

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 ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА ТУРБИНЫ ПТ-140/165-130/15 ДЛЯ ПОКРЫТИЯ ОТОПИТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКИ

УДК 621.311.22:621.165.004-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-6300	Чудинова Ксения Станиславовна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры АТЭС	О.Ю. Ромашова	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент 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., доцент		

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры автоматизации теплоэнергетических 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., доцент		

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	Чудиновой Ксении Станиславовны

Тема работы:

ПРОЕКТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТБОРА ТУРБИНЫ ПТ-140/165-130/15 ДЛЯ ПОКРЫТИЯ ОТОПИТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКИ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№2892/с от 10.03.16

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <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>	Томская ТЭЦ-3, мощность 140 МВт
--	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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. Краткая характеристика турбоагрегата ПТ-140/165-130 2. Характеристика турбоустановки ПТ-140-130 и ее режимов работы 3. Расчет тепловой схемы турбоустановки ПТ-140-130 на характерные режимы 4. Варианты использования производственного отбора для покрытия отопительной нагрузки 5. Разработка варианта установки приключенной турбины на П-отбор ТУ ПТ-140-130 6. Расчет тепловой схемы турбоустановки ПТ-140-130 после реконструкции на характерные режимы работы 7. Выбор вспомогательного оборудования. 8. Поверочные расчет теплообменников 9. Проектирование трубопроводов. Механический расчет. Гидравлический расчет. На самокомпенсацию. 10. Расчет изоляции. 11. Техничко-экономические показатели работы турбоустановки после реконструкции 12. Система регулирования температуры сетевой воды на выходе из группы сетевых подогревателей 13. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 14. Социальная ответственность <p>Выводы</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Развернутая тепловая схемы турбоустановки ПТ-140-130 – 1 л. 2. Схема сетевой установки – 1л. 3. Компоновка машзала в месте установки противодавленческой турбины. План и поперечный разрез – 3 л. 4. Схема регулирования температуры сетевой воды на выходе из группы сетевых подогревателей -1 л
<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., ст. преподаватель кафедры автоматизации теплоэнергетических процессов</p>

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	23 декабря 2015 года
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	Ромашова О.Ю.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6300	Чудинова Ксения Станиславовна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-6300	Чудинова Ксения Станиславовна

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p><i>1. Описание рабочего места оператора котло-тубинного цеха на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля) - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу)
<p><i>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем - индивидуальные защитные средства) 	<p><i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем - индивидуальные защитные средства)
<p><i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты); 	<p><i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты);

- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)
3. Охрана окружающей среды: - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	3. Охрана окружающей среды: - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	Заземляющее устройство

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.16
--	----------

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6300	Чудинова Ксения Станиславовна		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-6300	Чудинова Ксения Станиславовна

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих

2. Нормы и нормативы расходования ресурсов

3. Используемая система налогообложения, ставка налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

2. Планирование и формирование бюджета научных исследований

3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Перечень графического материала:

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

10.03.16

Задание выдал консультант:

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

Задание принял студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6300	Чудинова К.С.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа объемом 107 с., 26 рис., 24 источника, 6 листов графического материала.

Ключевые слова: производственный отбор, реконструкция, паровая турбина, приключенная турбина, отопительная нагрузка.

Объектом исследования является турбоустановка типа ПТ-140/165-130/15.

Цель работы – разработка варианта использования неостребованного производственного отбора пара турбины ПТ-140/165-130/15 для покрытия отопительной нагрузки, что позволит обеспечить повышение надежности энергоснабжения потребителей, улучшение технико-экономических показателей электростанции.

В дипломной работе была принят вариант реконструкции с установкой на производственный отбор приключенной турбины и дополнительного сетевого подогревателя. Произведены расчеты режимов работу ТУ после реконструкции. Полученные результаты показали, что реконструкцию можно проводить и по техническим и по экономическим соображениям.

Дипломный проект выполнен в текстовом редакторе Microsoft Word 7.0, а графическая часть выполнена в графическом редакторе Компас 3D-10С.

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

Оглавление

Введение.....	11
1 Схема и основные показатели турбины ПТ-140/165-130/15.....	12
2 Зоны эксплуатационных режимов и система регулирования.....	16
3 Расчет тепловой схемы турбоустановки ПТ-140/165-130/15 на характерные режимы работы.....	
3.1 Расчет тепловой схемы турбины ПТ-140/160-130/15 на номинальный режим по тепловому графику.....	
3.2. Расчет схемы по тепловому графику 97/54 без производственного отбора ...	
3.3 Расчет схемы по тепловому графику на минимальную температуру наружного воздуха без производственной нагрузки.....	
4 Варианты использования производственного отбора для покрытия отопительной нагрузки.....	19
4.1 Использование производственного отбора в качестве пикового источника отопительной нагрузки.....	19
4.2 Использование производственного отбора в основной части графика тепловой нагрузки.....	21
4.2.1 Параллельное включение ОСП.....	21
4.2.1 Приключенная турбина на П-отборе.....	22
5 Разработка варианта установки приключенной турбины на П-отборе ТУ ПТ-140/165 -130/15.	23
5.1 Выбор типа турбины.....	23
5.2 Схема реконструкции.....	24
5.3 Техничко-экономическое обоснование реконструкции.....	24
6 Расчет тепловой схемы турбоустановки ПТ-140/165-130/15 после реконструкции на характерные режимы.....	
6.1 Расчет схемы по тепловому графику 97/54	
6.2 Расчет схемы по тепловому графику 113/70.....	

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

7	Выбор вспомогательного оборудования.....	30
8	Поверочный расчет теплообменников.....	
9	Проектирование трубопроводов. Гидравлический расчет. Механический расчет.....	
10	Расчет изоляции паропровода производственного отбора	
11	Технико-экономические показатели работы турбоустановки после реконструкции	
12	Система регулирования температуры сетевой воды на выходе из группы сетевых подогревателей.....	33
13	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	41
14	Социальная ответственность.....	
	Заключение	
	Список использованных источников	

Графический материал

На отдельных листах

ФЮРА. 311019.001.Т3 Развернутая тепловая схема турбоустановки ПТ-140-130

ФЮРА. 311356.002 Схема сетевой установки

ФЮРА. 311111.003. МЧ Компоновка машзала план на отметке 11.2

ФЮРА. 311111.004. МЧ Компоновка машзала план на отметке 3

ФЮРА. 311111.005. МЧ Поперечный разрез машзала

ФЮРА. 4210000.009. С2 Схема теплотехнического контроля

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

Введение

В настоящее время основным источником электрической и тепловой энергии являются ТЭС. Их развитие с момента возникновения определилось увеличением единичной мощности блоков, что достигалось как увеличением производительности оборудования, так и повышением начальных параметров пара. Следует заметить, что в последние годы значительно сократилось строительство новых станций. Но в то же время, в стране наблюдается экономический рост, что автоматически ведет к увеличению потребления тепла и электроэнергии. Строительство новых электростанций требует значительных капитальных вложений, поэтому наиболее выгодным является расширение уже существующих ТЭЦ.

Приоритетное направление для современной энергетики является реконструкция и модернизация действующего оборудования. Это актуально для всех электростанций, так как оборудование устаревает или его использование становится не столько необходимо.

В настоящее время многие промышленные предприятия не нуждаются в технологическом паре от ТЭЦ. Недоиспользование теплоты промышленных отборов пара связано с рядом причин, основные из которых: внедрение энергосберегающих мероприятий у потребителей и строительство собственных источников теплоты в связи с увеличением тарифов на тепловую и электрическую энергию. Это ведет к невыработке электрической и тепловой энергии на электростанциях, что отрицательно сказывается на КПД турбоустановки.

Одним из путей повышения эффективности процессов производства, передачи и потребления тепловой энергии является внедрение современных мероприятий и технологий на всех стадиях энергетического производства

В данном проекте будут рассмотрены варианты использования пара производственного отбора для увеличения отпуска тепла от ТЭЦ.

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

1 Схема и основные показатели турбины ПТ-140/165-130/15

Турбина ПТ-140/165-130/15 – теплофикационная паровая турбина с регулируемым одним производственным и двумя теплофикационными отборами пара для нужд производства, отопления и горячего водоснабжения. Она спроектирована на расход охлаждающей воды 13500 м³/ч и расчетную температуру 27°С. Длина последних лопаток 660 мм [1]. Две ступени в ЧНД (за нижним теплофикационным отбором).

Турбина паровая теплофикационная, ПТ–140/165–130-3 с конденсационной установкой, предназначена для привода турбогенератора типа ТВВ–160–2У3 мощностью 165 МВт с частотой вращения ротора 3000 об/мин.

Регенеративная система турбоустановки включает подогреватели, утилизирующие теплоту пара из уплотнений и эжекторов, четыре ПНД, деаэратор и три ПВД. Подогреватели низкого давления питаются греющим паром из ЦНД турбины, а ПВД и деаэратор – из ЦВД. Параметры пара и отборов приведены в таблице 1.

Из паропровода пар поступает к двум стопорным клапанам, от которых направляется к четырем регулирующим клапанам, установленным на корпусе ЦВД. Производственный отбор пара осуществляется из выходного патрубка ЦВД. Из перепускных труб пар поступает к четырем регулирующим клапанам ЧСД на входе во второй цилиндр. Пройдя одновенечную регулирующую и шесть нерегулируемых ступеней ЧСД, пар поступает в камеру, из которой производится первый отопительный отбор; расход в него регулируется поворотной диафрагмой с дроссельным парораспределением. Далее пар расширяется в двух ступенях, за которыми осуществляется второй отопительный отбор: расход в него определяется открытием второй регулирующей диафрагмы, установленной перед ЧНД.

Каждый из роторов паропровода лежит в двух опорных подшипниках. Задний подшипник ЦВД – комбинированный опорно-упорный, с

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

симметричными упорными сегментами. Отдельные роторы соединены жесткими муфтами; полумуфты роторов турбины откованы заодно с валами.

Таблица 1.1 - Основные показатели турбины ПТ-140/165-12,8

Показатель		
Мощность, МВт	номинальная	143
	максимальная	167
	на конденсационном режиме	120
Расход свежего пара, т/ч	номинальный	788
	максимальный	810
Параметры свежего пара	давление, МПа	12,8
	температура, °С	555
Тепловая нагрузка: производственная, т/ч	номинальная	335
	максимальная	500
Тепловая нагрузка: отопительная, т/ч	номинальная	120
	максимальная	140
Пределы изменения давления в регулируемых отборах, МПа	производственном	1,2-2,1
	верхнем отопительном	0,06-0,25
	нижнем отопительном	0,04-0,12
Длина рабочей лопатки последней ступени, мм	660	
Число ступеней	ЦВД	13
	ЦНД	11
Давление в конденсаторе, кПа	8,8	
Охлаждающая вода	расчетная температура, °С	27
	Расчетный расход, м ³ /ч	13500
Поверхность охлаждения конденсатора, м ³	6000	
Структурная формула системы регенерации	3 ПНД+ Д + 4ПНД	
Расчетная температура питательной воды, °С	232	

Ротор ЦНД – комбинированный: диски первых шести ступеней откованы заодно с валом, остальные диски – насадные. Для уменьшения осевого усилия на валу в области переднего концевого уплотнения ЦНД выполнен ступенчатый разгрузочный диск больших размеров.

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Корпус ЧНД имеет горизонтальный и два технологического разъема. Передняя и средняя части – литые, задняя – сварная. Все диафрагмы установлены в обоймах, пространство между которыми использовано для размещения патрубков отбора.

С учетом работы в области значительной влажности из-за отсутствия промежуточного перегрева пара лопатка последней ступени выполнена умеренной длины, что обеспечивает ее надежность против эрозийного износа.

Система регулирования обеспечивает все режимы, важные для турбины с отборами пара. Полное закрытие диафрагмы ЧНД позволяет осуществить режим работы с противодавлением: при этом тепло пара, пропускаемого через ЧНД для вентиляции, используется для подогрева сетевой или подпиточной воды. В этом случае, конечно, турбина не будет участвовать в регулировании частоты сети.

Электрическая часть системы регулирования обеспечивает хорошее качество регулирования обеспечивает хорошее качество регулирования мощности и давления в отборах и ускоряет срабатывание системы защиты в аварийных ситуациях.

Трубная система конденсатора состоит из основного и встроенного теплофикационного пучков со своими подводами и отводами охлаждающей воды и отсосами паровоздушной смеси.

В состав сетевой установки входят два сетевых подогревателя – ВСП и НСП. Сетевая установка предназначена для отпуска тепла тепловому потребителю на нужды отопления и горячего водоснабжения. Конденсат греющего пара из ВСП и НСП отводится в линию основного конденсата. Воздух из конденсатора турбины отсасывается основными эжекторами. В тракте основного конденсата установлены: охладитель эжекторов (ОЭ), охладитель пара уплотнений (ОУ) и сальниковый подогреватель, утилизирующие теплоту протечек через концевые уплотнения турбины.

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Теплофикационная установка состоит из двух горизонтальных сетевых подогревателей. Каждый подогреватель рассчитан на номинальную теплопроизводительность 64 МВт. При работе с одним нижним теплофикационным отбором сетевой подогреватель ПСГ1 может обеспечивать номинальную тепловую нагрузку турбоустановки, равную 128 МВт.

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

2 Зоны эксплуатационных режимов и система регулирования

Количество эксплуатационных режимов у турбоустановки ПТ-140/165-130/15 весьма велико. Это обеспечивается разветвленной электрогидравлической системой регулирования. Она независимо управляет четырьмя основными параметрами: частотой вращения ротора, давлением в производственном отборе, давлениями в верхнем и нижнем теплофикационных отборах.

В гидравлическую часть регулирования входят четыре регулятора и четыре главных сервомотора, которые перемещают регулирующие клапаны ЦВД, ЦСНД, поворотную (регулирующую) диафрагму в камере верхнего теплофикационного отбора и поворотную (регулирующую) диафрагму ЧНД в камере нижнего отбора. Все гидравлические регуляторы снабжены механизмами управления (моторными задатчиками), обеспечивающими их дистанционную связь с электронными регуляторами.

Электронные автоматические регуляторы поддерживают определенные значения параметров:

- давления пара в коллекторе концевых уплотнений;
- уровня конденсата в конденсатосборнике конденсата с неравномерностью не более 500 мм;
- температура подпиточной воды на выходе из конденсатора (только при работе турбины по тепловому графику путем воздействия на сервомотор нижнего теплофикационного отбора);
- уровня конденсата греющего пара в подогревателях ПЗ, П4, П5, П6, П7 И деаэраторе;
- уровня конденсат греющего пара в конденсатосборниках сетевых подогревателей с неравномерностью 500 мм.

Типы эксплуатационных режимов турбоустановки:

1) Режимы работы с регулируемой электрической мощностью и независимым регулированием каждого теплофикационного отбора. Регулировочные

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

возможности верхней поворотной диафрагмы используются при повышенных уровнях температур сетевой воды, т.е. при низких температурах наружного воздуха. Данные по зоне регулируемого давления в этих режимах приведены в таблице 2.1

При работе в двумя регулируемые теплофикационными отборами давление в верхнем отборе должно превышать давление в нижнем не менее, чем на 0,05 МПа.

Таблица 2.1 - Данные по зоне регулирования давления в отборах

Наименование отбора	Максимально допустимое давление, МПа	Минимально допустимое давление, МПа	Неравномерность регулирования, МПа
Верхний теплофикационный	0,245	0,0833	Не более 0,049
Нижний теплофикационный	0,118	0,0392	Не более 0,034
Производственный	2,060	1,177	Не более 0,147

2) Режимы работы с регулируемой электрической мощностью и двухступенчатым подогревом сетевой воды при выключенном регулировании давления нижнего теплофикационного отбора. Мощность турбины и давления верхнего теплофикационного отбора регулируется регулирующими клапанами турбины и нижней поворотной диафрагмой.

3) Режим работы по тепловому графику при независимом регулировании давления в отборах, когда величина электрической мощности зависит от мощности теплофикационных отборов. Интервалы регулируемых давлений такие же, но неравномерность регулирования увеличивается более чем в два раза.

4) Режимы работы по тепловому графику теплосети при независимом регулировании производственного отбора и зависимой (совместной) работе теплофикационных отборов. Охлаждающая вода поступает только во встроенный пучок конденсатора. В этих режимах поворотная диафрагма ЧНД закрыта и ставится на упор, чем исключается ее открытие под воздействием

системы регулирования и защиты. Регулируется давление только в верхнем отборе в пределах 0,059-0,245 МПа с неравномерностью не более 0,098 МПа. Давление в камере нижнего теплофикационного отбора устанавливается в соответствии с режимами конденсации пара в нижнем сетевом подогревателе, пропуском пара через промежуточный отсек ЦСНД. В этих режимах допускается повышение давления в камере нижнего отбора до 0,196 МПа.

5) Режимы работы по тепловому графику с пропуском через конденсатор (встроенный пучок) подпиточной воды. Поворотная диафрагма НД находится в приоткрытом положении, а поворотная диафрагма верхнего отбора полностью открыта. Температура подпиточной воды на выходе из встроенного пучка поддерживается электронным регулятором путем перемещения диафрагмы ЧНД. Интервалы регулируемых давлений такие же, как в режимах п4.

6) Режимы одноступенчатого подогрева сетевой воды в одном нижнем сетевом подогревателе.

7) Конденсационные режимы. Поворотные диафрагмы в камерах верхнего и нижнего отборов полностью открыты. Сетевые подогреватели отключены.

В рассмотренных режимах возможна работа с отключенным отбором пара на производство и отключенным регулятором давления производственного отбора (давления на выходе из ЦВД). В этих режимах при снижении нагрузки турбины снижается расход свежего пара на турбину. Из-за снижения расхода пара снижается давление на выходе ЦВД. Если давление становится недостаточным для слива дренажа подогревателя П5 в деаэратор, то слив автоматически переключается в конденсатор. Если давление станет меньше минимально допустимого по уровню нормальной работы деаэрата, то деаэратор переключается на греющий пар второго регенеративного отбора.

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

4 Варианты использования производственного отбора для покрытия отопительной нагрузки.

В последнее время в связи со спадом производства на энергоемких предприятиях нефтехимии, металлургии, машиностроения происходит снижение отпуска тепла промышленному потребителю от ТЭЦ. Недоиспользование теплоты промышленных отборов пара связано и со строительством на предприятиях собственных источников теплоты.

В дипломной работе анализируются варианты повышения эффективности работы турбины типа ПТ-140/165-130/15 за счет использования теплоты промышленных отборов:

- использование пара отбора в качестве пикового источника;
- использование в основной части графика тепловой нагрузки с параллельным подключением ОСП;
- приключенная турбина на П-отборе.

4.1 Использование производственного отбора в качестве пикового источника отопительной нагрузки

Одним из вариантов модернизации схемы является использованием в качестве пикового источника поверхностного теплообменника, греющей средой в котором является пар производственного отбора.

Применение ПСП в схеме подогрева сетевой воды на ТЭЦ вместо пикового водогрейного котла является малозатратным мероприятием. При этом увеличение расхода пара промышленного отбора турбин на пиковом сетевом подогревателе повышает электрическую мощность ТЭЦ.

Изменение структуры покрытия тепловых нагрузок на ТЭЦ в сторону увеличения использования избытков пара с давлением 0,6-1,3 МПа для покрытия отопительной нагрузки приводит к рационализации режимов работы энергетических паровых котлов, вытеснению неэкономичных и ненадежно работающих пиковых водогрейных котлов, увеличению выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

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

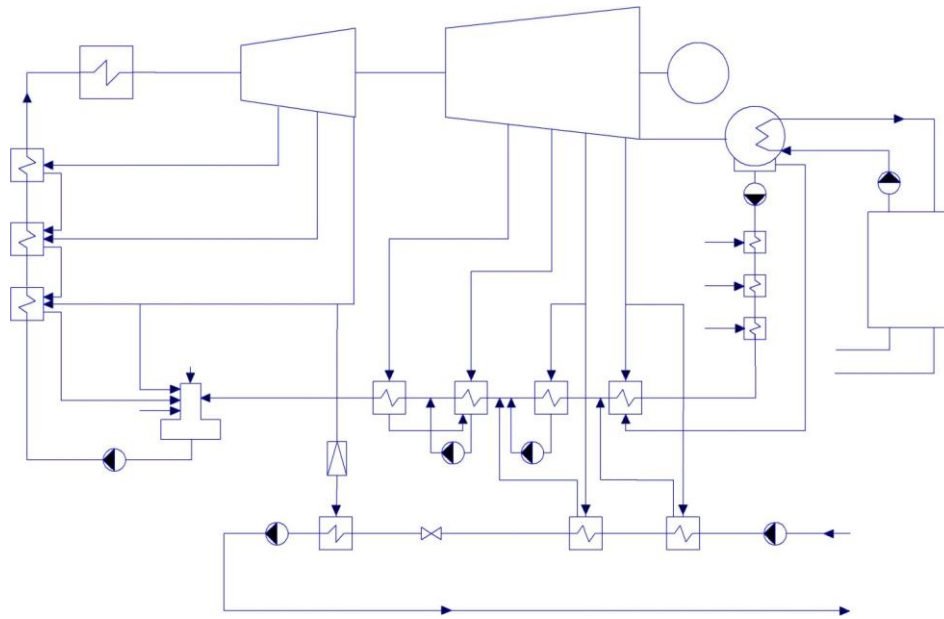


Рисунок 4.1 - Схема ТЭЦ с пиковым сетевым подогревателем, подключенным к производственному отбору

При отсутствии спроса потребителями теплоты на технологические нужды, пар промышленного отбора после редуцирования в РОУ используется в пиковом сетевом подогревателе. В номинальном режиме расход производственного отбора 330 т/ч. Для осуществления проекта требуются шесть РОУ 23/6 с производительностью 60 т/ч каждая. Давление пара, направленного в пиковый сетевой подогреватель после РОУ, $P=0.5\pm 0.7$ МПа.

Включение на ТЭЦ по такой схеме пикового сетевого подогревателя через РОУ является не выгодной, так как снижается эффективность использования теплофикации, происходит непроизводительное редуцирование промышленного пара. Но при наличии избытков технологического пара, уходящего к промышленному потребителю, это схема была более рациональна.

По данным расчета тепловой схемы турбины ПТ-140/165-130/15 [4], установка пикового сетевого подогревателя позволит использовать пар промышленного отбора в количестве:

$$D_{п} = Q_{пик} / [(h_{п} - h_{к}) \cdot \eta_{п}]$$

где $h_{п}$ и $h_{к}$ – энтальпии пара и конденсата промышленного отбора, кДж/кг.

Этот пар, проходя через часть высокого давления турбины, позволит получить электрическую мощность:

$$\Delta N_{\text{п}} = D_{\text{п}} \cdot (h_0 - h_{\text{п}}) \cdot \eta_{\text{м.г.}}$$

Максимальная нагрузка пиковых бойлеров составляет не более 20% нагрузки отопительного периода. В остальное время года приходится снижать давление греющего пара, что вызывает ухудшение экономичности работы электростанции из-за дросселирования.

4.2 Использование производственного отбора в основной части графика тепловой нагрузки

4.2.1 Параллельное включение ОСП

Еще один вариант модернизации схемы – это включение сетевого подогревателя, питающегося паром из промышленного отбора, параллельно основным сетевым подогревателям. Поступающую от потребителей сетевую воду разделяют на два параллельных потока. Для редуцирования пара на паропровод производственного отбора устанавливают РОУ.

Нагретые в сетевых подогревателях потоки сетевой воды смешиваются и направляются на ПВК, где сетевая вода нагревается до нужной температуры прямой сети. Преимуществом такой схемы является увеличение расхода сетевой воды.

Параллельное включение еще одного подогревателя позволит увеличить расход сетевой воды и соответственно тепловую нагрузку сетевой установки.

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

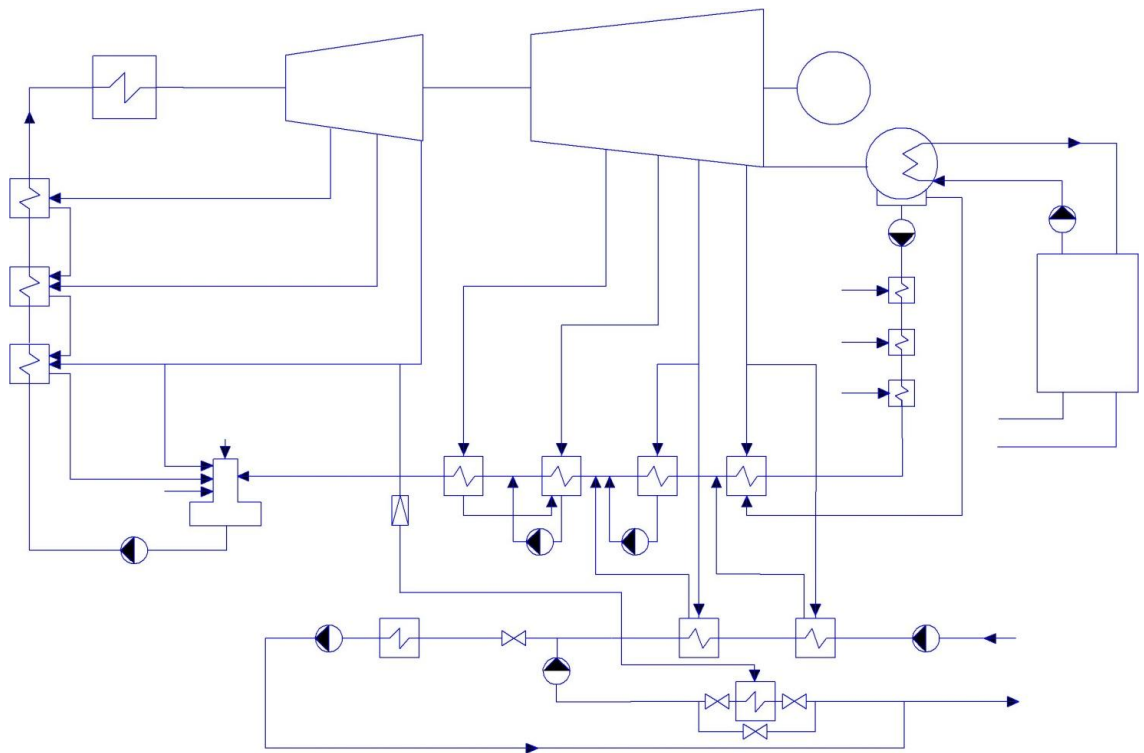


Рисунок 4.2 Схема ТЭЦ с пиковым сетевым подогревателем, подключенным к производственному отбору параллельно основным сетевым подогревателям

4.2.1 Приключенная турбина на П-отборе

Для использования пара производственного отбора может быть использована схема с приключенной теплофикационной турбины. Отработавший пар с турбины отправляет на дополнительный сетевой подогреватель, параллельно включенный с основными подогревателями.

Этот вариант позволит выработать дополнительную электрическую мощность в приключенной турбине, экономично использовать установленную тепловую мощность котлов в отопительный период за счет выработки дополнительной электроэнергии. Недостатком такого решения является его высокая затратность, так как требуется разработка и строительство по сути нового турбоагрегата (приключенной турбины и генератора) со своим фундаментом, со вспомогательным оборудованием и коммуникациями. Часто такое решение просто невозможно реализовать в условиях конкретных ТЭЦ из-за отсутствия свободного места в машинном зале для такого строительства.

5 Разработка варианта установки приключенной турбины на II-отборе ТУ ПТ-140/165 -130/15.

5.1 Выбор типа турбины

Установка турбин мягкого пара увеличивает электрическую мощность ТЭЦ. Основные характеристики приключенных турбин УТЗ приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Основные характеристики приключенных турбин УТЗ

Параметр	Тип турбины		
	К-55-1,6	ТР-70-1,6	ТР-35-1,6
Начальные параметры пара			
- давление, МПа	1,6	1,6	1,6
- температура, °С	285	285	285
Максимальный расход свежего пара, т/ч	325	593	325
Мощность, МВт			
- номинальная	55	70	35
- на К-режиме	55	70	35
Длина лопатки последней ступени, мм	660	375	305
Тепловая нагрузка, Гкал/час	-	260	150
Предел изменения давления в регулируемом отборе, МПа	-	0,06-0,245	0,06-0,245

Исходя из параметров производственного отбора (расход пара 330 т/ч, давление 1,08÷1,96Мпа), выбираем в качестве приключенной турбины ТР-35-1,6.

Турбина ТР-35-1,6 предназначена для питания паром производственного отбора турбин типа ПТ. Турбина одноцилиндровая, проточная часть состоит из 9 ступеней. Ступени 2-6 полностью унифицированы со ступенями 15-19 турбины ПТ-140. Ступени 8-9 полностью унифицированы со ступенями 24 и 25 турбины Т-110. Подвод пара к турбине осуществляется от двух стопорно-регулирующих клапанов.

Приключение турбины позволит не только иметь дополнительную выработку электроэнергии, но и поднять технико-экономические показатели за счет загрузки производственного отбора.

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

5.2 Схема реконструкции

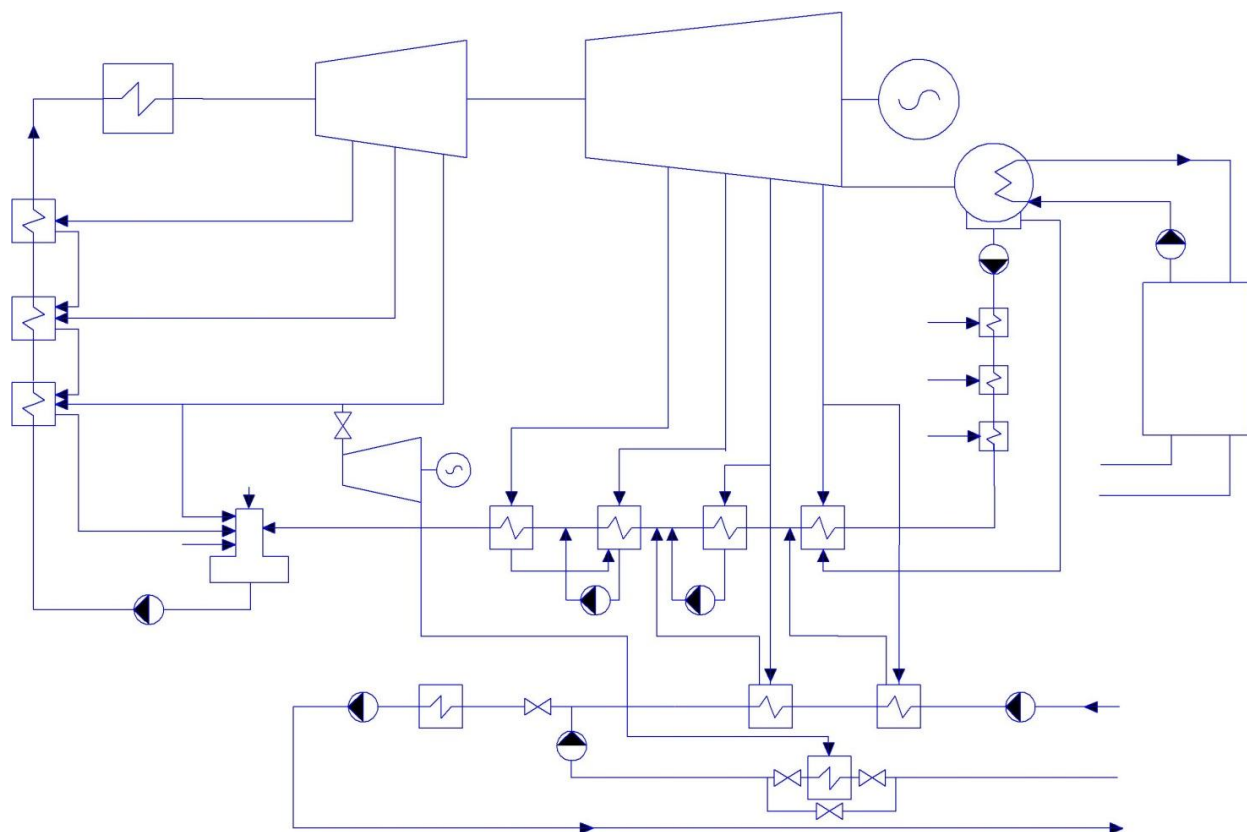


Рисунок 5.1 - Схема ТЭЦ с установкой приключенной турбины на производственный отбор турбины

5.3 Техничко-экономическое обоснование реконструкции

Для более полного использования производственного отбора можно использовать дополнительную турбину малой мощности. Наиболее выгодным вариантом является использование турбогенераторов с противодавлением. Посредством загрузки производственного отбора можно достигнуть дополнительной выработки электрической энергии и отпуска тепла с выхлопа противодавленческой турбины. В современных условиях наиболее целесообразным является использование турбин мощностью до 12 МВт, так как они выпускаются серийно и не требуют дорогостоящего спецпроекта. Однако возможность приключения более мощных турбин существует, и такой был проект разработан для Чебоксарской ТЭЦ-2, где установлено несколько турбоагрегатов ПТ-130/165-130/15 и отсутствует промышленный потребитель [17]. Исследования показывают, что данная схема эффективна во всех областях

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

работы основной турбины и срок окупаемость малой приключенной мощности лежит в в пределах 4 лет [14].

Экономический расчёт произведём при максимальной мощности приключенной турбины.

Исходные данные ТУ до реконструкции принимаем из пункта 3.2.8 и представлены в таблице 5.2.

В новом режиме после реконструкции принимаем мощность турбоустановки ПТ-140/165-130/15 из расчета 3.1.8.

$$N_0 = 125 \text{ МВт}$$

Задаем мощность приключенной турбины: $N_{\text{доп}} = 35 \text{ МВт}$.

Суммируем мощность основной и приключённой турбины:

$$N = N_0 + N_{\text{доп}} = 125 + 35 = 160 \text{ МВт.}$$

Тепловая нагрузка теплофикационного отбора приключенной турбины:

$$Q_{\text{отГР}} = \frac{D_{\text{п}} \cdot (h_{\text{трк}} - h'_{\text{з}}) \cdot \eta_{\text{п}}}{1000} = \frac{88,9 \cdot (2600 - 511) \cdot 0,98}{1000} = 181 \text{ МВт.}$$

Основные отчетные показатели ТЭС принимаем из номинального режима (п. 3.1.8.):

Тепловая нагрузка парогенератора: $Q_{\text{ПГ}} = 550481 \text{ кВт}$;

Полная тепловая нагрузка турбоустановки: $Q_{\text{ТУ}} = 515829 \text{ кВт}$;

КПД трубопроводов: $\eta_{\text{тр}} = 0,937$.

Тепловая нагрузка турбоустановки на отопление:

$$Q_{\text{т}} = 128000 + 181000 = 309000 \text{ кВт.}$$

Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии:

$$Q_{\text{ту}}^{\text{э}} = Q_{\text{ту}} - Q_{\text{т}} = 515829 - 309000 = 206829 \text{ кВт.}$$

КПД турбоустановки по производству электроэнергии:

$$\eta_{\text{ту}}^{\text{э}} = \frac{160000}{206829} = 0,773.$$

КПД станции по отпуску электроэнергии:

$$\eta_{\text{с}}^{\text{э}} = \eta_{\text{ту}}^{\text{э}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{пг}} \cdot (1 - k_{\text{сн}}) = 0,773 \cdot 0,937 \cdot 0,9 \cdot (1 - 0,04) = 0,625.$$

Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии:

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

$$b_3^{\text{отп}} = \frac{123}{\eta_c^3} = \frac{123}{0,625} = 196,8 \text{ г.у.т./кВт} \cdot \text{ч.}$$

Таблица 5.2 - Сравнение расхода топлива на ТУ до реконструкции и после

Показатель	До реконструкции Без П-отбора	После реконструкции ТР-35-16+ПСГ-5000
Полный расход условного топлива в парогенераторе: $B = \frac{1,045 \cdot Q_0}{Q_H^p \cdot \eta_k}, \text{ кг у.т./с}$	10,23	19,96
Полный расход натурального топлива в парогенераторе, кг/с	6,66	13,00
Перевод в т/ч	23,976	46,8
Годовые издержки на топливо, млн. руб Стоимость натурального топлива 2611 руб/т	250,405	488,779
Увеличение годовых топливных издержек	0	238,374
Расходы условного топлива на отпуск тепла из теплофикационного отбора и удельный расход на тепло: $B_T = \frac{Q_T^{\text{отп}}}{Q_H^p \cdot \eta_k \cdot \eta_{\text{ТП}} \cdot \eta_{\text{СП}}}, \text{ кг у.т./с}$	4,944	11,93
Расход топлива на выработку электроэнергии по физическому методу: $B_3 = B - B_T, \text{ кг у.т./с}$	5,286	8,03

КПД станции по отпуску теплоты:

$$\eta_c^T = \eta_{\text{пг}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{п}} = 0,98 \cdot 0,937 \cdot 0,9 = 0,826.$$

Удельный расход условного топлива по отпуску теплоты:

$$b_T^{\text{отп}} = \frac{34,1}{\eta_c^T} = \frac{34,1}{0,826} = 41,3 \text{ г.у.т./кВт} \cdot \text{ч.}$$

Задаётся число часов использования максимума тепловой нагрузки отборов:

$$h_y = 4000.$$

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Годовая выработка электроэнергии основной турбины без отпуска производственного пара до реконструкции:

$$\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ПТ без П}} = 4000 \cdot 75,8 = 303200 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Годовая выработка электроэнергии основной и приключенной турбины после реконструкции:

$$\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ПТ+ТР}} = 4000 \cdot 160 = 640000 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Дополнительный отпуск электроэнергии после реконструкции с учетом собственных нужд 10%:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ТР}} &= (\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ПТ+ТР}} - \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ПТ без П}}) \cdot 0,9 = (640000 - 303200) \cdot 0,9 = \\ &= 303120 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \end{aligned}$$

Считаем годовой отпуск тепла от дополнительного сетевого подогревателя:

$$Q_{\text{год}}^{\text{от}} = Q_{\text{т}}^{\text{ДСП}} \cdot h_{\text{у}} = 181 \cdot 4000 \cdot 0,86 = 622640 \text{ Гкал/год};$$

Задаётся тариф на электрическую и тепловую энергию:

$$\tau_{\text{э}} = 1 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}; \tau_{\text{т}} = 150 \text{ руб/Гкал.}$$

Определяется дополнительный доход от дополнительной выработки электроэнергии и отпуска тепла:

$$\Delta D_{\text{э}} = \mathcal{E}_{\text{доп}} \cdot \tau_{\text{э}} = 303120 \cdot 1000 = 303,12 \text{ млн.руб/год};$$

$$\Delta D_{\text{т}} = Q_{\text{доп}} \cdot \tau_{\text{т}} = 622640 \cdot 150 = 93,4 \text{ млн.руб/год.}$$

$$\text{Суммарный доход: } D = \Delta D_{\text{э}} + \Delta D_{\text{т}} = 303,12 + 93,4 = 396,5 \text{ млн.руб/год.}$$

Стоимость проекта $K=180$ млн.руб [9], из них:

Приключенная турбина с генератором – 179 млн. руб;

Дополнительный ПСГ-5000 – 0,5 млн. руб;

Работа – 0,5 млн. руб.

По данным компании Турбо-Спектр [11] затраты на амортизацию, ремонт, эксплуатацию на турбогенераторы составляют 10% стоимости оборудования в год: $I_{\text{экспл}} = 0,1 \cdot K = 0,1 \cdot 180 = 18$ млн.руб/год.

Прибыль балансовая:

$$P_{\text{б}} = (\mathcal{E}_{\text{доп}} \cdot \tau_{\text{э}} + Q_{\text{год}} \cdot \tau_{\text{т}}) - I_{\text{экспл}} - I_{\text{топ}} =$$

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

$$= 396,5 - 18 - 238,374 = 140,126 \text{ млн.руб/год}$$

Прибыль чистая с учетом налогов 24% [12].

$$П_ч = П_б \cdot 0,76 = 140,126 \cdot 0,76 = 106,49 \text{ млн.руб/год}$$

Если принять срок установки турбоагрегата год и получение первой прибыли во втором, то срок окупаемости будет менее трех лет:

$$T_{ок} = 2 + \frac{K_{пр} - \sum D_3}{D_4} = 2 + \frac{180 - 106,49}{106,49} = 2,69 \text{ лет.}$$

Таблица 5.3- Сравнение технико-экономических показателей ТУ до реконструкции и после

Показатель	До реконструкции при отсутствии производственной нагрузки	После реконструкции с ТР-35-16 и дополнительным сетевым подогревателем
Мощность, МВт	75,8	160
Отпуск тепла, МВт	128	309
КПД турбоустановки по производству электроэнергии	0,627	0,773
Полный расход топлива в парогенераторе, кг у.т./с	10,23	19,96
Расход условного топлива на отпуск тепла из теплофикационного отбора, кг у.т./с	6,9	11,93
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г.у.т./кВт·ч	241	196,8

Схема с приключенной турбиной на производственный отбор позволит:

- 1) вырабатывать дополнительную электрическую мощность в ЧВД турбины за счет загрузки пара производственного отбора и увеличения расхода свежего пара;
- 2) вырабатывать дополнительную электрическую мощность собственно в приключенной турбине;
- 3) увеличить тепловую мощность теплофикационных отборов за счет отработанного пара приключенной турбины. Этот вариант позволяет преодолеть ограничения по тепловой мощности «Т» отборов, связанной с пропускной способностью ЧСД турбин типа ПТ, вследствие чего

теплофикационные нагрузки зачастую вынуждены покрываться за счет пиковых источников, что значительно снижает экономичность работы станции.

При всех преимуществах данного варианта модернизации, он является дорогостоящим проектом, и срок окупаемости зависит от нагрузки отбора. По таблице 5.2 можно сделать вывод, что реконструкция увеличит расходы топлива на ТЭЦ.

В данном дипломном проекте для реконструкции ТЭЦ выбрана данная схема, как наиболее оптимальный вариант.

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

7 Выбор вспомогательного оборудования

В качестве приключенной турбины выбираем ТР-35-16

Таблица 7.1 - Характеристики приключенной турбины

Параметр	ТР-35-1,6
Начальные параметры пара	
- давление, МПа	1,6
- температура, °С	285
Максимальный расход свежего пара, т/ч	325
Мощность, МВт	
- номинальная	35
- на К-режиме	35
Длина лопатки последней ступени, мм	305
Тепловая нагрузка, Гкал/час	150
Предел изменения давления в регулируемом отборе, МПа	0,06-0,24 5

Для выработки электроэнергии от турбины ТР-35-16, выбираем генератор ТФП-40

Таблица 7.2 - Характеристики генератора ТФП-40

Параметр	ТФП-40
Активная мощность, кВт	40000
Полная мощность, кВА	50000
Номинальное напряжение, кВ	6,3/10,5
Схема соединения обмоток	Δ/У

На расход пара от турбины ТР-35-16 90 кг/с в качестве дополнительного сетевого подогревателя выбираем горизонтальный четырехходовый ПСГ-5000-2,5-8-І.

Таблица 7.3 - Характеристики ПСГ-5000-2,5-8-I [19]

Параметр	ПСГ-5000-2,5-8-I
Давление пара, МПа	0,03-0,15
Номинальный расход пара, кг/с	90
Давление воды, МПа	0,88
Максимальная температура на входе	105
Номинальный расход воды, кг/с	1666,7
Скорость в трубах, м/с	2,22
Гидравлическое сопротивление водяного пространства, м.вод. ст	9,7
Расчетный (номинальный) тепловой поток, МВт	191,9
Габаритные размеры:	
Длина, мм	12720
Диаметр корпуса, мм	3632
Масса, кг	119260

Для выбора типа сетевого насоса, определим подачу сетевой воды:

$$V_{\text{св}} = G_{\text{св}} \cdot v_{\text{св}} \cdot 3600$$

Где $v_{\text{св}} = f(P_{\text{св}}; t_{\text{ос}}) = 0,001 \text{ м}^3/\text{кг}$;

$$V_{\text{св}} = 1700 \cdot 0,001 \cdot 3600 = 6120 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Задаемся разницей давлений на входе и выходе $\Delta P = 0,7$:

$$H = \frac{\Delta P}{\rho \cdot g} = \frac{0,7 \cdot 10^6}{1000 \cdot 10} = 70 \text{ м}$$

Выберем в соответствии с подачей и напором устанавливаем три насоса СЭ5000-70-6. Один резервный.

Таблица 7.4 - Характеристики СЭ5000-70 -6 [23]

Параметр	СЭ5000-70-6
Назначение	Сетевой
Подача, м ³ /ч	5000
Напор, м	70
Давление на входе в насос, МПа	0,59
Допустимый кавитационный запас, м	15
Частота вращения, 1/мин	1500
Мощность, кВт	1035
КПД	87

Для выбора дренажных насосов определим подачу дренажа из ДСП:

$$V_{\text{дсп}} = D_{\text{др}}^{\text{дсп}} \cdot v \cdot 3600 = 88,9 \cdot 0,00104 \cdot 3600 = 320 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

$$\text{Напор: } H_{\text{дсп}} = \frac{P_{\text{ок}} - P_{\text{е}}}{\rho \cdot g} = \frac{(0,78 - 0,0833) \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,8} = 71,09 \text{ м}.$$

Выберем в соответствии с подачей и напором на установку два насоса КСВ-320-85.

Таблица 7.5 - Характеристики КСВ-320-85

Параметр	КСВ-320-85
Подача, м ³ /ч	320
Напор, м	85
Число оборотов, 1/мин	1500
Мощность, кВт	132

12 Система регулирования температуры сетевой воды на выходе из группы сетевых подогревателей

12.1 Характеристика объекта

Основной функцией автоматической системы регулирования (АСР) является поддержание заданных значений регулируемых параметров. АСР состоит из локальных регуляторов, на каждый из которых возложена определенная функция.

В качестве объекта регулирования в дипломной работе рассматривается сетевой подогреватель. Регулирующим параметром является температура сетевой воды.

Установка подогрева сетевой воды состоит из двух одинаковых по конструкции подогревателей и пикового водогрейного котла. Сетевые подогреватели горизонтального типа ПСГ-1300-3-8 (площадью поверхности нагрева 1300 м² каждый) отличаются друг от друга только условиями работы по паровой стороне

Сетевые подогреватели рассчитаны на работу при максимальном давлении сетевой воды, обеспечиваемом насосами первого подъема, но не более 8 кгс/см² и на объемный расход сетевой воды в диапазоне от 1200 до 3000 м³/ч. Номинальная тепловая производительность каждого подогревателя составляет 57,5Гкал/ч (240 ГДж / ч).

Теплоноситель подаётся сетевыми насосами первого подъема последовательно в сетевой подогреватель №1 (ПСГ-1), затем в ПСГ-2 (или только в ПСГ-1 при отключении ПСГ-2), затем во всасывающую линию сетевых насосов второго подъема, которые направляют её в теплофикационную сеть. Конденсат греющего пара (КГП) ПСГ-1 и ПСГ-2 насосами НПСГ-1,-2 типа КСВ–125–140 подаётся в линию основного конденсата за ПНД-1 и ПНД-2 соответственно. Когда ПСГ –1 отключен, поступающий в него из ПНД-1 КГП направляется из конденсатосборника в конденсатор через регулируемый клапан, управляемый регулятором уровня.

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Таблица 12.1 - Технические характеристики подогревателей типа ПСГ-1300-3-8

Наименование параметра	Единица измерения	Значения параметров
Рабочее давление в паровом пространстве	МПа (кгс/см ²)	0,3 (3,0)
в водяном пространстве	МПа (кгс/см ²)	0,8 (8,0)
Давление пара расчетное	МПа (кгс/см ²)	0,03-0,25 (0,3-2,5)
Давление воды расчетное	МПа (кгс/см ²)	0,9 (9,0)
Максимальная температура греющего пара на входе	°С	120
Номинальный расход воды	т/ч	2000
Максимальный расход воды	т/ч	3000
Максимальная разность температур на входе и выходе	°С	50
Номинальная скорость в трубах поверхности теплообмена	м/с	1,7
Максимальная скорость в трубах поверхности теплообмена	м/с	2,55

Задача регулирования состоит в поддержании необходимых параметров воды или своевременном их изменении.

12.2 Описание системы регулирования

Режим работы теплофикационной установки (давление и температура в подающих трубопроводах) должен быть организован в соответствии с заданием диспетчера теплосети. Температура сетевой воды в подающем трубопроводе утверждена температурным графиком и задается по средней температуре наружного воздуха за период 12-24 часа. Регулирование температуры на выходе из сетевых подогревателей должно быть равномерным, со скоростью, не превышающей 30°С в час.

Система регулирования температуры сетевой воды на выходе должна учитывать функциональные особенности объекта: возможность ограничения

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

отпуска тепла, изменения степени загрузки тепловой сети, реагирование на возникающие маневрирования изменением температуры сетевой воды в подающем трубопроводе.

Основная регулируемая величина – температура прямой воды. Для реализации АСР используется одна из трех возможных схем:

а) Регулятор температуры 3 (рисунок 12.1) получает сигнал по температуре сетевой воды и перемещает регулируемую заслонку 2 (линия греющего пара). Для получения требуемой точности поддержания значения требуемой температуры должны быть созданы относительно большие перемещения заслонки. Но это может привести к значительным колебаниям давления пара в отборе.

б) Этих недостатков лишен способ регулирования температурным перепуском части обратной сетевой воды через клапан 5 в обвод подогревателя в трубопровод прямой сетевой воды, т.е. смешением потоков. Способ уменьшает инерционность и позволяет сохранить неизменный расход греющего пара, но не может быть эффективно использован при малых перепадах температур. Для регулирования прямой сетевой воды используют ПИ-регуляторы с автоматическим или ручным изменением задания.

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

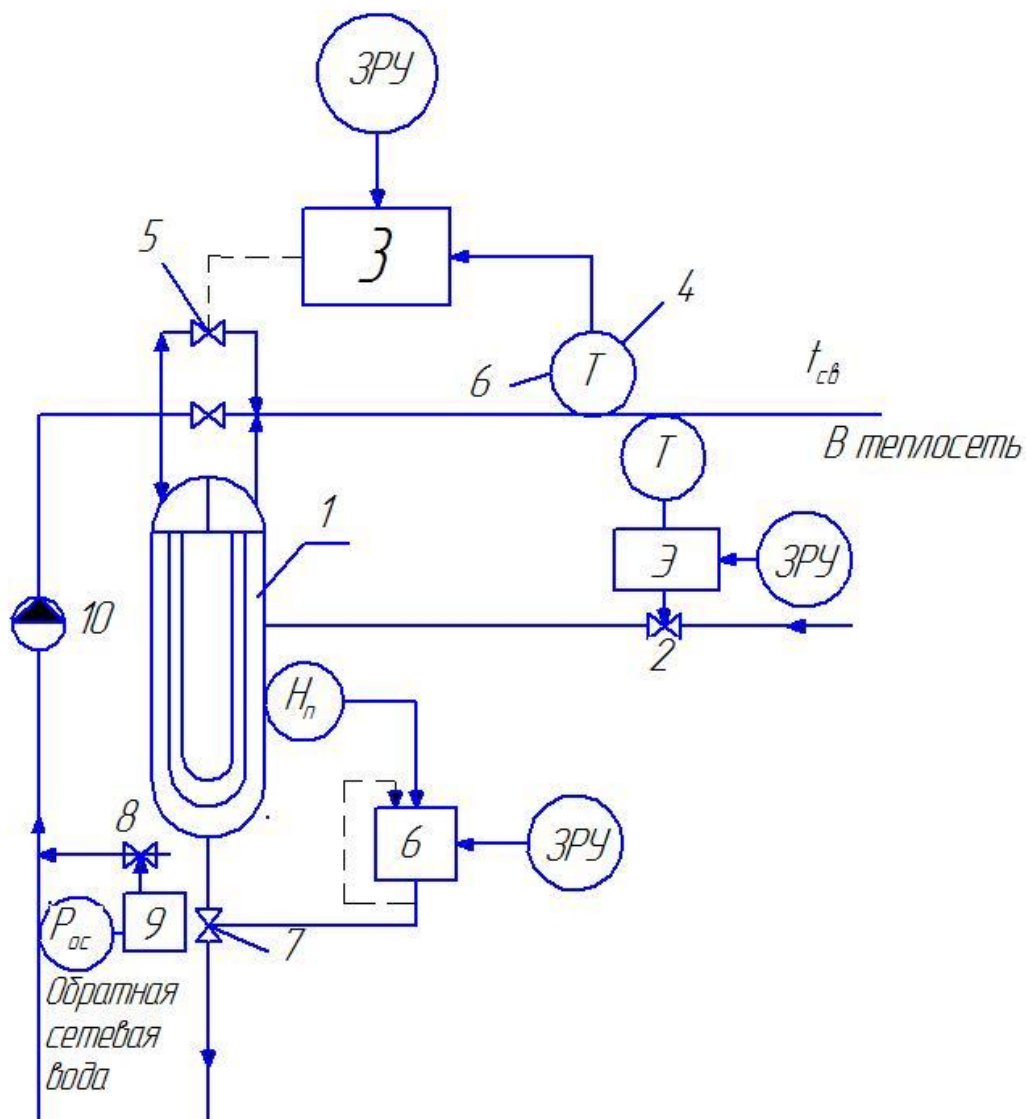


Рисунок 12.1 - Регулятор температуры сетевой воды

1-корпус подогревателя; 2 – регулирующая заслонка; 3- регулятор температуры; 4 – термоприемник; 5 – регулирующий клапан на линии обвода; 6 – регулирование уровня конденсата; 7,8 – регулирующие клапаны; 9 – регулятор давления обратной сетевой воды; 10-сетевой насос.

в) Регулирование температуры сетевой воды происходит изменением давления пара в Т-отборе при полностью открытой регулирующей заслонке 2. Давление регулируется системой управления паровой турбиной и специальным автоматическим задатчиком температуры. Этот способ является наиболее экономичным.

12.3 Анализ выпускаемых средств измерения и выбор технических средств и оптимизации.

При выборе измерительных преобразователей технологических параметров следует учитывать ряд факторов метрологического и режимного характера, наиболее существенные из которых следующие:

- допускаемая для измерительных систем погрешность, определяемая классом точности датчика;
- пределы измерения датчика, в рамках которых гарантирована определенная точность измерения;
- инерционность датчика, характеризуемая постоянной времени;
- влияние физических параметров контролируемой и окружающей среды (температуры, давления, плотности, влажности) на нормальную работу датчика;
- разрушающее влияние на датчик контролируемой и окружающей среды вследствие ее абразивных свойств, химического воздействия и других факторов;
- наличие в месте установки датчика недопустимых для его нормального функционирования магнитных и электрических полей, вибраций, радиоактивных излучений и др.;
- возможность применения датчика с точки зрения требований пожаро- и взрывобезопасности;
- расстояние, на которое может быть передана информация, полученная с помощью датчика;
- предельные, значения измеряемой величины и других параметров среды, влияющие на работу и датчика

В качестве первичных преобразователей температуры используют термопреобразователи сопротивления (ТПС) и термоэлектрические

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

преобразователи (ТЭП). Датчики существуют в двух исполнениях: погружаемые и поверхностные.

В диапазоне измерений от -50°C до $+200^{\circ}\text{C}$ следует применять медные термопреобразователи сопротивления.

Устройство регулирующее РП-4У предназначено для формирования динамических свойств П, ПИ, а с внешним дифференциалом – ПИД-законов регулирования автоматических регуляторов, содержащих электрические исполнительные механизмы постоянной скорости. Выбрано регулирующее устройство РП4-У.

В качестве измерителя температуры выбран термопреобразователь сопротивления погружаемый, НСХ 50П, класс допуска В. Промышленная группа «Метран», Челябинск. Тип: ТСП-0193.

Для преобразования давления выбран прибор «Сапфир-22МТ-Ех-ДИ» с погрешностью 0,25%, верхним пределом измерения 0,6 МПа, ЗАО «Манометр», г. Москва.

Для питания преобразователя давления выбран блок БП96/36-4 с выходным напряжением 36 В, количество каналов 4.

12.4 Описание функциональной схемы

Температура сетевой воды за подогревателем ПСГ-1 изменяется преобразователем температуры 1а, сигнал от которого поступит к регулятору температуры 3а, в котором сигнал изменения информации сравнивается с сигналом задания, поступившим от датчика. При появлении рассогласования между сигналом изменения информации и сигналом задания регулятор вырабатывает управляющий сигнал, который через блок ручного управления 3б подается на пусковое устройство 3в, предложенное для усиления сигнала регулирования и воздействия на ИМ 4

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

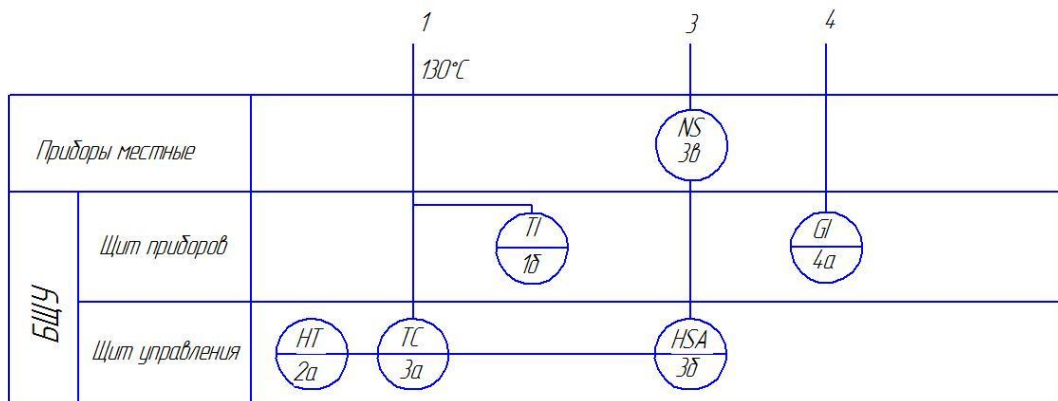
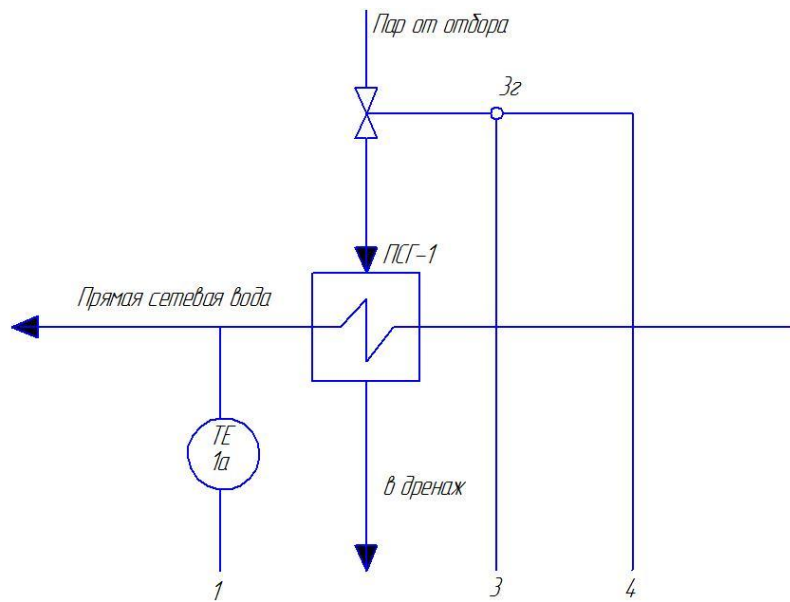


Рисунок 12.2 - Система регулирования температуры сетевой воды на выходе из ПСТ-1

12.5 Заказная спецификация на средства контроля и регулирования.

Таблица 12.2 – Заказная спецификация на средства контроля и регулирования ПСГ-1

Позиция	Наименование, техническая характеристика приборов и средств автоматизации	Тип и марка прибора	Количество
1	2	3	4
1а	Термопреобразователь сопротивления погружаемый, НСХ 50П, класс допуска В. Промышленная группа «Метран», Челябинск.	ТСПУ-0193	1
1б	Измерительный прибор аналоговый, показывающий предел допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,5\%$. Выходной сигнал 4...20 мА. Первый канал: шкала 0...200°C НСХ 50П. ПГ «Метран», г. Челябинск	А100-Н	1
2а	Задатчик ручной ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары	РЗД-12	1
3а	Устройство регулирующее, входной сигнал 4...20 мА ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары	РП-4у	1
3б	Блок ручного управления ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары	БРУ-22	1
3в	Пускатель бесконтактный реверсивный ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары	ПБР-2М	1
4а	Дистанционный указатель положения выходного вала электрического исполнительного механизма с реостатным датчиком ОАО «ЗЭиМ», г. Чебоксары	ДУП-М	1

13 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В рамках расчета экономической эффективности реализации мероприятий по модернизации ТЭЦ будут рассмотрены варианты:

- включение на производственный отбор параллельного дополнительного сетевого подогревателя;
- включение на производственный отбор приключенной турбины ТР-35-16 и установки к ней дополнительного сетевого подогревателя, подключенного параллельно к основным.

Инвестиционные затраты включают в себя все капиталовложения, используемые на строительно-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие затраты, связанные с реализацией проекта (транспортные расходы, инвентарь и т.д.)

Таблица 13.1 - Сравнение технико-экономических показателей

Проект	До реконструкции				После реконструкции			
	Отпуск тепловой энергии, МВт	Отпуск э/э, МВт	Удельный расход условного топлива на отпуск э/э, г.у.т./кВт·ч	Удельный расход условного топлива на отпуск т/э, кг.у.т./Гкал	Отпуск тепловой энергии, МВт	Отпуск э/э, МВт	Удельный расход условного топлива на отпуск э/э, г.у.т./кВт·ч	Удельный расход условного топлива на отпуск т/э, кг.у.т./Гкал
Дополнительный ПСГ-5000	128	125,8	189	41,3	308	125,8	192	42
ТР-35-16+ПСГ-5000					308	160	245	42

Для определения экономической эффективности проекта используется условное распределение капитальных затрат по годам строительства. Условное распределение капитальных затрат представлено в таблице 13.2.

Таблица 13.2 - Условное распределение объема инвестиций на период строительства

Проект	Всего, млн. руб	2017	2018	2019	2020
Дополнительный ПСГ-5000	183,5	45,8	45,8	45,8	45,8
ТР-35-16+ПСГ-5000	3,5	3,5	-	-	-

Основой для расчёта амортизационных отчислений служит стоимость объектов основных средств и срок их полезного использования. Первоначальная стоимость основного средства определяется как сумма расходов на его приобретение, сооружение, изготовление, доставку и доведение до состояния, в котором оно пригодно для использования, за исключением налога на добавленную стоимость и акцизов. На основе классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы, утверждённой Постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 года (текущая редакция), и рекомендаций заводов-изготовителей в работе были приняты нормы амортизации указанные в таблице 13,3

Таблица 13.3 - Нормы амортизационных отчислений

Наименование	Норма амортизационных отчислений	Проект	
		Дополнительный ПСГ-5000	ТР-35-16+ПСГ-5000
оборудование	%	Млн.руб	
Паровая турбина	3,33	-	5,94
Прочее оборудование	3,33	0,116	0,116
Сумма		0,116	6,056

Затраты на ремонт по экспертным оценкам затраты на оборудование и материалы для ремонтов в первый год приняты в размере 3% от стоимости основного оборудования, на втором этапе эксплуатации в последующие 15 лет – 2%.

Таблица 13.4 - Затраты на ремонт

Проект		2017	2018
Дополнительный ПСГ-5000	Млн. руб	0,105	0,07
ТР-35-16+ПСГ-5000	Млн. руб	5,505	3,4

Стоимости и тарифы, принятые в расчетах без учета инфляции, представлены в таблице 13.5

Таблица 13.5 - Стоимости и тарифы

Наименование	Значение
Стоимость газа, руб./тыс.м ³	2 610,8
τ_z , руб/кВт·ч	1
τ_q , 150 руб/Гкал	150

Издержки на топливо для каждого проекта сведены в таблицу 13.6

Таблица 13.6 - Издержки на топливо

	Дополнительны й ПСГ-5000	ТР-35-16+ПСГ- 5000
расходы условного топлива на отпуск тепла, $V_{отб}$, кг у.т./с	11,2	11,2
полный расход топлива в парогенераторе. V , кг у.т./с	13,5	19,96
расход топлива на электроэнергию по физическому методу $V_z = V - V_T$, кг у.т./с	2,3	8,76
Перевод в натуральное топливо т/ч	31,64	46,78
Годовые издержки на топливо, тыс. руб	330490	488570

Затраты по заработной плате могут быть определены как произведение штатного коэффициента ($n_{шт}$), удельного фонда заработной платы ($\bar{\Phi}_{зпл}$) и мощности станции (N_y). Удельный фонд заработной платы в дипломном проекте принимаем 3000 руб./чел. год.

$$I_{зпл} = n_{шт} \cdot \bar{\Phi}_{зпл} \cdot N_y$$

В данном случае учитывается заработная плата только эксплуатационного персонала основных цехов.

Таблица 13.7 - Затраты по заработной плате

Проект	Млн. руб
Дополнительный ПСГ-5000	1875
ТР-35-16+ПСГ-5000	1900

Небольшой удельный вес в себестоимости энергии таких ее составляющих, как вспомогательные материалы и покупная вода, услуги со стороны, услуги своих вспомогательных производств, прочие расходы, общестанционные расходы, позволяют объединить эти затраты в одну группу. Суммарно всю группу «Прочие расходы» в дипломном проекте оцениваем в 5% от суммы затрат на топливо, амортизацию, ремонт и заработную плату.

$$I_{\text{пр}} = 0,05 \cdot (I_{\text{т}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{зпл}} + I_{\text{рем}})$$

Таблица 13.8 - Прочие расходы

Проект	Млн. руб
Дополнительный ПСГ-5000	0,05
ТР-35-16+ПСГ-5000	0,654

Эффективность проекта характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов, применительно к интересам участников реализации проекта, и позволяющих судить об экономических преимуществах инвестиций.

Для оценки привлекательности того или иного проекта используются следующие показатели эффективности инвестиций: период (срок) окупаемости и чистый дисконтированный доход.

Ставка дисконтирования в расчетах принимается в размере 20%. Ставки налогов приняты 24% от выручки.

Результаты расчетов для проекта с установкой дополнительного ПСГ-5000 сведены в таблицу 13.9

Если принять срок установки ПСГ-5000 год и получение первой прибыли в этом же году, то срок окупаемости будет менее одного года $T_{ок} = 0,05$ года.

$$ИД = \frac{50160}{3500} = 14,33$$

Если рассматривать проект в долгосрочной перспективе, то ЧДД 25-го года 406.8 млн. руб.

Аналогичные расчеты проведем для проекта с приключенной турбиной ТР-35-16 и дополнительным сетевым подогревателем.

Если принять срок установки турбоагрегата ТР-35-16 и ПСГ-5000 три года и получение первой прибыли в четвертом, то срок окупаемости будет менее пяти лет

$$T_{ок} = 4 + \frac{K_{пр} - \sum ДД_3}{ДД_4} = 4 + \frac{142276 - 84152}{152392} = 4,38 \text{ лет}$$

$$ИД = \frac{152392}{142276} = 1,07$$

Если рассматривать проект в долгосрочной перспективе, то ЧДД 25-го года 558 млн. руб., что говорит о перспективе этого проекта в сравнении с дополнительным сетевым подогревателем.

					ФЮРА. 311000. 001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45