

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 ООП Тепловые и атомные электрические станции
 Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Исследование возможности увеличения отпуска теплоты от Райчихинской ГРЭС

УДК 621.311.22:697.34

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ12	Румянцев Александр Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	А.С. Зайцев	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	А.Ю. Спицына	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	А.А. Сечин	к.т.н., доцент		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	М.А. Вагнер			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП
Тепловые и атомные электрические станции
по направлению 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен формулировать цели и задачи исследования, выявлять приоритеты решения задач, выбирать критерии оценки
ОПК(У)-2	Способен применять современные методы исследования, оценивать и представлять результаты выполненной работы
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен ставить и решать инновационные задачи по совершенствованию технологии производства и отпуска электроэнергии и теплоты
ПК(У)-2	Способен осуществлять научное руководство в области энергетики
ПК(У)-3	Способен организовывать и осуществлять работу по эксплуатации ТЭС и АЭС с учетом требований экономичности, экологической и технологической безопасности
ПК(У)-4	Способен участвовать в разработке комплексных проектов ТЭС и АЭС, их оборудования и технологических систем

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

Инженерная школа энергетики

Отделение/НОЦ Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

Направление подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Профиль Тепловые и атомные электрические станции

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель профиля

А.М. Антонова

(Подпись)

(Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ12	Румянцеву Александру Сергеевичу

Тема работы:

**Исследование возможности увеличения отпуска теплоты от Райчихинской
ГРЭС**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

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>	Объектом исследования в работе является Райчихинская ГРЭС
--	---

<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. Введение 2. Влияние теплофикации на экономические аспекты производства энергии 3. Оборудование, нагрузки, режимов работы Райчихинской ГРЭС. 4. Реконструкция оборудования ГРЭС с целью увеличения отпуска теплоты 5. Расчет тепловой схемы РГРЭС до реконструкции 6. Техничко-экономический выбор коэффициента теплофикации 7. Расчет тепловой схемы РГРЭС после реконструкции 8. Техничко-экономическая реконструкция РГРЭС 9. Выбор вспомогательного оборудования 10. Заключение
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Л.Ю. Спицына, доцент Отделения социально-гуманитарных наук</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>А.А. Сечин, доцент Отделения общетехнических дисциплин</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: Введение, характеристика оборудования Райчихинской ГРЭС, анализ тепловой экономичности Райчихинской ГРЭС, выбор турбинной установки для реконструкции, заключение.</p>	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент НОЦ И.Н.Бутова ИШЭ</p>	<p>О.Ю. Ромашова</p>	<p>к.т.н., доцент</p>		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>5БМ12</p>	<p>Румянцев А.С.</p>		

Школа Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки (ОП) 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Уровень образования Высшее магистратура
 Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова
 Период выполнения _____ (весенний семестр 2022/2023 учебного года)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
5БМ12	Румянцев Александр Сергеевич

Тема работы: **Исследование возможности увеличения отпуска теплоты от Райчихинской ГРЭС**

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	10 июня 2023 года
--	-------------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.09.21-01.12.21	1) <i>Обзор литературы</i>	
01.01.22-01.09.22	2) <i>Расчет реконструкции ГРЭС</i>	
01.10.22-01.12.22	3) <i>Финансовый менеджмент</i>	
01.01.23-01.03.23	4) <i>Социальная ответственность</i>	
01.03.23-01.04.23	5) <i>Раздел на английском языке</i>	
01.04.23-01.05.23	6) <i>Подведение итогов</i>	

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	А.С. Зайцев	к.т.н., доцент		10.12.22

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	В.В. Беспалов	к.т.н., доцент		10.12.22

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ12	Румянцев Александр Сергеевич		10.12.22

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 139 страниц, 19 рисунков, 42 таблиц, 23 источника, 5 приложений.

Ключевые слова: отопительная котельная, ПТ-турбина, теплофикационная турбина, анализ, показатели экономичности, увеличение тепловых нагрузок.

Объектом исследования является Райчихинская ГРЭС

Цель работы – анализ и разработка технических решений по реконструкции ГРЭС.

В процессе выполнения работы была разработана схема реконструкции РГРЭС. Произведены исследования влияния данной модернизации на экономические показатели.

В результате исследования рассчитаны схемы при различных климатических условиях до и после модернизации тепловой схемы. Произведен анализ эффективности работы такой установки.

Объект исследования относится к области теплоэнергетики и предназначен для увеличения базовой отопительной нагрузки и выработки электроэнергии на собственные нужды.

Реконструкция Райчихинской ГРЭС позволит обеспечивать станцию электроэнергией на собственные нужды и увеличить экономические показатели станции.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	12
1. ВЛИЯНИЕ ТЕПЛОФИКАЦИИ НА ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ	13
2. ОБОРУДОВАНИЕ, НАГРУЗКИ, РЕЖИМОВ РАБОТЫ РАЙЧИХИНСКОЙ ГРЭС.....	15
2.1. ЭНЕРГОСИСТЕМА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ И ЕЕ ХАРАКТЕРИСТИКА	15
2.2 ХАРАКТЕРИСТИКА РЫНКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	17
2.3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ РАЙЧИХИНСКОЙ ГРЭС	19
2.4 РЕГУЛИРОВАНИЕ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	22
2.5 СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	24
3. АНАЛИЗ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАЙЧИХИНСКОЙ ГРЭС	25
4. РЕКОНСТРУКЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ГРЭС С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ОТПУСКА ТЕПЛОТЫ.....	26
4.1. ВЫБОР ТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ	27
4.2. РЕКОНСТРУКЦИЯ К-50-90-3.....	28
4.3. РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ТЭЦ ДО РЕКОНСТРУКЦИИ.....	33
4.3.1 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ.....	33
4.3.2. ТЕПЛОВЫЕ БАЛАНСЫ ГРЭС	34
4.3.3. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ВОДОПОДГОТОВКИ.....	34

4.3.4. РАСЧЕТ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ	39
4.3.5. РАСЧЕТ ДЕАЭРАТОРА	41
4.3.6. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ....	43
4.3.7. ВЫБОР ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА ТЕПЛОСЕТИ	45
4.4. РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ТЭЦ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ	47
4.4.1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ.....	47
4.4.2. РАСЧЕТ РАБОТЫ ТУРБОУСТАНОВКИ ПРИ $t_{НВР} = -25^{\circ}\text{C}$..	48
4.4.3. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ СХЕМЫ.....	48
4.4.4. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ.....	54
4.4.5. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ.	55
4.4.6. РАСЧЕТ СХЕМЫ РАБОТЫ ТУРБОУСТАНОВКИ ПРИ $t_{НВР} = +8^{\circ}\text{C}$	59
4.4.7. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ.	60
4.5. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ	64
4.5.1. ТЕПЛООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	66
4.5.2. НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	69
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	72
5.1. ОПИСАНИЕ ПОСТАВЛЕННЫХ ЗАДАЧ.....	72
5.2. ОЦЕНКА КОММЕРЧЕСКОГО И ИННОВАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА ПРОЕКТА	73
5.2.1. АНАЛИЗ КОНКУРЕНТНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	75
5.2.2. FAST – АНАЛИЗ.....	77
5.2.3. SWOT – АНАЛИЗ.....	83

5.3. ИНИЦИАЦИЯ ПРОЕКТА	85
5.3.1 ЦЕЛИ И РЕЗУЛЬТАТ ПРОЕКТА.....	85
5.3.2. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА ПРОЕКТА	86
5.3.3. ОГРАНИЧЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ ПРОЕКТА.....	87
5.4 ПЛАНИРОВАНИЕ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ	88
5.5. БЮДЖЕТ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ	92
5.5.1. РАСЧЁТ МАТЕРИАЛЬНЫХ ЗАТРАТ	93
5.5.2. РАСЧЁТ ОСНОВНОЙ ЗАРАБОТНОЙ ПЛАТЫ ИСПОЛНИТЕЛЕЙ	94
5.5.3. РАСЧЁТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ЗАРАБОТНОЙ ПЛАТЫ ИСПОЛНИТЕЛЕЙ	95
5.5.4. РАСЧЁТ ИТОГОВОЙ ЗАРАБОТНОЙ ПЛАТЫ ИСПОЛНИТЕЛЕЙ	96
5.5.5. РАСЧЁТ ОТЧИСЛЕНИЙ ВО ВНЕБЮДЖЕТНЫЕ ФОНДЫ.....	97
5.5.6. РАСЧЁТ НАКЛАДНЫХ РАСХОДОВ.....	98
5.5.7. ФОРМИРОВАНИЕ БЮДЖЕТА ПРОЕКТА.....	99
5.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩЕЙ, ФИНАНСОВОЙ, БЮДЖЕТНОЙ, СОЦИАЛЬНОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА	100
5.7. РЕЗУЛЬТАТЫ ПО КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ.....	102
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	104
6.1. ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	105
6.2. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	106

6.2.1. ОТКЛОНЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ МИКРОКЛИМАТА В ПОМЕЩЕНИИ.....	107
6.2.2. ПОВЫШЕННЫЙ УРОВЕНЬ ШУМА НА РАБОЧЕМ МЕСТЕ	110
6.2.3. НЕДОСТАТОЧНАЯ ОСВЕЩЕННОСТЬ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ.	112
6.2.4. ПОВЫШЕННЫЙ УРОВЕНЬ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ	114
6.3. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	117
6.3.1. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОГО ВЛИЯНИЯ ПК.....	117
6.3.2. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.....	118
6.3.3. ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЩИТЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	119
6.4. БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ	120
6.4.1. АНАЛИЗ ВЕРОЯТНЫХ ЧС, КОТОРЫЕ МОГУТ ВОЗНИКНУТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ НА РАБОЧЕМ МЕСТЕ И ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ЧС	120
6.4.2. АНАЛИЗ ВЕРОЯТНЫХ ЧС ВОЗНИКАЮЩИХ НА ГРЭС.....	122
6.5. ВНУТРЕННИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГРЭС.....	123
6.6 ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ.....	124
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	126
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	127
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	129

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика - основополагающая отрасль России. От ее успешного функционирования зависят бесперебойное обеспечение потребителей энергией, создание благоприятных условий для дальнейшего развития экономики и социальной сферы. В настоящее время электроэнергетика России переживает не лучшие времена, что связано с общим состоянием экономики страны. Поэтому одним из важнейших направлений развития электроэнергетики является модернизация и техническое перевооружение основных фондов отрасли, а также создание новых мощностей.

Современные энергетические компании сталкиваются с растущими затратами на производство электроэнергии, что в свою очередь снижает их конкурентоспособность на рынке. Одним из основных факторов, влияющих на эти затраты, является неэффективное использование отпуска теплоты. Поэтому необходимо исследовать возможности повышения отпуска теплоты для снижения затрат на производство электроэнергии и увеличения конкурентоспособности компании на энергетическом рынке.

Основным остро стоящим вопросом на большинстве тепловых электростанций является - состояние оборудования. Ввиду того, что большое количество тепловых электростанций были введены в эксплуатацию в середине прошлого века, оборудование уже израсходовало свой потенциал. Решением этой проблемы может быть модернизация старого оборудования и тем самым повышение его эффективности и эффективности всей станции в целом.

В данной выпускной квалификационной работе, рассматривается реконструкция Райчихинской ГРЭС при которой будут улучшены технико-экономических показателей станции.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Обозначения и сокращения:

БТЭЦ - Благовещенская теплоэлектроцентраль,

ВНД - внутренняя норма доходности,

ГЭС - гидроэлектростанция,

ДВФО - Дальневосточный федеральный округ,

ДГК - Дальневосточная генерирующая компания,

ЗРС - золотник регулятора скорости,

КА - котлоагрегат,

КОС - клапан обратной связи,

КПД - коэффициент полезного действия,

КЭС - конденсационная электростанция,

ЛМЗ - Ленинградский металлический завод,

ОРЭМ - оптовый рынок электрической мощности,

ПВД - подогреватель высокого давления,

ПНД - подогреватель низкого давления,

РГРЭС - Райчихинская государственная районная электростанция,

РДТО - регулятор давления пара теплофикационного отбора,

РДУ - региональное диспетчерское управление,

РОУ - редуционно охлаждающая установка,

СТУ - станционная теплофикационная установка,

ТА - турбоагрегат,

ТЦ - турбинный цех,

ТЭС - тепловая электростанция,

ТЭЦ - теплоэлектроцентраль,

ЧДД - чистый дисконтированный доход,

ЦВД - цилиндр высокого давления,

ЦНД - цилиндр низкого давления,

ЭС - энергосистема.

1. ВЛИЯНИЕ ТЕПЛОФИКАЦИИ НА ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ

ПТУ работающая по циклу Ренкина - это стандартная установка в теплоэнергетике. На рис. 1 рассмотрим конденсационную установку и её T-s диаграмму.

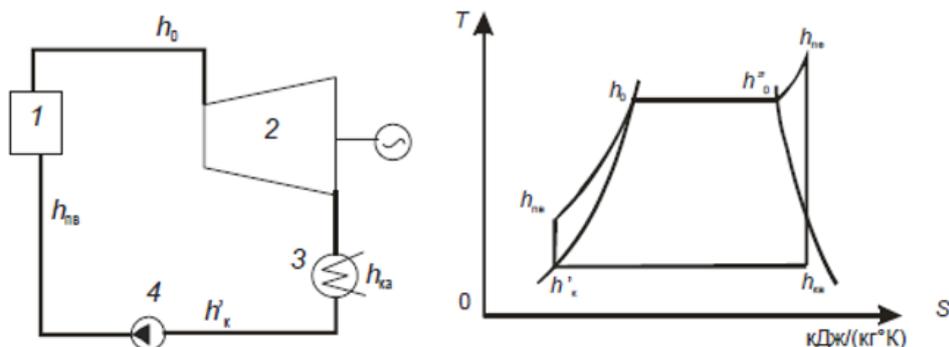


Рисунок 1 - Схема конденсационной установки и её T-s диаграмма [1]

Для повышения термического КПД можно изменить начальные и конечные параметры пара, а также можно рассматривать еще один способ. Так как в конденсатных установках больше половины количества тепла отдается циркуляционной воде в конденсаторе турбины, можно увеличить термический КПД за счет использования части отработанного пара. Если добавить в схему регенерацию, увеличивается тепловая экономичность.

Теплофикационная турбоустановка — это установка с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии.

рисунок 2 демонстрирует оригинальную схему теплофикационной установки, которая позволяет регулировать отбор пара и представляет ее цикл в T-s диаграмме. Чтобы обеспечить максимальную экономичность данной схемы, необходимо учитывать равноценность электрической и тепловой энергии, а также минимизировать потери в конденсаторе. Только при строгом соблюдении этих условий комбинированная выработка может быть эффективной и выгодной.

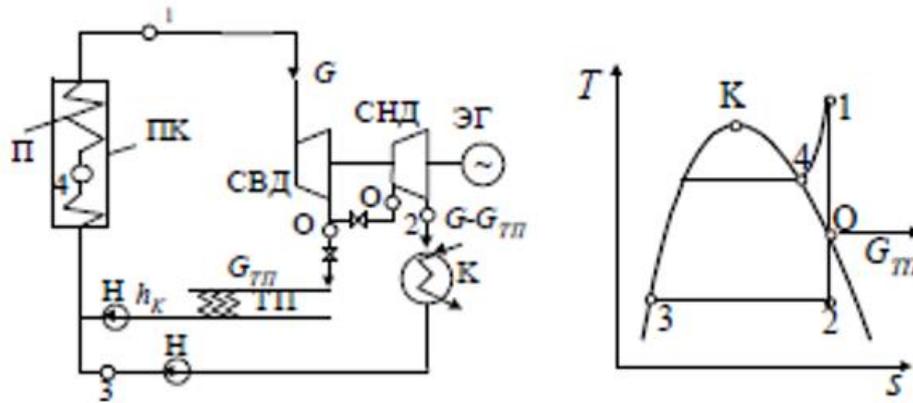


Рисунок 2 - Схема теплофикационной установки на перегретом паре с регулируемым отбором пара и её цикл в T-s диаграмме [2]

При изучении двух теплофикационных систем с отдельной и комбинированной генерацией энергии можно отметить, что главное отличие между ними заключается в использовании свежего пара в установке с отдельной выработкой энергии и отработанного пара в установке с комбинированной выработкой. Таким образом, можно выделить различия между этими двумя системами.

В установке с отдельной выработкой энергии необходимо учитывать, что пар вырабатываемый котлоагрегатом имеет параметры выше необходимых. Это значит, что при выработке своего потенциала в проточной части турбины до отбора пар производится работа, но качество тепловой энергии ухудшается.

Из этого следует, что использование более высокой эксергии пара энергетических котлов по сравнению с паром отопительных котлов позволяет экономить топливо и снижать влияние на экологию.

Использование комбинированного производства энергии является более эффективным решением, поскольку позволяет значительно сократить расход топлива. Однако, для достижения максимальной экономичности теплофикационной установки необходимо правильно подобрать параметры отбора: чем ниже они, тем больше выгоды. Следовательно, эксплуатация паровой установки с высокими параметрами отбора может оказаться неоправданной с точки зрения экономической целесообразности.

2. ОБОРУДОВАНИЕ, НАГРУЗКИ, РЕЖИМОВ РАБОТЫ РАЙЧИХИНСКОЙ ГРЭС.

2.1. Энергосистема Амурской области и ее характеристика

Амурская область является одним из крупнейших регионов Дальнего Востока России. Энергетическая система области состоит из нескольких крупных электростанций, которые обеспечивают электроэнергией как промышленные предприятия, так и население.

Одной из основных электростанций Амурской области является Зейская ГЭС. Эта станция была построена в 1978 году на реке Зее и имеет мощность 1280 МВт. Она является крупнейшей ГЭС на Дальнем Востоке и обеспечивает электроэнергией большую часть региона. Также в Амурской области имеются небольшие ГЭС на реках Бурей и Амур. Они имеют мощность от 5 до 20 МВт и обеспечивают электроэнергией отдаленные населенные пункты и промышленные предприятия.

Важным элементом энергосистемы Амурской области является энергосистема Дальнего Востока. Она объединяет электростанции не только Амурской области, но и других регионов Дальнего Востока, таких как Хабаровский край, Приморский край, Сахалинская область и Якутия. Это позволяет более эффективно использовать производимую электроэнергию и обеспечивать стабильность энергоснабжения в регионе. Однако, несмотря на наличие крупных электростанций и энергосистемы Дальнего Востока, Амурская область сталкивается с проблемой недостатка электроэнергии в периоды пикового потребления. Это связано с ростом экономики и увеличением потребления электроэнергии в регионе.

Для решения этой проблемы проводятся работы по модернизации и расширению существующих электростанций, а также строительству новых. Таким образом, энергосистема Амурской области является важным элементом энергетической инфраструктуры Дальнего Востока. Крупные ГЭС и ТЭЦ обеспечивают стабильность энергоснабжения региона, а энергосистема Дальнего Востока позволяет более эффективно использовать

производимую электроэнергию. Однако, для удовлетворения растущего потребления электроэнергии проводятся работы по модернизации и расширению существующих электростанций, а также строительству новых.

Гидроэлектростанции (ГЭС) играют ключевую роль в производстве электроэнергии на Дальнем Востоке. Регион может похвастаться несколькими крупными ГЭС, включая Зейскую и Бурейскую, а также несколько малых. Доля ГЭС в энергосистеме Дальнего Востока достаточно высока и составляет 90% на местном уровне и 39% в объединенной энергосистеме юга ДВФО. Тем не менее, по сравнению со средним значением в России (16%) и в мире (20%), Дальний Восток превосходит ожидания.

Кроме ГЭС, на Дальнем Востоке есть другие источники производства электроэнергии, такие как тепловые и атомные электростанции.

2.2 Характеристика рынка тепловой энергии

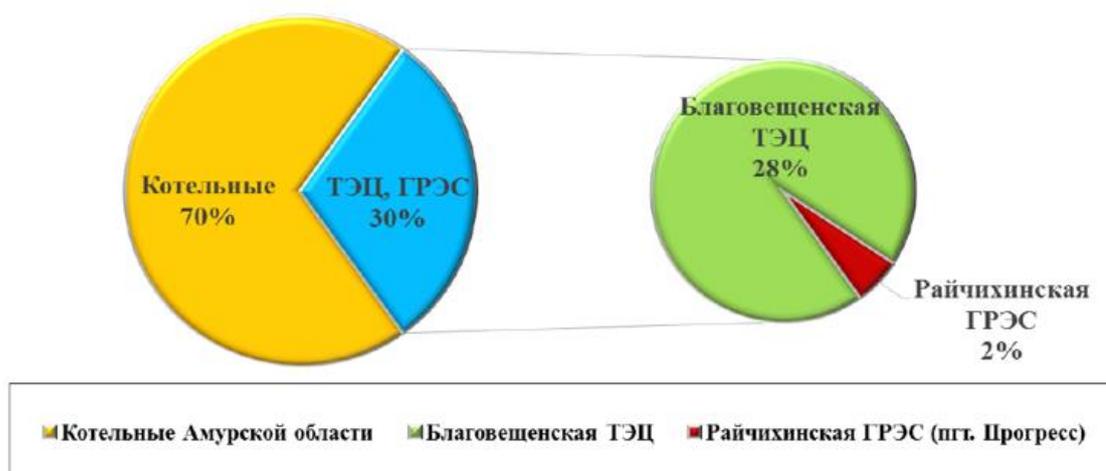


Рисунок 3 - Доля Райчихинской ГРЭС на рынке тепловой энергии Амурской области

В Амурской области большинство котельных используют традиционные методы производства тепла, составляя 70% от общего числа. Однако, лишь 5% из них являются электрокотельными. БТЭЦ отвечают за 28% производства тепловой энергии, а РГРЭС всего лишь за 2%, при этом используя комбинированный подход. Несмотря на это, Райчихинская ГРЭС имеет огромный потенциал на рынке тепловой энергии Амурской области и может стать ключевым игроком в этой сфере.

Тепловая нагрузка в сетевой воде (без учёта потерь) по оценке "СибВНИПИэнергопром" [5] составит:

- п. Новорайчихинский-4,84 Гкал/ч (5,62 МВт/ч),
- п. Буряя-15,35 Гкал/ч (17,85 МВт/ч),
- п. Новобурейский -79,22 Гкал/ч (92,13 МВт/ч),
- п. Малиновка-1,26 Гкал/ч (1,47 МВт/ч),
- п. Николаевка -0,8 Гкал/ч (0,9 МВт/ч),
- Всего – 101,47 Гкал/ч (118 МВт/ч).

Предполагается заменить мощности котельных в соседних населенных пунктах РГРЭС, что позволит увеличить долю комбинированной выработки до 37%. Следовательно, уменьшится

стоимость тарифов на теплоэнергию и также сократится отрицательное влияние на экологию.

2.3. Характеристика оборудования Райчихинской ГРЭС

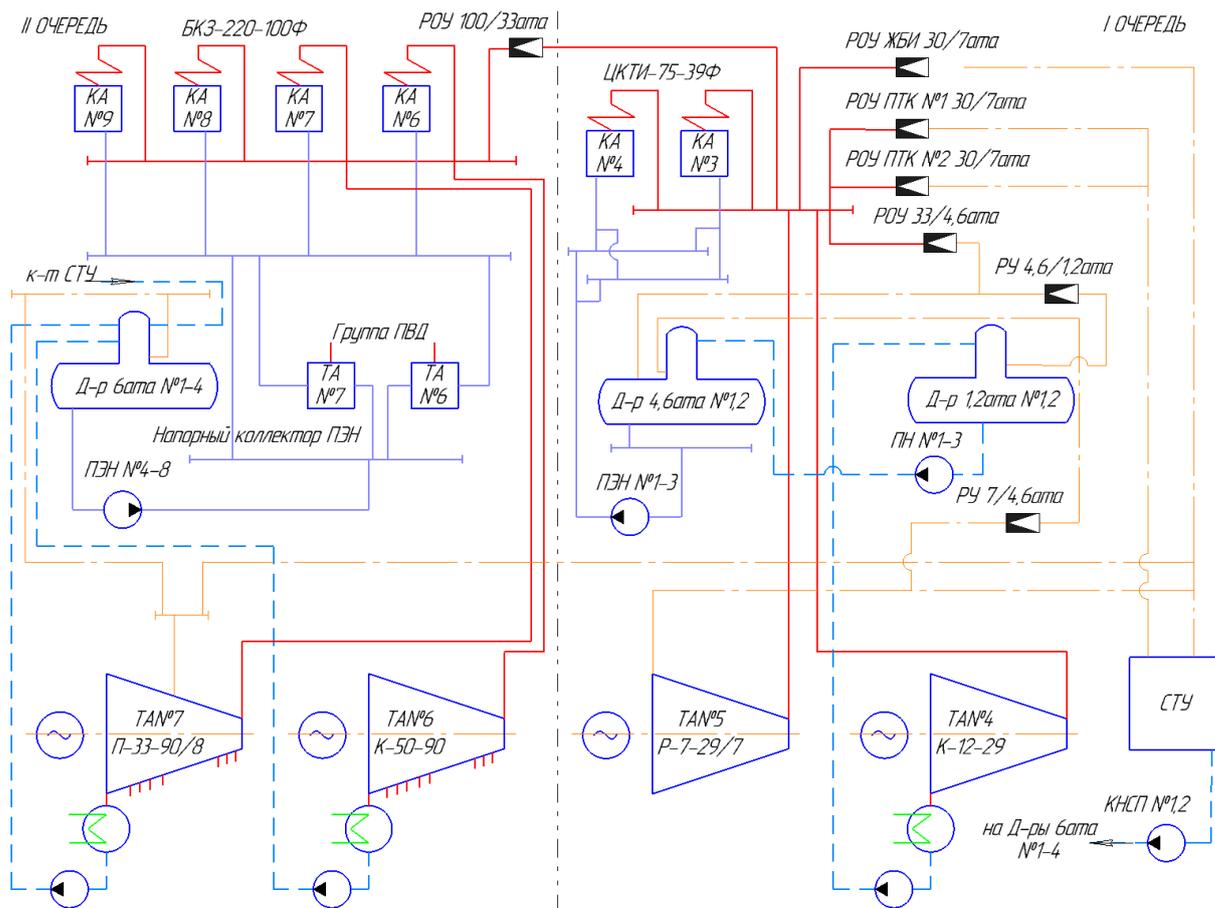


Рисунок 4 - Принципиальная тепловая схема РГРЭС

Очередь среднего и высокого давления имеют развитые поперечные связи по пару и питательной воде, которые обеспечивают равномерную загрузку оборудования. Кроме того, для связи по пару между очередями установлена РОУ 10/3,3 МПа (100/33 кг/см²). На очереди 2,9 МПа установлено два котлоагрегата типа ЦКТИ-75-39Ф ст. № 3, 4; турбоагрегат типа К-12-29 ст. №4; турбоагрегат типа Р-7-29/7 ст. №5. Там же расположена стационарная теплофикационная установка (СТУ), состоящая из девяти сетевых подогревателей: типа ПСВ 200-7-15 ст. №1-5 и типа ПСВ 315-14-23 ст. №6-9, работающих на паре 0,46 МПа (4,6 кгс/см²), 0,7 МПа (7 кгс/см²). Для подачи сетевой воды установлены шесть сетевых насосов типа 200Д-90А ст. №1-3, Д-1250-65 ст. №4 и 300Д-90 ст. №5,6. Теплофикационная установка служит для подачи в посёлок отопления и горячего водоснабжения, и для обеспечения собственных нужд электростанции (рисунок 5).

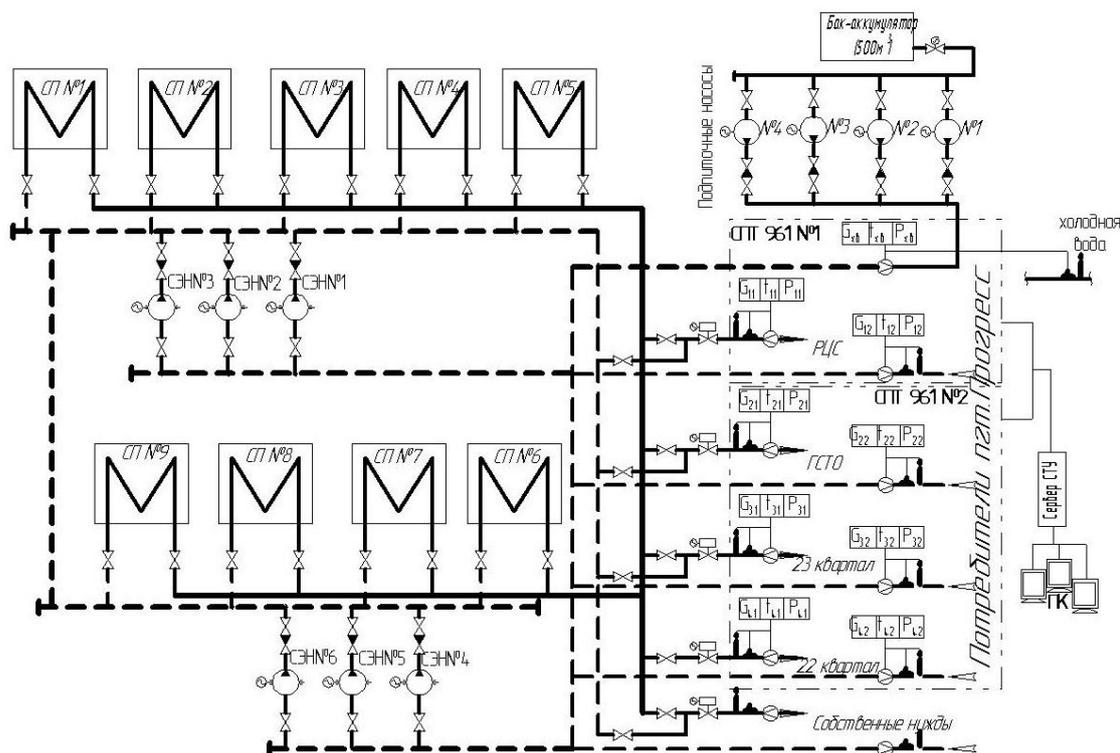


Рисунок 5 - Принципиальная схема выдачи тепловой мощности.

На второй очереди установлено четыре котлоагрегата типа БКЗ-220-100Ф ст. № 6-9; турбоагрегат типа К-50-90 ст. №6; турбоагрегат типа П-33/50-90/8 ст. №7. Турбоагрегат типа К-50-90 ст. №6 имеет параметры свежего пара $P_0=9\text{МПа}$ (90 кгс/см^2), $t_0=535^\circ\text{C}$, давление в конденсаторе $P=0,0035\text{МПа}$ ($0,035\text{кгс/см}^2$), номинальную мощность 50 МВт и максимальный расход свежего пара на турбину 205 т/ч. Турбоагрегат типа П-33/50-90/8 ст. №7 имеет параметры свежего пара $P_0=9\text{МПа}$ (90кгс/см^2), $t_0=535^\circ\text{C}$, давление в П-отборе - $0,8-1,3\text{МПа}$ ($8-13\text{кгс/см}^2$), давление в конденсаторе $P=0,0035\text{МПа}$ ($0,035\text{кгс/см}^2$). Номинальная мощность ТА - 33МВт, максимальная - 50МВт. Максимальный расход пара в П-отбор - 125т/час. Максимальный расход свежего пара на турбоагрегат 220 т/час. Пар производственного отбора турбоустановки используется для нагрева сетевой воды на теплофикационной установке, конденсата в деаэраторах и для собственных нужд электростанции.

Таблица 1 показывает установленную мощность турбоагрегатов Райчихинской ГРЭС. Обе очереди имеют развитые поперечные связи по пару и питательной воде, что обеспечивает равномерную загрузку оборудования. Кроме того, для связи по пару между очередями установлена РОУ 10/3,3 МПа (100/33 кг/см²).

Таблица 1 - Установленная мощность турбинного оборудования

Ст. №	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность	
			Электрическая, МВт	Тепловая, Гкал/ч
4	К-12-29	1961	12	
5	Р-7-29/7	1956	7	65
6	К-50-90-3	1965	50	
7	П-33-90/8	1966	33	75,9

2.4 Регулирование в системе теплоснабжения.

В рамках качественного регулирования, подача тепловой энергии и горячего водоснабжения в поселок производится по диспетчерскому графику, указывающему оптимальную тепловую нагрузку на сеть, в зависимости от температуры окружающей среды. Для обеспечения теплоносителя определенными параметрами температуры и давления в поселке установлены 6 насосных станций. Их задача увеличить давление воды, отпущенной от ГРЭС и снизить температуру в прямом трубопроводе, путем подмешивания холодной воды из обратного трубопровода.

В связи с тем, что на обоих очередях среднего и высокого давления станции котлоагрегаты были запущены еще в середине прошлого века, их ресурс на грани исчерпания. КА 2 очереди в связи с высокой загруженностью по расчетам могут исчерпать свой ресурс к 2025 году, что требует принятия соответствующих мер для обеспечения надежности и эффективности системы теплоснабжения в будущем. Поэтому необходимо рассмотреть возможность модернизации оборудования для увеличения его работоспособности и эффективности.

Таблица 2 - Нарботка котельного оборудования

Ст.№	Тип (марка)	Год ввода в эксплуатацию	Нарботка на 01.11.2014, ч	Количество пусков с начала эксплуатации	Средняя наработка в год, ч
3	ЦКТИ-75-39Ф	1954	283040	550	1357
4	ЦКТИ-75-39Ф	1956	263167	566	514
6	БКЗ-220-100Ф	1965	256417	452	2818
7	БКЗ-220-100Ф	1966	247458	702	3763
8	БКЗ-220-100Ф	1967	188171	629	2612
9	БКЗ-220-100Ф	1968	189898	420	236

Главные паропроводы и питательные трубопроводы на станции выполнены с поперечными связями.

Парк паровых турбин, находящихся в эксплуатации на Райчихинской ГРЭС, представлен в таблице 3. Как видно из неё турбоагрегаты ст.№4,5 выработали ресурс и подлежат выводу из

эксплуатации. Турбоагрегат ст. №7 исчерпал парковый ресурс. В 2014 году выполнены работы по продлению ресурса турбины ст. №7. Как правило, по результатам обследования первый индивидуальный ресурс назначается с 320 000 ч.

Таблица 3 - Нарботка турбинного оборудования

Ст. №	Тип (марка)	Парковый ресурс, ч	Количество пусков с начала эксплуатации на 01.11.2014	Нарботка на 01.11.2014, ч	Средняя наработка в год, ч
4	К-12-29	-	970	332502	1804
5	Р-7-29/7	-	249	327391	317
6	К-50-90-3	270 000	399	269910	2381
7	П-33-90/8	270 000	463	273814	5935

При сохранении динамики наработки турбин в 2021 потребуются второе продление ресурса турбины ст.№ 7

Использование персональных ресурсов для турбоагрегатов — это распространенная практика, которая не представляет серьезных угроз при правильном обслуживании. Периодичность ремонтов не регламентирована, и проводится по мере необходимости, учитывая ограниченность финансовых ресурсов.

2.5 Система технического водоснабжения

Кивдинское водохранилище и река Кивда, принадлежащие бассейну реки Амур, являются источником технического водоснабжения для Райчихинской ГРЭС. Так как система водоснабжения станции является оборотной, это позволяет использовать уже отработанную воду повторно. Вода из водохранилища поступает на береговую насосную станцию с четырьмя циркуляционными насосами. Далее вода поступает на ГРЭС через два магистральных напорных трубопровода. После того как циркуляционная вода проходит через турбину (конденсатор и система охлаждения), она сливается в отводящие каналы. Далее эта вода сливается в пруд для охлаждения. Следующий этап, вода по закрытым каналам подводится к водохранилищу через щелевой водослив и струераспределительное устройство.

3. АНАЛИЗ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАЙЧИХИНСКОЙ ГРЭС

РГРЭС показала отличный результат в 2015 году по удельному расходу условного топлива на электроэнергию, в виду использования очереди высокого давления. Кроме того, удельный расход на производство тепловой энергии оказался одним из лучших в АО "ДГК". Однако, работа станции по производству электроэнергии сильно зависит от работы Бурейской ГЭС, что создает некоторые неудобства в работе Райчихинской ГРЭС. Иногда загрузка станции по электрической энергии не является экономически целесообразной, так как ГЭС не могут гарантировать поставку энергии и требуют резервных мощностей в системе. Для повышения стабильности работы станции необходимо увеличить производство электроэнергии по тепловому графику.

4. РЕКОНСТРУКЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ГРЭС С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ОТПУСКА ТЕПЛОТЫ

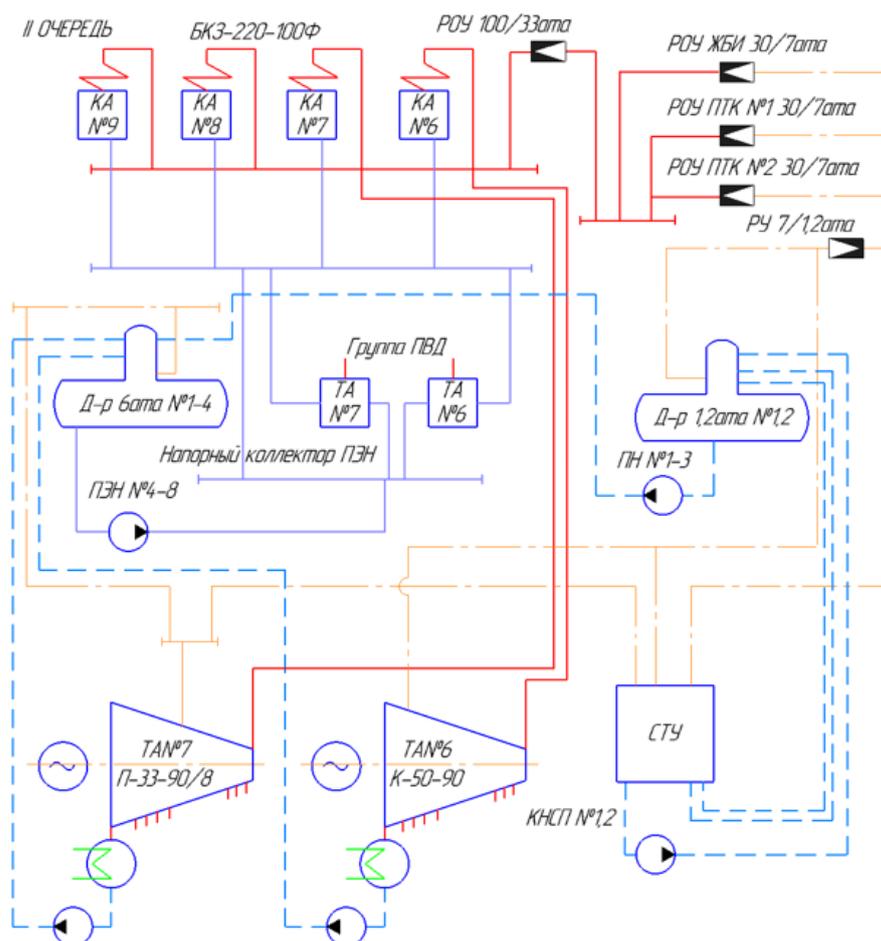


Рисунок 6 - Принципиальная тепловая схема РГРЭС после реконструкции

Реконструкция направлена на увеличение эффективности производства, надежности работы ГРЭС и экономической эффективности.

Цели проекта:

- экономический эффект;
- Увеличение надежности и качества работы ГРЭС;
- расширения зоны теплоснабжения ГРЭС.

4.1. Выбор турбинной установки для реконструкции

В период с 2005 по 2007 годы на очереди высокого давления Райчихинской ГРЭС выполнена реконструкция ТА ст.№7 с организацией производственного отбора пара 0,8-1,3 МПа, установка РОУ 10/3,3 МПа. Таким образом, источники пара для существующей СТУ с очереди среднего давления перенесены на очередь высокого давления.

Реконструкция ТА ст. № 6 является завершающим этапом в работе по выводу из работы генерирующего оборудования очереди среднего давления Райчихинской ГРЭС и организацией СТУ на очереди высокого давления.

4.2. Реконструкция к-50-90-3

Турбина К-50-90 ЛМЗ ст. № 6 реконструируется с целью организации регулируемого отбора пара давлением 0,15-0,25МПа без увеличения расхода острого пара.

С конструктивной точки зрения и в соответствии с тепловой характеристикой проточной части регулируемый отбор пара организуется за 18 ступенью [8]. Для этого проект должен решить следующие задачи:

- организация отбора за счет удаления диафрагмы и срезки колеса 19 ступени;
- установки поворотной диафрагмы на место 20 ступени;
- для повышения давления пара перед 20 ступенью с целью уменьшения дросселирования пара, поступающего через поворотную диафрагму в ЦНД, решено увеличить тепловые перепады, срабатываемые 20 и 21 ступенями и диафрагмой 21 ступени. Таким образом, часть теплового перепада, срабатываемого ранее на 19 ступени, будет срабатываться на 20, 21 ступени. Оставшийся теплоперепад удаленной 19 ступени перераспределяется на 17 и 18 ступень, что потребовало замены диафрагмы и облопачивания 18 ступени;
- для возможности отбора из турбины пара и размещения привода поворотной диафрагмы, средняя часть цилиндра заменяется новой (сварной конструкции) с патрубками отбора;
- исходя из конструктивных условий выполнения средней части цилиндра и формирования проточной части 17...20 ступени турбины, ликвидируется отбор пара за 17 ступенью, ранее используемый на ПНД-4, путем установки диафрагм 18 ступени в новую обойму, общую для диафрагм 16...18 ступеней;
- установки паропроводов отборов и изменения схемы регенерации, исключение из работы ПНД-3;
- изменения схемы отсоса пара из переднего концевое уплотнения;

- модернизации системы регулирования, маслоснабжения и защиты.

Модернизированная паровая турбина ВК-50-90-3, ст. №6, зав. №848 оснащена регулируемым теплофикационным отбором пара для отпуска тепла на нужды социально-бытовых потребителей.

Параметры работы турбины после реконструкции [8]:

- номинальное давление свежего пара $P_0=9$ МПа;
- номинальная температура свежего пара $t_0=535$ °С;
- номинальное давление пара в конденсаторе $P_k=0,0035$ МПа;
- максимальный расход свежего пара на турбину $G_0=215$ т/ч;
- температура питательной воды при нормально включенной регенерации $t_{пв}=215$ °С;
- давление в камере регулирующей ступени при максимальном расходе свежего пара и нормально включенной регенерации $P_{рс}=7,7$ МПа;
- максимальная электрическая мощность турбины при максимальном расходе свежего пара, номинальных параметрах и нормально включенной регенерации $N_{эл}=55$ МВт.
- температурный график теплосети – зимой - 130 °С; летом - 70 °С;
- мощность теплофикационного отбора - 56Гкал/час(65 МВт/час);
- продолжительность отопительного периода 5088 час;
- регулируемый теплофикационный отбор пара 0,12-0,25 МПа (1,5-2,5 кгс/см²) с увеличением расхода пара на турбину в пределах 205-215 т/ч;
- максимальный расход свежего пара после реконструкции $G_0=205-215$ т/ч;
- номинальный расход пара в регулируемый отбор $G_T=100$ т/ч, максимальный расход пара в регулируемый отбор $G_T=150$ т/ч;

- номинальная электрическая мощность в конденсационном режиме – 50 МВт, в теплофикационном режиме 45 МВт;
- после реконструкции по пару теплофикационного отбора турбины будет работать на проектируемую автономную бойлерную;
- экономичность работы турбин после реконструкции определяется диаграммой режимов с учетом поправок к ней на величину давления пара в регулируемом отборе.

В камере теплофикационного отбора установлена регулирующая диафрагма. Максимальный пропуск пара в ЧНД через полностью закрытую диафрагму составляет около 15 т/ч при номинальном давлении в камере теплофикационного отбора 0,12 МПа (1,2 кг/см²) [8].

Парораспределение остается сопловым. В связи с увеличенным расходом пара в турбину, замене подлежат 2, 3, 4, 5, 6 ступени (диафрагмы и рабочие лопатки). Остальные ступени давления (диафрагмы и рабочие колеса) применяются существующие. Обойма, для установки диафрагм со 2-ой по 6 ступень может применяться существующая с доработкой или изготавливается новая, в зависимости от ее фактического состояния. Полумуфта, маслозащитная втулка и втулка заднего концевого уплотнения остаются прежними.

Средняя часть цилиндра, ранее представлявшая литую конструкцию, заменяется на сварную, с тремя сварными обоймами для установки диафрагм. В верхней части средней части организовано паровыпускное устройство с эллиптическим фланцем, для присоединения пароприемного устройства трубопровода теплофикационного отбора.

На данном трубопроводе установлены: обратный клапан, стопорно-регулирующий клапан и, перед общестанционным коллектором, электрифицированная задвижка.

На трубопроводе теплофикационного отбора применяются различные технологии и устройства для обеспечения безопасности и эффективности работы. В частности, устанавливаются предохранительные

клапаны и выполняются необходимые защиты и блокировки. Регулировка давления в теплофикационном отборе пара до заданного предела осуществляется с помощью специальных устройств, таких как регулятор давления, сервопривод регулирующей диафрагмы и промежуточный преобразователь. Благодаря этим инновационным технологиям достигается максимальная эффективность работы системы и обеспечивается безопасность процесса.

На трубопроводе теплофикационного отбора выполнена система дренажей:

- до клапана обратной связи;
- из корпуса клапана обратной связи;
- после клапана обратной связи.

На турбине установлена современная система гидравлического регулирования, которая контролирует клапаны и поворотную диафрагму. Для предотвращения аварийных ситуаций на ТА установлено специальное устройство автоматических защит.

Регулировка давления пара в теплофикационном отборе осуществляется с помощью поворотной диафрагмы, которая управляется рычажной передачей через сервопривод, так же, как и стопорный клапан отбора.

Система регулирования включает в себя датчик давления и гидромоторы. Открытие стопорного клапана происходит за счет давления мала, обратное закрытие клапана происходит за счет возвратной пружины. Управление диафрагмы происходит по средствам сервомотора.

При повышении абсолютного давления в камере теплофикационного отбора до II предела - 0,3МПа (3,0 кгс/см²).

Для предотвращения срабатывания защиты выполняются электрические блокировки, которые при достижении давления пара в теплофикационном отборе 0,26 МПа (2,6 кг/см²) - I предела повышения давления – обеспечивают воздействие на поворотную диафрагму и

регулирующие клапана (РК) турбины, направленное на уменьшение давления в отборе:

- регулятор давления автоматически перемещается в сторону "убавить" (до замыкания концевого выключателя РДТО или ПД);
- МУТ автоматически перемещается в сторону "убавить", если диафрагма теплофикационного отбора полностью открыта и при этом давление пара в теплофикационном отборе выше I предела.

В случае срабатывания клапана теплофикационного отбора потребуется останов турбины для его ревизии, поэтому уставка срабатывания клапана устанавливается выше уставки защиты по повышению давления.

Настройка предохранительного клапана производится на срабатывание при абсолютном давлении 0,42МПа. Клапан рассчитан на расход пара через турбину, поэтому в тепловой схеме должна быть категорически исключена возможность подвода постороннего пара в теплофикационный отбор.

4.3. Расчет тепловой схемы тэц до реконструкции

Целью расчета является определение расходов пара и экономических показателей Райчихинской ГРЭС.

4.3.1 постановка задачи

Расчет будет производиться на максимальный режим нагрузки станции (-26 °С.). Номинальная нагрузка на сетевые подогреватели 25 МВт. Нагрузка котлоагрегаты 33 МВт. График сетевой воды принят 100/70 °С.

Райчихинская ГРЭС производит пар для собственных нужд. Расход пара приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Расход на собственные нужды

1 очередь ТЦ	0,98	кг/с
2 очередь ТЦ	0,67	кг/с
1 очередь КЦ	0,37	кг/с
2 очередь КЦ	1,26	кг/с
Мазутохозяйство	0,53	кг/с
Топливоподача	1,2	кг/с
Всего:	5,31	кг/с

4.3.2. Тепловые балансы ГРЭС

4.3.3. Принципиальная схема водоподготовки

Исходные данные для расчета приведены в Таблице 5.

Таблица 5 – Исходные данные

Исходные данные	Обозначение	Единица измерения	Значение
Давление острого пара	P_0	МПа	2,4
Температура острого пара	t_0	°С	380
Температурный график теплосети	$t_{пс}/t_{ос}$	°С	100/70
Расход сетевой воды	$G_{св}$	кг/с (т/ч)	894 (3218)
Давление сетевой воды	$P_{св}$	МПа	1,0
Максимальная нагрузка тепловых потребителей	Q_{max}^T	МВт	108
Распределение температур между СП	-	-	Равномерный
Температура <u>недогрева</u>	θ	°С	8
Расход пара производственным потребителям	$D_{пп}$	кг/с	5,3
Давление пара производственного отбора	$P_{п}$	МПа	1,0

Водоподготовительная схема работает следующим образом: поток сырой воды проходит через сетевые подогреватели, затем поток делится на два, на подпитку теплосети и восполнение потерь конденсата ТЦ.

Поток сырой воды, направленный на подпитку в теплосеть, проходит подогрев воды в теплообменном аппарате направляется в деаэратор, на термическую обработку. Далее вода поступает на охлаждение в водяном теплообменном аппарате, что является заключительным этапом.

Расчет ПСВ-200 сырой воды.

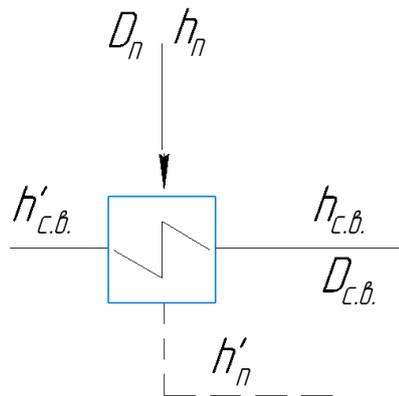


Рисунок 7 – ПСВ-200 сырой воды

Уравнение теплового баланса для подогревателя сырой воды:

$$D_{\text{п}} \cdot (h_{\text{п}} - h'_{\text{п}}) \cdot \eta = D_{\text{с.в.}} \cdot (h'_{\text{с.в.}} - h_{\text{с.в.}}) \quad (4.1)$$

где: $D_{\text{п}}$ – расход греющего пара;

$h_{\text{п}}$ – энтальпия греющего пара, $h_{\text{п}} = f(p_{\text{п}}, t_{\text{п}}) = 2832$ кДж/кг;

$h'_{\text{п}}$ – энтальпия дренажа греющего пара, $h'_{\text{п}} = f(p_{\text{п}}) = 449$ кДж/кг

$D_{\text{с.в.}} = 75$ кг/с – расход сырой воды;

$h_{\text{с.в.}}$ – энтальпия сырой воды на входе, $h_{\text{с.в.}} = f(p_{\text{с.в.}}, t_{\text{с.в.}}) = 9$ кДж/кг);

$h'_{\text{с.в.}}$ – энтальпия сырой воды на выходе,

$h'_{\text{с.в.}} = f(t'_{\text{с.в.}}; p_{\text{с.в.}}) = 134$ кДж/кг.

расход греющего пара $D_{\text{п}}$:

$$D_{\text{п}} \cdot (2832 - 449) \cdot 0,98 = 75 \cdot (134 - 9)$$

$$D_{\text{п}} = 3,98 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Расчет деаэратора.

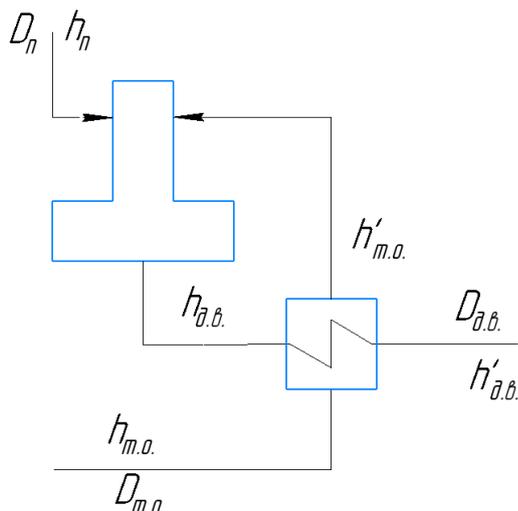


Рисунок 8 – Деаэратор с водо-водяным теплообменным аппаратом.

Уравнение теплового баланса для деаэратора:

$$\begin{cases} D_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}} + D_{\text{т.о.}} \cdot h'_{\text{т.о.}} = D_{\text{д.в.}} \cdot h_{\text{д.в.}} \\ D_{\text{п}} + D_{\text{т.о.}} = D_{\text{д.в.}} \end{cases} \quad (4.2)$$

где: $D_{\text{п}}$ – расход греющего пара;

$D_{\text{т.о.}}$ – расход добавочной воды;

$h'_{\text{т.о.}} = 335$ кДж/кг – энтальпия охлаждающей воды на выходе;

$D_{\text{д.в.}} = 55,5$ кг/с – расход добавочной воды на подпитку теплосети;

$h_{\text{д.в.}} = 449$ кДж/кг – энтальпия охлаждаемой воды на выходе.

Расход греющего пара на деаэратор подпиточной воды:

$$\begin{cases} D_{\text{п}} \cdot 2832 + D_{\text{т.о.}} \cdot 335 = 55,5 \cdot 449 \\ D_{\text{п}} + D_{\text{т.о.}} = 55,5 \end{cases}$$

Определим неизвестные потоки воды и пара:

$$\begin{cases} D_{\text{п}} = 2,54 \text{ кг/с} \\ D_{\text{т.о.}} = 52,9 \text{ кг/с} \end{cases}$$

Расход воды на восполнение потерь конденсата:

$$D_{\text{д.в.}}^{\text{о.к.}} = D_{\text{с.в.}} - D_{\text{т.о.}} \quad (4.3)$$

где: $D_{\text{д.в.}}^{\text{о.к.}}$ – расход воды на восполнение потерь конденсата;

$D_{\text{с.в.}}$ – расход воды на водоподготовку;

$D_{\text{т.о.}}$ – расход воды на теплосеть.

$$D_{д.в.}^{о.к.} = 75 - 52,9 = 22,1 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Расчет подогревателя химочищенной воды.

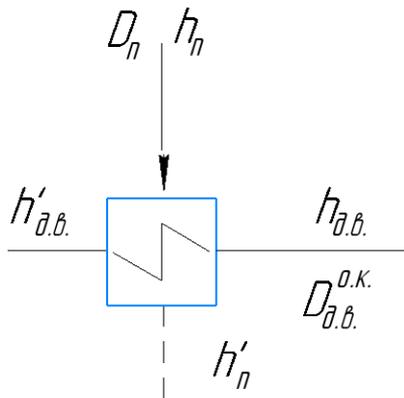


Рисунок 9 – подогреватель химочищенной воды

Уравнение теплового баланса для подогревателя химочищенной воды:

$$D_{д.в.}^{о.к.} \cdot (h'_{д.в.} - h_{д.в.}) \cdot \eta = D_{п} \cdot (h_{п} - h'_{п}) \quad (4.4)$$

где: $D_{д.в.}^{о.к.}$ – расход воды, на подогреватель, кг/с;

$h'_{д.в.} = 292,6$ кДж/кг – энтальпия воды на выходе из подогревателя;

$h_{д.в.} = 125,8$ кДж/кг – энтальпия воды на входе в подогреватель;

$D_{п}$ – расход пара, кг/с;

$h_{п} = f(p_{п}, t_{п}) = 2832$ кДж/кг – энтальпия пара;

$h'_{п}$ – энтальпия дренажа пара, $h'_{п} = f(p_{п}) = 449$ кДж/кг

Расход греющего пара $D_{п}$:

$$22,1 \cdot (292,6 - 125,8) \cdot \eta = D_{п} \cdot (2832 - 449)$$

$$D_{п} = 1,54 \text{ кг/с.}$$

Расход пара на водоподготовку складывается из суммы расходов на подогреватель сырой воды, подогреватель химочищенной воды и диаэратора

$$D_{п}^{общ.} = D_{п}^{с.в.} + D_{п}^д + D_{п}^{хов}, \quad (4.5)$$

$$D_{\text{п}}^{\text{общ.}} = 3,98 + 2,54 + 1,54 = 8,06 \text{ кг/с.}$$

Охладитель продувки.

Целью расчета охладителя продувки является определение энтальпии $h_{\text{дв}}^*$, с которой добавочная вода поступает в паротурбинную установку.

$$P_{\text{б}} = 1,2 \cdot 2,4 = 2,9 \text{ МПа} - \text{давление в барабане котла;}$$

$$h'_{\text{пр}} = f(P_{\text{б}}) = 2803 \text{ кДж/кг} - \text{энтальпия продувочной воды;}$$

$$P_{\text{р}} = 1,06 \cdot 0,6 = 0,735 \text{ МПа} - \text{давление в расширителе}$$

$h''_{\text{р}} = f(P_{\text{р}}) = 2764 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия пара на входе из расширителя;

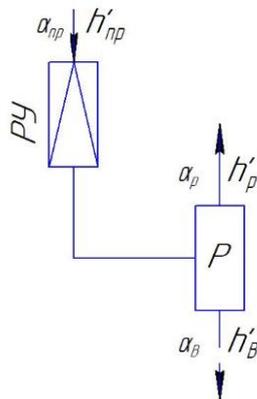
$h'_{\text{в}} = f(P_{\text{р}}) = 705,8 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия воды на выходе из расширителя;

$$t_{\text{дв}} = 11^{\circ}\text{C} - \text{температура воды на входе в охладитель;}$$

$$h_{\text{дв}} = c_p \cdot t_{\text{дв}} = 4,19 \cdot 11 = 46,09 \text{ кДж/кг} - \text{энтальпия воды на входе}$$

в охладитель.

Расширитель
продувки

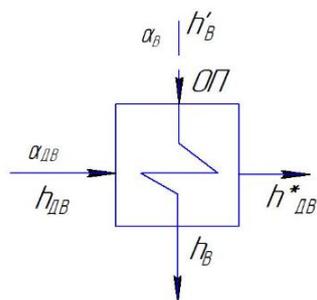


$$\begin{cases} D_{\text{пр}} = D_{\text{р}} + D_{\text{в}} \\ D_{\text{пр}} \cdot h'_{\text{пр}} = D_{\text{р}} \cdot h''_{\text{р}} + D_{\text{в}} \cdot h'_{\text{в}} \end{cases}$$

$$\begin{cases} 0,125 = D_{\text{р}} + D_{\text{в}} \\ 0,125 \cdot 1624,3 = D_{\text{р}} \cdot 2764,8 + D_{\text{в}} \cdot 705,7 \end{cases}$$

$$D_{\text{р}} = 0,056; D_{\text{в}} = 0,069$$

Охладитель
продувки



$$\begin{cases} h_{В} - h_{В}^* = 50 \text{ кДж/кг} \\ D_{В} \cdot (h'_{В} - h_{В}') \cdot \eta_{П} = D_{ДВ} \cdot (h_{ДВ}^* - h_{ДВ}) \end{cases}$$

$$\begin{cases} h_{В} - h_{В}^* = 50 \text{ кДж/кг} \\ 0,069 \cdot (705,7 - h_{В}') \cdot 0,98 = \\ = 22,1 \cdot (h_{ДВ}^* - 46,09) \end{cases}$$

$$h_{В} = 270,6 \text{ кДж/кг}; h_{ДВ}^* = 220,6 \text{ кДж/кг}$$

4.3.4. Расчет теплофикационной установки

Исходные данные:

$$\text{Расход воды } G_{СВ} = 197 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$\text{температура обратной сети } t_{СВ}^{\text{о.с.}} = 70 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\text{температура прямой сети } t_{СВ}^{\text{п.с.}} = 100 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\text{Давление воды } p_{СВ} = 0,65 \text{ МПа};$$

$$\text{Температура пара } t_{П} = 260^\circ\text{C};$$

$$\text{Давление пара } p_{П} = 0,35 \text{ МПа}$$

Поток воды через подогреватель:

$$G_{СВ}^1 = \frac{G_{СВ}}{2} = \frac{197}{2} = 98,5 \frac{\text{кг}}{\text{с}}. \quad (4.6)$$

Уравнение теплового баланса для подогревателя:

$$G_{СВ}^1 \cdot (h_{П,с} - h_{О,с}) = D_{П}^1 \cdot (h_{П} - h'_{П}) \cdot \eta, \quad (4.7)$$

где: $G_{СВ}^1$ – расход воды через один подогреватель, кг/с;

$$h_{П,с} = f(p_{СВ}; t_{Пс}) = 419 \text{ кДж/кг} - \text{энтальпия прямой сетевой воды};$$

$$h_{О,с} = f(p_{СВ}; t_{Ос}) = 293 \text{ кДж/кг} - \text{энтальпия обратной сетевой воды};$$

$$D_{П}^1 - \text{расход пара на один подогреватель, кг/с};$$

$$h_{П} = f(p_{П}; t_{П}) = 2987 \text{ кДж/кг} - \text{энтальпия пара};$$

$$h'_{П} = f(p_{П}^s) = 584 \text{ кДж/кг} - \text{энтальпия дренажа греющего пара}.$$

Расход пара на один подогреватель:

$$98,5 \cdot (419 - 293) = D_{П}^1 \cdot (2987 - 584) \cdot 0,99,$$

$$D_{\text{п}}^1 = \frac{98,5 \cdot (419 - 293)}{(2987 - 584) \cdot 0,99} = 5,16 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Общий расход пара:

$$D_{\text{п}} = D_{\text{п}}^1 \cdot 2 = 5,16 \cdot 2 = 10,32 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \quad (4.8)$$

Таблица 6 – Расход пара на собственные нужды ТЭЦ

Назначение отбора пара	№ РОУ, РУ	Расход пара, кг/с (т/ч)
Аккумуляторные баки	РОУ 1 ТЭЦ	0,16 (0,6)
Мазутное хоз-во	РОУ 1 ТЭЦ	0,19 (0,7)
Конденсатные баки	РОУ 1 ТЭЦ	0,5 (1,8)

4.3.5. Расчет деаэратора

Принципиальная схема деаэратора приведена на Рисунке 9.

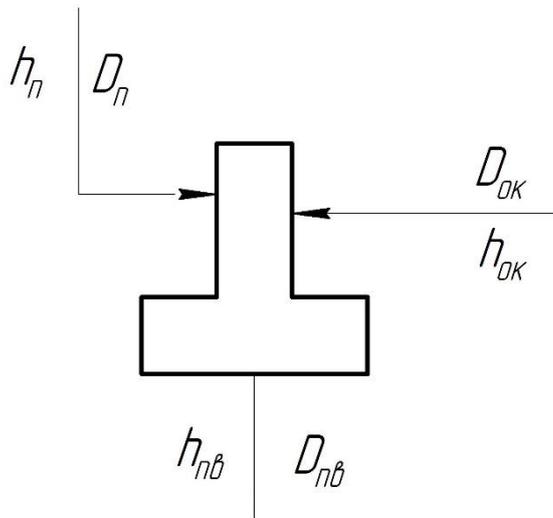


Рисунок 10 – Принципиальная схема деаэратора

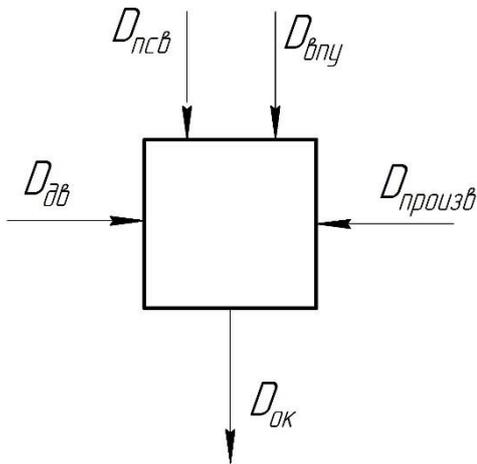


Рисунок 11 – Конденсатный бак

Уравнение точки смешения для нахождения энтальпии основного конденсата:

$$D_{ок} \cdot h_{ок} = D_{псв} \cdot h'_{п} + D_{впу} \cdot h'_{впу} + D_{пр} \cdot h'_{пр} + D_{дв} \cdot h_{дв}, \quad (4.9)$$

где: $D_{ок}, h_{ок}$ – расход и энтальпия основного конденсата;

$D_{псв}, h'_{п}$ – расход и энтальпия дренажа сетевых подогревателей;

$D_{впу}, h'_{впу}$ – расход и энтальпия дренажа, возвращаемого с водоподготовки;

$D_{пр}, h'_{пр}$ – расход и энтальпия дренажа, возвращаемого с производства;

$D_{дв}, h_{дв}$ – расход и энтальпия добавочной воды.

$$24,6 \cdot h_{\text{ок}} = 10,32 \cdot 584 + 5,52 \cdot 449 + 2,6 \cdot 417 + 6,14 \cdot 292,6$$

$$h_{\text{ок}} = 458,3 \text{ кДж/кг.}$$

Уравнение материального баланса для деаэратора:

$$\begin{cases} D_{\text{пв}} \cdot h_{\text{пв}} = D_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}} + D_{\text{ок}} \cdot h_{\text{ок}} \\ D_{\text{пв}} = D_{\text{п}} + D_{\text{ок}} \end{cases} \quad (4.10)$$

$$\begin{cases} D_{\text{пв}} \cdot 670 = D_{\text{п}} \cdot 2851 + 24,6 \cdot 458,3 \\ D_{\text{пв}} = D_{\text{п}} + 24,6 \end{cases}$$

$$D_{\text{пв}} = 26,7 \frac{\text{кг}}{\text{с}},$$

$$D_{\text{п}} = 2,4 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

4.3.6. Расчет технико-экономических показателей

Тепловая нагрузка паровых котлоагрегатов:

$$Q_{\text{КТ}} = D_0 \cdot [\alpha_{\text{ПГ}} \cdot (h_0 - h_{\text{ПВ}}) + \alpha_{\text{ПР}} \cdot (h'_p - h_{\text{ПВ}})], \text{ МВт} \quad (4.11)$$

$$Q_{\text{КТ}} = 27,7 \cdot (3197 - 670) + 0,03 \cdot (705,8 - 670) = 70,1 \text{ МВт.}$$

Тепловая нагрузка паровых потребителей:

$$Q_{\text{П}} = D_{\text{П}}^{\text{ВОЗВ.}} \cdot (h_0 - h_{\text{В.К.}}) + D_{\text{П}}^{\text{НЕВОЗВ.}} \cdot (h_0 - h_{\text{С.В.}}), \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{П}} = 2,6 \cdot (3197 - 670) + 2,7 \cdot (3197 - 9) = 15 \text{ МВт.}$$

Часовой расход условного топлива КА 1 очереди:

$$B_{\text{час}}^{\text{П.К.}} = \frac{Q_{\text{КТ}}}{Q_{\text{Н.У}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{КА}} \cdot \eta_{\text{ТР}}}, \text{ кг у. т./с} \quad (4.12)$$

$$B_{\text{час}}^{\text{П.К.}} = \frac{70,1 \cdot 10^3}{29300 \cdot 0,935 \cdot 0,99} = 2,58 \text{ кг у. т./с} = 9,3 \text{ т у. т./ч};$$

Часовой расход условного топлива ПВК:

$$B_{\text{час}}^{\text{ПВК}} = \frac{Q_{\text{ПВК}}}{Q_{\text{Н.У}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{КА}} \cdot \eta_{\text{ТР}}}, \text{ кг у. т./с}, \quad (4.13)$$

$$B_{\text{час}}^{\text{ПВК}} = \frac{83 \cdot 10^3}{29300 \cdot 0,91 \cdot 0,99} = 3,14 \text{ кг у. т./с} = 11,3 \text{ т у. т./ч};$$

Часовой расход условного топлива КА 2 очереди:

$$B_{\text{час}}^{\text{ПРОМ}} = \frac{Q_{\text{ПРОМ}}}{Q_{\text{Н.У}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{КА}} \cdot \eta_{\text{ТР}}}, \text{ кг у. т./с} \quad (4.14)$$

$$B_{\text{час}}^{\text{ПРОМ}} = \frac{91 \cdot 10^3}{29300 \cdot 0,91 \cdot 0,99} = 3,44 \text{ кг у. т./с} = 12,4 \text{ т у. т./ч};$$

Общий расход условного топлива:

$$B_{\text{час}} = B_{\text{час}}^{\text{П.К.}} + B_{\text{час}}^{\text{ПВК}} + B_{\text{час}}^{\text{ПРОМ}} = 9,3 + 11,3 + 12,4 = 33 \text{ кг у. т./с.}$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$b_{\text{Т}} = \frac{B_{\text{час}}^{\text{ПВК}} + B_{\text{час}}^{\text{П.К.}}}{Q_{\text{ОТБ}}^{\text{Т}} + Q_{\text{П}}}, \text{ кг у. т./Гкал}; \quad (4.15)$$

$$b_{\text{Т}} = \frac{(3,14 + 9,3) \cdot 10^3}{25 + 15} = 311 \text{ кг у. т./Гкал.}$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии

$$b_T^{\text{пром}} = \frac{12,4 \cdot 10^3}{91} = 136 \text{ кг у. т./Гкал.}$$

Были рассчитаны параметры пара и воды в характерных точках схемы; расходы пара для нужд теплофикации, нужд водоподготовительной установки.

Так же были рассчитаны технико-экономические показатели работы станции до реконструкции.

Таблица 7 - Показатели работы станции

Показатель	Величина	Значение
Расход острого пара	D_0 , кг/с	26,7
Расход пара на теплофикацию	$D_{\text{п}}$, кг/с	10,32
Расход пара на производство	$D_{\text{пп}}$, кг/с	5,31
Расход пара на ВПУ	$D_{\text{п}}^{\text{общ.}}$, кг/с	8,06
Расход добавочной воды	$D_{\text{дв}}$, кг/с	6,14
Часовой расход условного топлива паровых котлов	$B_{\text{час}}^{\text{п.к.}}$, т у. т./ч	7,31
Часовой расход условного топлива водогрейных котлов промзоны	$B_{\text{час}}^{\text{пром}}$, т у. т./ч	11,3
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	b_T , кг у. т./Гкал	311
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии на нужды промзоны	$b_T^{\text{пром}}$, кг у. т./Гкал	136

4.3.7. Выбор температурного графика теплосети

Выбор температурного графика произведен по методическим рекомендациям [9]. Расчетная температура для проектирования отопления $t_{\text{нв}}^p = -36^\circ\text{C}$ [10], потребность в теплоте составляет 158,88 Гкал/час. Продолжительность отопительного периода 205 суток.

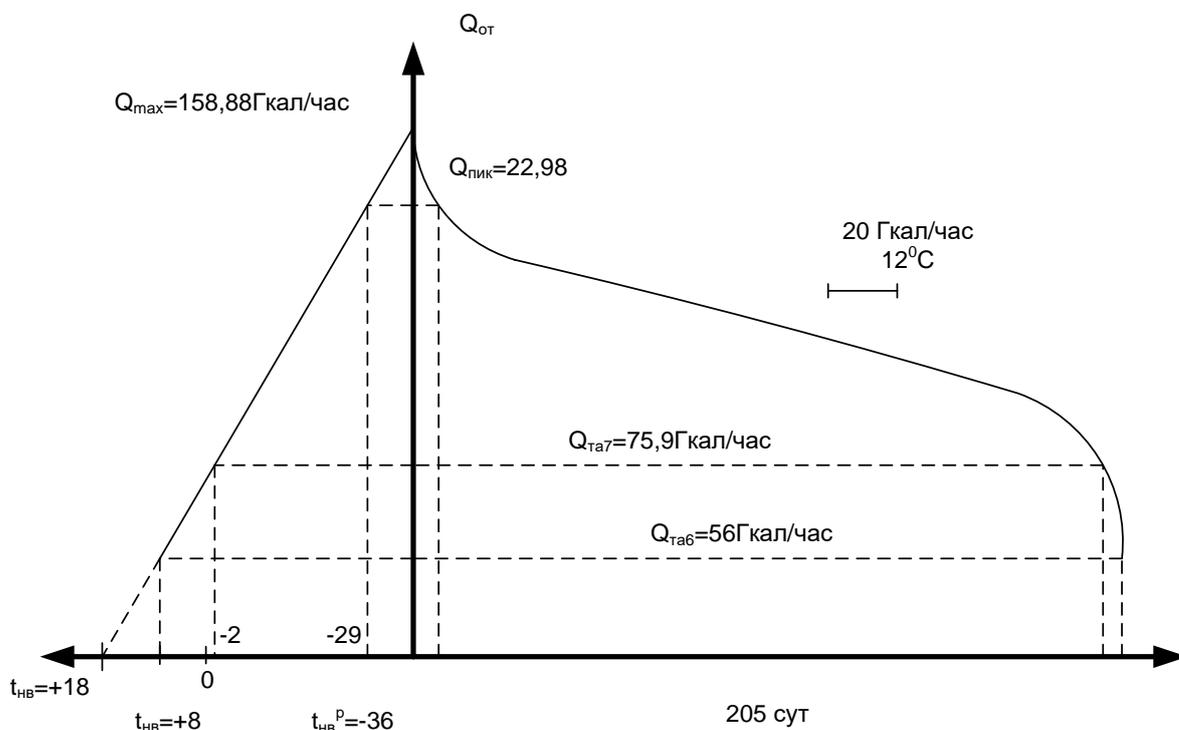


Рисунок 12 - Зависимость отопительной нагрузки от температуры наружного воздуха и график продолжительности отопительных нагрузок

Из анализа графика продолжительности отопительных нагрузок видно, что отбор ТА 6 задействован весь отопительный период и вырабатывает 270101 Гкал/год. Отбор ТА 7 задействован 187 суток и вырабатывает 182064 Гкал/год. Выработка тепла через РОУ продлится 7 дней и составит 1219 Гкал/год. Общая выработка тепла составит 453400 Гкал/год.

Расчетный коэффициент теплофикации РГРЭС составит:

$$\alpha_{\text{РГРЭС}}^p = \frac{Q_{\text{T}}^p}{Q_{\text{от}}^p} = \frac{270101 + 182064}{270101 + 182064 + 1219} = 0,997 \quad (1)$$

Таким образом, подключение дополнительных потребителей и реконструкция ТА6 позволят полностью загрузить мощности РГРЭС и получать на комбинированной выработке 452165 Гкал/год.

Для обеспечения наибольшей выработки электрической энергии в теплофикационном режиме предпочтительней температурный график 130/70, такой режим потребует больших капитальных затрат на прокладку теплотрасс, но сократит затраты на топливо (рисунок 13).

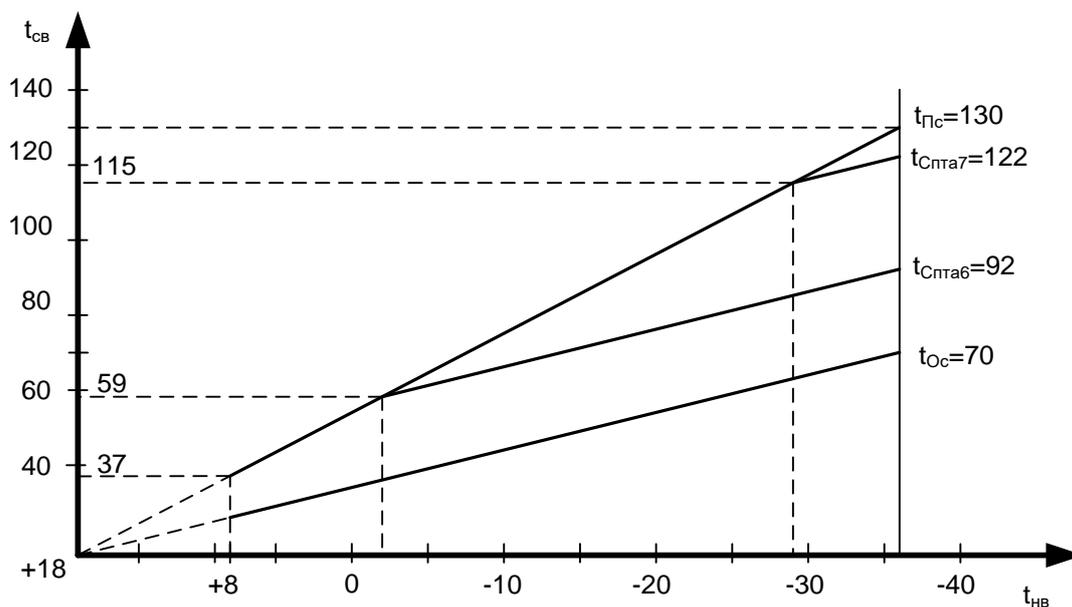


Рисунок 13 - Температурный график теплосети

4.4. Расчет тепловой схемы ТЭЦ после реконструкции

4.4.1. Постановка задачи

Целью раздела является расчет тепловой схемы после реконструкции, определение технико-экономических показателей станции.

Таблица 8 - Исходные данные для расчета

Исходные данные	Обозначение	Единица измерения	Значение
Давление острого пара	P_0	МПа	2,4
Температура острого пара	t_0	°С	380
Температурный график теплосети	$t_{пс}/t_{ос}$	°С	130/70
Расход сетевой воды	$G_{св}$	кг/с (т/ч)	894 (3218)
Давление сетевой воды	$P_{св}$	МПа	1,0
Максимальная нагрузка тепловых потребителей	Q_{max}^T	МВт	225
Коэффициент теплофикации	$\alpha_{тэц}$	-	0,45
Распределение температур между СП	-	-	Равномерный
Температура <u>недогрева</u>	θ	°С	8

Температура воды за ВСП:

$$t_{пс-2} = t_{ос} + (t_{пс} - t_{ос}) \cdot \alpha_{тэц}, \quad (7.1)$$

$$t_{пс-2} = 70 + (130 - 70) \cdot 0,45 = 97^\circ\text{C},$$

Нагрев воды одним подогревателем равен

$$\Delta t_{сп} = (97 - 70)/2 = 13,5^\circ\text{C}.$$

4.4.2. Расчет работы турбоустановки при $t_{\text{НВ}}^{\text{р}} = -25^{\circ}\text{C}$

4.4.3. Тепловой расчет схемы

Давление насыщения пара в отборах сетевых подогревателей:

$$P_{\text{T1}}^{\text{с}} = f(t_{\text{с}}). \quad (7.2)$$

Давление насыщения пара НСП:

$$t_{\text{с}}^{\text{НСП}} = t_{\text{пс-1}} + \theta = 83,5 + 8 = 91,5^{\circ}\text{C}; \quad (7.3)$$

$$P_{\text{T1}}^{\text{с}} = 0,074 \text{ МПа.}$$

Давление насыщения пара ВСП:

$$t_{\text{с}}^{\text{ВСП}} = t_{\text{пс-2}} + \theta = 97 + 8 = 105^{\circ}\text{C}; \quad (7.4)$$

$$P_{\text{T2}}^{\text{с}} = 0,121 \text{ МПа.}$$

Турбоагрегат №1 (НСП):

Процесс расширения пара в турбине №1 приведен на Рисунке 16.

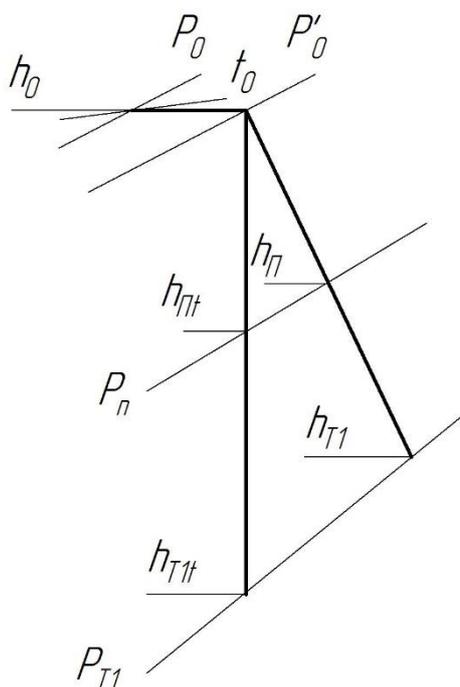


Рисунок 14 - Процесс расширения пара в турбине №1

Энтальпия и энтропия пара перед СРК:

$$h_0 = f(p_0, t_0) = 3197 \text{ кДж/кг,}$$

$$s_0 = f(p_0, t_0) = 6,97 \text{ кДж/кг} \cdot ^{\circ}\text{C.}$$

(7.5)

Давление пара после СРК:

$$p'_0 = 0,95 \cdot p_0 = 0,95 \cdot 2,4 = 2,28 \text{ МПа.} \quad (7.6)$$

Энтродпия пара после СРК:

$$s'_0 = f(p'_0, h_0) = 6,993 \text{ кДж/кг} \cdot ^\circ\text{С.} \quad (7.7)$$

Энтальпия конденсата нижнего сетевого подогревателя:

$$h'_T = f(t_s) = 383 \text{ кДж/кг.} \quad (7.8)$$

Давление отбора на нижний сетевой подогреватель:

$$p_{T1} = 1,05 \cdot p_{T1}^s = 1,05 \cdot 0,074 = 0,078 \text{ МПа.} \quad (7.9)$$

Теоретическая энтальпия отбора на нижний сетевой подогреватель:

$$h_{T1t} = f(s'_0, p_{T1}) = 2500 \text{ кДж/кг.} \quad (7.10)$$

Действительная энтальпия отбора на сетевой подогреватель:

$$h_{T1} = h_0 - \eta_{oi}(h_0 - h_{Tt}), \text{ кДж/кг,} \quad (7.11)$$

$$h_{T1} = 3197 - 0,85 \cdot (3197 - 2500) = 2604,5 \text{ кДж/кг.}$$

Уравнение теплового баланса для НСП:

$$G_{\text{СВ}}^{\text{НСВ}} \cdot (h_{\text{ПС-1}} - h_{\text{ОС}}) = D_{T1} \cdot (h_{T1} - h'_{T1}), \quad (7.12)$$

$$894 \cdot (350 - 293,8) = D_{T1} \cdot (2634 - 383),$$

$$D_{T1} = 21,5 \text{ кг/с.}$$

Теоретическая энтальпия производственного отбора:

$$h_{\text{пт}} = f(p_{\text{п}}, s'_0) = 2978 \text{ кДж/кг} \quad (7.13)$$

Действительная энтальпия производственного отбора:

$$h_{\text{п}} = h_0 - \eta_{oi}(h_0 - h_{\text{пт}}), \text{ кДж/кг,} \quad (7.14)$$

$$h_{\text{п}} = 3197 - 0,85 \cdot (3197 - 2978) = 3010,8 \text{ кДж/кг.}$$

Турбоагрегат №2 (ВСП):

Процесс расширения пара в турбине №1 приведен на Рисунке 17.

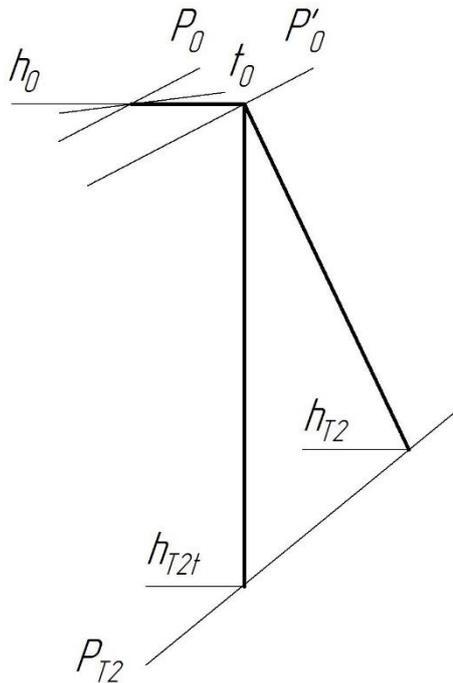


Рисунок 15 - Процесс расширения пара в турбине №2

Энтальпия конденсата верхнего сетевого подогревателя:

$$h'_T = f(t_s) = 440 \text{ кДж/кг.} \quad (7.15)$$

Давление отбора на нижний сетевой подогреватель:

$$p_{T2} = 1,05 \cdot p_{T2}^s = 1,05 \cdot 0,121 = 0,127 \text{ МПа.} \quad (7.16)$$

Теоретическая энтальпия отбора на верхний сетевой подогреватель:

$$h_{T2t} = f(s'_0, p_T) = 2577 \text{ кДж/кг.} \quad (7.17)$$

Действительная энтальпия отбора на верхний сетевой подогреватель:

$$\begin{aligned} h_{T2} &= h_0 - \eta_{oi} \cdot (h_0 - h_{Tt}) = 3197 - 0,85 \cdot (3197 - 2577) \\ &= 2670 \text{ кДж/кг.} \end{aligned} \quad (7.18)$$

Уравнения теплового баланса для ВСП:

$$\begin{aligned} G_{СВ}^{ПСВ} \cdot (h_{ПС-2} - h_{ПС-1}) &= D_{T2} \cdot (h_{T2} - h'_{T2}), \\ 894 \cdot (407 - 350) &= D_{T2} \cdot (2670 - 440), \\ D_{T2} &= 22,8 \text{ кг/с.} \end{aligned} \quad (7.19)$$

Относительный расход пара на турбоустановку ТЭС:

$$\alpha_{my} = \alpha_0; \quad (7.20)$$

$$\alpha_{my} = 1.$$

Относительный расход пара из парового котла в общем случае:

$$\alpha_{n2} = \alpha_{my} + \alpha_{ym} + \alpha_{ynl}; \quad (7.21)$$

где: $\alpha_{ynl} = (0,02 \div 0,04)$, принято $\alpha_{ynl} = 0,03$;

$\alpha_{ym} = (0,005 \div 0,012)$, принято $\alpha_{ym} = 0,008$;

$$\alpha_{n2} = 1 + 0,008 + 0,03 = 1,038.$$

Относительный расход питательной воды в парогенерирующую установку:

$$\alpha_{нв} = \alpha_{n2} + \alpha_{np}; \quad (7.22)$$

где: $\alpha_{np} = (0,005 \div 0,03) = 0,01$ так как продувка используется

барабанный котел.

$$\alpha_{ПВ} = 1,038 + 0,01 = 1,048.$$

Относительный расход добавочной воды, компенсирующей потери рабочего тела на ТЭС:

$$\alpha_{дв} = \alpha_{вн} + \alpha_{внеш} \quad (7.23)$$

где $\alpha_{вн} = \alpha_{ym} + \alpha_{\sigma} + \alpha_{ни}$ - относительные потери рабочего тела.

$\alpha_{внеш} = 0$ – возврат конденсата с отданного пара на производство.

Расчет пара на нужды водоподготовки

Таблица 9 – Результаты расчета расхода пара на ХВО.

Параметр	Значение, кг/с
Расход пара на ПСВ сырой воды	4,28
Расход пара на ПСВ хим. очищенной воды	3,02
Расход пара на деаэратор добавочной воды	2,52

Расчет расхода основного конденсата

Расход и энтальпия основного конденсата определяются из потоков, сливаемых в конденсатный бак.

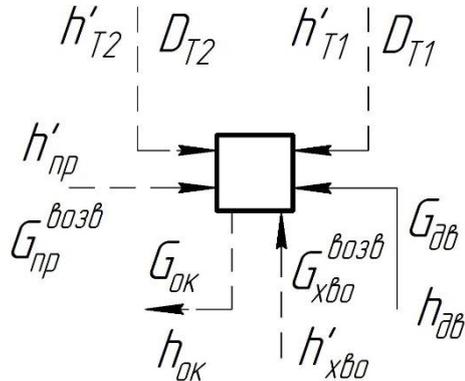


Рисунок 16 - принципиальная схема конденсатного бака

Уравнение точки смешения для нахождения энтальпии основного конденсата:

$$G_{ок} \cdot h_{ок} = D_{T1} \cdot h'_{T1} + D_{T2} \cdot h'_{T2} + G_{хво}^{возв} \cdot h'_{хво} + G_{np} \cdot h'_{np} + G_{дв} \cdot h_{дв}, \quad (7.24)$$

$$G_{ок} = D_{T1} + D_{T2} + G_{хво}^{возв} + G_{np} + G_{дв}$$

$$G_{ок} \cdot h_{ок} = 21,5 \cdot 383 + 22,8 \cdot 440 + 7,3 \cdot 449 + 2,6 \cdot 417 + 6,14 \cdot 292,6$$

$$h_{ок} = 404,8 \text{ кДж/кг};$$

$$G_{ок} = 60,3 \text{ кг/с}.$$

Расчет деаэратора

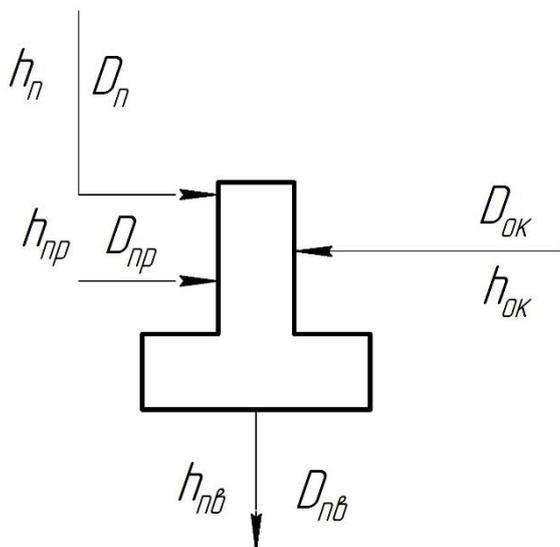


Рисунок 17 - Принципиальная схема деаэрата

Уравнение материального баланса для деаэрата:

$$\begin{cases} D_{\text{пв}} \cdot h_{\text{пв}} = D_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}} + D_{\text{ок}} \cdot h_{\text{ок}} + D_{\text{пр}} \cdot h_{\text{пр}} \\ D_{\text{пв}} = D_{\text{п}} + D_{\text{ок}} + D_{\text{пр}} \end{cases} \quad (7.25)$$

$$\begin{cases} D_{\text{пв}} \cdot 670 = D_{\text{п}} \cdot 3010,8 + 60,3 \cdot 404 + \\ D_{\text{пв}} = D_{\text{п}} + 60,3 \end{cases}$$

$$D_{\text{пв}} = 67,15 \text{ кг/с,}$$

$$D_{\text{п}} = 6,8 \text{ кг/с.}$$

4.4.4. Расчет электрической мощности

Турбогенератор №1:

$$N_{э1} = (D_{п}(h_0 - h_{п}) + D_{т}(h_0 - h_{т1}))\eta_{м}\eta_{г}; \quad (7.26)$$

$$N_{э1} = ((5,3 + 4,28 + 3,02 + 6,8) \cdot (3197 - 3010,8) + 22,7 \\ \cdot (3197 - 2604,5)) \cdot 0,99 \cdot 0,985 \cdot 10^{-3} = 17 \text{ МВт};$$

Турбогенератор №2:

$$N_{э2} = D_{т}(h_0 - h_{т1})\eta_{м}\eta_{г}; \quad (7.27)$$

$$N_{э2} = 22,8 \cdot (3197 - 2670) \cdot 0,99 \cdot 0,985 \cdot 10^{-3} = 12 \text{ МВт}.$$

4.4.5. Расчет показателей тепловой экономичности

Тепловая нагрузка парогенерирующей установки:

$$Q_{\text{пг}} = D_0 \cdot (h_0 - h_{\text{пв}}) + D_{\text{пр}} \cdot (h'_{\text{п}} - h_{\text{пв}}); \quad (7.28)$$

$$Q_{\text{пг}} = 64 \cdot (3197 - 670) + 1,9 \cdot (705,8 - 670) = 161,7 \text{ МВт.}$$

Полная тепловая нагрузка турбоустановки:

$$Q_{\text{ту}} = D_0 \cdot (h_0 - h_{\text{пв}}) + D_{\text{дв}} \cdot (h_{\text{дв}} - h_{\text{пв}}) + D_{\text{р}} \cdot (h''_{\text{п}} - h_{\text{пв}}); \quad (7.29)$$

$$Q_{\text{ту}} = 64 \cdot (3197 - 670) + 9,6 \cdot (292,6 - 670) + \\ + 0,96 \cdot (2764,8 - 670) = 160,4 \text{ МВт.}$$

Тепловая нагрузка паровых потребителей:

$$Q_{\text{п}} = D_{\text{п}}^{\text{взов.}} \cdot (h_0 - h_{\text{в.к.}}) + D_{\text{п}}^{\text{невзов.}} \cdot (h_0 - h_{\text{с.в.}}), \text{ МВт}; \quad (7.30)$$

$$Q_{\text{п}} = 2,6 \cdot (3197 - 670) + 2,7 \cdot (3197 - 9) = 15 \text{ МВт.}$$

Расход тепла на выработку электрической энергии:

$$Q_{\text{э}} = Q_{\text{ту}} - Q_{\text{от}}^{\text{т}} - Q_{\text{п}}, \text{ МВт}, \quad (7.31)$$

$$Q_{\text{э}} = 160,4 - 101,2 - 15 = 44,2 \text{ МВт.}$$

КПД турбоустановки по производству электроэнергии:

$$\eta_{\text{ту}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_{\text{э}}}; \quad (7.32)$$

$$\eta_{\text{ту}}^{\text{э}} = \frac{29}{44,2} = 0,656.$$

КПД трубопроводов, связывающих парогенерирующую установку с турбиной:

$$\eta_{\text{тр}} = \frac{Q_{\text{ту}}}{Q_{\text{пг}}}; \quad (7.33)$$

$$\eta_{\text{тр}} = \frac{160,4}{161,7} = 0,991.$$

КПД станции по отпуску электроэнергии:

$$\eta_{\text{ст}}^{\text{э}} = \eta_{\text{ту}}^{\text{э}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{пгу}} (1 - k_{\text{с.н.}}); \quad (7.34)$$

$$\eta_{\text{ст}}^{\text{э}} = 0,656 \cdot 0,991 \cdot 0,935 \cdot (1 - 0,02) = 0,595.$$

Часовой расход условного топлива станции:

$$B_{\text{час}} = \frac{Q_{\text{пг}} + Q_{\text{пвк}}}{Q_{\text{н.у}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{ка}}}, \text{ кг у. т./с}, \quad (7.35)$$

$$B_{\text{час}} = \frac{(161,7 + 123,5) \cdot 10^3}{29300 \cdot 0,935} = 10,41 \text{ кг у. т./с} = 37,5 \text{ т у. т./ч.}$$

Часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии от ПСВ:

$$B_{\text{час}}^{\text{ПСВ}} = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{т}}}{Q_{\text{н.у}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{ка}}}, \text{ кг у. т./с}, \quad (7.35)$$

$$B_{\text{час}}^{\text{ПСВ}} = \frac{101,5 \cdot 10^3}{29300 \cdot 0,935} = 3,24 \text{ кг у. т./с} = 11,6 \text{ т у. т./ч.}$$

Часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии ПВК:

$$B_{\text{час}}^{\text{ПВК}} = \frac{Q_{\text{пвк}}}{Q_{\text{н.у}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{ка}}}, \text{ кг у. т./с}, \quad (7.35)$$

$$B_{\text{час}}^{\text{ПВК}} = \frac{123,5 \cdot 10^3}{29300 \cdot 0,928} = 4,55 \text{ кг у. т./с} = 16,38 \text{ т у. т./ч.}$$

Часовой расход условного топлива водогрейных котлов промзоны:

$$B_{\text{час}}^{\text{пром}} = \frac{Q_{\text{пром}}}{Q_{\text{н.у}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{ка}} \cdot \eta_{\text{тр}}}, \text{ кг у. т./с} \quad (7.36)$$

$$B_{\text{час}}^{\text{пром}} = \frac{91 \cdot 10^3}{29300 \cdot 0,91 \cdot 0,99} = 3,44 \text{ кг у. т./с} = 12,4 \text{ т у. т./ч.}$$

Часовой расход условного топлива по отпуску электроэнергии:

$$B_{\text{э}} = B_{\text{час}} - B_{\text{час}}^{\text{ПСВ}} - B_{\text{час}}^{\text{ПВК}}, \text{ т у. т./ч}, \quad (7.37)$$

$$B_{\text{э}} = 37,5 - 11,6 - 16,38 = 9,52 \text{ т у. т./ч.}$$

Удельный расход условного топлива на производства электроэнергии:

$$b_{\text{э}} = \frac{B_{\text{э}}}{Q_{\text{э}}}, \text{ кг у. т./Гкал} \quad (7.38)$$

$$b_{\text{э}} = \frac{9,52 \cdot 10^3}{44,2} = 215,4 \text{ кг у. т./Гкал}$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$b_T = \frac{B_{\text{час}}^{\text{ПСВ}} + B_{\text{час}}^{\text{ПВК}}}{Q_{\text{отб}}^T + Q_{\text{пвк}}^T}, \text{ кг у. т./Гкал}, \quad (7.39)$$

$$b_T = \frac{28,5 \cdot 10^3}{225} = 277,1 \text{ кг у. т./Гкал}.$$

Число часов использования установленной электрической мощности:

$$T_{\text{исп}}^{\text{год}} = 6500 \text{ часов}.$$

Число часов использования максимальной тепловой нагрузки:

$$T_{\text{тф}}^{\text{макс}} = \frac{Q_{\text{отп}}^{\text{год}}}{Q_{\text{т}}^{\text{макс}}}, \text{ ч}, \quad (7.40)$$

$$T_{\text{тф}}^{\text{макс}} = \frac{563483}{101,5} = 5552 \text{ часов}.$$

Годовая выработка электроэнергии в теплофикационном режиме:

$$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{тф}} = T_{\text{тф}}^{\text{макс}} \cdot N_{\mathcal{E}}^{\text{н}}, \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (7.41)$$

$$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{тф}} = 5552 \cdot 29 = 161 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовая выработка электроэнергии в конденсационном режиме:

$$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{конд}} = T_{\text{конд}} \cdot N_{\mathcal{E}}^{\text{н}}, \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (7.42)$$

$$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{конд}} = 2074 \cdot 29 = 60 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовой отпуск электроэнергии на собственные нужды:

$$\mathcal{E}_{\text{сн}} = 0,05 \cdot \mathcal{E}_{\text{выр}}, \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (7.43)$$

$$\mathcal{E}_{\text{сн}} = 0,05 \cdot 161 = 8 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовой отпуск электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}, \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (7.44)$$

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = 161 - 8 = 158 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$B_T^{\text{год}} = Q_{\text{отп}}^{\text{год}} \cdot b_T, \text{ кг у. т.}, \quad (7.45)$$

$$B_T^{\text{год}} = 563483 \cdot 277,1 = 156 \cdot 10^6 \text{ кг у. т.} = 156 \text{ тыс. т у. т.}$$

Годовой расход условного топлива на выработку электроэнергии:

$$B_{\mathcal{E}}^{\text{год}} = \mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{тф}} \cdot b_{\mathcal{E}}^{\text{т}}, \text{ тыс. т у. т.}, \quad (7.46)$$

$$B_{\mathcal{E}}^{\text{год}} = 161 \cdot 215,4 = 33,3 \text{ тыс. т у. т.}$$

Суммарный годовой расход условного топлива:

$$B_{\text{год}} = B_{\text{э}}^{\text{год}} + B_{\text{т}}^{\text{год}}, \text{ тыс. т у. т./год,} \quad (7.47)$$

$$B_{\text{год}} = 156 + 33,3 = 189,3 \text{ тыс. т у. т./год.}$$

Суммарный годовой расход натурального топлива:

$$B_{\text{год}}^{\phi} = B_{\text{год}} \cdot \frac{7000}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}, \text{ тыс. т/год,} \quad (7.48)$$

$$B_{\text{год}}^{\phi} = 189,3 \cdot \frac{7000}{5200} = 254,8 \text{ тыс. т/год.}$$

4.4.6. Расчет схемы работы турбоустановки при $t_{\text{нв}}^{\text{p}} = +8^{\circ}\text{C}$

Таблица 10 - Исходные данные

Исходные данные	Обозначение	Единица измерения	Значение
Давление острого пара	P_0	МПа	2,4
Температура острого пара	t_0	$^{\circ}\text{C}$	380
Температурный график теплосети	$t_{\text{пс}}/t_{\text{ос}}$	$^{\circ}\text{C}$	70/40
Расход сетевой воды	$G_{\text{св}}$	кг/с (т/ч)	315 (1137)
Давление сетевой воды	$P_{\text{св}}$	МПа	1,0
Максимальная нагрузка тепловых потребителей	$Q_{\text{max}}^{\text{T}}$	МВт	40
Распределение температур между СП	-	-	В работе НСП
Температура <u>недогрева</u>	θ	$^{\circ}\text{C}$	8
Расход пара производственным потребителям	$D_{\text{пп}}$	кг/с	5,3
Давление пара производственного отбора	$P_{\text{п}}$	МПа	1,0

Таблица 11 – Результаты расчета летнего режима работы

Результат расчета	Обозначение	Единица измерения	Значение
Температура насыщения	$t_s^{\text{нсп}}$	$^{\circ}\text{C}$	78
Давление насыщения пара	P_{T1}^{S}	МПа	0,044
Энтальпия конденсата	h'_T	кДж/кг	326,6
Давление пара в отборе	p_{T1}	МПа	0,046
Теоретическая энтальпия отбора	h_{T1t}	кДж/кг	2420
Действительная энтальпия отбора	h_{T1}	кДж/кг	2536
Расход пара в НСП	D_{T1}	кг/с	17,8
Электрическая мощность	N_{T}	МВт	13,8

4.4.7. Расчет показателей тепловой экономичности

Тепловая нагрузка парогенерирующей установки:

$$Q_{\text{пг}} = D_0 \cdot (h_0 - h_{\text{пв}}) + D_{\text{пр}} \cdot (h'_{\text{р}} - h_{\text{пв}}), \text{ МВт} \quad (7.49)$$

$$Q_{\text{пг}} = 35,2 \cdot (3197 - 670) + 1,9 \cdot (705,8 - 670) = 89 \text{ МВт.}$$

Полная тепловая нагрузка турбоустановки:

$$Q_{\text{ту}} = D_0 \cdot (h_0 - h_{\text{пв}}) + D_{\text{дв}} \cdot (h_{\text{дв}} - h_{\text{пв}}) + D_{\text{р}} \cdot (h''_{\text{р}} - h_{\text{пв}}), \text{ МВт}, \quad (7.50)$$

$$Q_{\text{ту}} = 35,2 \cdot (3197 - 670) + 9,6 \cdot (292,6 - 670) + 1,9 \cdot (2764,8 - 670) \\ = 87,5 \text{ МВт.}$$

Тепловая нагрузка паровых потребителей:

$$Q_{\text{п}} = D_{\text{п}}^{\text{всв.}} \cdot (h_0 - h_{\text{в.к.}}) + D_{\text{п}}^{\text{невсв.}} \cdot (h_0 - h_{\text{с.в.}}), \text{ МВт}; \quad (7.51)$$

$$Q_{\text{п}} = 2,6 \cdot (3197 - 670) + 2,7 \cdot (3197 - 9) = 15 \text{ МВт.}$$

Расход тепла на выработку электрической энергии:

$$Q_{\text{э}} = Q_{\text{ту}} - Q_{\text{от}}^{\text{т}} - Q_{\text{п}}, \text{ МВт}, \quad (7.52)$$

$$Q_{\text{э}} = 87,5 - 40 - 15 = 26,4 \text{ МВт.}$$

КПД турбоустановки по производству электроэнергии:

$$\eta_{\text{ту}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_{\text{э}}}; \quad (7.53)$$

$$\eta_{\text{ту}}^{\text{э}} = \frac{13,8}{26,4} = 0,522.$$

КПД трубопроводов:

$$\eta_{\text{тр}} = \frac{Q_{\text{ту}}}{Q_{\text{пг}}}; \quad (7.54)$$

$$\eta_{\text{тр}} = \frac{87,5}{89} = 0,983.$$

КПД станции по отпуску электроэнергии:

$$\eta_{\text{ст}}^{\text{э}} = \eta_{\text{ту}}^{\text{э}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{пгу}} (1 - k_{\text{с.н.}}); \quad (7.55)$$

$$\eta_{\text{ст}}^{\text{э}} = 0,522 \cdot 0,983 \cdot 0,935 \cdot (1 - 0,02) = 0,568.$$

Часовой расход условного топлива:

$$B_{\text{час}} = \frac{Q_{\text{ту}}}{Q_{\text{н.у}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{ка}}}, \text{ кг у. т./с}, \quad (7.56)$$

$$B_{\text{час}} = \frac{89 \cdot 10^3}{29300 \cdot 0,935} = 3,25 \text{ кг у. т./с} = 11,7 \text{ т у. т./ч.}$$

Часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии от бойлера:

$$B_{\text{час}}^{\text{псв}} = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{т}}}{Q_{\text{н.у}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{ка}}}, \text{ кг у. т./с,} \quad (7.57)$$

$$B_{\text{час}}^{\text{псв}} = \frac{40 \cdot 10^3}{29300 \cdot 0,935} = 1,46 \text{ кг у. т./с} = 5,25 \text{ т у. т./ч.}$$

Часовой расход условного топлива по отпуску электроэнергии:

$$B_{\text{э}} = B_{\text{час}} - B_{\text{час}}^{\text{псв}}, \text{ т у. т./ч,} \quad (7.58)$$

$$B_{\text{э}} = 11,7 - 5,25 = 6,45 \text{ т у. т./ч.}$$

Удельный расход условного топлива на производства электроэнергии:

$$b_{\text{э}} = \frac{B_{\text{э}}}{Q_{\text{э}}}, \text{ кг у. т./Гкал} \quad (7.59)$$

$$b_{\text{э}} = \frac{6,45 \cdot 10^3}{26,4} = 244,3 \text{ кг у. т./Гкал}$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$b_{\text{т}} = \frac{B_{\text{час}}^{\text{псв}}}{Q_{\text{отб}}^{\text{т}}} = \frac{5,25 \cdot 10^3}{40} = 131,2 \text{ кг у. т./Гкал.}$$

Число часов использования установленной электрической мощности:

$$T_{\text{исп}}^{\text{год}} = 2266 \text{ часов.}$$

Число часов использования максимальной тепловой нагрузки:

$$T_{\text{тф}}^{\text{макс}} = \frac{Q_{\text{отп}}^{\text{год}}}{Q_{\text{т}}^{\text{макс}}} = \frac{82600}{40} = 2065 \text{ часов.}$$

Выработка электроэнергии в теплофикационном режиме:

$$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{тф}} = T_{\text{тф}}^{\text{макс}} \cdot N_{\text{э}}^{\text{н}} = 2065 \cdot 13,8 = 28 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Отпуск электроэнергии на собственные нужды:

$$\mathcal{E}_{\text{сн}} = 0,05 \cdot \mathcal{E}_{\text{выр}} = 0,05 \cdot 28 = 1,4 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Отпуск электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{сн}} = 28 - 1,4 = 26,6 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Расход условного топлива на выработку тепловой энергии:

$$B_{\text{т}}^{\text{год}} = Q_{\text{отп}}^{\text{год}} \cdot b_{\text{т}} = 82600 \cdot 131,2 = 10,8 \cdot 10^6 \text{ кг у. т.} = 10,8 \text{ тыс. т у. т.}$$

Расход условного топлива на выработку электроэнергии:

$$B_{\mathcal{E}}^{\text{год}} = \mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{тф}} \cdot b_{\mathcal{E}}^{\text{т}} = 28 \cdot 244,3 = 6 \text{ тыс. т у. т.}$$

Суммарный расход условного топлива:

$$B_{\text{год}} = B_{\mathcal{E}}^{\text{год}} + B_{\text{т}}^{\text{год}} = 6 + 9,7 = 15,7 \text{ тыс. т у. т./год.}$$

Суммарный расход натурального топлива:

$$B_{\text{год}}^{\text{ф}} = B_{\text{год}} \cdot \frac{7000}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = 15,7 \cdot \frac{7000}{5200} = 21,3 \text{ тыс. т/год.}$$

Таблица 12 - Годовые показатели работы ТЭЦ

Величина	Единица измерения	Значение
Номинальная электрическая мощность ТЭЦ	МВт	29
Годовая выработка электроэнергии	млн. кВт · ч.	189
Годовое потребление ЭЭ на СН	млн. кВт · ч.	9,4
Годовая выработка тепловой энергии	МВт	646083
Годовой расход условного топлива на выработку ЭЭ	тыс. т у. т.	38,3
Годовой расход натурального топлива ТЭЦ	тыс. т/год	276,1
Удельный расход условного топлива на производства электроэнергии	кг у. т./Гкал	215,4
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у. т./Гкал	277,1

Делаем вывод о том, что после реконструкции ТА6 Райчихинской ГРЭС, годовая экономия условного топлива, составит 24835 т у.т./год.

4.5. Выбор оборудования

Цель теплофикационной установки — это передача тепла от источника пара к теплоносителю и восполнение потерь воды в тепловых сетях. Качество сетевой воды должно соответствовать жестким требованиям (см. таблицу 13), чтобы продлить срок эксплуатации оборудования.

Таблица 13 - Нормы качества сетевой воды

Показатели нормирования	Ед. измерений	Подпиточная вода	Сетевая вода
1. Содержание растворенного кислорода, не более	мкг/дм ³	50	20
2. Содержание взвешенных веществ	мг/дм ³	5,0	5,0
3. Карбонатный индекс (ИК), не более	мг-экв/дм ³	2,0	2,5
4. Значение pH для закрытых систем теплоснабжения	-	8,3-9,5	8,3-9,5
5. Содержание нефтепродуктов, не более	мг/дм ³	1,0	1,0
6. Содержание соединений железа, не более	мг/дм ³	-	0,5
7. Содержание свободной углекислоты	-	0	0

Для оптимизации работы Райчихинской ГРЭС и сокращения затрат на отопление ее собственных нужд, система теплоснабжения для этих целей должна быть модернизирована путем установки СТУ. В настоящее время поставка тепловой энергии для СТУ осуществляется от ТА №7, после реконструкции к нему ТА № 6.

Для того чтобы снизить эксплуатационные затраты предлагается установить теплофикационную установку в ячейке демонтированного ТА №8 и автоматизировать технологические процессы. Очевидные положительные стороны это: меньшая протяженность трубопроводов пароводяного тракта и низкие затраты на ремонт и обслуживание.

Схема ступенчатого подогрева сетевой воды представлена на рисунке 9.

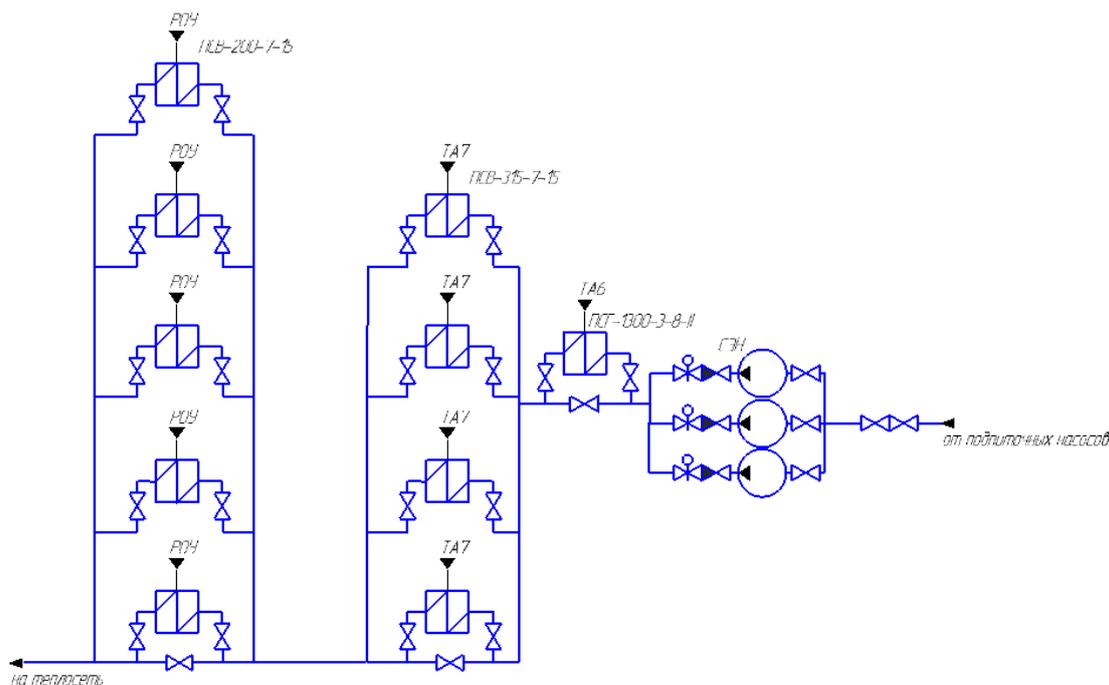


Рисунок 18 - Принципиальная схема СТУ

Пар из теплофикационного отбора ТА №6 поступает в ПСТ-1300-3-8-II, из пром отбора ТА №7 пар сбрасывается на четыре ПСВ-315-4-23 (один из подогревателей - резервный). Прохождение зимних максимумов тепловой нагрузки обеспечивается группой из пяти включенных параллельно напорному коллектору ПСВ-200-7-15 (один из подогревателей - резервный) питаемых от РОУ 3,3/0,7 МПа (33/7 кг/см²). К каждой группе бойлеров предусмотрен резервный подвод пара от РОУ, а также байпасирование по сетевой воде.

4.5.1. Теплообменное оборудование

Для этого была проведена расчетная модель, учитывающая геометрические параметры трубопроводов и характеристики насосных станций. Результаты расчета показали, что удельный расход сетевой воды составляет 0,5 м³/ч на 1 МВт тепловой мощности. Благодаря использованию инновационных технологий, мы достигли максимальной эффективности работы системы и обеспечили безопасность процесса.

для передачи 56 Гкал/час сетевой воде от отбора ТА6, 75,9 Гкал/час от отбора ТА7 и 23 Гкал/час на пиковых бойлерах:

$$G_{\text{СВ6}} = \frac{Q_{\text{Т6}} \cdot 4184}{C_p \cdot (t_{\text{СВ6}} - t_{\text{ОСВ}})} = \frac{56 \cdot 4184}{4,23 \cdot (92 - 70)} = 2518 \text{ т/час}, \quad (25)$$

$$G_{\text{СВ7}} = \frac{Q_{\text{Т7}} \cdot 4184}{C_p \cdot (t_{\text{СВ7}} - t_{\text{СВ6}})} = \frac{75,9 \cdot 4184}{4,23 \cdot (122 - 92)} = 2502 \text{ т/час}, \quad (26)$$

$$G_{\text{СВП}} = \frac{Q_{\text{ТП}} \cdot 4184}{C_p \cdot (t_{\text{ПСВ}} - t_{\text{СВ7}})} = \frac{23 \cdot 4184}{4,23 \cdot (130 - 122)} = 2823 \text{ т/час}. \quad (27)$$

Сетевые подогреватели были выбраны по расходу воды и давлению греющего пара (таблица 14).

Таблица 14 - Оборудование реконструируемой СТУ

Производитель пара	Тип	Теплопроизводительность, Гкал/ч	Производительность, т/ч	Поверхность нагрева, м ²	Расход пара т/ч	Максимальная температура, °С		Диаметр труб, мм.	Количество труб, шт.	Длина труб, мм.	Количество ходов
						Пара	Воды Вх./Вых				
ТА6	ПСГ-1300-3-8-II	55	3000	1300	170	250	110/150	22\224	3540	6790	4
ТА7	ПСВ-315-14-23	45,2	1130	315	97	400	140/180	19\21	1210	4550	2
РОУ	ПСВ-200-7-15	32	800	200	64	400	110/150	19\21	1020	3410	2

При нагреве пара в сетевых подогревателях образуется конденсат, который направляется в атмосферные деаэраторы. Горизонтальный

подогреватель оснащен системой откачки конденсата. Линии подачи конденсата разделены, что обеспечивает более гибкую теплофикационную установку. Несконденсированные газы удаляются в коллектор отсоса паровоздушной смеси.

После того как вода сконденсировалась в ПСВ, конденсат направляется в зависимости от его анализа. Если анализ не удовлетворяет нормам ПТЭ он направляется на слив в канализацию. Если анализ удовлетворяет нормы ПТЭ то конденсат может быть направлен в деаэратор подпитки или в деаэраторы 6 ата, или на подпитку котлов 2 очереди.

Максимальный расход пара на сетевые подогреватели

$$D_{\text{СП}}^{\text{max}} = D_{\text{СП}}^{\text{ТА6}} + D_{\text{СП}}^{\text{ТА7}} + D_{\text{СП}}^{\text{РОУ}} = 150 + 125 + 38 = 313 \text{ т/час}, \quad (28)$$

где $D_{\text{СП}}^{\text{ТА6}} = 150$ т/час, - максимальный расход на СП от ТА6,

$D_{\text{СП}}^{\text{ТА7}} = 125$ т/час, - максимальный расход на СП от ТА7,

$D_{\text{СП}}^{\text{РОУ}} = 38$ т/час, - максимальный расход на пиковые СП от РОУ.

$$D_{\text{СП}}^{\text{РОУ}} = \frac{Q_{\text{ТП}} \cdot 1162 \cdot 3.6}{h_{\text{роу}} - h_{\text{роу}}} = \frac{23 \cdot 1162 \cdot 3.6}{3060 - 505} = 38 \text{ т/час}, \quad (29)$$

где $h_{\text{роу}} = 3060$ кДж/кг, - энтальпия за РОУ 33/7 (пар 0,7 МПа, 300°C),

$h_{\text{роу}} = 505$ кДж/кг, - энтальпия конденсата в пиковых подогревателях при давлении насыщения 0,2 МПа (такое давление обеспечивает подачу конденсата в атмосферные деаэраторы).

Максимальный расход конденсата

$$G_{\text{СП}}^{\text{max}} = 1,05 \cdot D_{\text{СП}}^{\text{max}} = 1,05 \cdot 313 = 328 \text{ т/час}. \quad (30)$$

Емкость бака деаэратора: $V = 1,15 \cdot G_{\text{СП}}^{\text{max}} \cdot v \cdot \tau =$

$$= 1,15 \cdot 377 \cdot 1000 \cdot 1,047 \cdot 0,083 = 38 \text{ т}, \quad (31)$$

где $v = 1,047$ м³/т - удельный объем при давлении 0,12 МПа,

$\tau = 5/60$ расчетное время запаса.

К установке принимается два деаэратора с деаэрационными колонками ДП-225, производительностью по 225 т/ч, и баками

аккумуляторами, вместимостью 78 м³, рабочим объемом по 65м³, до реконструкции используемые для подготовки питательной воды котлов низкого давления. Время работы от баков аккумуляторов атмосферных деаэраторов составит 17 минут.

4.5.2. Насосное оборудование

Сетевые электро насосы (СЭН) устанавливаются насосной группой.

В этом случае расчетная подача сетевых насосов с 20% запасом составит:

$$V = 1,2 \cdot G_{\text{СВ}}^{\text{max}} \cdot v = 1,2 \cdot 2823 \cdot 1,022 = 3462 \text{ т/ч}, \quad (32)$$

где $G_{\text{СВ}}^{\text{max}} = 2823 \text{ т/ч}$ - максимальный расход сетевой воды,

$v = 1,022 \text{ м}^3/\text{т}$ - удельный объем воды при температуре $70 \text{ }^\circ\text{C}$ и давлении 1 МПа .

Суммарная подача установленных на Райчихинской ГРЭС СЭН составляет $5570 \text{ м}^3/\text{ч}$, что обеспечит 60% запас подачи и повышенную надежность теплоснабжения потребителей.

Для отчистки обратной сетевой воды от механических примесей устанавливаются два фильтра ФЛ-2000, по одному на группу из трёх СЭН. Отчистка фильтров производится в летнюю ремонтную компанию, также предусмотрено аварийное отключение одного из фильтров вместе с его группой сетевых электро насосов.

Максимальный расход пара теплофикационного отбора ТА №6 на сетевой подогреватель 150 т/ч , номинальный - 100 т/ч . Предполагается использовать для откачки конденсата 2 насоса КсВ 125-140б-С, бывшие конденсатные насосы сетевых подогревателей (КНСП). Согласно характеристики насосов данной группы одного насоса будет достаточно для обеспечения максимального расхода, при этом давление подачи не опустится ниже 1 МПа (10 кг/см^2), что обеспечит возможность создания резервной линии аварийной подачи конденсата ПСГ-1300 в деаэраторы высокого давления.

Подача конденсата от двух атмосферных деаэраторов в деаэраторы $0,6 \text{ МПа}$ (6 кг/см^2) осуществляется тремя перекачивающими насосами Д200-95. При максимальной тепловой нагрузке поступление конденсата в атмосферные деаэраторы составляет 328 т/час в работе будут находиться два перекачивающих насоса производительностью 200 т/час каждый.

Объем баков аккумуляторов горячей воды, согласно своду правил по проектированию ТЭС РАО "ЕЭС России" [12] для закрытой системы, составит 1260 м³. Это потребует установки еще одного бака ёмкостью 800 м³. Величина подпитки не превысит 200 м³/ч, что позволит сохранить старую группу подпиточных насосов. Характеристики насосов теплофикационной установки приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Характеристики насосной группы СТУ

Наименование	Станционный №	Тип	Производительность, м ³ /ч	Кавитационный запас, м	Напор м. вод.ст.	Число оборотов в мин.
СЭН	1	200Д-90А	720	3,5	84	1470
СЭН	2	200Д-90А	720	3,5	84	1470
СЭН	3	200Д-90А	720	3,5	84	1470
СЭН	4	Д-1250-65	1250	3	65	1450
СЭН	5	300Д-90	1080	3	60	1450
СЭН	6	300Д-90	1080	3	60	1450
Подпиточный насос	1	К90-85	90	4,3	87	2900
Подпиточный насос	2,3	Д-200-36	200	4,3	36	1450
Подпиточный насос	4	6НДВ-60	250	4,3	54	1450
Конденсатный насос сетевых подогревателей (КНСП)	1,2	КсВ 125-1406-С	125	1,8	120	2950
Перекачивающий насос	1,2,3	Д200-95	200	0,25	95	2950

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

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ12	Румянцеву Александру Сергеевичу

Школа	ИШЭ	Отделение (НОЦ)	НОЦ И.Н.Бутакова
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Месячный оклад научного руководителя 26300 р. Месячный оклад инженера 10000 р. Максимальный бюджет проекта 130000 р.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Норма амортизации – 20 % Значение показателя интегральной ресурсоэффективности – не менее 4 баллов из 8 баллов.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления в социальные фонды принимаются 30 % от ФЗП</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Оценка потенциальных потребителей продукта, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ.</i>
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>Цель и результат научного исследования, организационная структура проекта.</i>
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Планирование этапов работы, исполнителей, формирование трудоемкости и графика разработки НТИ.</i>
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет интегральных показателей ресурсоэффективности и сравнительная эффективность разработок.</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<ol style="list-style-type: none"> 1. «Портрет» потребителя результатов НТИ 2. Сегментирование рынка 3. Оценка конкурентоспособности технических решений 4. Диаграмма FAST 5. График проведения и бюджет НТИ 	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

01.02.2023

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ12	Румянцев Александр Сергеевич		

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1. Описание поставленных задач

В данной работе поставлена задача провести анализ способов реконструкции «Райчихинская ГРЭС» в пгт Прогресс Амурской области. Целью реконструкции является увеличение отпуска тепла от станции с дополнительной выработкой электроэнергии на тепловом потреблении. Для решения данной задачи произведен расчет исходной схемы, проанализированы возможные варианты реконструкции ТЭЦ и выбран оптимальный вариант реконструкции.

Целью данного раздела выпускной квалификационной работы является оценка коммерческого потенциала и определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности исследования.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

5.2. Оценка коммерческого и инновационного потенциала проекта

Потенциальные потребители продукта

Научно-исследовательская работа направлена на анализ и выбор варианта реконструкции Райчихинской ГРЭС в связи с возрастанием тепловых нагрузок.

Целевым рынком данного исследования являются предприятия энергетической промышленности, в основном это отопительные котельные.

Для того, чтобы определить для каких организаций необходимо данное исследование, необходимо провести сегментирование целевого рынка. Сегментацию можно произвести по следующим двум критериям: вида станции и варианта реконструкции.

Карта сегментирования представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Карта сегментирования рынка услуг по варианту реконструкции

		Варианты реконструкции	
		Реконструкция ГРЭС	Реконструкция водогрейной части
Тип станции	Отопительные котельные		
	ТЭЦ малой мощности		

	Отопительные котельные		ТЭЦ малой мощности
--	------------------------	--	--------------------

Наибольшую эффективность выработки тепловой энергии обеспечивает работа паротурбинной установки с теплофикационной установкой. Это позволяет снизить удельные расходы топлива на тепловую выработку за счет дополнительной выработки электрической энергии.

Из Таблицы 16 видно, что для отопительных наиболее предпочтительна реконструкция в ТЭЦ малой мощности, что позволит повысить экономические показатели станции и обеспечить выработку электрической энергии на собственные нужды с отпуском излишков в энергетическую систему. Для существующих ТЭЦ малой мощности наиболее предпочтительна реконструкция водогрейной части ТЭЦ, в случае увеличения нагрузок.

Таким образом, разработка в рамках магистерской диссертации, заключающаяся в анализе вариантов реконструкции ГРЭС, подходит для отопительных котельных. Райчихинская ГРЭС относится именно к сегменту отопительных котельных.

5.2.1. Анализ конкурентных технических решений

Задачи проекта выполнены при помощи анализа различных вариантов реконструкции Райчихинская ГРЭС

Возросшая актуальность энергосбережения для нашей страны требует поиска новых энерготехнологий при одновременном повышении эффективности использования существующих генерирующих мощностей электростанций и паровых котельных, оборудование которых в значительной степени нуждается в реконструкции и замене.

Расчётный срок службы превышен более на 70 % турбин электростанций. Вопрос инвестиций в энергетику стоит остро и его значимость для отрасли будет нарастать год от года, так же как и выбор приоритетных направлений её развития. Одним из таких направлений должна стать реконструкция ТЭС, составляющих основу генерирующих мощностей энергосистемы. Так как теплофикация является одним из важнейших путей экономии топлива за счёт сокращения потерь тепла в конденсаторе с отработавшим паром, так как на ТЭЦ этот пар полностью (турбины с противодавлением) или частично (турбины с промышленными и теплофикационными отборами пара и конденсацией) отдаётся потребителям при необходимом для последних давлении.

В качестве основных вариантов реконструкции были выбраны два варианта:

- 1) Реконструкция ГРЭС с установкой П-отбора.
- 2) Перевод ГРЭС на режим работы отопительной котельной, с отпуском теплоты водогрейными котлами.

Результаты конкурентного анализа приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Оценочная карта конкурентного анализа

Критерии оценки	Вес	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б ₁	Б ₂	К ₁	К ₂
1	2	3	4	6	7
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Повышение производительности	0,12	5	2	0,60	0,24
2. Удобство в эксплуатации	0,11	4	2	0,44	0,22
3. Энергоэкономичность	0,11	5	1	0,55	0,11
4. Надежность	0,06	5	3	0,30	0,18
5. Потребность в ресурсах памяти	0,1	5	2	0,50	0,20
6. Функциональная мощность	0,07	5	3	0,35	0,21
7. Простота эксплуатации	0,1	2	4	0,20	0,40
8. Качество интеллектуального интерфейса	0,05	5	1	0,25	0,05
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Конкурентоспособность продукта	0,04	4	1	0,16	0,04
2. Уровень проникновения на рынок	0,04	3	3	0,12	0,12
3. Цена	0,15	2	3	0,30	0,45
4. Срок выхода на рынок	0,01	2	4	0,02	0,04
5. Наличие сертификации разработки	0,02	4	4	0,08	0,08
Итого	1	51	30	3,87	2,34

Конкурентоспособность научной разработки:

$$K_{12} = \frac{K_1}{K_2} = \frac{3,87}{2,84} = 1,36.$$

Из приведенного выше сравнения вариантов реконструкции ГРЭС, что способ реконструкции с установкой П-отбора с точки зрения производительности, удобства эксплуатации, надежности, функциональной мощности, конкурентоспособности гораздо предпочтительнее способа реконструкции ТЭЦ, заключающегося в переводе ТЭЦ в режим котельной.

5.2.2. FAST – анализ

Суть этого метода базируется на том, что затраты, связанные с созданием и использованием любого объекта, выполняющего заданные функции, состоят из необходимых для его изготовления и эксплуатации и дополнительных, функционально неоправданных, излишних затрат, которые возникают из-за введения ненужных функций, не имеющих прямого отношения к назначению объекта.

В качестве объекта FAST – анализа выступает Райчихинская ГРЭС. Анализ функционального устройства ГРЭС представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Классификация функций

Наименование детали (узла, процесса)	Количество деталей на узел	Выполняемая функция	Ранг функции		
			Главная	Основная	Вспомогательная
Турбоагрегат	2	Превращение потенциальной энергии пара в кинетическую энергию вращения ротора, отпуск пара для теплофикации	X		
Генератор	2	Превращение кинетической энергии вращения ротора в электроэнергию		X	
Котлагрегат	1	Генерация пара		X	
ПСВ	2	Обеспечивает отпуск теплоты на ГВС и отопление		X	
Насосное оборудование	1	Обеспечивает перекачку различных видов теплоносителя		X	

Для определения значимости выполняемых функций построена матрица смежности, представленная в таблице 19.

Таблица 19 – Матрица смежности

	Функция 1	Функция 2	Функция 3	Функция 4	Функция 5
Функция 1	=	<	<	=	<
Функция 2	>	=	=	>	>
Функция 3	>	=	=	>	>
Функция 4	=	<	<	=	<
Функция 5	>	<	<	>	=

Матрица количественных соотношений представлена в таблице 20

Таблица 20 – Матрица количественных соотношений функций

	Функц ия 1	Функц ия 2	Функц ия 3	Функц ия 4	Функц ия 5	Итого	Относи тельная значим ость
Функц ия 1	1	0,5	0,5	1	0,5	3,5	0,14
Функц ия 2	1,5	1	1	1,5	1,5	6,5	0,26
Функц ия 3	1,5	1	1	1,5	1,5	6,5	0,26
Функц ия 4	1	0,5	0,5	1	0,5	3,5	0,14
Функц ия 5	1,5	0,5	0,5	1,5	1	5	0,2
						$\Sigma = 25$	

Расчет стоимости функций представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Стоимости функций

Наименование детали (узла, процесса)	Количество деталей на узел	Выполняемая функция	Стоимость материала, руб.	Заработная плата, руб.	Себестоимость, руб.	Относительные затраты
Турбоагрегат	2	Превращение потенциальной энергии пара в кинетическую энергию вращения ротора, отпуск пара для теплофикации	210	100	310	0,25
Генератор	2	Превращение кинетической энергии вращения ротора в электроэнергию	100	52	152	0,22
Котлагрегат	1	Генерация пара	190	106	296	0,25
ПСВ	2	Обеспечивает отпуск теплоты на ГВС и отопление	90	34	124	0,14
Насосное оборудование	1	Обеспечивает перекачку различных видов теплоносителя	110	60	170	0,14

На рисунке 1 представлена функционально – стоимостная диаграмма (ФСД).

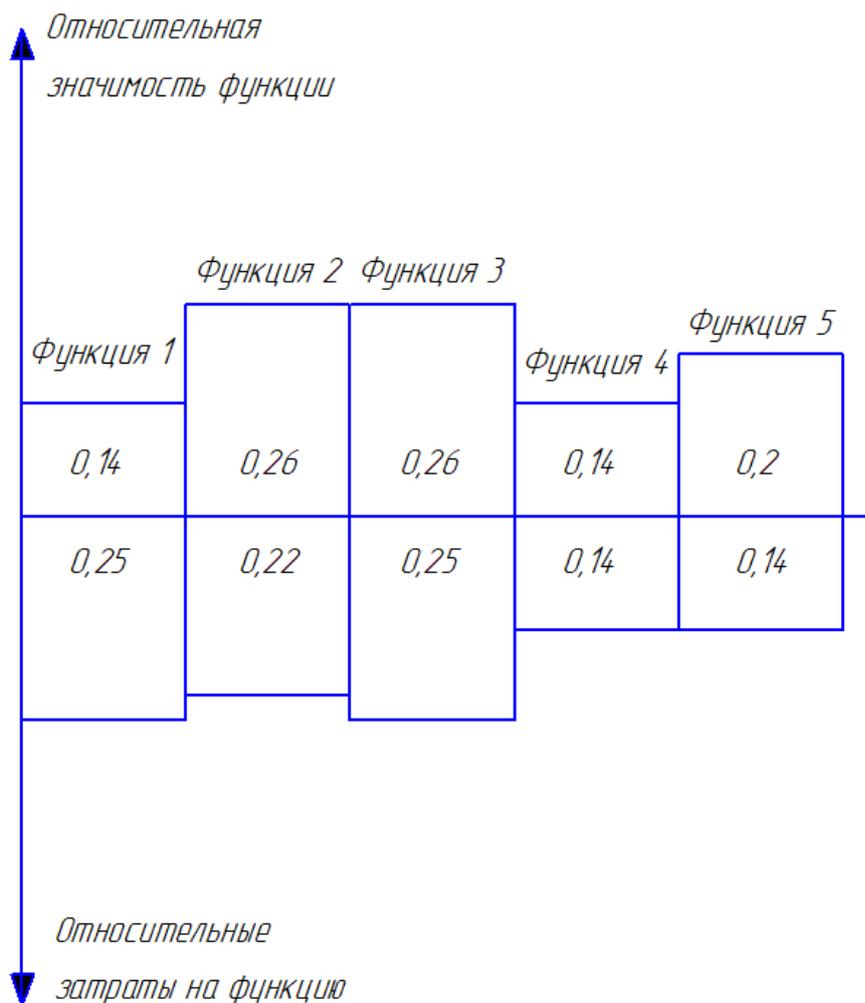


Рисунок 19 – Функционально – стоимостная диаграмма

Функция 1 – превращение потенциальной энергии пара в кинетическую энергию вращения ротора, отпуск пара для теплофикации. Играет основную роль, при этом по затратам она выступает на первом месте, что делает ее по степени рассогласованности самой не эффективной.

Функция 2 – превращение кинетической энергии вращения ротора в электроэнергию. Данная функция играет основную роль в работе установки, при этом по относительным ,затратам она занимает среднее положение среди остальных функций, что приравнивает ее по степени рассогласованности к функциям 3 и 4.

Функция 3 – Генерация пара. Данная функция играет основную роль в работе установки, при этом по относительным затратам она занимает

максимальное положение среди остальных функций, что приравнивает ее по степени рассогласованности к функциям 2 и 4.

Функция 4 – обеспечение отпуска теплоты на ГВС и отопление. Играет важную роль в работе установки, но не основную, при этом по затратам она выступает на последнем месте, что приравнивает ее по степени рассогласованности к функциям 2 и 3.

Функция 5 – обеспечение перекачки различных видов теплоносителя. Играет важную роль в работе установки, при этом по затратам она выступает на последнем месте, что делает ее по степени рассогласованности самой эффективной.

Анализ приведенной выше ФСД показывает явное наличие рассогласования по функции 1. Необходимо провести работы по ликвидации данных диспропорций.

Одним из вариантов решения данного вопроса является поиск более дешевых вариантов, что никак не повлияет на продолжительность срока эксплуатации.

5.2.3. SWOT – анализ

Описание сильных и слабых сторон проекта, выявление возможностей и угроз, взаимосвязь и взаимозависимость проекта с внешней и внутренней средами, возможность найти пути улучшения предлагаемой разработки – все это решается посредством SWOT-анализа.

Результаты его этапов представлены в таблице 22.

Таблица 22 – SWOT – анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	С1. Применение современного теплоэнергетического оборудования	Сл1. Низкие экономические показатели
	С2. Экологичность технологии.	Сл2. Отсутствие отечественного оборудования
	С3. Наглядность представления результатов исследования.	Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытаний.
	С4. Квалифицированный персонал.	Сл4. Отсутствие бюджетного финансирования.
	С5. Энергоэффективность реконструкции.	

Продолжение таблицы 22

<p>Возможности:</p> <p>В1. Появление дополнительного спроса на тепловую энергию</p> <p>В2. Понижение тарифа на отпускаемую тепловую и электрическую энергию</p>	<p>В1С1С2С3.</p> <p>Увеличение спроса на теплоутилизатора вследствие его высокой эффективности работы.</p> <p>В2С4С5. Появление на рынке новых источников тепла и ЭЭ</p>	<p>В1Сл1Сл2Сл3.</p> <p>Увеличение спроса на продукцию будет происходить в замедленном темпе.</p> <p>В2Сл4. Повышение цены на продукцию.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Развитая конкуренция генерирующих предприятий.</p> <p>У2. Инертность российского рынка.</p>	<p>У1С1С2С3.</p> <p>Уменьшение спроса на теплоту и ЭЭ.</p> <p>У2С4С5. Снижение цены на теплоту и ЭЭ.</p>	<p>У1Сл1Сл2. Низкая конкурентоспособность теплоту и ЭЭ.</p> <p>У2Сл3Сл4. Отсутствие спроса на теплоту и ЭЭ.</p>

Таким образом, можно сделать вывод, что основными рисками проекта являются недостаточное количество ресурсов и наличие конкурентов со сходным и превосходящим функционалом.

5.3. Инициация проекта

В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта.

5.3.1 Цели и результат проекта

Перед определением целей необходимо перечислить заинтересованные стороны проекта. Информация по заинтересованным сторонам представлена в Таблице 23.

Таблица 23 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидание заинтересованных сторон
Организация-заказчик	Оценка эффективности реконструкции ГРЭС
Студент	Готовая магистерская диссертация
Научный руководитель	Выполнение одного из показателей эффективного контракта, зарплата

Цели и результат проекта в части выполнения основных задач магистерской диссертации представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Цели и ожидаемые результаты проекта

Цели проекта	<ul style="list-style-type: none">• Постановка задачи и описание текущих процессов предприятия• Анализ вариантов реконструкции• Реализация внедрения оборудования на ГРЭС
Ожидаемый результат проекта	Оптимальный вариант реконструкции ГРЭС
Критерии приемки результата проекта	Корректные результаты расчетов
Требования к результату проекта	<ul style="list-style-type: none">• Отпуск тепла соответствует проектному• Выработка электроэнергии покрывает собственные нужды ГРЭС

5.3.2. Организационная структура проекта

Для составления организационной структуры проекта нужно указать всех участников, участвующих в его непосредственной реализации. В данном случае имеется 3 непосредственных участника, которые принимали участие в составлении требований, их анализе, проектировании и реализации проекта.

Организационная структура проекта представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Рабочая группа проекта

ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции
Румянцев Александр Сергеевич, студент	Разработчик	<ul style="list-style-type: none">• Описание процессов предприятия• Поиск решения для выполнения поставленной задачи• Анализ вариантов реконструкции• Проектирование тепловой схемы ГРЭС
Плотников Виталий Александрович, Райчихинская ГРЭС, главный инженер ГРЭС	Заказчик, консультант	<ul style="list-style-type: none">• Постановка задачи• Интервью по работе подразделений между собой при реализации данного проекта• Проверка разработки
Зайцев Александр Сергеевич, доцент НОЦ И.Н. Бутакова	Научный руководитель	<ul style="list-style-type: none">• Помощь в поиске методик расчета• Составление научных целей и задач• Проверка документации

5.3.3. Ограничения и допущения проекта

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а также «границы проекта» – параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованы в рамках данного проекта.

Все ограничения представлены в Таблице 26.

Таблица 26 – Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/ допущения
Бюджет проекта	130000 рублей
Источник финансирования	ТПУ
Сроки проекта	1.02.2023 – 07.06.2023
Дата утверждения плана управления проектом	10.02.2023
Дата завершения проекта	07.06.2023

5.4 Планирование научно-исследовательских работ

Перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования
представлен в Таблице 27.

Таблица 27 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Исполнитель
Постановка задачи	1	Формирование проектного задания	Разработчик Научный руководитель Заказчик
	2	Выявление проблемы, возникающей при решении задачи	Разработчик
Системный анализ предприятия	3	Консультирование по работе структурных подразделений предприятия	Разработчик Научный руководитель Заказчик
	4	Описание процессов предприятия при решении поставленной задачи	Разработчик
	5	Оптимизация процессов предприятия при решении поставленной задачи	Разработчик
Разработка технического задания	6	Сбор информации и пожеланий от заказчика	Разработчик Научный руководитель Заказчик
	7	Анализ требований	Разработчик
	8	Документирование требований	Разработчик
	9	Проверка требований	Разработчик

Продолжение таблицы 27

Аналитический обзор	10	Подбор и изучение материалов по реконструкции ГРЭС	Разработчик
	11	Изучение уже существующих ГРЭС	Разработчик
	12	Выбор инструментов и средств для реализации реконструкции	Разработчик
Проектирование установки и модели расчета	13	Изучение технической документации	Разработчик
	14	Проектирование расчетной схемы	Разработчик
	15	Проектирование модели расчета	Разработчик
Обобщение и оценка результатов	16	Расчет на характерные режимы работы	Разработчик
	17	Анализ полученных результатов	Разработчик Заказчик
	18	Обобщение результатов работы и составление руководства пользователя	Разработчик Научный руководитель

Далее представлен календарный план-график научного исследовательского проекта в Таблице 28. График строится с разбивкой по месяцам и декадам за период времени выполнения научного исследования.

Таблица 28 – Календарный план-график проведения научного исследования

Код работ	Вид работы	Исполнители	Тк	Продолжительность выполнения работ														
				февр.		март			апрель			май			июнь			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2		
1	Формирование проектного задания	НР Р З	4															
2	Выявление проблемы, возникающей при решении задачи	Р	4															
3	Консультирование по работе структурных подразделений предприятия	НР Р З	10															
4	Описание процессов предприятия при решении поставленной задачи	Р	6															
5	Оптимизация процессов предприятия при решении поставленной задачи	Р	8															
6	Сбор информации и пожеланий от заказчика	НР Р З	10															
7	Анализ требований	Р	2															
8	Документирование требований	Р	6															
9	Проверка требований	Р	4															
10	Подбор и изучение материалов по реконструкции ГРЭС	Р	8															

5.5. Бюджет научно-технического исследования

В состав бюджета входит стоимость всех расходов, необходимых для выполнения работ по магистерской диссертации. При формировании бюджета используется группировка затрат по следующим статьям:

- материальные затраты;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

5.5.1. Расчёт материальных затрат

Данная статья расходов включает стоимость всех материалов, используемых при разработке диссертации. При выполнении работы был использован один персональный компьютер в компании. Соответствующие материальные затраты представлены в таблице 29. Мелкие расходы (канцелярия, затраты на печать и пр.) могут быть отнесены к статье прочих расходов.

Таблица 29 – Материальные затраты

Наименование	Ед. измерения	Кол-во	Цена за ед. руб.	Сумма, руб.
Персональный компьютер	шт.	1	25000	25000
Итого по статье C_m				25000

5.5.2. Расчёт основной заработной платы исполнителей

В данную статью расходов включается основная заработная плата научного руководителя, руководителя от предприятия и студента. Расчёт выполняется на основе трудоемкости выполнения каждого этапа и величины месячного оклада исполнителя. Трудоёмкость всех исполнителей в разные промежутки времени на протяжении выполнения магистерской диссертации просуммирована и представлена в виде затраченных дней. Расчет основной заработной платы приведен в Таблице 30.

Таблица 30 – Основная заработная плата исполнителей проекта

Исполнитель	Оклад, руб./мес.	Среднедневная ставка, руб.	Затраты времени, раб.дни	Районный коэф.	Основная заработная плата, руб.
Научный руководитель	26300	1374,5	2	1,3	3573,7
Студент	10000	502,2	98		49215,6
Заказчик	50000	2511,2	4		13058,2
Итого по статье С _{осн}					65847,5

5.5.3. Расчёт дополнительной заработной платы исполнителей

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде. Например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т. п. (в среднем — 12% от суммы основной заработной платы). Расчёты дополнительной заработной платы приведены в Таблице 31.

Таблица 31 – Дополнительная заработная плата исполнителей проекта

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Районный коэф.	Дополнительная заработная плата, руб.
Научный руководитель	3573,7	0,12	428,8
Студент	49215,6		5905,8
Заказчик	13058,2		1566,9
Итого по статье С _{доп}			7901,5

5.5.4. Расчёт итоговой заработной платы исполнителей

Согласно расчётам, приведённым в Таблицах 30 и 31, была посчитана итоговая заработная плата исполнителей, которая представлена в таблице 32.

Таблица 32 – Заработная плата исполнителей

Исполнитель	Основная зарплата, руб.	Дополнительная зарплата, руб.	Итоговая зарплата, руб.
Научный руководитель	3573,7	428,8	4002,5
Студент	49215,6	5905,8	55121,4
Заказчик	13058,2	1566,9	14625,1
Итого по статье С _{зп}			73752,0

5.5.5. Расчёт отчислений во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

На 2023 г. в соответствии со ст. 425, 426 НК РФ действуют следующие тарифы страховых взносов: ПФР — 0.22 (22%), ФСС РФ — 0.029 (2,9%), ФФОМС — 0,051 (5,1%). Рассчитанные отчисления представлены в Таблице 33.

Таблица 33 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Заработная плата, руб.	Отчисления, руб.			Сумма отчислений, руб.
		ПФР (22%)	ФСС (2,9%)	ФФОМС (5,1%)	
Научный руководитель	4002,5	880,6	116,1	204,1	1200,8
Студент	55121,4	12126,7	1598,5	2811,2	16536,4
Заказчик	14625,1	3217,5	424,1	745,9	4387,5
Итого по статье С _{внеб}					22124,7

5.5.6. Расчёт накладных расходов

Накладные расходы учитывают все затраты, не вошедшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование, оплата электроэнергии, оплата пользования услугами интернета.

Перечисленные расходы требуют низких затрат денежных средств относительно заработной платы исполнителей, поэтому величина коэффициента накладных расходов $k_{\text{накл}}$ была принята в размере 5%.

Расчёт накладных расходов ведётся по формуле:

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} * C_{\text{зп}} = 0,05 * 73752 \text{ руб.} = 3687,6 \text{ руб.} \quad (12.5.6)$$

5.5.7. Формирование бюджета проекта

Сумма затрат по всем статьям расходов была рассчитана и представлена в качестве общего бюджета проекта в Таблице 34.

Таблица 34 – Бюджет проекта

Статья затрат	Сумма, руб.
Материальные затраты	25000
Заработная плата исполнителей	73752
Отчисления во внебюджетные фонды	22124,7
Накладные расходы	3687,6
Итого С	124564,3

Рассчитанный бюджет не превышает бюджета в 130000 рублей.

5.6. Определение ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта

Определение эффективности производится путем определения интегрального показателя эффективности научного исследования через нахождение величин финансовой и ресурсной эффективности. Интегральный финансовый показатель определяется:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{p,i}}{\Phi_{\text{max}}}$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ — интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{p,i}$ — стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} — максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Интегральный показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p,i} = \sum a_i b_i$$

где $I_{p,i}$ — интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта разработки;

a_i — весовой коэффициент i -го варианта разработки;

b_i — бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливаемая экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n — число параметров сравнения.

В связи с представленными исполнениями проекта был произведен перерасчет весовых коэффициентов технических критериев для оценки ресурсоэффективности проекта.

I_1 — вариант реконструкции котельной в ТЭЦ малой мощности с установкой ПТ-турбин

I_2 – вариант реконструкции водогрейной части котельной с целью увеличения максимального отпуска теплоты потребителям.

Расчет интегральных показателей ресурсоэффективности приведен в Таблице 35.

Таблица 35 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэф.	Баллы		Интегральные показатели ($I_{p,i}$)	
		I_1	I_2	I_1	I_2
1. Повышение производительности труда пользователя	0,15	5	2	0,75	0,3
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	2	0,6	0,3
3. Универсальность	0,13	3	3	0,39	0,39
4. Надежность	0,12	5	3	0,6	0,36
5. Потребность в ресурсах памяти	0,11	5	2	0,55	0,22
6. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,14	5	3	0,7	0,42
7. Простота эксплуатации	0,1	4	2	0,4	0,2
8. Качество интеллектуального интерфейса	0,1	5	1	0,5	0,1
Ресурсоэффективность	1			4,49	2,29

Путем определения интегрального показателя эффективности, была определена полная эффективность проекта.

5.7. Результаты по конкурентоспособности и ресурсоэффективности

Согласно расчетам, приведённым в таблице 35, можно сделать вывод, что самым эффективным исполнением с точки зрения ресурсоэффективности является первое (фактическое) исполнение I_1 (с показателем конкурентоспособности $I_{p,i} = 4,49$), по которому и был реализован проект в рамках магистерской диссертации.

Коэффициент конкурентоспособности разработки больше, чем у аналогов за счет удобства работы пользователя и меньшего потребления человеческих/технические ресурсов. Разные методологии по поиску рисков и возможных угроз проекта позволили определить решения проблем, которые были учтены при его разработке.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ12	Румянцев Александр Сергеевич

Школа	ИШЭ	Отделение (НОЦ)	НОЦ И.Н.Бутакова
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Тема ВКР:

Анализ и разработка технических решений по реконструкции ГРЭС РКК «Энергия»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	Объект исследования: Райчихинская ГРЭС. Область применения: Тепловые электростанции. Рабочая зона – кабинет с рабочими местами: стол, стул, компьютер, сетевое оборудование для подключения к интернету.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019). - ГОСТ 12.2.032-78. - СанПиН 2.2.4.3359-16. - СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-12.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	- Отклонение показателей микроклимата; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повышенный уровень электромагнитных полей. - повышенное значение напряжения в электрической цепи.
3. Экологическая безопасность:	– анализ воздействия ПК – анализ воздействия ГРЭС на окружающую среду
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Вероятные ЧС – пожар. Установка общих правил поведения и рекомендаций во время пожара, план эвакуации.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ12	Румянцев Александр Сергеевич		

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Представление о понятии «Социальная ответственность» можно получить из стандарта ГОСТ Р ИСО 26000 – 2012 «Руководство по социальной ответственности» [8].

Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этичное поведение [8].

Объект исследования – анализ и разработка технических решений по реконструкции «Райчихинская ГРЭС».

Использование противоаварийной турбины на параметры промышленного отбора турбины типа ПТ, позволяет на ГРЭС повысить выработку электроэнергии и отпуск тепла внешним потребителям. В итоге снижается расход топлива по отпуску электроэнергии. В настоящее время, ГРЭС расходуют огромное количество тон угля в год и являются одними из основных загрязнителей окружающей среды, что негативно влияет как на ее состояние, так и на здоровье человека.

Рабочим местом сотрудника является аудитория №34, 4 корпуса ТПУ. Площадь аудитории составляет 50,3 м², а вместимость 16 человек. Помещение имеет систему вентиляции.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно трудовому кодексу РФ [2] работник имеет право на: рабочее место, соответствующее государственным нормативным требованиям охраны труда; полную достоверную информацию об условиях труда и требованиях охраны труда на рабочем месте, включая реализацию прав, предоставленных законодательством о специальной оценке условий труда; обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с ФЗ.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность рабочего места, оборудованного ПК является обеспечение требования к организации и оборудованию рабочих мест с ПК для взрослых пользователей [15]: высота рабочей поверхности стола для взрослых пользователей должна регулироваться в пределах 680 – 800 мм; при отсутствии такой возможности высота рабочей поверхности стола должна составлять 725 мм; рабочий стол должен иметь пространство для ног высотой не менее 600 мм, шириной - не менее 500 мм, глубиной на уровне колен - не менее 450 мм и на уровне вытянутых ног – не менее 650 мм; ширину и глубину поверхности сиденья не менее 400 мм; поверхность сиденья с закругленным передним краем; регулировку высоты поверхности сиденья в пределах 400 – 550 мм и углов наклона вперед до 15° и назад до 5°; клавиатуру следует располагать на поверхности стола на расстоянии 100 – 300 мм от края, обращенного к пользователю, или на специальной регулируемой по высоте рабочей поверхности, отделенной от основной столешницы.

Рабочее место сотрудника соответствует требованиям.

6.2. Производственная безопасность

В Таблице 36 представлен выбор опасных и вредных факторов при разработке программы энергосбережения обогатительной фабрики [9].

Таблица 36 – Возможные опасные и вредные факторы при разработке программы энергосбережения обогатительной фабрики на ПК.

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
2. Превышение уровня шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»
3. Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	+	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	+	СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов

6.2.1. Отклонение показателей микроклимата в помещении

Обеспечение в помещениях нормальных метеорологических условий является одним из необходимых условий труда, которые оказывают значительное влияние на тепловое самочувствие человека.

Одним из факторов, влияющим на микроклимат в помещении является ПК, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении. Неблагоприятное сочетание параметров микроклимата может вызвать перегрев или переохлаждение организма. Человек может получить тепловой удар или в крайнем случае обморожение.

Нормативный документ, который отвечает за гигиенические требования к микроклимату производственных помещений — СанПиН 2.2.4.548-96 [18]. Данный нормативный документ нормирует показатели микроклимата на рабочих местах всех видов производственных помещений. Анализ вариантов реконструкции ГРЭС при помощи программного обеспечения относится к категории Ia. Фактические, оптимальные и допустимые параметры микроклимата на рабочем месте отображены в таблице 37.

Таблица 37 – Оптимальные параметры микроклимата во всех типах учебных помещений с использованием ПК

Температура, С°	Относительная влажность, %	Абсолютная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
19	62	10	< 0,1
20	58	10	< 0,1
21	55	10	< 0,1

В соответствии с СанПиНом 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» работа за ПК относится к категории Ia. Работы категории Ia относятся к работам, производимым сидя и сопровождающимся незначительным физическим напряжением [14].

Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений приведены в таблице 39 [14].

Таблица 39 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин
Холодный	Ia (до 139)	20,0-21,9	24,1-25,0
Теплый	Ia (до 139)	21,0-22,9	25,1-28,0

Воздух, который поступает в рабочее помещение, очищается от загрязнений от микроорганизмов и пыли. Патогенной микрофлоры быть не должно.

При кондиционировании воздуха необходимо обеспечить поддержание параметров микроклимата в требуемых пределах в течение каждого сезона года, максимально очистить воздух от пыли и вредных веществ, создать необходимое избыточное давление в чистом помещении для того, чтобы исключить поступление неочищенного воздуха [32].

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (CO₂). Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по допустимой концентрации его.

Количество углекислого газа, выделяемого человеком $g = 35$ г/ч.

Содержание углекислого газа в атмосферном воздухе можно определить по химическому составу воздуха. Однако, учитывая повышенное содержание углекислоты в атмосфере населенных пунктов, следует принимать

при расчете содержания CO_2 для больших городов (свыше 300 тыс. жителей) – $x_{\text{H}} = 1000 \text{ мг/м}^3$. ПДК CO_2 в воздухе рабочей зоны – $x_{\text{B}} = 9000 \text{ мг/м}^3$ [30].

Объем помещения составляет $V = 50 \text{ м}^3$. В помещении работает 5 сотрудников над проектом.

Потребный воздухообмен составит

$$L = \frac{1000gz}{x_{\text{B}} - x_{\text{H}}},$$

где L – потребный воздухообмен, $\text{м}^3/\text{ч}$;

g – количество углекислого газа, выделяемого человеком, г/ч ;

z – количество работников в помещении;

x_{B} – ПДК CO_2 в воздухе рабочей зоны, мг/м^3 ;

x_{H} – содержания CO_2 для больших городов, мг/м^3 .

$$L = \frac{1000 \cdot 35 \cdot 5}{9000 - 1000} = 22 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Кратность воздухообмена

$$n = \frac{L}{V},$$

где n – кратность воздухообмена, не должно достигать $10, \text{ч}^{-1}$.

$$n = \frac{22}{50} = 0,44 \text{ ч}^{-1}.$$

Кратность воздухообмена удовлетворяет требованиям, следовательно, в помещении можно работать без вреда для организма.

6.2.2. Повышенный уровень шума на рабочем месте

Причиной повышенного уровня шума является работа ПК.

Шум превышающий нормативные значения воздействует на центральную и вегетативную нервную систему человека, органы слуха. Длительное воздействие шума, уровень которого превышает допустимые значения, может привести к заболеванию человека шумовой болезнью – нейросенсорная тугоухость.

Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиеническим требованиям к персональным компьютерам электронно – вычислительным машинам и организации работы» в помещениях всех образовательных учреждений, где расположены ПК, уровни шума не должны превышать допустимых значений, установленных для жилых и общественных зданий [13].

Нормируемыми параметрами постоянного шума являются уровни звукового давления L , дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами: 31,5; 63; 125; 250; 500; 1000; 2000; 4000; 8000 Гц [13].

Таблица 40– Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Научная деятельность, конструирование и проектирование, программирование. Рабочие места в помещениях дирекции, проектно-конструкторских бюро, расчетчиков, программистов вычислительных машин, в лабораториях для теоретических работ и обработки данных.	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Защита от шума достигается разработкой шумобезопасной техники, применением средств и методов коллективной защиты, а также средств индивидуальной защиты [11].

Методы и средства коллективной защиты в зависимости от способа реализации подразделяются на строительно-акустические, архитектурно –

планировочные и организационно – технические и включают в себя [11]: изменение направленности излучения шума; рациональную планировку предприятий и производственных помещений; акустическую обработку помещений; применение звукоизоляции.

Средства индивидуальной защиты применяются в том случае, если другими способами обеспечить допустимый уровень шума на рабочем месте не удастся.

6.2.3. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочего места играет важную роль в комплексе мероприятий по охране труда. Глаза не должны страдать от яркого света или, наоборот, от затемнения.

Причиной недостатка/отсутствия освещенности является малое количество окон и дверей, а также недостаточное количества источников света. Недостаточный уровень освещенности негативно сказывается на самочувствии человека. Человек чувствует сонливость и слабость. Также наблюдаются нарушение зрения, работы мозга и расстройство психики.

Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» рабочие столы следует размещать таким образом, чтобы видео дисплейные терминалы были ориентированы боковой стороной к световым проемам, а естественный свет падал преимущественно слева. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 – 500 лк. Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк. Следует ограничивать прямую блёскость от источников освещения, при этом яркость светящихся поверхностей (окна, светильники и др.), находящихся в поле зрения, должна быть не более 200 кд/м². Также следует ограничивать отраженную блёскость на рабочих поверхностях (экран, стол, клавиатура и др.) за счет правильного выбора типов светильников и расположения рабочих мест по отношению к источникам естественного и искусственного освещения, при этом яркость бликов на экране ПК не должна превышать 40 кд/м² и яркость потолка не должна превышать 200 кд/м².

Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещениях для использования ПК следует проводить чистку стекол оконных рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп [15].

В качестве средств коллективной нормализации освещения рабочих мест используются: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства и светофильтры [11].

6.2.4. Повышенный уровень электромагнитных полей

Любое рабочее место заполнено электромагнитным излучением, основным источником которого является ПК.

Последствиями работа в помещения с высоким электромагнитным фоном являются частые простуды, ухудшение памяти, невозможность длительно концентрировать внимание, общая слабость и головокружение.

СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» задает временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПК на рабочих местах (таблица 41) [15].

Таблица 41 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПК

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	25нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м

Интенсивность ультрафиолетового и инфракрасного излучений от экрана монитора допускается в пределах 10 – 100 мВт/м².

К средствам защиты от повышенного уровня электромагнитных излучений относятся: оградительные устройства, защитные покрытия, герметизирующие устройства [11]. Для понижения воздействия электромагнитного излучения необходимо также использовать мониторы с низким уровнем излучения и применять защитные экраны.

6.2.5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Электрический ток, протекая через тело человека, производит термическое, электролитическое, биологическое, механическое и световое воздействие. Термическое воздействие характеризуется нагревом кожи, тканей вплоть до ожогов. Электролитическое воздействие заключается в электрическом разложении жидкостей, в том числе и крови. Биологическое действие электрического тока проявляется в нарушении биологических процессов, протекающих в организме человека, и сопровождается разрушением и возбуждением тканей, и судорожным сокращением мышц, а световое – к раздражению глаз.

Согласно ПУЭ, в отношении опасности поражения людей электрическим током, рассматриваемое помещение, где производятся электро-вычислительные расчёты, относится к помещению без повышенной опасности, в котором отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность. Это сухие, не жаркие, с нетокопроводящим полом, без токопроводящей пыли, а также помещения с небольшим количеством металлических предметов, конструкций, машин [16].

Перед включением ПК человек должен убедиться в исправности электрических проводов, штепсельных вилок и розеток. Вилки и розетки должны соответствовать евростандарту. Отличительной особенностью этих вилок и розеток является наличие третьего провода, обеспечивающего заземление компьютера. При отсутствии третьего заземляющего провода заземление должно быть выполнено обычным способом с применением заземляющего проводника и контура заземления [7].

В таблице 42 приведены предельно допустимые значения напряжения прикосновения и токов, протекающих через тело человека [10].

Таблица 42 – Предельно допустимые значения напряжения прикосновения и токов, протекающих через тело человека

Род тока	U , В	I , мА
		Не более
Переменный, 50 Гц	2	0,3

Согласно ГОСТ 12.1.030-81 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1)», в стационарных электроустановках трехфазного тока в сети с заземленной нейтралью или заземленным выводом однофазного источника питания электроэнергией, а также с заземленной средней точкой в трехпроводных сетях постоянного тока должно быть выполнено зануление [12].

В качестве защиты от поражения электрическим током, сотрудникам необходимо проходить инструктаж по технике безопасности.

6.3. Экологическая безопасность

6.3.1. Анализ возможного влияния ПК

В ПК содержится много опасных соединений и веществ: мышьяк, сурьма, йод, свинец, цинк и т.д. В условиях влажности, открытого воздуха, перепадов температур все эти соединения испаряются в воздух и попадают в питьевую воду или реки, и озера, отравляют почву.

При утилизации ПК профессионалами, с ней проводят полный комплекс работ по переработке деталей и содержащихся в них веществ. При этом часть материалов после разборки отправляется на вторичную обработку.

Твердые бытовые отходы (бумага, ручки, картриджи принтера), используемые при выполнении ВКР, следует утилизировать в мусорное ведро.

По законам РФ выброс старой техники вместе с бытовым мусором запрещен. Данное правило прописано в Административном правовом кодексе (статья 8.2) [1]. Поэтому на каждого человека, который выбросил старый ПК в мусорный контейнер, могут быть наложены штрафные санкции по причине несоблюдения эпидемиологических норм и экологических требований. ФЗ №89 запрещает предприятиям заниматься самостоятельной утилизацией опасных отходов [4]. Постановление правительства №340 запрещает юридическим лицам утилизировать ПК [6]. Данным видом деятельности могут заниматься только специализированные организации.

6.3.2. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Современные ГРЭС довольно активно воздействуют на окружающую нас среду: на атмосферу, литосферу, гидросферу. О масштабах теплового загрязнения воды и воздуха можно, например, судить, по тому, что около 20 % теплоты, которую производит котел при сжигании топлива, теряется за пределами станции. Учитывая размеры производства электроэнергии на ГРЭС и объемы сжигаемого топлива, можно предположить, что они в состоянии влиять на климат больших районов страны.

Загрязнение гидросферы происходит за счет сбросов огромного количества теплой воды в водоемы, а также промышленными стоками, хотя они проходят тщательную очистку.

Влияние на литосферу ГРЭС оказывает не только тем, что извлекается огромное количество природных ресурсов, таких как уголь, нефть и газ, которые в том или ином виде используются на ГРЭС в качестве топлива, но и тем что под строительство станций отчуждаются и застраиваются земельные угодья, а также требуется много места для захоронения больших масс золы и шлаков, которые образуются при сжигании твердых видов топлива.

Влияние на атмосферу сказывается в выбросе значительного количества продуктов сгорания. Это, в первую очередь, газообразные окислы углерода, серы, азота, часть из которых имеет высокую химическую активность. Летучая зола, прошедшая через золоуловители, загрязняет воздух. Наименьшее загрязнение атмосферы, для станций одинаковой мощности, отмечается, если в качестве основного вида топлива используется природный газ и наибольшее – при использовании твердого топлива, которое обладает низкой теплотворной способностью и высокой зольностью. Также необходимо учитывать большие выбросы теплоты в атмосферу и электромагнитные поля, создаваемые электрическими установками высокого и сверхвысокого напряжения. А также не стоит забывать потребление кислорода в большом количестве для горения топлива.

6.3.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Для снижения теплового воздействия ГРЭС на окружающую среду в настоящее время усовершенствуется тепломеханическое оборудование ГРЭС, увеличение коэффициента полезного действия всей станции.

В современных условиях решается задача утилизации части тепловых выбросов путем отопления теплиц, создания подогреваемых прудовых рыбных хозяйств. Зола и шлаки используют в производстве строительных материалов и т.д.

Для защиты гидросферы более перспективным является создание оборотных систем с многократным использованием воды. При этом глубокой очистки стоков уже не требуется, достаточно довести их количество до уровня, приемлемого для осуществления технологических процессов. Этот путь дает одновременное существенное сокращение водопотребления, но требует пристального контроля за качеством оттоков, сбрасываемых в водоем.

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.4.1. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при проведении исследований на рабочем месте и обоснование мероприятий по предотвращению ЧС

Чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, распространения заболевания, представляющего опасность для окружающих, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей [5].

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть в помещении при работе с ПК: пожар, взрыв.

Наиболее вероятная чрезвычайная ситуация, которая может возникнуть при работе с ПК – пожар. Т.к. в современных ПК очень высокая плотность размещения элементов электронных схем, в непосредственной близости друг от друга располагаются соединительные провода и кабели, при протекании по ним электрического тока выделяется значительное количество теплоты, при этом возможно оплавление изоляции и возникновение возгорания.

К техническим мерам относятся современные средства сигнализации, методы и устройства ограничения распространения огня, автоматические стационарные системы тушения пожаров, первичные средства пожаротушения.

Наиболее дешевым и простым средством пожаротушения является вода, поступающая из обычного водопровода. Для осуществления эффективного тушения огня используют пожарные рукава и стволы, находящиеся в специальных шкафах, расположенных в коридоре. В пунктах первичных средств огнетушения должны располагаться ящик с песком, пожарные ведра и топор.

Если возгорание произошло в электроустановке, для его устранения должны использоваться огнетушители углекислотные типа ОУ-2, или порошковые типа ОП-5. Кроме устранения самого очага пожара нужно своевременно организовать эвакуацию людей.

Комплекс организационных и технических мероприятий пожарной профилактики, таких как устройство эвакуационных путей, систем обнаружения пожара в случае возникновения пожара может обеспечить безопасность людей, ограничить распространение огня, предотвратить пожар, а также создать условия для успешного тушения пожара.

6.4.2. Анализ вероятных ЧС возникающих на ГРЭС

При проектировании тепловой электростанции, необходимо учитывать влияния техногенных и природных катаклизмов, способных воздействовать на конструктивную целостность цехов.

Сейсмическое воздействие

Согласно нормам ПУЭ «Издание седьмое», проектирование ГРЭС производится с учетом двух уровней сейсмичности:

- Проектное землетрясение с повторяемостью 1 раз в 1000 лет;
- Максимальное расчетное землетрясение с повторяемостью 1 раз в 10000 лет.

Для повышения сопротивляемости зданий и сооружений сейсмическим воздействиям применяют два принципа:

- Пассивный;
- Активный.

Пассивная защита – усиление основных несущих конструкций зданий и сооружений для восприятия дополнительных усилий.

Активная защита – использование специальных устройств, направленных на снижение амплитуд колебаний здания при землетрясениях.

6.5. Внутренние воздействия на ГРЭС

Летящие предметы

При оценке опасности отказа любого оборудования (разрыв трубопровода и др.) должны быть рассмотрены возможность возникновения летящих предметов и последствия их воздействия.

Источники летящих предметов: разрыв оборудования, работающего под давлением; сосудов; заглушек; клапанов; трубопроводов; разрушение оборудования, имеющего вращающиеся узлы (турбины, генераторы, насосы и др.); взрыв скопившегося газа в оборудовании или в помещении; взрыв баллона со сжатым газом.

Затопление

Установки с водяным теплоносителем характеризуются наличием большого количества воды в контурах, а также специальных запасов для аварийного отвода тепла. В связи с этим должны быть приняты специальные меры защиты от отказов по общей причине, обусловленных затоплением в случае разрушения трубопроводов или баков с запасом воды.

Управляющие системы, системы надежного электроснабжения целесообразно не располагать в зонах потенциального затопления или по крайней мере предусмотреть организованный отвод воды при разгерметизациях сосудов, исключая ее попадание на вышеуказанные системы.

6.6 Выводы по разделу

Представленная магистерская диссертация посвящена анализу показателей качества электрической энергии на обогатительной фабрике. Результатом работы является программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности, которая в будущем позволит оптимизировать денежные расходы на оплату электроэнергии и рационально использовать тепловую и электрическую энергию.

Раздел «Социальная ответственность» является важной и обязательной частью выпускной квалификационной работы. Целями составления настоящего раздела являлось принятие решений, исключающих несчастные случаи и снижение вредных воздействий на окружающую среду.

В ходе выполнения данного раздела была рассмотрена правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при анализе и разработке технических решений по реконструкции ГРЭС на ПК.

Анализ производственной безопасности позволил выявить возможные опасные и вредные факторы при работе с ПК. Были предложены индивидуальные и коллективные средства защиты, позволившие минимизировать воздействия опасных и вредных факторов.

Далее был произведен анализ возможного влияния выполнения работы с помощью ПК на окружающую среду. Минимизация влияния негативных факторов на окружающую среду может быть достигнута при условии правильной утилизации ПК.

Последним был освещен вопрос безопасности в ЧС. Наиболее вероятным ЧС является пожар. Был предложен комплекс организационных и технических мероприятия позволивших минимизировать вероятность возникновения ЧС.

Учебное место соответствует всем правовым и организационным нормам, обеспечивающим безопасность. Уровень шума, освещенности, электромагнитного излучения и показатели микроклимата соответствуют нормам. Вероятность поражения электрическим током сведена к нулю.

Утилизация ПК должна быть произведена в специальный пункт приема неисправной электронной техники. Т.к. наиболее вероятным видом ЧС является пожар, были представлены организационные и технические меры пожарно-профилактических мероприятий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выпускной квалификационной работы были рассмотрены варианты реконструкции ГРЭС с учетом растущей тепловой нагрузки, и после внесения изменений была рассчитана годовая производительность ГРЭС. Был проведен анализ выбора оптимального коэффициента обогрева, который составил 0,45 при условии, что $K_{sp} = 16\ 000$ рублей. Результаты расчетов показали, что реконструкция ГРЭС приведет к снижению удельных показателей расхода топлива на 33,9 кг условного топлива/Гкал. Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии до реконструкции составлял 311 кг условного топлива/Гкал, а после - 277,1 кг условного топлива/Гкал. Это связано с дополнительной выработкой электрической энергии при потреблении тепла. Был рассчитан тариф на поставляемую тепловую и электрическую энергию: один киловатт электроэнергии стоит $T_e = 5,31$ рубля, а один гигаджоуль тепловой энергии стоит $T_t = 42,6$ рубля. Из расчетов следует, что технико-экономические показатели реконструированной ГРЭС позволяют выпускаемой продукции быть конкурентоспособной на энергетическом рынке.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Сухарева, Е.В. Анализ современного состояния энергетики России / Е.В. Сухарева, С. Д. Козак, А. А. Власкин // Энергетика, информатика, инновации-2014.-Смоленск: Универсум, 2014 – С. 230-234.
- 2 Лисин Е.М., Анисимова Ю.А., Кочерова А.А., Стрелковски В. Анализ проблем функционирования и предложение решений по повышению конкурентоспособности ТЭЦ в условиях энергорынка // Вестник НГИЭИ.- 2015.- N 3.-С.12-19.
- 3 Назарова Ю.А. Конкурентоспособность предприятий электроэнергетики // Вестник РУДН.-2011.- N 2.-С.57-64.
- 4 ИНТЕР РАО Томская генерация [Электронный ресурс] URL: <http://energo.tom.ru/action/trading/>, свободный, - Загл. с экрана. –Яз.рус. Дата обращения: 18.02.2018 г
- 5 Кокшаров В. А., Зорина Я. О. Проблемы конкурентоспособности ТЭЦ на рынках энергии// Энергия - экономика, техника, экология. – 2012.- N 1. - С. 8-14.
- 6 Хлебалин Ю.М. Эффективность модернизации и реконструкции действующих ТЭЦ// Вестник СГТУ.-2011.- N4.-С.238-243.
- 7 Ланге В.В. Способы увеличения конкурентоспособности на предприятии электроэнергетики// Теория и практика современной науки.-2017.- N1.
- 8 Бойко Е.А., Баженов К.В., Грачев П.А., Тепловые электрические станции (паротурбинные энергетические установки ТЭС)/ Е.А. Бойко, К.В. Баженов, П.А. Грачев. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. 152 с.
- 9 Цанев С.В., Тамбиева И.Н., Тепловые схемы и показатели теплофикационных паротурбинных установок ТЭС и АЭС. // Моск. Энерг.ин-т., 1987. - 73 с.
- 10 Антонова А.М., Воробьев А.В. Расчёт показателей работы электростанций. Методич. указания для студентов/ А.М. Антонова, А.В. Воробьев.- Томск: ТПУ,2001.-44с.

- 11 Соловей Д.Н., Поджаров А.В. Использование приключённых турбин для повышения тепловой экономичности и надёжности промышленно-отопительных ТЭЦ// Актуальные проблемы энергетики. – Минск : БНТУ.- 2016. – С. 550-553.
- 12 Е.Я. Соколов Теплофикация и тепловые сети / Соколов Е.Я. – Москва: Изд. МЭИ, 2001. – 472 с.
- 13 MetallExportProm [Электронный ресурс] URL: <http://www.uralmer.ru/podogrevateli/podogrevateli-setevoie-vodi-psg-1300-3-8-i.html>, свободный, - Загл. с экрана. –Яз.рус. Дата обращения: 11.04.2018 г
- 14 Мухаммадаев К.М., Ромашова О.Ю. Выбор схемы и параметров теплофикационных турбин при проектировании на подогрев подпитки / К.М. Мухаммадаев, О.Ю. Ромашова.-Томск:ТПУ,2001.- 4 с.
- 15 РИМТО [Электронный ресурс] URL: <http://www.rimto.ru/catalog/katalog/deaeratory-atmosfernye/deaerator-atmosfernyj-da-100-25>, свободный, - Загл. с экрана. –Яз.рус. Дата обращения: 28.04.2020 г
- 16 ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности».
- 17 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».
- 18 СНиП 23-102-2003 «Естественное освещение жилых и общественных зданий».
- 19 ГОСТ 12.2.061-81 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам».
- 20 СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».
- 21 ГОСТ 12.1.012 - 2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования».
- 22 Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. Учебник для теплоэнерг. спец. Вузov/ В.Я. Рыжкин. - М.: Энергия, 1967. - 400 с.

- 23 Ухоботин М.А., Рябкина М.А. Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ ТХ 34-70-010-85 // Союзтехэнерго.- М.-1985.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

Analysis and development of technical solutions for the reconstruction of RGRES

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ12	Румянцев Александр Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Зайцев Александр Сергеевич	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ ШБИП	Демидова Ольга Михайловна	Старший преподаватель		
Доцент ОИЯ ШБИП	Соколова Эльвира Яковлевна	к.ф.н		

Introduction

The electric power industry is a fundamental industry of Russia. Uninterrupted supply of energy to consumers and creation of favorable conditions for further development of the economy and social sphere depend on its successful functioning. At the present time, the Russian power industry is not going through the best of times, which is due to the general state of the country's economy. Therefore, one of the most important directions of the power industry development is modernization and technical re-equipment of the main assets of the industry, as well as creation of new capacities.

Modern power companies are faced with increasing costs of power generation, which in turn reduces their competitiveness in the market. One of the main factors influencing these costs is inefficient use of heat supply. Therefore it is necessary to investigate possibilities of increasing of heat supply for decreasing of costs of power production and increasing of competitiveness of the company in the power market.

The main acute issue at the majority of thermal power plants is the condition of equipment. Due to the fact that a large number of thermal power plants were commissioned in the middle of the last century, the equipment has already used up its potential. The solution to this problem can be the modernization of old equipment and thereby increasing its efficiency and the efficiency of the entire plant as a whole.

In this work, the reconstruction of the Raichikhinskaya State District Power Plant is considered, which will improve the technical and economic performance of the plant.

Characteristics of the equipment of Raichikhinskaya State District Power Plant

The medium and high-pressure queues have developed cross links for steam and feed water, which ensure uniform loading of equipment. Besides, for steam connection between the turns, it has a 10/3.3 MPa (100/33 kg/cm²) ROU. 2.9 MPa turn has two boilers, CKTI-75-39F type st. 3, 4; a K-12-29 type turbo-generator st. 4; a R-7-29/7 type turbo-generator st. 5. The heat-and-power plant of the station consists of nine heating units: type PSV 200-7-15 st. No.1-5 and type PSV 315-14-23 st. No.6-9, working on steam 0.46 MPa (4.6 kgf/cm²), 0.7 MPa (7 kgf/cm²). To supply heating water six heating pumps of 200D-90A st.1- 3, D-1250-65 st.4 and 300D-90 st.5.6 types are installed. The heating unit is used to supply heating and hot water to the settlement, as well as to supply the power plant's own needs.

Analysis of heat efficiency at Raichikhinskaya State District Power Plant

State District Power Plant showed excellent results in 2015 in terms of specific consumption of fuel equivalent for electric power due to the use of a high-pressure line. In addition, the specific consumption for heat generation was one of the best in DGC JSC. However, the plant's operation in electricity generation depends heavily on the operation of the Bureyskaya HPP, which creates some inconveniences in the operation of the Raichikhinskaya State District Power Plant. Sometimes it is not economically feasible to load the station for electricity, since the HPPs cannot guarantee energy supply and require reserve capacity in the system. To increase the stability of the station's operation, it is necessary to increase the production of electric power on the heat schedule.

At the second stage four boiler units of BKZ-220-100F type, st. No.6-9; a turbine unit of K-50-90 type, st. No.6; a turbine unit of P-33/50-90/8 type, st. No.7 were installed. The turbine unit of K-50-90 type, st. No.6 has fresh steam parameters $P_0=9\text{MPa}$ (90 kgf/cm²), $t_0=535^\circ\text{C}$, condenser pressure $P=0.0035\text{MPa}$ (0.035 kgf/cm²), rated power 50 MW and maximum fresh steam consumption per turbine 205 t/h. Turbine unit П-33/50-90/8 st. No.7 has fresh steam parameters $P_0=9\text{MPa}$ (90 kgf/cm²), $t_0=535^\circ\text{C}$, pressure in P-suction – 0.8-1.3MPa (8-13 kgf/cm²), condenser pressure $P=0.0035\text{MPa}$ (0.035 kgf/cm²). The nominal capacity of the TA - 33MW, maximum - 50MW. The maximum steam flow rate in the P-sample - 125 t/hour. Maximum fresh steam consumption at the turbine unit - 220 t/hour. Steam from the turbine unit is used for heating of heating water in the heating unit, condensate in deaerators and for own needs of the power plant.

Reconstruction of State District Power Plant equipment to increase thermal output

Reconstruction is aimed at increasing production efficiency, reliability of the GRES and economic efficiency.

Project objectives:

- economic effect;
- Increase of reliability and quality of GRES operation;
- Expansion of the TPP heat supply zone.

Selection of turbine unit for reconstruction

In the period from 2005 to 2007 at the high pressure line of the Raichikhinskaya GRES reconstruction of steam extraction turbine unit No.7 with organization of 0.8-1.3 MPa production steam extraction and installation of a 10/3.3 MPa steam generator was carried out. Thus, steam sources for the existing STU were transferred from the medium pressure stage to the high pressure stage.

Reconstruction of TA No. 6 is the final stage in the work on decommissioning of generating equipment of the medium-pressure line at Raichikhinskaya GRES and organization of STS at the high-pressure line.

Translated with www.DeepL.com/Translator (free version) **Reconstruction of K-50-90-3**

The turbine K-50-90 LMZ st. 6 is reconstructed for the purpose of arranging regulated steam extraction with pressure of 0.15-0.25 MPa without increasing the consumption of direct steam.

From the constructive point of view and in accordance with the thermal characteristics of the flowing part the regulated steam extraction is organized after the 18th stage [8]. For this purpose the project shall solve the following tasks:

- arranging the extraction by removing the diaphragm and cutting off the wheel of the 19th stage;
- installation of the rotary diaphragm in the place of the 20th stage;
- to increase the pressure of steam before the 20th stage in order to reduce the throttling of steam flowing through the rotary diaphragm into the LPC, it was decided to increase the thermal differentials triggered by stages 20 and 21 and the diaphragm of the 21st stage. Thus, part of the thermal differential triggered earlier on stage 19 will be triggered on stages 20, 21. The remaining heat difference of the removed 19 stage is redistributed to the 17 and 18 stages, which required replacing the diaphragm and shrouding the 18 stage;
- in order to be able to draw steam from the turbine and to accommodate the drive of the rotary diaphragm, the middle part of the cylinder is replaced by a new

one (welded construction) with draw-off nozzles;

- on the basis of constructive conditions of fulfillment of the middle part of a cylinder and formation of a flowing part of 17... 20 turbine stages the steam extraction behind the 17th stage, earlier used at PND-4, is eliminated by installation of the 18th stage diaphragms into the new casing common for the diaphragms of the 16th ... 18th stages;

- installation of steam lines of withdrawals and change of regeneration scheme, exclusion of LDPE-3 from operation;

- change of steam suction scheme from the front end seal;

- modernization of regulation system, oil supply and protection.

The modernized steam turbine BK-50-90-3, st. No.6, plant No.848 is equipped with regulated heat extraction for heat supply for the needs of social and domestic consumers.

Parameters of turbine operation after reconstruction [8]:

- nominal pressure of fresh steam $R_o=9$ MPa;

- nominal temperature of fresh steam $t_o=535$ °C;

- nominal steam pressure in the condenser $P_k=0.0035$ MPa;

- maximum fresh steam flow rate to the turbine $G_o=215$ t/h;

- temperature of feed water at normally switched on regeneration $t_{pv}=215$ °C;

- pressure in regulating stage chamber at maximum fresh steam flow rate and normally switched on regeneration $P_{pc}=7.7$ MPa;

- maximum electric capacity of the turbine at maximum fresh steam flow rate, nominal parameters and normally switched on regeneration $N_{el} = 55$ MW.

- temperature schedule of the heating network - in winter - 130 °C;

In summer - 70°C;

- heat output of heat extraction - 56 Gcal/hour (65 MW/hour);

- duration of the heating period - 5088 hours;

- regulated heat extraction of 0.12-0.25 MPa (1.5-2.5 kgf/cm²) steam with increase of steam consumption per turbine within the limits of 205-215 t/h

- maximum fresh steam flow rate after reconstruction $G_0=205-215$ t/h;
- rated steam flow rate to regulated extraction $G_t=100$ t/h, maximum steam flow rate to regulated extraction $G_t=150$ t/h;
- nominal electric capacity in condensation mode - 50 MW, in cogeneration mode - 45 MW;
- after reconstruction by steam of heat extraction of the turbine will work for the projected autonomous boiler house;
- economical operation of the turbines after the reconstruction is determined by the diagram of modes, taking into account the corrections to it for the value of steam pressure in the regulated extraction.

A regulating diaphragm is installed in the heat extraction chamber. The maximum steam throughput in a LDPE through a completely closed diaphragm is about 15 t/h at a nominal pressure in the heat extraction chamber of 0.12 MPa (1.2 kg/cm²) [8].

Steam distribution remains nozzle-based. In connection with increased steam consumption in the turbine, stages 2, 3, 4, 5, 6 (diaphragms and working blades) are to be replaced. The remaining pressure stages (diaphragms and impellers) are used the existing ones. The sleeve for installation of diaphragms from stages 2 to 6 can be used as existing one with modification or a new one can be made, depending on its actual condition. The half coupling, oil protecting sleeve and rear end seal sleeve remain unchanged.

The middle part of the cylinder, previously a cast structure, is replaced by a welded one, with three welded cages for installation of diaphragms. In the upper part of the middle part there is a steam outlet with an elliptical flange, for connection of a steam intake device of the heat extraction pipeline.

This pipeline is equipped with a check valve, a stop-regulating valve and an electrified gate valve in front of the plant collector.

A safety valve is installed on the heat extraction pipe and the necessary protections and interlocks are provided. By means of a pressure regulator, a control diaphragm actuator and an intermediate converter, the pressure in the heat extraction

line is regulated to the set limit.

There is a drainage system on the heat extraction pipeline:

- up to the feedback valve;
- from the body of the feedback valve;
- after the feedback valve.

An advanced hydraulic regulation system is installed on the turbine, which controls the valves and the rotary diaphragm. To prevent emergency situations, a special automatic protection device is installed on the TA.

Adjustment of steam pressure in the heat extraction is performed by means of a rotary diaphragm, which is controlled by lever transmission via servo drive, as well as by the extraction stop valve.

The control system includes a pressure sensor and hydraulic motors. The shutoff valve is opened by the pressure of the small, the valve is closed back by the return spring. The diaphragm is controlled by a servomotor.

If the absolute pressure in the heat extraction chamber rises to limit II – 0.3 MPa (3.0 kgf/cm²).

In order to prevent operation of protection, electric interlocks are implemented, which, when steam pressure in heat extraction chamber reaches 0.26 MPa (2.6 kg/cm²) - I pressure increase limit - provide impact on rotary diaphragm and turbine control valves (RC), directed to decrease pressure in extraction:

- The pressure regulator automatically moves to the "turn down" side (until the RDTO or PD limit switch closes);

- The MCC automatically moves to the side "decrease", if the heat extraction diaphragm is fully open and the steam pressure in the heat extraction is higher than the I limit.

In case the heat extraction valve trips, the turbine will have to be stopped for its inspection, so the valve trip set point is set higher than the pressure rise protection set point.

The safety valve is set to actuation at absolute pressure of 0.42 MPa. The valve is designed for steam flow through the turbine, therefore, in the heat scheme

it should be categorically excluded the possibility of supply of extraneous steam to the heat extraction.

Conclusion

As a part of the work the options of reconstruction of the State District Power Plant were considered, taking into consideration the increasing heat load, and after introducing some changes the annual capacity of this plant has been calculated. There was an analysis of the choice of the optimal heating coefficient, which was 0.45, provided that $K_{sp} = 16,000$ rubles. The results of calculations showed that reconstruction of the GRES will lead to reduction of specific fuel consumption by 33.9 kg of conditional fuel/Gcal. The specific fuel consumption for heat production before the reconstruction was 311 kg of fuel equivalent/Gcal, and after the reconstruction it was 277.1 kg of fuel equivalent/Gcal. This is due to the additional generation of electricity at the consumption of heat. The tariff for the supplied heat and electric energy was calculated: one kilowatt of electric energy costs $T_e=5.31$ rubles, and one gigajoule of thermal energy costs $T_t=42.6$ rubles. It follows from the calculations that the technical and economic indicators of the reconstructed State District Power Plant allow the output to be competitive in the energy market.