} = f(t_{s7}) = 0,0781 \text{ МПа.}$$

Давление в шестом отборе:

$$P_6^{\text{отб}} = 1,05 \cdot P_{s7} = 1,05 \cdot 0,0781 = 0,082 \text{ МПа.}$$

Температура насыщения в П5:

$$t_{s4} = t_{\text{OK}} + \theta = 144,8 + 2 = 146,8 \text{ }^\circ\text{C.}$$

Давление насыщения в подогревателе П5:

$$P_{s5} = f(t_{s5}) = 0,4366 \text{ МПа.}$$

Давление в четвертом отборе:

$$P_4^{\text{отб}} = 1,05 \cdot P_{s5} = 1,05 \cdot 0,4366 = 0,458 \text{ МПа.}$$

3.1.2 Нагрев питательной воды в подогревателях высокого давления (ПВД)

Температура питательной воды на входе в ПВД 3:

$$t_{\text{ПВ}}^{\text{вх}} = t_{\text{д}}' = 159,8 \text{ }^\circ\text{C.}$$

Температура питательной воды:

$$t_{\text{ПВ}} = 229 \text{ }^\circ\text{C из характеристик ПТ-50/60-130.}$$

Давление в третьем отборе:

$$P_3^{\text{отб}} = P_{\text{п}} = 0,8 \text{ МВт.}$$

Давление насыщения в подогревателе:

$$P_{s3} = 0,97 \cdot P_3^{\text{отб}} = 0,97 \cdot 0,8 = 0,776 \text{ МВт.}$$

Недогрев в ПВД равен $\theta = (2 \div 5)^\circ\text{C}$;

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

принимаем $\theta = 3^{\circ}\text{C}$; [2],

$$t_3^{\text{ВЫХ}} = t_s \cdot (P_{S3}) - \theta = 169,2 - 3 = 166,2^{\circ}\text{C}.$$

$$\Delta t_{\text{ПВД}} = \frac{t_{\text{ПВ}} + t_3^{\text{ВЫХ}}}{2} = \frac{228 - 166,2}{2} = 30,9^{\circ}\text{C}.$$

Нагрев в ПВД.

ПВД 1:

Недогрев в ПВД равен $\theta = (2 \div 5)^{\circ}\text{C}$;

принимаем $\theta = 3^{\circ}\text{C}$; [2].

Температура насыщения в подогревателе:

$$t_s = t_{\text{ПВ}} + \theta = 228 + 3 = 231^{\circ}\text{C}.$$

Давление насыщения в подогревателе:

$$P_s = f(t_s) = 2,848 \text{ МПа}.$$

Гидравлические потери в трубопроводе:

$$\Delta P = 1,05 \div 1,08.$$

принимаем $\Delta P = 1,05$.

Давление в первом отборе:

$$P_1^{\text{отб}} = P_s \cdot \Delta P = 2,848 \cdot 1,05 = 2,99 \text{ МПа}.$$

Температура питательной воды ПВД 2:

$$t_{\text{ПВ}}^2 = t_{\text{ПВ}} - \Delta t_{\text{ПВД}}^P = 228 - 30,9 = 197,1^{\circ}\text{C}.$$

ПВД 2:

Недогрев в ПВД $\theta = 3^{\circ}\text{C}$; [2].

Температура насыщения в подогревателе:

$$t_s = t_{\text{ПВ}}^2 + \theta = 197,1 + 3 = 200,1^{\circ}\text{C}.$$

Давление насыщения в подогревателе:

$$P_s = f(t_s) = 1,558 \text{ МПа}.$$

Гидравлические потери в трубопроводе принимаем:

$$\Delta P = 1,05.$$

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Давление во втором отборе:

$$P_2^{\text{отб}} = P_s \cdot \Delta P = 1,558 \cdot 1,05 = 1,6359 \text{ МПа.}$$

Результаты расчета по данному пункту сведем в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета давлений пара в отборах.

№ отбора	Давление, МПа	Цилиндр	КПД внутренний относительный [2]
1	2,99	ЦВД	0,799
2	1,6359		
3	0,8		
4	0,458	ЦСД	0,885
5	0,19		
6	0,082	ЦНД	0,456
7	0,0296		
К	0,0055		

3.2 Процесс расширения пара в турбине

В процессе расширения на отдельных участках пар подвергается дросселированию из-за гидравлического сопротивления паровпускных органов (стопорного и регулирующих клапанов), тракта промежуточного перегрева, перепускных труб, регулирующих органов регулируемых отборов, выхлопного патрубка.

Процесс расширения пара представлен на рисунке 3.

Определим точку 0 с заданными параметрами пара перед стопорным клапаном турбины $p_0=12,8$ МПа, $t_0=555^\circ\text{C}$ и энтальпию h_0 :

$$h_0 = f(p_0, t_0) = 3487 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Определим точку 0' за стопорными и регулируемыми клапанами турбины, на пересечении энтальпии h_0 с давлением P'_0 , P'_0 меньше P_0 на величину потери в

стопорном и регулирующих клапанах от дроселирования ($3 \div 5\%$ от P_0)

и определяется:

$$p'_0 = (0,97 \div 0,95) \cdot p_0 = 0,97 \cdot 12,75 = 12,36 \text{ МПа.}$$

При давлении пара за ЦВД (в данной турбине это P_0^{III}) и точка 2t в конце изоэнтропийного процесса расширения пара в ЦВД:

$$h_{3t} = 2762,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Располагаемы теплоперепад ЦВД:

$$H_0^{\text{ЦВД}} = h_0 - h_{3t} = 3487 - 2762,7 = 724,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительный теплоперепад ЦВД:

$$H_1^{\text{ЦВД}} = H_0^{\text{ЦВД}} \cdot \eta_{oi}^{\text{ЦВД}} = 724,3 \cdot 0,799 = 578,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия $h_3 = h_0 - H_1^{\text{ЦВД}} = 3487 - 578,7 = 2908,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ - на пересечении с P_3 дает точку 3 в конце действительного процесса в ЦВД.

$$h_1 = 3143,1 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; \quad h_2 = 3026,9 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

Определим давление на входе в ЦСД с учетом потерь давления ($2 \div 4\%$) в отсечных клапанах:

$$p'_{цсд} = (0,98 \div 0,96) \cdot p_3 = 0,98 \cdot 0,8 = 0,784 \text{ МПа.}$$

Энтальпия пара за ЦСД:

$$h_{5t} = 2634,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Располагаемый теплоперепад ЦСД:

$$H_0^{\text{ЦСД}} = h_3 - h_{5t} = 2908,3 - 2634,6 = 273,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительный теплоперепад ЦСД:

$$H_1^{\text{ЦСД}} = H_0^{\text{ЦСД}} \cdot \eta_{oi}^{\text{ЦСД}} = 273,7 \cdot 0,885 = 242,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

$$\text{Энтальпия } h_5 = h_3 - N_i^{\text{чсд}} = 2908,3 - 242,3 = 2666 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Определим давление на входе в ЦНД с учетом потерь давления (2÷4)% в отсечных клапанах:

$$p'_{\text{инд}} = (0,98 \div 0,96) \cdot p_3 = 0,98 \cdot 0,19 = 0,1862 \text{ МПа.}$$

Энтальпия пара за ЦНД:

$$h_{\text{кт}} = 2165,4 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Располагаемый теплоперепад ЦСД:

$$N_0^{\text{чнд}} = h_5 - h_{\text{кт}} = 2666 - 2165,4 = 500,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительный теплоперепад ЦСД:

$$N_i^{\text{чнд}} = N_0^{\text{чнд}} \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{чнд}} = 500,6 \cdot 0,456 = 228,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

$$\text{Энтальпия } h_K = h_5 - N_i^{\text{чнд}} = 2666 - 228,3 = 2437,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

На пересечении процесса 5'-к с изобарами определяем точку пятого отбора:

$$h_6 = 2589,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_7 = 2521,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

Действительный теплоперепад турбины:

$$N_i = N_i^{\text{цвд}} + N_i^{\text{чнд}} + N_i^{\text{чсд}} = 578,7 + 242,3 + 228,3 = 1049,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

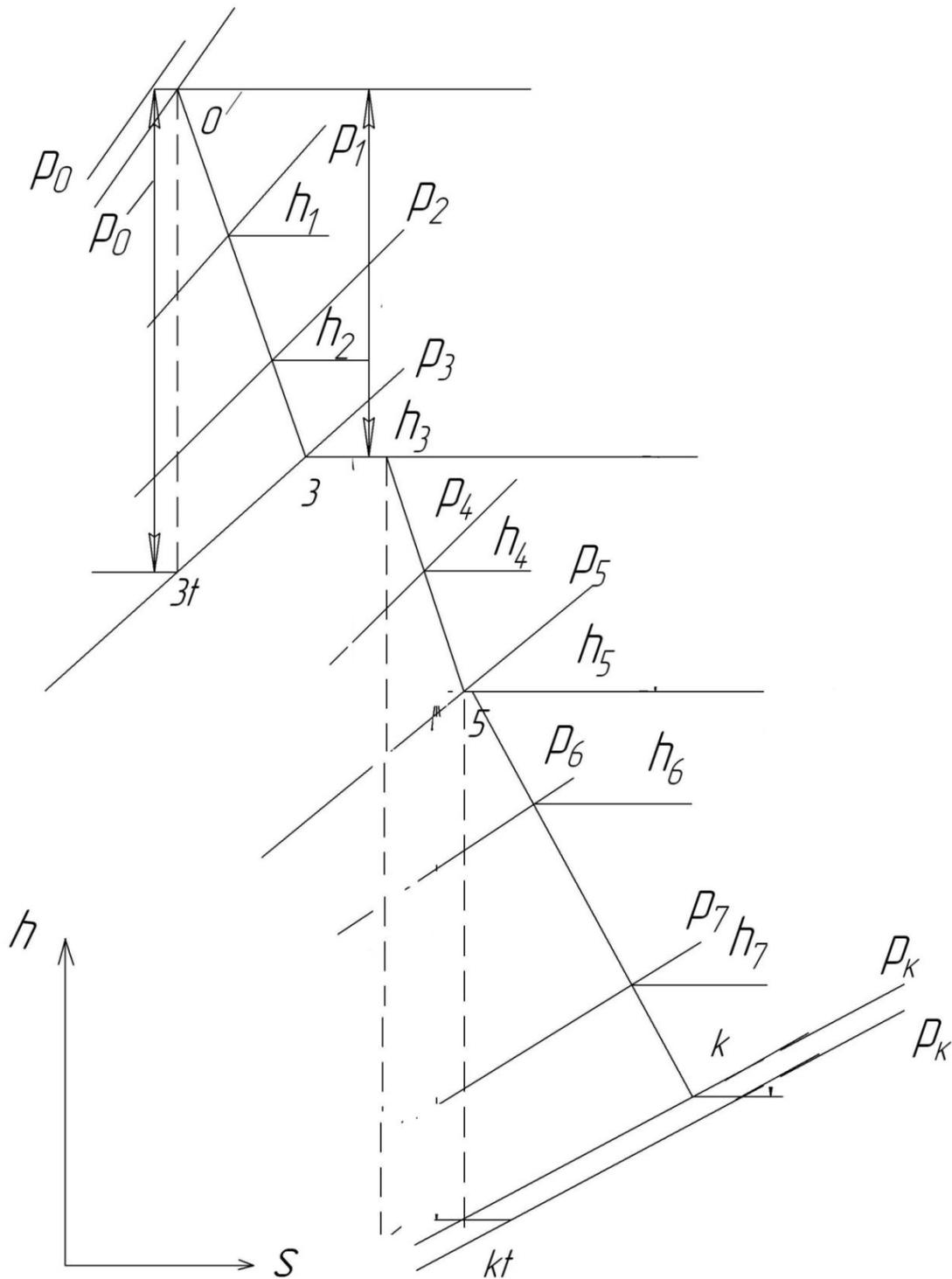


Рисунок 3.2 – Процесс расширения пара в турбине.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблица 3.2 – Сводная таблица параметров пара, питательной воды
и основного конденсата

	$P_{огб}$	t	$h_{огб}$	$P_{п}$	$t_{п}$	h'	$t_{пв.ок.св}$	$P_{пв}$	$h_{пв.ок.св}$	H_i	Y_i
П1	2,99	361,45	3143,1	2,848	231,0	994,8	227,98	16,9	984,3	344,0	0,672
П2	1,6359	296,62	3026,9	1,558	200,1	852,9	197,10	16,9	846,2	460,2	0,561
П3	0,8	230,55	2908,3	0,762	168,4	712,2	165,40	16,9	708,4	578,8	0,448
П5	0,458	176,67	2807,8	0,436	146,8	618,3	144,76	0,64	609,8	679,3	0,353
П6	0,19	118,60	2666,0	0,186	118,0	495,1	116,00	0,69	487,2	821,1	0,217
П7	0,082	94,15	2589,3	0,078	92,8	388,9	90,84	0,74	381,0	897,8	0,144
П8	0,0296	68,79	2521,3	0,028	67,7	283,3	65,67	0,79	275,5	965,8	0,080
К	0,0055	34,58	2437,8	0,005	33,7	141,2	33,71	0,84	142,0	1 049,3	0,000
ПБ	0,8	230,554	2908,281	0,618	160,0	675,6	150,00	1,2	632,7	578,8	0,448
СП	0,19	118,597	2666,03	0,186	117,966	495,142	110	1,2	462,1	821,07	0,2174

$$h_o = 3487,1$$

$$H_i = 1049,2$$

3.3 Отпуск теплоты на отопление

На современных ТЭЦ производится путем нагрева сетевой воды паром из теплофикационных отборов турбины в ПБ, СП. Расчетная схема сетевых подогревателей представлена на рисунке 3.4.

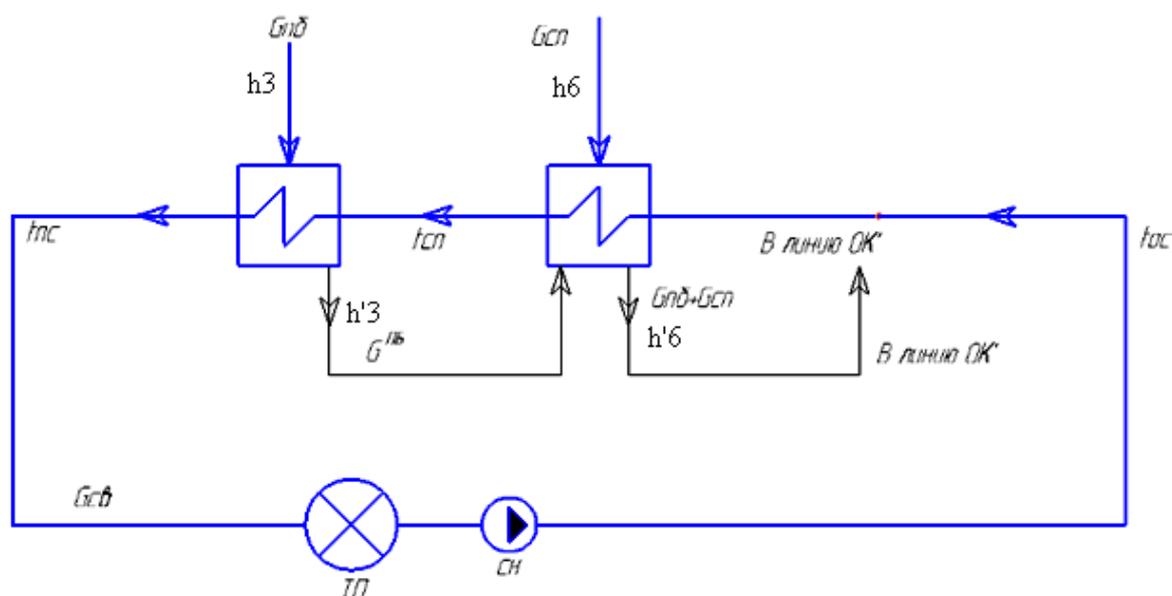


Рисунок 3.4 - Схема отпуски теплоты на отопление.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Составляем уравнение теплового баланса СП:

$\eta_{\text{П}}$ - КПД сетевого подогревателя, принимается 0,98 - 0,99;

$$G_{\text{ПБ}} \cdot (h_3 - h'_3) \eta_{\text{П}} = (h_{\text{СВ}}^{\text{ПС}} - h_{\text{СП}}) \cdot G_{\text{СВ}};$$

$$G_{\text{ПБ}} = \frac{G_{\text{СВ}} \cdot (h_{\text{СВ}}^{\text{СП}} - h_{\text{ОСП}})}{(h_3 - h'_3)} = \frac{223,7 \cdot (632,7 - 462,1)}{2908,3 - 675,6} = 17,09 \text{ кг / с};$$

$$(G_{\text{СП}} \cdot (h_5 - h'_5) + G_{\text{СП}} \cdot (h'_3 - h'_5)) \eta_{\text{П}} = (h_{\text{ОСП}} - h_{\text{ОС}}) \cdot G_{\text{СВ}};$$

$$G_{\text{СП}} = \frac{(462,1 - 294) \cdot 223,7 - 17,09 \cdot (675,6 - 391,6)}{(2666 - 495,1)} = 15,08 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Выбираем из справочника сетевые подогреватели по номинальным параметрам: теплопроизводительности, давлению пара, температурам и расходам воды, [9;10].

Сетевые подогреватели подключаем:

СП основной (нижний) ПСГ-800-3-8-1 УТЗ к шестому отбору;

ПБ пиковый (верхний) ПСВ-500-14-23 СЗЭМ к третьему отбору.

Таблица 3.3 – Характеристики сетевых подогревателей.

Обозначение подогревателя	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Рабочее давление, МПа		Максимальная температура пара на входе, °С	Температура сетевой воды °С		Номинальный расход воды, т/ч	Расчётная теплопроизводительность, МВт	Количество ходов сетевой воды	Масса подогревателя, кг
		Пара в корпусе	Воды в трубной системе		на входе	на выходе				
ПСГ-800-3-8-1	800	0,03	0,8	250	70	110	1250	34,9	-	19100
		0,25					2000			
ПСВ-500-14-23	500	0,69	2,26	400	110	150	1500	69,8	2	16032
		1,37			130	180		87,3		

Температуру сетевой воды планируем регулировать двумя способами:

- изменением давления регулируемых отборов;
- обводом через байпас по холодной нитке.

3.4 Предварительная оценка расхода пара на турбину

Для расчёта тепловой схемы в относительных единицах необходимо все расходы, полученные при расчёте схем отпуска пара и тепла в абсолютных единицах ($G_{СП}, G_{ПБ}$), перевести в относительные расходы в соответствии с уравнением:

$$\alpha_j = \frac{G_j}{G_0}$$

Необходимый при этом расход пара на турбину можно в первом приближении оценить по формуле:

$$G'_0 = k_p \cdot \left[N_{\text{Э}} \cdot 10^3 / (H_i \cdot \eta_{\Gamma} \cdot \eta_M) + \sum (G_j \cdot y_j) \right];$$

Принимаем $k_p = 1,29$;

$$\eta_{\Gamma} = 0,98,$$

$$\eta_M = 0,98,$$

$$y_{\text{ПБ}} = 0,448$$

$$y_{\text{СП}} = 0,217$$

$$G'_0 = 1,123 \cdot \left[\frac{50 \cdot 10^3}{(1049,2 \cdot 0,98 \cdot 0,98)} \right] + (17,09 \cdot 0,448 + 15,08 \cdot 0,217) = 68,03 \text{ кг / с.}$$

Относительный расход пара из отбора турбины на ПБ:

$$\alpha_{\text{ПБ}} = \frac{G_{\text{ПБ}}}{G'_0} = \frac{17,09}{68,03} = 0,251.$$

Относительный расход пара из отбора турбины на СП:

$$\alpha_{\text{СП}} = \frac{G_{\text{СП}}}{G'_0} = \frac{15,08}{68,03} = 0,222.$$

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.5 Расчет вспомогательных элементов

3.5.1 Расчет расширителя и охладителя продувки

Расширитель служит для уменьшения потери рабочего тела и сохранения части теплоты, сбрасываемой с непрерывной продувкой из барабана парового котла.

Охладитель продувки служит для сохранения части тепла, сбрасываемого с водой расширителя. Расчетная схема расширителя и охладителя продувки представлена на рисунке 3.5.

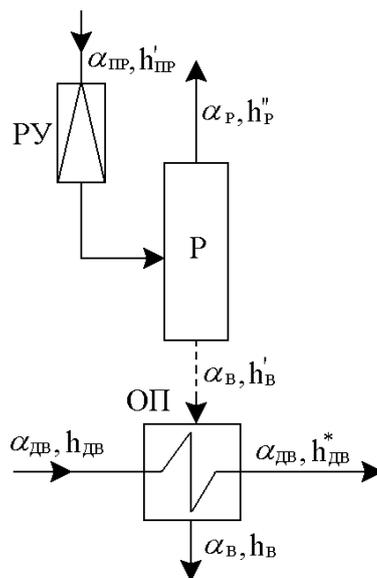


Рисунок 3.5 - Расширитель и охладитель непрерывной продувки.

Цель расчета расширителя заключается в определении относительных расходов пара α_p и воды α_v по принятому расходу продувочной воды $\alpha_{пр}$ на основе решения уравнений материального и теплового балансов:

$$\alpha_{пр} = \alpha_p + \alpha_v;$$

$$\alpha_{пр} \cdot h'_{пр} \cdot \eta_c = \alpha_p \cdot h''_p + \alpha_v \cdot h'_v.$$

Относительный расход продувочной воды при восполнении потерь рабочего тела дистиллятом испарителей принимается $\alpha_{пр} = 0,003 \div 0,005$,

$h'_{пр}$ - энтальпия продувочной воды, определяется для состояния насыщения при давлении в барабане.

h''_p, h'_v - энтальпии пара и воды на выходе из расширителя, определяются для состояния насыщения при давлении в расширителе.

КПД расширителя $\eta_c = 0,99$.

Давление в барабане котла:

$$P_B = 1,2 \cdot P_0 = 1,2 \cdot 12,75 = 15,3 \text{ МПа.}$$

Давление в расширителе:

$$P_P = 1,08 \cdot P_D = 1,08 \cdot 0,6 = 0,648 \text{ МПа;}$$

$$h'_{\text{ГР}} = f(P_B) = 1622 \text{ кДж/кг;}$$

$$h'_B = f(P_P) = 683,7 \text{ кДж/кг;}$$

$$h''_P = f(P_P) = 2759 \text{ кДж/кг.}$$

Уравнение теплового баланса расширителя:

$$\alpha_{\text{ГР}} \cdot h'_{\text{ГР}} \cdot \eta_c = \alpha_{\text{ГР}} \cdot h''_P - \alpha_B \cdot h''_P + \alpha_B \cdot h'_B.$$

Относительный расход продувочной воды расширителя:

$$\alpha_B = \frac{\alpha_{\text{ГР}} \cdot (h'_{\text{ГР}} \cdot \eta_c - h''_P)}{h'_B - h''_P} = \frac{0,005 \cdot (1622 \cdot 0,99 - 2759)}{683,7 - 2759} = 0,00277.$$

Относительный расход чистого пара:

$$\alpha_P = \alpha_{\text{ГР}} - \alpha_B = 0,005 - 0,00277 = 0,00233.$$

Целью расчета охладителя продувки является определение энтальпии $h^*_{\text{ДВ}}$.

Уравнение теплового баланса для охладителя продувки:

$$\alpha_B \cdot (h'_B - h_B) \cdot \eta_{\text{П}} = \alpha_{\text{ДВ}} \cdot (h^*_{\text{ДВ}} - h_{\text{ДВ}});$$

$$h_B - h^*_{\text{ДВ}} = (40 - 80) \text{ кДж/кг;}$$

$$h_{\text{ДВ}} = 4,19 \cdot t_{\text{ДВ}} = 4,19 \cdot 10 = 41,9 \text{ кДж/кг;}$$

где $t_{\text{ДВ}} = 10 - 12^\circ \text{C}$ - температура добавочной воды на входе в ОП.

$$\alpha_{\text{ДВ}} = \alpha_{\text{пот}}^{\text{внеш}} + \alpha_{\text{пот}}^{\text{внут}};$$

$\alpha_{\text{пот}}^{\text{внут}} = \alpha_B + \alpha_{\text{ут}}$ - внутренние потери цикла ПТУ, где $\alpha_{\text{ут}} = 0,005 \div 0,012$ - относительные потери от утечек (принимая $\alpha_{\text{ут}} = 0,01$);

$$\alpha_{\text{пот}}^{\text{внут}} = 0,00233 + 0,01 = 0,01233;$$

$$\alpha_{\text{ДВ}} = \alpha_{\text{пот}}^{\text{внеш}} + \alpha_{\text{пот}}^{\text{внут}} = 0 + 0,01233 = 0,01233.$$

									Лист
									33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Уравнение теплового баланса охладителя продувки:

$$0,00277 \cdot (683,7 - h_B) \cdot 0,98 = 0,01233 \cdot (h_{ДВ}^* - 41,9).$$

где $h_B - h_{ДВ}^* = 80 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$.

Решая систему уравнений, находим:

$$h_B = 223,27 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_{ДВ}^* = 143,27 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

3.5.2 Расчет охладителей эжекторов и уплотнений

Охладители эжекторов и уплотнений необходимы для конденсации пара пастьупающего из эжекторов и уплотнений турбины, за счёт передачи тепла основному конденсату $\alpha_{ок}$ протекающему через них.

Температура основного конденсата после ОЭ и ОУ:

$$t_{ок}^* = t_{нк} + \Delta t_{оэ} + \Delta t_{оу} \text{ } ^\circ\text{C}, \text{ где}$$

$$t_{нк} = 32,9 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ – температура насыщения в конденсаторе};$$

$$\Delta t_{оэ} = 3 \div 5 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ - подогрев основного конденсата в ОЭ, принимаем } \Delta t_{оэ} = 4 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\Delta t_{оу} = 1 \div 3 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ - подогрев основного конденсата в ОУ, принимаем } \Delta t_{оу} = 2 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_{ок}^* = 34,58 + 4 + 2 = 40,58 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Энтальпия основного конденсата при этой температуре может быть определена как :

$$h_{ок}^* = 4,19 \cdot t_{ок}^*;$$

$$h_{ок}^* = 4,19 \cdot 40,58 = 170 \text{ кДж/кг}.$$

3.6 Составление уравнений материального баланса

3.6.1 Материальный баланс по пару

Относительный расход пара на турбину $\alpha_0 = 1$.

Относительный расход пара на турбоустановку определяется как:

$$\alpha_{ту} = \alpha_0 = 1.$$

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Относительный расход пара из парогенерирующей установки (парового котла) равен:

$$\alpha_{\text{ПГ}} = \alpha_{\text{ТУ}} + \alpha_{\text{УТ}} + \alpha_{\text{УПД}} + \alpha_{\text{Э}} = 1 + 0,01 + 0,04 + 0,005 = 1,055;$$

где $\alpha_{\text{УТ}} = 0,01$ - относительный расход утечек;

$\alpha_{\text{УПД}} = 0,02 \div 0,04$ - относительный расход пара на уплотнения, принимаем

$\alpha_{\text{УПД}} = 0,04$; $\alpha_{\text{Э}} = 0,004 \div 0,005$ - относительный расход пара на эжекторы, принимаем $\alpha_{\text{Э}} = 0,005$.

3.6.2 Материальный баланс по воде

Относительный расход питательной воды в парогенерирующую установку:

$$\alpha_{\text{ПВ}} = \alpha_{\text{ПГ}} + \alpha_{\text{ПР}} = 1,055 + 0,005 = 1,06.$$

3.7 Расчет баланса основных элементов

3.7.1 Расчет группы ПВД

Расчетная схема группы ПВД представлена на рисунке 3.6.

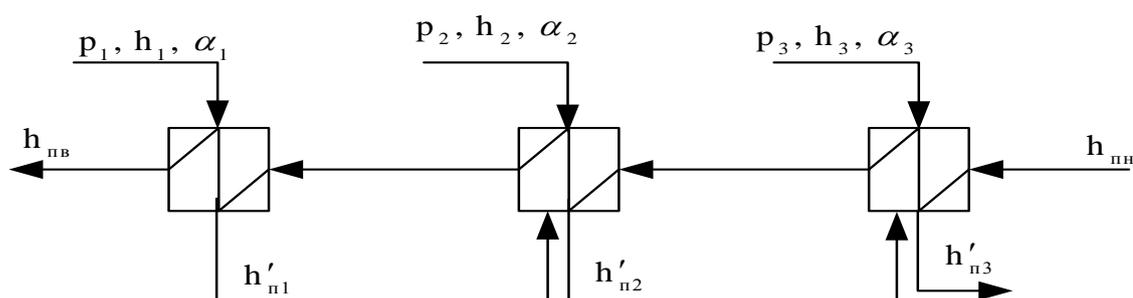


Рисунок 3.6 – Расчетная схема группы ПВД.

Уравнения теплового баланса для схемы ПВД:

$$\alpha_{\text{ПВ}} = 1,06;$$

$$\alpha_1 \cdot (3143,1 - 994,8) \cdot \eta = \alpha_{\text{ПВ}} \cdot (984,3 - 846,2);$$

$$[\alpha_1 \cdot (994,8 - 852,9) + \alpha_2 \cdot (3026,9 - 852,9)] \cdot \eta = \alpha_{\text{ПВ}} \cdot (846,2 - 708,4);$$

$$[(\alpha_2 + \alpha_1) \cdot (852,9 - 712,2) + \alpha_3 \cdot (2908,3 - 712,2)] \cdot \eta = \alpha_{\text{ПВ}} \cdot (708,4 - 670,5).$$

В результате решения системы уравнений:

$$\alpha_1 = 0,07;$$

$$\alpha_2 = 0,064;$$

$$\alpha_3 = 0,01.$$

3.7.2 Расчет деаэратора питательной воды

Расчетная схема основного деаэратора представлена на рисунке 3.7.

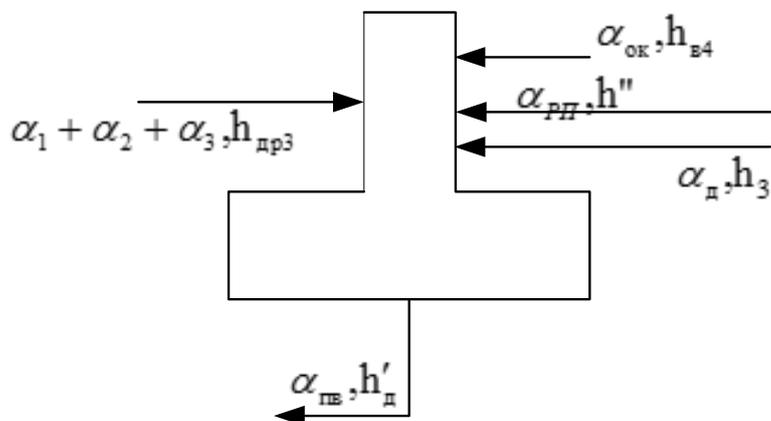


Рисунок 3.7 – Расчетная схема деаэратора.

Целью расчета деаэратора будет являться расчет относительного расхода пара на деаэратор и расхода основного конденсата, поступающего из П5.

Уравнения теплового и материального баланса деаэратора:

$$(\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) \cdot h_{дрз} + \alpha_p \cdot h'' + \alpha_d \cdot h_3 + \alpha_{ок} \cdot h_{в4} = (\alpha_{пв} \cdot h'_д) / \eta;$$

$$\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_d + \alpha_{ок} + \alpha_p = \alpha_{пв} + \alpha_{эж};$$

$$(0,07 + 0,064 + 0,01) \cdot 712,2 + \alpha_d \cdot 2908,3 + \alpha_{ок} \cdot 609,8 + 0,00233 \cdot 2759 = (\alpha_{пв} \cdot 670,5 + \alpha_{эж} \cdot 2755) / \eta;$$

$$(0,07 + 0,064 + 0,01) + \alpha_d + \alpha_{ок} + 0,00233 = \alpha_{пв} + \alpha_{эж}.$$

Давление в деаэраторе $p_d = 0,6$ МПа.

В ходе решения уравнений нашли:

$$\alpha_d = 0,895;$$

$$\alpha_{ок} = 0,019.$$

3.7.3 Расчет группы ПНД

Расчетная схема подогревателей низкого давления представлена на рисунке 3.8.

Система подогревателей низкого давления состоит из четырех подогревателей. На линии основного конденсата имеется одна точка смешения.

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист 36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Энтальпия основного конденсата на входе в первый подогреватель низкого давления $h_{ок} = 170$ кДж/кг,

Уравнения теплового и материального баланса для группы ПНД.

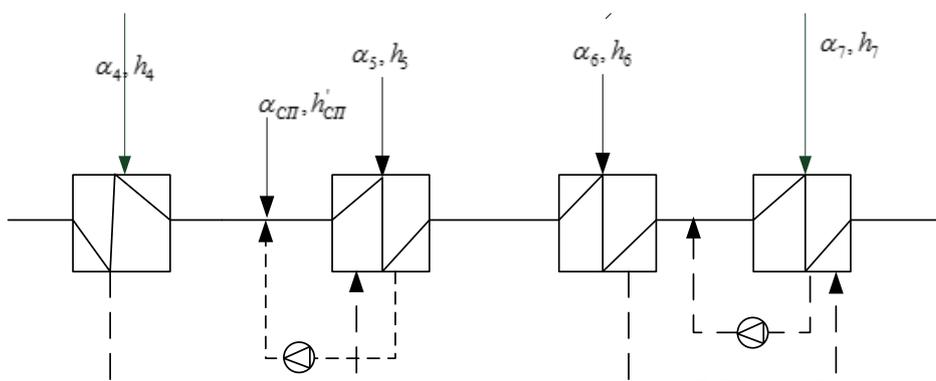


Рисунок 3.8- Расчетная схема П5,П6,П7,П8.

Система уравнений для расчёта.

Тепловой баланс для П5:

$$(\alpha_4 \cdot (2807,8 - 618,3)) = \alpha_{ок} \cdot (609,8 - h_{см2}).$$

Точка смешения 2:

$$\alpha_{ок} \cdot h_{см2} = (\alpha_{ок1} + \alpha_7 + \alpha_6) \cdot 487,2 + (\alpha_4 + \alpha_5) \cdot 495,1 + (\alpha_{ПБ} + \alpha_{СП}) \cdot 495,1;$$

$$\alpha_{ок} = \alpha_{ок1} + \alpha_7 + \alpha_6 + \alpha_{ПБ} + \alpha_{СП} + \alpha_4 + \alpha_5.$$

Тепловой баланс для П6:

$$(\alpha_5 \cdot (2666 - 495,1) + \alpha_4 \cdot (618,3 - 495,1)) \cdot \eta = (\alpha_{ок1} + \alpha_7 + \alpha_6) \cdot (487,2 - 381).$$

Тепловой баланс для П7:

$$\alpha_6 \cdot (2589,3 - 388,9) = (\alpha_{ок1} + \alpha_7 + \alpha_6) \cdot (381 - h_{см1}).$$

Точка смешения 1:

$$(\alpha_{ок1} + \alpha_7 + \alpha_6) \cdot h_{см1} = (\alpha_7 + \alpha_6) \cdot 283,3 + \alpha_{ок1} \cdot 275,5.$$

Тепловой баланс для П8:

$$\alpha_7 \cdot (2521,3 - 283,3) + (\alpha_6) \cdot (388,9 - 283,3) = \alpha_{ок1} \cdot (275 - 170).$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

В результате расчета получим:

$$\alpha_4=0,065; \quad \alpha_6=0,016;$$

$$\alpha_5=0,013; \quad \alpha_7=0,014;$$

$$\alpha_{ок1}=0,315;$$

$$h_{см2} = 451,02 \text{ кДж/кг.}$$

$$h_{см1} = 276,19 \text{ кДж/кг.}$$

Расход пара в конденсатор.

Со стороны пара:

$$\alpha_k = 1 - \sum \alpha_j = 1 - 0,743 = 0,257$$

Со стороны воды для этого же расхода можно записать выражение вида:

$$\alpha'_k = \alpha_{ок}^* \cdot 1 - \sum \alpha_{дренажа};$$

$\alpha_{ок}^*$ - относительный расход основного конденсата на входе в группу ПНД

$$(\alpha_{ок}^* = \alpha'_{ок});$$

$\sum \alpha_{дренажа}$ - сумма относительных расходов, сливаемых в конденсатор;

$$\sum \alpha_{слива} = \alpha_{дв} + \alpha_{эж} + \alpha_{упл} = 0,01233 + 0,005 + 0,04 = 0,05733;$$

$$\alpha'_k = 0,315 - 0,05733 = 0,2577.$$

Относительная ошибка:

$$\delta \alpha_k = 100 \cdot \left(\frac{\alpha_k - \alpha'_k}{\alpha_k} \right) = 100 \cdot \left(\frac{0,257 - 0,2577}{0,257} \right) = 0,272\%,$$

так как $\delta \alpha_k < 0,5\%$, то расчет сделан верно.

3.8 Определение расхода пара на турбину и определение мощности

3.8.1 Определение расхода пара на турбину

Расход пара на турбину определяются по формуле:

$$G_0 = \frac{N_g \cdot 10^3}{H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_r \cdot (1 - \sum \alpha_j \cdot y_j)},$$

Общие расчёты представлены в таблице 3.4.

										Лист
										38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Таблица 3.4 – Определение расхода пара на турбину.

Относительный расход пара в отборах, α	Коэффициент недо-выработки мощности	$\alpha_j \cdot y_j$
0,07	0,672	0,047
0,064	0,561	0,036
0,28	0,448	0,126
0,065	0,353	0,023
0,235	0,217	0,051
0,016	0,144	0,002
0,017	0,080	0,001
$(\sum \alpha_j \cdot y_j)$		0,286
$(1 - \sum \alpha_j \cdot y_j)$		0,714
$\frac{N_3 \cdot 10^3}{H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_r \cdot (1 - \sum \alpha_j \cdot y_j)}$, кг/с		67,778

$$\delta G_0 = 100 \cdot \left(\frac{|G_0 - G'_0|}{G_0} \right) = 100 \cdot \left(\frac{|68,03 - 67,76|}{67,76} \right) = 0,39 < 2\%, \text{ следовательно,}$$

расчет можно продолжать дальше.

3.8.2 Проверка мощности

Правильность расчета расходов можно определить по расчетной электрической мощности:

$$N'_3 = G_0 \cdot \left(\sum (\alpha_{отбj} \cdot H_j) \right) \cdot \eta_m \cdot \eta_r$$

Таблица 3.5 – Определение мощности.

Относительный расход пара в цилиндрах, α	Температурный перепад в отсеке	$\alpha_{отбj} \cdot H_j$
1	344,023	344,023
0,93	116,181	108,048
0,866	118,616	102,721
0,586	100,463	58,872
0,521	141,787	73,871
0,286	76,710	21,939
0,27	67,977	18,354
0,253	83,580	21,146
$\sum (\alpha_{отбj} \times H_j)$		748,973
$G_0 \times (\sum (\alpha_{отбj} \times H_j)) \times \eta_m \times \eta_r$		50002,300

$$\delta N_3 = 100 \cdot \left(\frac{|N_3 - N'_3|}{N_3} \right) = 100 \cdot \left(\frac{|50002,3 - 50000|}{50000} \right) = 0,0046\% < 1\%, \quad \text{следовательно,}$$

расчет выполнен правильно.

3.9 Расчет показателей тепловой экономичности

Тепловая нагрузка парогенерирующей установки, кВт:

$$Q_{\text{ПГ}} = G_0 \cdot (\alpha_{\text{ПГ}} \cdot (h_0 - h_{\text{ПВ}}) + \alpha_{\text{ПР}} \cdot (h'_{\text{ПР}} - h_{\text{ПВ}})), \text{ где:}$$

$h_0, h'_{\text{ПР}}$ – энтальпии пара на входе в турбину и продувочной воды, кДж/кг;

$\alpha_{\text{ПГ}}, \alpha_{\text{ПР}}$ – относительные расходы пара из парогенерирующей установки и продувочной воды;

$$Q_{\text{ПГ}} = 67,76 \cdot (1,055 \cdot (3487 - 984,3) + 0,005 \cdot (1622 - 984,3)) = 178843 \text{ кВт.}$$

Полная тепловая нагрузка турбоустановки, кВт:

$$Q_{\text{ТУ}} = G_0 \cdot ((\alpha_{\text{ТУ}} + \alpha_{\text{УПД}}) \cdot (h_0 - h_{\text{ПВ}}) + \alpha_{\text{ДВ}} (h_{\text{ДВ}} - h_{\text{ПВ}}) + \alpha_{\text{Р}} \cdot (h''_{\text{Р}} - h_{\text{ПВ}})), \text{ где}$$

$\alpha_{\text{Р}}, h''_{\text{Р}}$ – относительный расход и энтальпия пара из расширителя продувки;

$\alpha_{\text{ДВ}}$ – относительный расход добавочной воды;

$h_{\text{ДВ}}$ – энтальпия добавочной воды.

$$Q_{\text{ТУ}} = 67,76 \cdot ((1 + 0,04) \cdot (3487 - 984,3) + 0,01233 \cdot (41,9 - 984,3) + 0,00233 \cdot (2759 - 984,3)) = 175605 \text{ кВт.}$$

Тепловая нагрузка турбоустановки на отопление: кВт

$$Q_{\text{Т}} = \frac{Q_{\text{ОТ}}^{\text{СП}}}{\eta_{\text{П}}} = \frac{7500}{0,98} = 76530,6 \text{ кВт, где}$$

$Q_{\text{ОТ}}^{\text{СП}}$ – тепловая нагрузка сетевых подогревателей; $\eta_{\text{П}} = 0,98$ – КПД сетевых подогревателей.

Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии; кВт

$$Q_{\text{ТУ}}^{\text{Э}} = Q_{\text{ТУ}} - Q_{\text{Т}} = 175605 - 76530,6 = 99074,4 \text{ кВт.}$$

КПД турбоустановки по производству электроэнергии:

$$\eta_{\text{ТУ}}^{\text{Э}} = \frac{N_3}{Q_{\text{ТУ}}^{\text{Э}}} = \frac{50 \cdot 10^3}{99075} = 0,504.$$

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист 40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

КПД трубопроводов, связывающих парогенерирующую установку с турбиной:

$$\eta_{\text{ТР}} = \frac{Q_{\text{ТУ}}}{Q_{\text{ПГ}}} = \frac{175605}{178843} = 0,981.$$

КПД блока по отпуску электроэнергии (нетто):

$\eta_{\text{С}}^{\text{Э}} = \eta_{\text{ТУ}}^{\text{Э}} \cdot \eta_{\text{ТР}} \cdot \eta_{\text{ПГУ}} \cdot (1 - k_{\text{С.Н}})$, где $k_{\text{С.Н}}$ – удельный расход электроэнергии на собственные нужды станции принимается для ТЭЦ на твёрдом топливе $k_{\text{С.Н}} = 0,040 \div 0,090$ [1], принимаем $k_{\text{С.Н}} = 0,04$; $\eta_{\text{ПГУ}}$ - КПД парогенерирующей установки, для парового котла ТЭС, работающего на твердом топливе $\eta_{\text{ПГУ}} = 0,92$.

$$\eta_{\text{С}}^{\text{Э}} = 0,504 \cdot 0,981 \cdot 0,92 \cdot (1 - 0,04) = 0,436.$$

Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии:

$$b_{\text{Э}}^{\text{отп}} = \frac{123}{\eta_{\text{С}}^{\text{Э}}} = \frac{123}{0,436} = 282 \text{ г.у.т./кВт} \cdot \text{ч.}$$

КПД блока по отпуску теплоты:

$$\eta_{\text{С}}^{\text{Т}} = \eta_{\text{ПГУ}} \cdot \eta_{\text{ТР}} \cdot \eta_{\text{П}} = 0,92 \cdot 0,981 \cdot 0,98 = 0,884.$$

Удельный расход условного топлива по отпуску теплоты:

$$b_{\text{Т}}^{\text{отп}} = \frac{34,1}{\eta_{\text{С}}^{\text{Т}}} = \frac{34,1}{0,884} = 38,57 \text{ кг.у.т./ГДж.}$$

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Выбор основного и вспомогательного оборудования

4.1 Выбор парогенератора

Парогенератор должен производить необходимое количество пара с заданными параметрами с запасом 3%.

Паропроизводительность парогенератора с запасом в 3%

$$W=(1,03 \cdot G_{\text{III}} \cdot 3600) / 1000 = (1,03 \cdot 73,3 \cdot 3600) / 1000 = 271,7 \text{ т/ч},$$

где $G_{\text{III}} = \alpha_{\text{III}} \cdot G_0 = 1,055 \cdot 67,76 = 71,487 \text{ кг/с}$ - расход пара из парогенерирующей установки.

Выбираем барабанный котел с естественной циркуляцией без промежуточного перегрева пара Е-420-140-5, [2].

- Производительность по перегретому пару – 420 т/ч (116,67 кг/с);
- Давление пара в барабане 15,6 МПа (159 кгс/см²);
- Давление перегретого пара на выходе 13,7 МПа (140 кгс/см²);
- Температура перегретого пара 560 °С.

Котельный агрегат Е-420-13,8-5 (БКЗ-420-140 ПТ-2) с жидким шлакоудалением предназначен для работы на бурых и каменных углей Кузнецкого бассейна в пылевидном состоянии, для выработки перегретого пара, на тепловых электростанциях с теплофикационными турбинами на высокие параметры пара.

Котел вертикально-водотрубный, однобарабанный, с естественной циркуляцией, однокорпусный, рассчитанный на высокие параметры пара, в газоплотном исполнении, П-образной закрытой компоновки. Трубы заднего экрана внизу топки образуют слабонаклонный под с двумя летками для выхода шлака. Стены предтопок ошпированы и утеплены.

Топочная камера образована цельносварными мембранными газоплотными панелями из труб $\Phi 60 \times 6$ мм с вваренной полосой (сталь 20). Шаг труб в панелях составляет 80 мм. Угловые грани предтопок экранированы трубами $\Phi 76 \times 7$ мм с шагом 113 мм (сталь 20). Размеры камеры охлаждения по осям труб 6,58x14,45 м.

Потолок топки закрывается панелями фронтального экрана.

										Лист
										42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Топочная камера оборудована восемью щелевыми пылеугольными прямооточными горелками, установленными на угловых гранях предтопок (по четыре горелки на каждом предтопке). Оси горелок каждого предтопка направлены по касательной к воображаемой окружности диаметром 1000 мм.

Восемь сбросных горелок расположены выше основных.

Барaban котла сварной конструкции имеет внутренний диаметр 1600 мм с толщиной стенки 112 мм (сталь 16ГНМА).

Вода из барабана к испарительным экранам подается по 16 стоякам диаметром 219мм с толщиной стенки - 20 мм (сталь 20). Пароводяная смесь из экранов в барабан отводится по трубам $\varnothing 159 \times 15$ мм (сталь 20).

Схема испарения - двухступенчатая, с промывкой пара питательной водой. Первая ступень испарения включена непосредственно в барабан котла и представляет собой сочетание внутрибарабанных циклонов и промывочных устройств. Вторая ступень испарения включена в выносные сепарационные циклоны, имеющие наружный диаметр 426 мм.

Пароперегреватель радиационно-конвективного типа состоит из ширм, размещенных в верхней части топки и выполненных из труб $\varnothing 42 \times 5$ мм (сталь 12Х1МФ), а также из газоплотных цельносварных панелей из труб $\varnothing 60 \times 6$ мм (сталь 20), расположенных на боковых экранах горизонтального газохода.

Боковые стены горизонтального газохода, а также потолок, передняя и задняя стены опускного газохода выполнены из труб $\varnothing 60 \times 6$ мм, с шагом 100 мм с вваркой полосы (сталь 20).

Экономайзер выполнен из труб $\varnothing 32 \times 4$ мм (сталь 20); воздухоподогреватель - из труб $\varnothing 40 \times 1,5$ мм (Ст. 3).

Топочная камера и пароперегреватель подвешены к собственному каркасу.

Конвективная шахта установлена на портале.

Котел имеет «теплый ящик» т. е. тепловую камеру для совместной изоляции перепускных труб и камер, расположенных в верхней части котла, и обеспечения газоплотности котла.

Обмуровка котла представляет собой натрубную изоляцию из вулканитовых

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.3.2 Конденсатный насос первого подъема

$$D_K^{\max} = \alpha_{ок} \cdot D_0 = 0,315 \cdot 67,76 = 21,34 \text{ кг/с};$$

$$D_{кн1} = 1,1 \cdot 21,34 = 23,47 \text{ кг/с}.$$

Максимальная подача насоса:

$$V_{кн1} = D_{кн1} \cdot \nu \cdot 3600 = 23,47 \cdot 0,001 \cdot 3600 = 84,5 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Принимаем к установке два конденсатных насоса типа КсВ-90/155, один из них резервный [2]. Его характеристики представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Характеристики конденсатного насоса.

Подача $V, \text{ м}^3/\text{ч}$	Напор $H, \text{ м}$	Допустимый ковитационный запас, м	Частота вращения $n, \text{ об/мин}$	Мощность $N, \text{ кВт}$	КПД насоса %	Завод-изготовитель
90	155	1,6	3000	75	62	ПО «Насосэнерго- маш»,

4.3.3 Сетевые насосы

Поскольку расход сетевой воды небольшой примем к установке 1 насос и один резервный.

Расчетная подача сетевых насосов

$$V = G_{св} \cdot \nu \cdot 3600 = 223,7 \cdot 0,00102 \cdot 3600 = 821,4 \text{ м}^3/\text{ч},$$

где $\nu = f(P_{св}; t_{ос}) = 0,00102 \text{ м}^3/\text{кг}$ - удельный объём воды.

Напор, развиваемый насосом

$$H = \frac{P_{св} - P_{обр.св}}{\rho \cdot g} = \frac{(1,2 - 0,1) \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81} = 112 \text{ м},$$

где $P_{обр.св} = 0,1 \text{ МПа}$ (принимаем).

Выбираем насос типа СЭ1250-140 [2].

Его характеристики представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Характеристики сетевого насоса.

Поддача $V, \text{м}^3/\text{ч}$	Напор $H, \text{м}$	Допустимый ковитационный запас м	Частота вращения $n, \text{об}/\text{мин}$	Мощность $N, \text{кВт}$	КПД насоса %	Завод-изготовитель
1250	140	7,5	1500	630	82	ПО «Насосэнергомаш», г.Сумы

4.3.4 Дренажные насосы

Дренажный насос П8 - служит для подачи дренажа из П7 в линию основного конденсата.

Расход конденсата:

$$G_{\text{дн1}} = 0,014 \cdot 67,76 = 0,9486 \text{ кг/с.}$$

Поддача насоса:

$$V = 1,05 \cdot G_{\text{дн1}} \cdot v \cdot 3600 = 1,05 \cdot 0,9486 \cdot 0,00105 \cdot 3600 = 3,76 \text{ м}^3/\text{ч};$$

где $v = f(P_{\text{П6}}) = 0,00105 \text{ м}^3/\text{кг}$ - удельный объём дренажа П6.

Напор насоса равен:

$$H_{\text{дн1}} = \frac{p_{\text{ок}} - p_{\text{пнд7}}}{\rho \cdot g} = \frac{0,75 - 0,029}{1000 \cdot 9,81} \cdot 10^6 = 73,49 \text{ м.}$$

В соответствии с расчётным напором и подачей по [2], выбираем насос типа К50-32-250-4; завод изготовитель ПО „Уралгидромаш”. Его характеристики представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Характеристики дренажного насоса.

Поддача $V, \text{м}^3/\text{ч}$	Напор $H, \text{м}$	Допустимый ковитационный запас	Мощность $N, \text{кВт}$	КПД насоса %	Завод-изготовитель
12,5	80	4,5	7,16	71	ПО „Уралгидромаш”

Дренажный насос П5 нужен для подачи дренажа из П5 в линию основного конденсата.

Расход конденсата:

$$G_{\text{дн2}} = 0,078 \cdot 67,76 = 5,28 \text{ кг/с.}$$

Подача насоса:

$$V = 1,05 \cdot G_{\text{дн1}} \cdot v \cdot 3600 = 1,05 \cdot 5,28 \cdot 0,00105 \cdot 3600 = 20,95 \text{ м}^3/\text{ч};$$

где $v = f(P_{\text{п6}}) = 0,001067 \text{ м}^3/\text{кг}$ - удельный объём дренажа П5.

Напор насоса равен:

$$H_{\text{дн1}} = \frac{P_{\text{ок}} - P_{\text{пнд6}}}{\rho \cdot g} = \frac{0,65 - 0,19}{1000 \cdot 9,81} \cdot 10^6 = 46,8 \text{ м.}$$

В соответствии с расчётным напором и подачей по [2], выбираем насос типа К65-40-250; завод изготовитель ПО „Уралгидромаш”. Его характеристики представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Характеристики дренажного насоса.

Подача V, м ³	Напор H, м	Допустимый ко- витационный за- пас	Мощность N, кВт	КПД насоса %	Завод-изготовитель
25	80	4,5	10,89	71	ПО „Уралгидромаш”

4.3.5 Деаэратор питательной воды

Суммарная производительность деаэраторов выбирается по максимальному расходу питательной воды. На каждый блок устанавливается по возможности один деаэратор с одной или двумя колонками с рабочим давлением 0,59-1,29 МПа. Емкость баков деаэраторов должна быть на 15% больше запаса питательной воды, который составляет: для электростанций с блочными связями – не менее 3,5 минут работы при остановке конденсатных насосов.

Максимальный расход питательной воды:

$$G_{\text{пв}}^{\text{max}} = 1,06 \cdot D_0 = 1,06 \cdot 67,76 = 71,8 \text{ кг/с.}$$

Емкость бака деаэратора:

$$V = 1,15 \cdot G_{\text{пв}}^{\text{max}} \cdot v \cdot \tau = 1,15 \cdot 71,8 \cdot 0,0011 \cdot 210 = 19 \text{ м}^3,$$

где $v = f(P_{\text{д}}) = f(0,6 \text{ МПа}) = 0,0011 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Выбираем деаэратор ДП-500 [2].

Его характеристики: номинальная производительность 138,8 кг/с; рабочее давление 0,59 МПа; давление допустимое при работе предохранительных клапанов 0,725 МПа; рабочая температура 158°C; пробное гидравлическое давление 0,9 МПа; диаметр колонки 1820 мм; высота колонки 3870мм.

4.3.6 Регенеративные подогреватели

Как правило, применяется одноконтурная схема подогревателей, на каждый регенеративный отбор должен устанавливаться один корпус подогревателя. Регенеративные подогреватели выбираются в соответствии с давлением по паровой и водяной стороне, расходом воды и поверхностью нагрева.

В качестве ПВД выбираем подогреватели, характеристики которых указаны в таблице 4.6. Сверху вниз – ПВД3 (П1), ПВД2 (П2), ПВД1 (П3).

ПВД 3:

Рабочее давление воды в трубной системе $p_{ПВ} = 16,9$ МПа;

Рабочее давление пара в корпусе $p_{П1} = 3,1$ МПа;

Номинальный расход воды $G_{ПВ} = \alpha_{ПВ} \cdot G_0 = 1,06 \cdot 67,76 = 71,8$ кг/с.

Выбираем ПВ-425-230-37-I, по [2].

ПВД 2:

Рабочее давление воды в трубной системе $p_{ПВ} = 16,9$ МПа;

Рабочее давление пара в корпусе $p_{П2} = 1,894$ МПа;

Номинальный расход воды $G_{ПВ} = \alpha_{ПВ} \cdot G_0 = 1,06 \cdot 67,76 = 71,8$ кг/с.

Выбираем ПВ-425-230-25-I, по [2].

ПВД 1:

Рабочее давление воды в трубной системе $p_{ПВ} = 16,9$ МПа;

Рабочее давление пара в корпусе $p_{П3} = 1,16$ МПа;

Номинальный расход воды $G_{ПВ} = \alpha_{ПВ} \cdot G_0 = 1,06 \cdot 67,76 = 71,8$ кг/с.

Выбираем ПВ-425-230-13-I, по [2].

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.6 Характеристики ПВД.

Типоразмер	Площадь поверхности теплообмена м ²			Номинальный расход воды кг/с	Расчётный тепловой поток, МВт	Максимальная температура °С	Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды, м.водн.ст	Габаритные размеры	
	полная	зоны ОП	зоны ОК					Высота мм	Диаметр корпуса мм
ПВ-425-230-25-1	425	42,0	63,0	152,8	9,8	500	25	7390	1740
ПВ-425-230-13-1	425	42,0	63,0	152,8	13,0	530	25	7390	1740
ПВ-425-230-13-1	425	42,0	63,0	138,8	10,4	450	25	7390	1740

В качестве ПНД выбираем подогреватели, характеристики которых представлены в таблице 4.7. Сверху вниз – ПНД4, ПНД3, ПНД2, ПНД1.

Таблица 4.7 - Характеристики ПНД.

Типоразмер	Площадь поверхности теплообмена м ²	Номинальный расход воды кг/с	Расчётный тепловой поток МВт	Максимальная температура °С	Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды м.водн.ст	Габаритные размеры		Завод-изготовитель
						Высота мм	Диаметр корпуса мм	
ПН-200-16-7-1	200	97,2	10,2	240	0,07	4820	1224	СарЗЭМ
ПН-200-16-7-1	200	97,2	10,2	240	0,07	4820	1224	СарЗЭМ
ПН-200-16-7-1	200	97,2	10,2	240	0,07	4820	1224	СарЗЭМ
ПН-200-16-7-1	200	97,2	10,2	240	0,07	4820	1224	СарЗЭМ

4.3.7 Выбор конденсатора

Конденсатор выбираем по прототипу турбоустановки ПТ-60-130.

Тип конденсатора 50КЦС-4.

6 Автоматическая система регулирования температуры пара за котлом

Объектом автоматизации в данной работе является паровой котёл с естественной циркуляцией Е-420-140-5.

Задачи автоматического регулирования процессов, протекающих в котлоагрегате, сводятся, в основном, к необходимости поддержания материального и энергетического баланса в нем. В том случае, когда параметры находятся на неизменном уровне, режим работы котла называют стационарным.

Основные регулируемые величины котла это давление, температура и расход перегретого пара.

Расход перегретого пара это величина зависящая от нагрузки котла, а вот температура и давление это величины которые необходимо поддерживать при разных режимах в пределах допустимых отклонений.

Котлоагрегат, это объект управления со сложной динамической системой в которой изменение одного параметра способствует изменению других параметров которые влияют на весь технологический процесс.

Например, изменение расхода топлива ведет к изменению содержания кислорода в уходящих газах, давления и расхода перегретого пара.

Система регулирования параметров барабанного котла включает в себя три автономные АСР процессов: горения и парообразования, питания и водного режима, температуры перегретого пара на выходе из котла.

К АСР температуры перегретого пара предъявляются весьма высокие требования. Так предельные отклонения температуры от заданного значения ($t=540^{\circ}\text{C}$) могут составлять $-5 \div 10^{\circ}\text{C}$.

6.1 Обзор существующих схем регулирования

Способы воздействия на температуру перегретого пара:

- 1) Смешивание.
- 2) Поверхностное охлаждение.
- 3) Воздействие на тепловосприятие.

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рассмотрим способ получивший наибольшее применение для регулирования температуры - смешивание.

Существуют несколько схем смешивания:

- впрыска собственного конденсата (одноконтурная схемы с ВПО и расходом конденсата из барабана);
- впрыска пара с меньшим теплосодержанием (осуществляется байпасирование пара через необогреваемый байпас).
- смешивание (впрыск питательной воды).

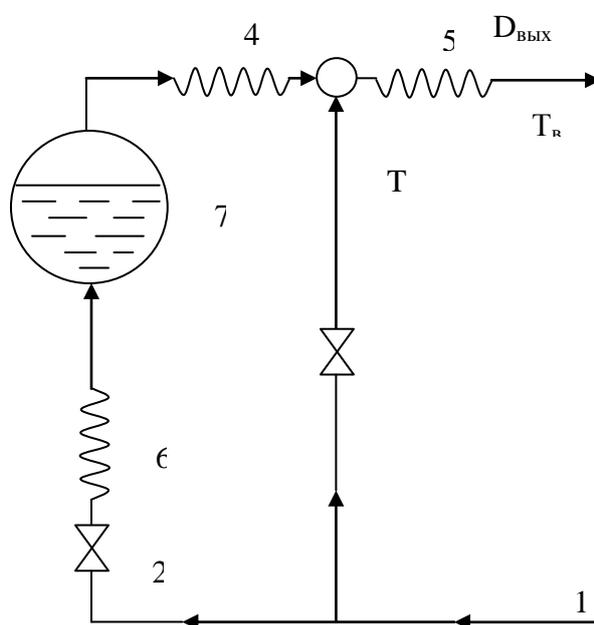


Рисунок 6.1-Принципиальная схема регулирования температуры перегретого пара методом впрыска питательной воды.

Вода для впрыска отбирается из питательного трубопровода 1 до регулирующего клапана питания котла 2 и через регулирующий клапан впрыска 3 подаётся во впрыскивающий пароохладитель 8 встроенный между первым 4 и вторым 5 пакетами пароперегревателя.

Регулирующий клапан 2 регулирует расход питательной воды, которая проходя через экономайзер 6 поступает в барабан 7 котлоагрегата.

Питательная вода используется для впрыска только при малом её солесодержании. Если же содержание растворённых в воде солей велико, то тогда

для впрыска применяется конденсат турбины, который поступает на впрыск при помощи плунжерных насосов. Для обеспечения автоматического регулирования температуры, необходимо подобрать автоматический регулятор, задать ему пределы отклонений параметров и замкнуть цепь. В данной АСР применяются одноимпульсная и двух импульсная системы регулирования.

Одноимпульсная система автоматического регулирования имеет значительный недостаток, на вход объекта регулирования ПП2 поступают сильные возмущения в виде изменения температуры пара с предыдущих пакетов пароперегревателя.

В следствии инерционности регулируемого участка отклонения входной величины в некоторых переходных режимах могут достигать недопустимых значений.

Для более качественного регулирования температуры перегретого пара в настоящее время применяют двухимпульсную систему регулирования. Внутренний малоинерционный контур образуется вводной производной от промежуточной регулируемой величины.

Внутренний контур позволяет отфильтровать практические температурные возмущения идущие от предвключённых ступеней пароперегревателя в регулируемый участок, а внешний инерционный контур обеспечивает поддержание заданных параметров регулируемой величины.

Технологическая схема двухимпульсной системы представлена на рисунке 6.3

В этой схеме установлена дополнительная термопара ИУ_п, которая измеряет температуру пара перед регулируемым участком пароперегревателя.

Выход с ИУ_п подаётся на входные контакты регулирующего устройства РУ_п, который формирует необходимый закон дополнительного воздействия на регулирующее устройство РУ от промежуточной величины.

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

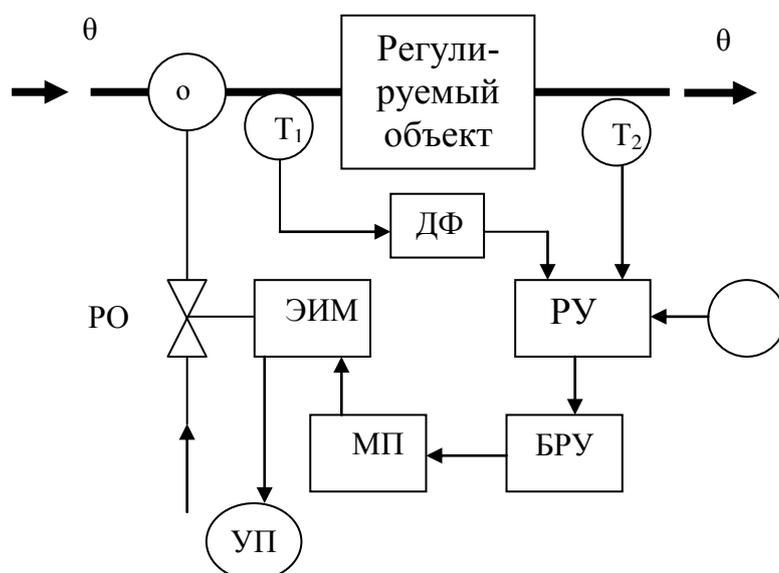


Рисунок 6.4 - Структурная схема АСР с ПИ-регулятором на блоках АКЭСР-2.

РО – регулирующий орган; УП – указатель положения; ЭИМ – электрический исполнительный механизм; МП – магнитный пускатель; ДФ – дифференциатор; БРУ – блок управления; З – задатчик; РУ – регулирующее устройство; T_1 , T_2 – термоэлектрические термодпары.

Так как в установившихся режимах работы котла регулятор должен контролировать лишь температуру на выходе пароперегревателя θ_3 , сигнал от θ_2 должен появляться лишь в переходных режимах (так как в противоположном случае регулятор будет поддерживать на заданном значении не температуру пара после пароперегревателя, а сумму температур пара после пароперегревателя и после пароохладителя). Поэтому преобразователь сигнала ДФ обычно выполняют в виде реального дифференцирующего звена.

Таким образом, каскадная АСР температуры перегретого пара обеспечивает относительное постоянство температуры пара на входе в регулируемый участок, а, следовательно, и более высокое качество регулирования температуры на выходе из пароперегревателя.

6.2 Определение структуры и выбор оборудования функциональной системы автоматического регулирования пара

Функциональная схема является основанием для составления заказной спецификации на приборы и средства автоматизации.

Функциональная схема разработанной АСР температуры перегретого пара на выходе из котла приведена в приложении в графическом материале ФЮРА 421000.006 С2.

Комплекс технических средств АКЭСР-2.

Комплекс АКЭСР-2 включает в себя:

ТЕ - Преобразователь термоэлектрический НСХ L(ХК), длина монтажной части 180мм, класс допуска 2, количество чувствительных элементов 2. ПГ «Метран» г. Челябинск. Тип: ТХА МЕТРАН-232-04-180-2-2.

ТУ - Преобразователь электрический нормирующий, НСХ L(ХК), диапазон измеряемых температур 0...600 °С, выходной сигнал 4...20 мА, класс точности 0,25. ПГ «Метран», г. Челябинск. Тип: Ш9322-0-03-0-2.

ТИРАС - Регулирующее устройство РП4-М1. Устройство предназначено для формирования динамических свойств пропорциональных, пропорционально-интегральных, а с внешним дифференциатором - пропорционально-интегрально-дифференциальных законов регулирования автоматических регуляторов, содержащих электрические исполнительные механизмы постоянной скорости.

Аналоговый, изменение сопротивления термометров сопротивления – 0-20 Ом; аналоговый, э.д.с. преобразователей термоэлектрических 0-50 мВ; дискретный, замыкание внешних контактов 50 В, 0,03 А; аналоговый, напряжение постоянного тока - 0-10 В; аналоговый постоянный ток - 0-5 мА; аналоговый, сигнал внешнего реостатного задатчика +5 %. ООО «УралКомплектЭнергоМаш» г. Екатеринбург. Тип: РП 4-Т-М1.

NS - Пускатель бесконтактный реверсивный ПБР-2М. Бесконтактное управление электрическими исполнительными механизмами и приводами, пуск, реверс любых синхронных и асинхронных двигателей мощностью до 1,1 кВт.

										Лист
										55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары. Тип: ПБР-2М.02.

4Г - Механизм электроисполнительный однооборотный с номинальным значением момента на выходном валу 100 Н•м, номинальное значение времени полного хода 10 с, номинальное значение полного хода 0,25 об. В составе с синхронным электродвигателем— редуктор с червячной передачей, ручным приводом, блоком сигнализации положения БСПТ-ПВТ6 или БСПР-ПВТ6, фланцем. ОАО«ЗЭиМ», г.Чебоксары. Тип: МЭОФ100/100,25-ПВТ4-01.

Н – ручной задатчик РЗД-12.

TIR – Прибор аналоговый, показывающий, регистрирующий, предел допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,5$ %, верхний предел измерения 0,63 т/ч, входной сигнал 4...20 мА, выходной сигнал 4...20 мА. ПГ «Метран» г. Челябинск.

NSA - Блок ручного управления БРУ-42.

GI - Указатель положения ДУП-М.

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		