

Школа Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СЕТЕВОЙ УСТАНОВКИ КРАСНОЯРСКОЙ ГРЭС-2

УДК 621.311.22:621.311.1

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б6А1	Михайлов Олег Валерьевич		

Руководитель / консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	О.Ю. Ромашова	к.т.н., доцент		
Ст. преподаватель НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	В.Н. Мартышев			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Т.Б. Якимова	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	О.А. Антонец	к.б.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника, доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	А.М. Антонова	к.т.н., доцент		

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы бакалавриата, указанными в ФГОС ВПО по направлению 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
	<i>Универсальные компетенции</i>
P1	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе <i>на иностранном языке</i> , разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты <i>комплексной</i> инженерной деятельности.
P2	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе междисциплинарном, с делением ответственности и полномочий при решении <i>комплексных</i> инженерных задач.
P3	Демонстрировать <i>личную</i> ответственность, приверженность и следовать профессиональной этике и нормам ведения <i>комплексной</i> инженерной деятельности с соблюдением правовых, социальных, экологических и культурных аспектов.
P4	Анализировать экономические проблемы и общественные процессы, участвовать в общественной жизни с учетом принятых в обществе моральных и правовых норм.
P5	К достижению должного уровня экологической безопасности энерго- и ресурсосбережения на производстве, безопасности жизнедеятельности и физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.
P6	Осознавать необходимость и демонстрировать <i>способность</i> к самостоятельному обучению в течение всей жизни, непрерывному самосовершенствованию в инженерной профессии, организации обучения и тренинга производственного персонала.
	<i>Профессиональные компетенции</i>
P7	Применять <i>базовые</i> математические, естественнонаучные, социальноэкономические знания в профессиональной деятельности в <i>широком</i> (в том числе междисциплинарном) контексте в <i>комплексной</i> инженерной деятельности в производстве тепловой и электрической энергии.
P8	Анализировать научно-техническую информацию, ставить, решать и публиковать результаты решения задач <i>комплексного</i> инженерного анализа с использованием <i>базовых и специальных</i> знаний, нормативной документации, современных аналитических методов, методов математического анализа и моделирования теоретического и экспериментального исследования.
P9	Проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных разработок объектов производства тепловой и электрической энергии, выполнять <i>комплексные</i> инженерные проекты с применением <i>базовых и специальных</i> знаний, <i>современных</i> методов проектирования для достижения <i>оптимальных</i> результатов, соответствующих техническому заданию с <i>учетом</i> нормативных документов, экономических, экологических, социальных и других ограничений.
P10	Проводить <i>комплексные</i> научные исследования в области производства тепловой и электрической энергии, включая поиск необходимой информации, эксперимент, анализ и интерпретацию данных, и их подготовку для составления обзоров, отчетов и научных публикаций с применением <i>базовых и специальных</i> знаний и <i>современных</i> методов.

P11	Использовать информационные технологии, использовать компьютер как средство работы с информацией и создания новой информации, осознавать опасности и угрозы в развитии современного информационного общества, соблюдать основные требования информационной безопасности.
P12	Выбирать и использовать необходимое оборудование для производства тепловой и электрической энергии, управлять технологическими объектами на основе АСУТП; использовать инструменты и технологии для ведения комплексной практической инженерной деятельности с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений.
	<i>Специальные профессиональные</i>
P13	Участвовать в выполнении работ по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов теплоэнергетического производства, контролировать организацию метрологического обеспечения технологических процессов теплоэнергетического производства, составлять документацию по менеджменту качества технологических процессов на производственных участках.
P14	Организовывать рабочие места, управлять малыми коллективами исполнителей, к разработке оперативных планов работы первичных производственных подразделений, планированию работы персонала и фондов оплаты труда, организовывать обучение и тренинг производственного персонала, анализировать затраты и оценивать результаты деятельности первичных производственных подразделений, контролировать соблюдение технологической дисциплины.
P15	Использовать методики испытаний, наладки и ремонта технологического оборудования теплоэнергетического производства в соответствии с профилем работы, планировать и участвовать в проведении плановых испытаний и ремонтов технологического оборудования, монтажных, наладочных и пусковых работ, в том числе, при освоении нового оборудования и (или) технологических процессов.
P16	Организовывать работу персонала по обслуживанию технологического оборудования теплоэнергетического производства, контролировать техническое состояние и оценивать остаточный ресурс оборудования, организовывать профилактические осмотры и текущие ремонты, составлять заявки на оборудование, запасные части, готовить техническую документацию на ремонт, проводить работы по приемке и освоению вводимого оборудования.

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 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.М. Антонова
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5ББА1	Михайлову Олегу Валерьевичу

Тема работы:

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СЕТЕВОЙ УСТАНОВКИ КРАСНОЯРСКОЙ ГРЭС-2

Утверждена приказом директора (дата, номер)

--	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:

1 июня 2021 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Объект исследования – теплофикационная установка Красноярской ГРЭС-2.</p> <p>Режим работы – периодический (отопление), непрерывный (горячее водоснабжение).</p> <p>Тепловая мощность - 976 Гкал/час.</p> <p>График температур сетевой воды – 150/70 °С.</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Краткое описание оборудования и схемы теплофикационных установок 1.1. Тепловая схема ГРЭС и основное оборудование; 1.2. Характеристики оборудования теплосети 2. Анализ состояния теплофикационных установок 3. Мероприятия по повышению экономичности и надежности работы 4. Методика оценки состояния поверхности теплообмена сетевых подогревателей 5. Порядок пользования способом оценки состояния сетевых подогревателей 6. Установленная и располагаемая мощность теплофикационных установок 7. Мероприятия по предотвращению отложений на трубных системах сетевых подогревателей 8. Организация условий труда работников 9. Охрана окружающей среды 10. Список литературы
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Принципиальная тепловая схема – 1 лист формата А1 2. Принципиальная схема сетевых установок – 1 лист формата А1

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Т. Б. Якимова
Социальная ответственность	О. А. Антонец

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

--

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	О.Ю. Ромашова	к.т.н., доцент		01.12.20
Ст. преподаватель НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	В.Н. Мартышев			01.12.20

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б6А1	Михайлов Олег Валерьевич		01.12.20

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б6А1	Михайлову Олегу Валерьевичу

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	И. Н. Бутакова
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Тема ВКР:

Анализ эффективности работы сетевой установки Красноярской ГРЭС-2	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	<p>Объект исследования: сетевая установка Красноярской ГРЭС-2, турбинное отделение КТЦ 1 и 2, 1-10 энергоблоки.</p> <p>Рабочее место машиниста-обходчика – БЩУ, турбинное отделение блоков 1-10.</p> <p>Область применения: выработка тепловой энергии.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.</p> <p>ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.</p> <p>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p> <p>ГОСТ 21889-76. Система «человек-машина». Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования.</p> <p>ГОСТ 21752-76. Система «человек-машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - аномальные микроклиматические параметры воздушной среды на местонахождении работающего: температура и относительная влажность воздуха; - чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания; - повышенный уровень общей вибрации;

	<p>- повышенный уровень шума;</p> <p>- отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения;</p> <p>Опасные факторы:</p> <p>- действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты;</p> <p>- движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции);</p> <p>- чрезмерно высокая или низкая температура материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека;</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: выбросы газа, пыли, золы.</p> <p>Гидросфера: тепловое загрязнение.</p> <p>Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами (бензопирен, тяжелые металлы).</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: Пожары и взрывы в цеху, выбросы пара высокого давления.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожар.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.02.2021
------------------------------------------------------	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич Ольга Алексеевна	Кандидат биологических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б6А1	Михайлов Олег Валерьевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б6А1	Михайлову Олегу Валерьевичу

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение школы (НОЦ)	И. Н. Бутакова
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.01 «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>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников «НИ ТПУ».
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Норма амортизации основных фондов 20% Районный коэффициент 1,3
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Социальные отчисления 30% от ФЗП

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Анализ конкурентоспособности проекта. Проведение SWOT- анализа
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Формирование плана и графика проекта: - определение структуры работ; - определение трудоемкости работ. Формирование бюджета затрат проекта.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Определение эффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT-анализа 2. Диаграмма Ганта 3. Бюджет затрат на проектирование

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б6А1	Михайлов Олег Валерьевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа – 66 страниц, 19 таблиц, 3 рисунка, 25 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: расход, теплофикация, теплообменник, турбоагрегат отбор пара.

Объектом исследования является теплофикационная установка Красноярской ГРЭС-2.

Цель работы – провести анализ работы сетевой установки станции.

В процессе исследования проводилась оценка сетевой установки. Полученные результаты говорят о том, что установка находится в удовлетворительном состоянии.

Область применения: выработка тепловой энергии.

Список сокращений и обозначений

ТЭС - тепловая электрическая станция;

ПСВ - подогреватель сетевой воды вертикальный;

ПСГ - подогреватель сетевой воды горизонтальный;

БУ - бойлерная установка;

ПНД - подогреватель низкого давления;

ПВД - подогреватель высокого давления;

ЦВД - цилиндр высокого давления;

ЦНД - цилиндр низкого давления;

ВСП - верхний сетевой подогреватель;

НСП - нижний сетевой подогреватель;

ТРУ – теплораспределительный узел;

Оглавление

Введение.....	12
1 Характеристика объекта.....	13
1.1 Тепловая схема Филиала АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» - Красноярская ГРЭС-2 и основное оборудование.....	13
1.2 Характеристики оборудования теплосети Филиал АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» - Красноярская ГРЭС-2.....	16
1.3 Краткое описание действующей принципиальной тепловой схемы турбины ПТ-135/165 130/15.....	22
1.4 Описание схемы теплосети теплофикационных блоков ст. № 9, 10.....	25
2 Анализ состояния теплофикационных установок.....	29
2.1 Мероприятия по выявлению неучтенных расходов химически очищенной воды.....	29
2.2 Эксплуатационный анализ работы сетевых подогревателей.....	30
3 Мероприятия по повышению экономичности и надежности работы теплосети.....	33
4 Методика оценки состояния поверхности теплообмена.....	35
5 Порядок пользования способом оценки состояния сетевых подогревателей.....	36
6 Установленная и располагаемая мощность сетевых подогревателей.....	37
7 Мероприятия по предотвращению отложений на трубных системах сетевых подогревателей.....	38
8 Социальная ответственность.....	40
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	40
8.2 Производственная безопасность.....	42
8.3 Экологическая безопасность.....	50
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	53
9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	56
Заключение.....	64
Список использованных источников.....	65

Введение

Теплофикация является одним из самых рациональных методов, предназначенных для организации централизованного теплоснабжения, она служит одним из основных путей, применяемых в целях снижения удельного расхода топлива на выработку электрической энергии.

Теплофикационные установки тепловых электрических станций служат для подготовки (подогрева) воды, циркулирующей в теплосетях, за счёт использования пара от отборов турбин. В основе установки находится подогреватель сетевой воды, кожухотрубный поверхностный теплообменник.

Рассматриваемая в данной работе станция, Филиал АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» - Красноярская ГРЭС-2, является электростанцией федерального уровня, одной из самых крупных станций в восточной России. Станция находится в городе Зеленогорске, в 167 километрах к востоку от столицы Красноярского края, города Красноярск, на берегу реки Кан. История станции, к настоящему моменту, насчитывает уже шестьдесят лет. Станция входит в состав АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)».

1 Характеристика объекта

1.1 Тепловая схема Филиала АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» - Красноярская ГРЭС-2 и основное оборудование

Установленная электрическая мощность станции - 1260 МВт.

Тепловая мощность - 976 Гкал/час.

На рисунке 1 представлена принципиальная тепловая схема Красноярской ГРЭС-2.

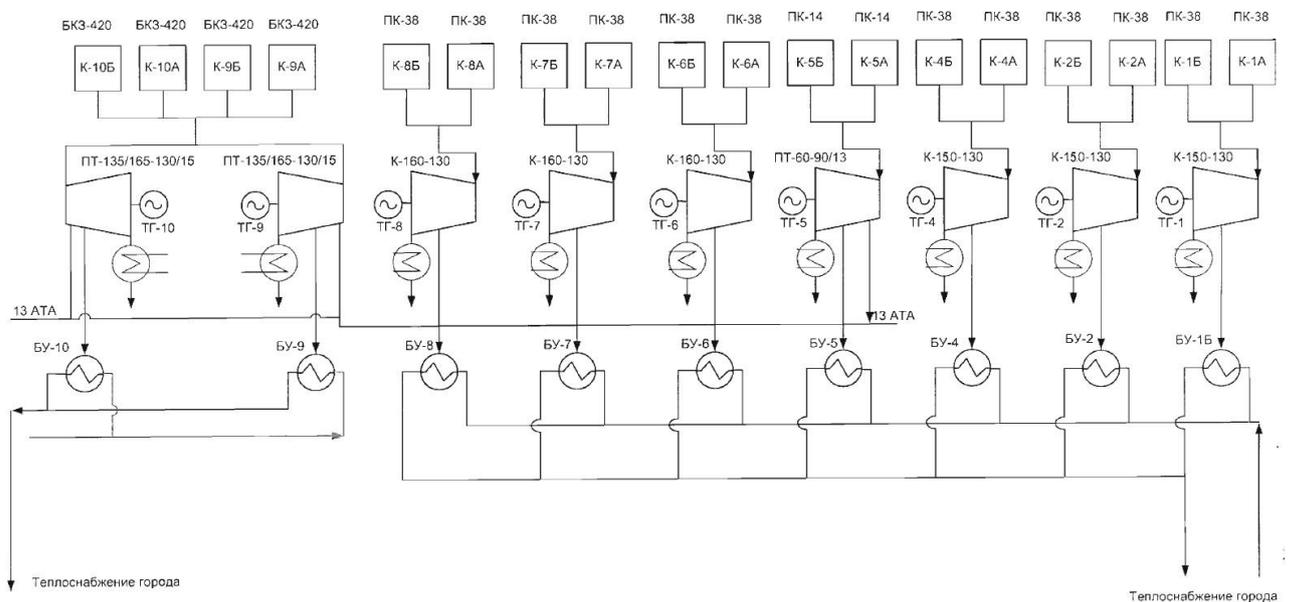


Рисунок 1 - Принципиальная тепловая схема Красноярской ГРЭС-2

Технологическая схема станции состоит из 9 энергоблоков:

Котлотурбинный цех № 1:

Блоки № 1, 2, 4 – конденсационные дубль-блоки, в составе которых два прямоточных котла типа ПК-38-5 с паропроизводительностью 270 т/ч каждый, с параметрами острого пара на выходе из котлов 140 кгс/см², 545 °С и одной паровой турбины типа К-150-130-2 с начальными параметрами пара 130 кгс/см², 540 °С;

Блок № 5 – теплофикационный дубль-блок, в составе двух барабанных котлов типа ПК-14-2 с паропроизводительностью 220 т/час каждый, с параметрами острого пара на выходе из котлов 100 кгс/см², 540 °С и одной турбины ПТ-60-90/13-2 на начальные параметры пара 90 кгс/см², 535 °С с одним производственным отбором пара 13 кгс/см² и одним теплофикационным отбором пара 0,7 ÷ 2,5 кгс/см²;

Блоки № 6, 7, 8 – конденсационные дубль-блоки, в составе двух прямоточных котлов типа ПК-38-7 паропроизводительностью по 270 т/ч каждый, с параметрами острого пара на выходе из котлов 140 кгс/см², 545 °С и одной турбины типа К-160-130 на начальные параметры пара 130 кгс/см², 540 °С;

Котлотурбинный цех № 2:

Блоки № 9, 10 – теплофикационные блоки, состоящие из двух барабанных котлов БКЗ-420-140ПТ-2 паропроизводительностью по 420 т/час каждый, с параметрами острого пара на выходе из котлов 140 кгс/см², 560 °С и турбинами ПТ-135/165-130/15 начальные параметры пара 130 кгс/см², 555 °С, с поперечными связями по воде и пару, с одним производственным отбором 12 ÷ 21 кгс/см², двумя теплофикационными отборами пара 0,9 ÷ 2,5 кгс/см² и 0,4 ÷ 1,2 кгс/см².

В качестве основного топлива на станции применяется бурый уголь марки 2БР Переясловского и Ирша-Бородинского разрезов. Растопочным топливом служит топочный мазут марки М-100. Применение резервного вида топлива на станции не предусмотрено проектом.

На сегодняшний день на Красноярской ГРЭС-2 задействовано два ввода топливоподачи: первый ввод, служит для снабжения первой и второй очереди, имеет производительность 1100 тонн в час, и второй ввод, для снабжения третьей очереди с производительностью 550 тонн в час.

Красноярская ГРЭС-2 имеет сезонное ограничение мощности, от 15 до 30 МВт: в период с января по май оно составляет 20 МВт (или 1,6% от

установленной мощности станции), с июня по август - 30 МВт (2,4 %), в сентябре - 16 МВт (1,2%) и в период с октября по декабрь 21 МВт (1,7%).

Вызваны эти ограничения недостаточностью тепловых нагрузок турбин типа ПТ девятого и десятого блоков станции (в связи с отсутствием потребителей пара и конструктивными особенностями эксплуатируемых агрегатов). В зимний период пар используется для нагрева сетевой воды. В летний период пар не используется, что влечет за собой ограничение электрической мощности турбин.

Источником воды для станции является река Кан. Система водоснабжения состоит из открытых подводящих каналов от реки, береговых насосных, напорных трубопроводов и сбросных каналов. Вода используется для восполнения потерь в основном тепловом цикле, на горячее теплоснабжение, охлаждение отработанного пара в турбинах, охлаждение механизмов, гидротранспорта воды. Забор воды и сброс теплой воды осуществляется выше плотины. Плотина обеспечивает надежный забор воды, поддержание постоянного уровня воды в любое время года.

Филиал вырабатывает два вида энергии: тепловую и электрическую. Тепловая энергия полностью используется в инфраструктуре города, предусматривая собой тепло отпущенное с сетевой водой и паром на производство.

Выработанная электрическая энергия через систему повышающих трансформаторов поступает на подстанцию «Камала». С шин 110 кВ электрическая энергия используется на нужды города и предприятий, а с шин 500 кВ по межсистемным линиям связи передается в единую энергосистему России.

Отпуск технологического пара на Красноярской ГРЭС – 2 осуществляется от отборов пара от турбины.

1.2 Характеристики оборудования теплосети Филиал АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» - Красноярская ГРЭС-2

Красноярская ГРЭС-2 обеспечивает отпуск тепловой энергии оптовому потребителю МУП ТС для нужд отопления, вентиляции и горячего водоснабжения ЗАТО города Зеленогорска. Фактический отпуск тепловой энергии осуществляется в четыре теплосети, с открытым водоразбором. Каждая тепловая сеть имеет установленную пропускную способность и гидравлическую характеристику, свою систему автоматического регулирования температуры сетевой воды, задаваемой потребителем в соответствии со справкой, выдаваемой ГидроМетеорологическим центром, по температуре наружного воздуха.

Зависимость температуры прямой и обратной сетевой воды от температуры наружного воздуха представлена на рисунке 2. Максимальная температура прямой сетевой воды 150 °С достигается при минимальной температуре наружного воздуха в минус 43 °С.

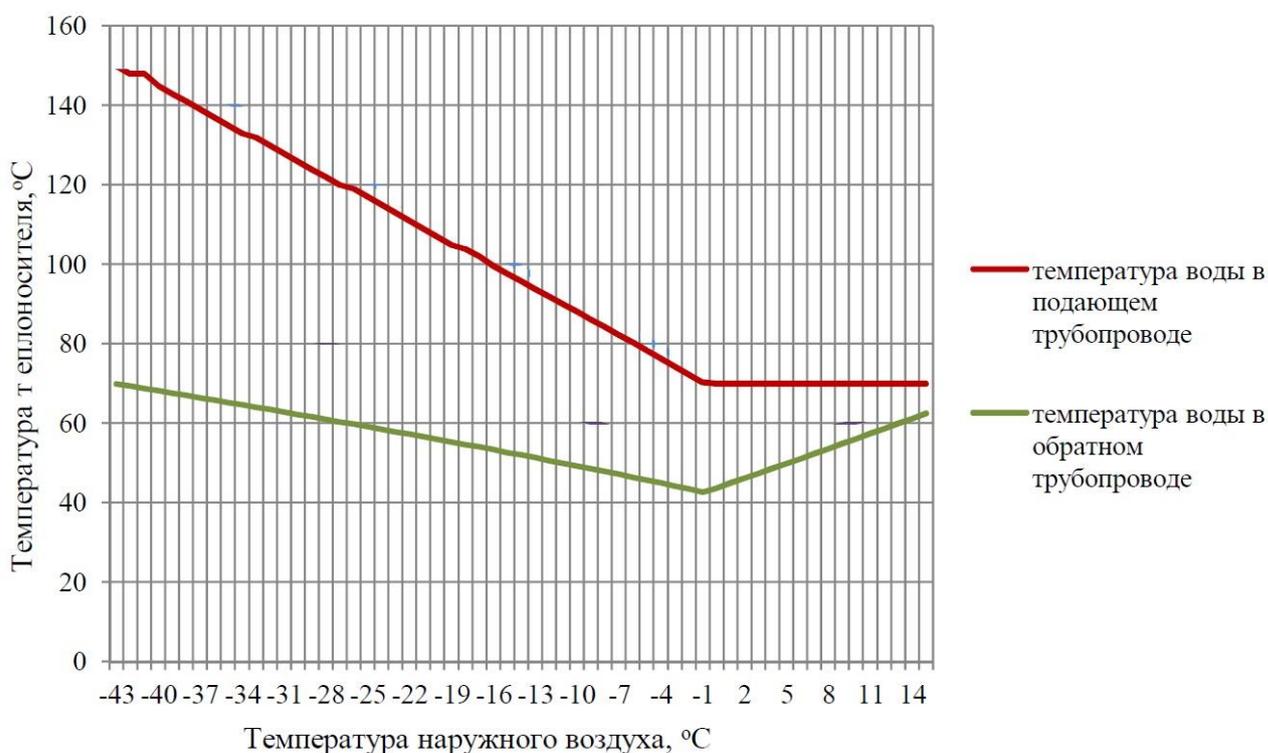


Рисунок 2 - Температурный график тепловых сетей от ГРЭС-2

В дальнейшем тепловая энергия транспортируется по магистральным тепловым сетям протяженностью 18 километров, находящимся в собственности оптового покупателя-перепродавца тепловой энергии, МУП ТС Зеленогорска.

Потребителям, расположенным вблизи от Красноярской ГРЭС-2, тепловая энергия транспортируется по сетям, находящимся в их собственности. На балансе филиала собственных тепловых сетей нет.

Учет отпущенных энергоресурсов ведется на границе балансовой принадлежности. Приборы учета проходят государственную поверку и к началу отопительного сезона допускаются в эксплуатацию согласно «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя» с заполнением соответствующих актов.

При отпуске горячей воды применяются сетевые подогревательные установки, состоящие из одного или нескольких отдельных подогревателей (в зависимости от количества отпускаемого тепла).

По параметрам среды подогреватели сетевой воды разделяются на основные и пиковые. Основные подогреватели установлены возле турбины и работают при низком давлении пара. Пиковые подогреватели запитываются паром большего давления и служат для дополнительного нагрева сетевой воды, обычно, во время сильных морозов, когда температура сетевой воды после основных сетевых подогревателей недостаточна.

На Красноярской ГРЭС-2 наибольшее применение нашли вертикальные подогреватели типа ПСВ. На рисунке 3 представлена схема подогревателя ПСВ-315-14-23.

В состав теплофикационной установки входят:

- бойлерные установки;
- схемы подпитки теплосети;
- сетевые насосы;
- трубопроводы прямой, обратной и подпиточной воды;
- водогрейные котлы.

Бойлерные установки предназначены для подогрева сетевой воды от температуры 70 °С до 150 °С.

Сетевая вода на входе в сетевые подогреватели должна удовлетворять требованиям ПТЭ, СанПиН 1.2.3685-21 [24].

Внутростанционные тепловые сети, по принадлежности к энергоблокам, делятся на четыре очереди. Трубопроводы прямой и обратной сетевой воды всех очередей внутростанционных тепловых сетей замыкаются на входном и выходном коллекторах теплового распределительного устройства.

Первая очередь теплосети - БУ-1 Б, БУ-2, БУ-3, БУ-4:

Бойлерная установка БУ-1Б турбоагрегата К-160-130 ст. № 1 состоит из двух основных бойлеров и двух пиковых:

- Бойлер основной типа ПСВ-500 - 2 шт.;
- Бойлер пиковый типа ПСВ-500 - 2 шт.

Бойлерные установки турбоагрегатов К-160-130 ст. № 2, 4. Каждая из них состоит из одного основного бойлера и двух пиковых:

- Бойлер основной типа БО - 200 - 1 шт.;
- Бойлер пиковый типа БП - 200 - 2 шт.

Бойлерная установка БУ-3 состоит из одного основного бойлера и трех пиковых. Основной бойлер служит расширителем и охладителем дренажа. Все пиковые бойлера запитаны паром от коллектора 13 ата, с энергоблоков 5, 9, 10:

- Бойлер основной типа ПСВ - 500 - 1 шт.;
- Бойлер пиковый типа ПСВ - 500 - 3 шт.

Вторая очередь теплосети - БУ-5:

Бойлерная установка БУ - 5 турбоагрегата ПТ – 60–90/13 ст. № 5 состоит из двух основных бойлеров и двух пиковых:

- Бойлер основной типа ПСВ-500 - 2 шт.;
- Бойлер пиковый типа ПСВ-500 - 2 шт.

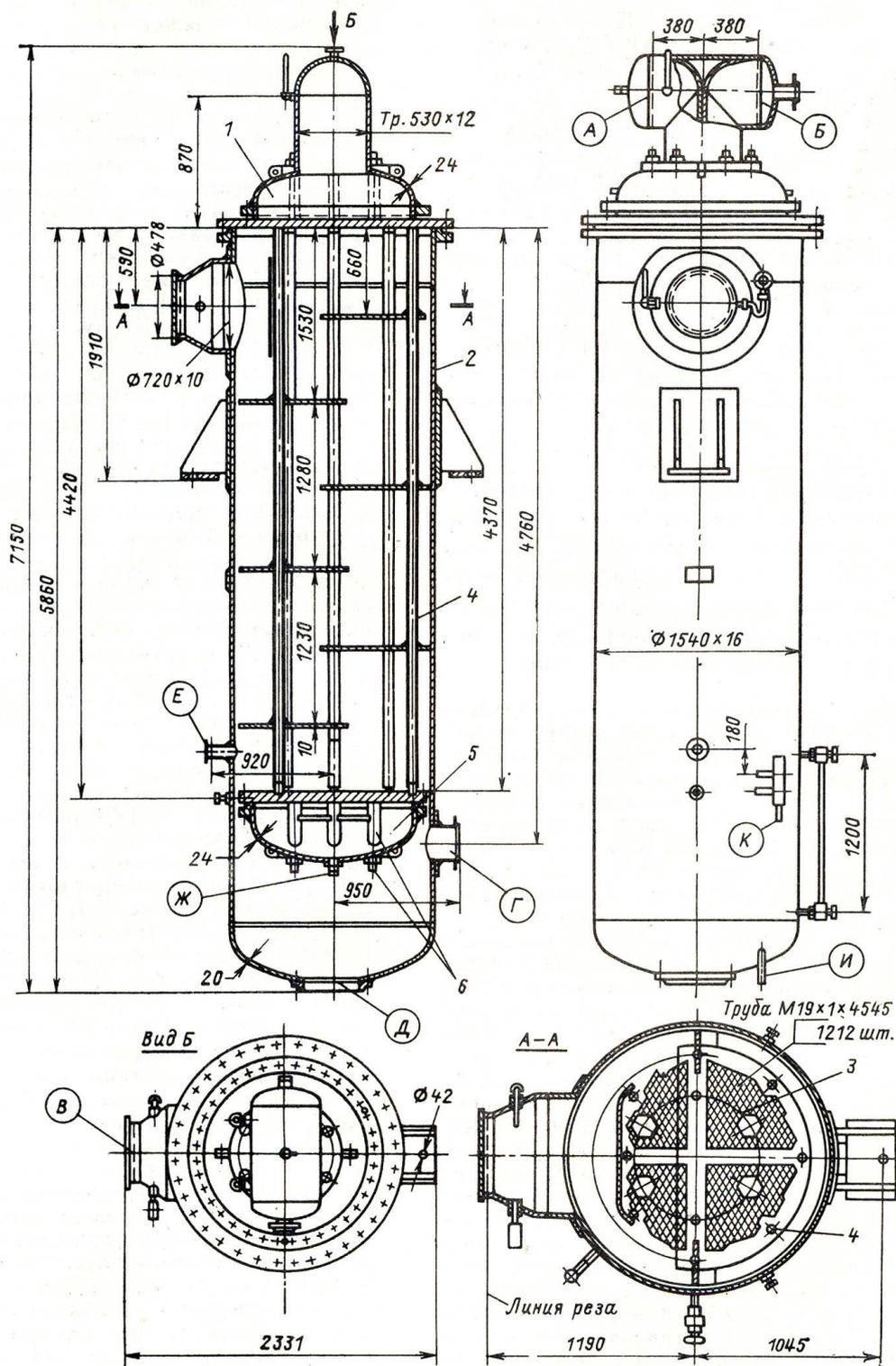


Рисунок 3 - Вертикальный сетевой подогреватель ПСВ-315-14-23

А и Б — патрубки подвода и отвода сетевой воды; В — подвод греющего пара; Г — подвод дренажа (конденсата греющего пара) от подогревателя с более высоким давлением греющего пара при каскадном сливе; Д — отвод дренажа из подогревателя; Е — отсос паровоздушной смеси; Ж — штуцер для спуска сетевой воды из нижней («плавающей») водяной камеры; И — штуцер для спуска сетевой воды на нижнем днище корпуса подогревателя; К — датчик дистанционного измерителя уровня дренажа в корпусе подогревателя; 1 — верхняя водяная камера; 2 — корпус подогревателя; 3 — трубная система; 4 — анкерные трубки каркаса трубного пучка; 5 — «плавающая» водяная камера; 6 — анкерные связи трубной доски

Третья очередь теплосети - БУ-6, БУ-7, БУ-8:

Бойлерные установки турбоагрегатов К-160-130 ст.№ 6, 7, 8 состоят из одного основного и одного пикового бойлера:

- Бойлер основной типа ПСВ-315 - 1 шт.;
- Бойлер пиковый типа ПСВ-315 - 1 шт.

Четвёртая очередь теплосети. Подогреватели сетевой воды теплофикационных блоков ст. №9, 10:

- Основные подогреватели сетевой воды горизонтальные 9, 10 - ПСГ-1, 2 типа ПСГ-1300-3-8-1 - 4 шт.;

- Пиковые подогреватели сетевой воды 9-ПСВО, 10-ПСВО(Т) типа ПСВ-315-14-23 – 3 шт., 9-ПСВТ типа ПСВ-500-14-23 - 1 шт.;

Подогреватель химически очищенной воды (ПХОВ): ПСВ-200-7-15 - 1 шт.

Для того чтобы иметь возможность осуществлять через коллектор теплораспределительного узла отпуск тепла потребителю от всех четырёх внутренних теплосетей предусмотрены специальные связывающие перемычки.

Сетевые насосы:

Сетевые насосы предназначены для подачи обратной сетевой воды через бойлерные установки блоков.

Первая очередь теплосети: 6 сетевых насосов (1,1а,2, 2а, 3, 3а).

Вторая очередь теплосети: 4 сетевых насоса (4, 4а, 5, 6).

Третья очередь теплосети: 3 сетевых насоса (7, 8, 9).

Теплосеть теплофикационных блоков ст.№ 9,10 включает в себя:

- Сетевые насосы СН-10, 11, 12, 13 - 4 шт.
- Подпорные сетевые насосы ПСН-9А, 9Б, 10А, 10Б - 4 шт.
- Летние сетевые насосы ЛСН-9, 10, 11, 12, 13, 14 - 6 шт.

Характеристика сетевых насосов, установленных на теплосети Красноярской ГРЭС – 2:

1, 2, 3, 5 – ЦН – 1000, $Q = 1000 \text{ м}^3$, $H = 230 \text{ м.в. ст.}$;

4, 4а – Д – 1250 – 125 , $Q = 1250 \text{ м}^3$, $H = 125 \text{ м.в. ст.}$;
1а, 2а, 3а, - 10НМК – 2, $Q = 720 \text{ м}^3$, $H = 170 \text{ м.в. ст.}$;
6, 8, 9 - 10НМК – 2, $Q = 720 - 1000 \text{ м}^3$, $H = 140 - 170 \text{ м.в. ст.}$;
7 - 10НМК – 2, $Q = 1000 \text{ м}^3$, $H = 180 \text{ м.в. ст.}$;
СН-10, 11, 12, 13: СЭ-2500-180 – 4 шт.;
ПСН-9А, 9Б, 10А, 10Б: СЭ-2500-60 – 4 шт.;
ЛСН-9, 10: ЦН-1000-180 – 2 шт.;
ЛСН-11, 12, 13, 14: ЦН-400-200 – 4 шт.;

Состав схемы подпитки теплосети:

Схема теплоснабжения открытая. Согласно [21] для подготовки подпитки теплосети (теплоносителя) используется вода, соответствующая требованиям технических регламентов и санитарно-эпидемиологических правил и нормативов, регламентирующих безопасность и безвредность питьевой воды.

Для подпитки используется вода, поступающая из города по трем хозяйственно-питьевым водопроводам. В химическом цехе она проходит химическую очистку, нагревается до $30 \text{ }^\circ\text{C}$ после чего поступает, по двум трубопроводам, в котлотурбинный цех в подогреватели подпитки теплосети энергоблоков ст. № 1-8 с целью подогрева до температуры в $95 \text{ }^\circ\text{C}$ (ППТ №1, 2 энергоблока ст. № 5, блочные ППТ-6, 7, 8 и БУ-2, БУ-4). Далее химически очищенная вода поступает в деаэраторы теплосетей № 1, 3, где нагревается до $105 \text{ }^\circ\text{C}$ и проходит деаэрирование. После деаэратора подпиточная вода самотеком поступает в обратный трубопровод теплосети, а также в аккумуляторные баки теплосети с целью покрытия пиковых нагрузок горячего водоразбора.

Рассмотрим схему подпиточной воды, которая включает в себя следующее оборудование:

Деаэраторы подпитки теплосети – их целью является удаление из подпиточной воды, путем термического разложения бикарбонатов,

растворенных в подпиточной воде коррозионно – активных газов: кислорода, свободной двуокиси углерода.

Характеристика деаэраторов:

Деаэраторы подпитки теплосети № 1, 3 типа ДСП – 400 с двумя деаэрационными колонками. Давление пара 1,2 кгс/см². Аккумуляторный бак деаэратора $V = 70 \text{ м}^3$

Подогреватели подпитки теплосети:

Служат для подогрева подпиточной воды от температуры 30 °С до 90 - 100 °С.

БУ № 1 типа БП – 200 (2 шт) запитана от коллектора пара 13 ата, используется для подогрева подпиточной воды, от сетевой воды отглушена.

5-ППТ-1,2 типа БП – 200 установлены на блоке № 5, давление греющего пара 1,2 ÷ 2,5 кгс/см² от регулируемого отбора турбины.

ППТ - 6,7,8 типа ПН-200-16-7-1 установлены на блоках ст. № 6, 7, 8, давление греющего пара 1,3 кгс/см² от 6-го отбора турбин – 6,7,8.

Бойлерные установки № 1, 4 могут работать как подогреватели сетевой, так и подпиточной воды.

Насосы разрядки аккумуляторных баков:

НРАБ ст. № 1,2,3,4 тип К – 290/30. Н=30 м.вод.ст. Q=300 м³/час.

Аккумуляторный бак АБ-2:

Аккумуляторный бак предназначен для создания резерва подпиточной воды, то есть для компенсации возможного небаланса между водоразбором из теплосети и производительностью установки по подготовке подпиточной воды. Емкость бака составляет 2000 м³.

1.3 Краткое описание действующей принципиальной тепловой схемы турбины ПТ-135/165-130/15

На станции установлено два энергоблока (энергоблоки №9 и №10) с паровыми теплофикационными турбинами типа ПТ-135/165-130/15 номинальной мощностью 135 МВт каждая с одним производственным и двумя отопительными отборами и паровыми барабанными котлами П-образного исполнения БКЗ-420-140 паропроизводительностью 420 тонн/час каждый. Один энергоблок - турбина и два котла. Отпуск пара на нужды потребителям может достигать до 320 тонн/час с каждой турбины. Цех имеет поперечные связи между энергоблоками.

Помимо основного и вспомогательного оборудования энергоблоков КТЦ-2 имеет общестанционное оборудование теплосети для подогрева сетевой воды для горячего водоснабжения и отопления города Зеленогорска. Общий расход сетевой воды на отопление может достигать 5000 тонн/час на выходе из цеха. Общестанционное оборудование цеха также имеет поперечные связи.

Принципиальная тепловая схема турбины ПТ-135/165-130/15 состоит из турбоагрегата с генератором типа ТВВ-165-2У3 с водородным охлаждением, трех подогревателей высокого давления, деаэрата повышенного давления, четырех подогревателей низкого давления, сальникового и эжекторного подогревателя, конденсатора, а также теплофикационной установки по подогреву сетевой воды, состоящей из двух сетевых подогревателей и пиковой бойлерной установки. Принципиальная тепловая схема турбины ПТ-135/165-130/15, а также характеристики ее оборудования заимствованы из инструкций по эксплуатации.

Три подогревателя высокого давления нагревают питательную воду до 234 °С. ПВД имеют каскадный слив дренажа. Из ПВД-5 дренаж сбрасывается в деаэратор повышенного давления 0,6 МПа. В деаэратор также поступает выпар из первой ступени расширителя непрерывной продувки, основной конденсат после ПНД-4 и дренаж пикового подогревателя. Выпар из расширителя непрерывной продувки второй ступени отсутствует, вся продувочная вода из него сбрасывается в сбросной циркуловод.

Сетевая установка состоит из двух подогревателей типа ПСГ.

Отборы с первого по третий расположены в ЦВД турбины, пар от них поступает, соответственно, на ПВД-7, ПВД-6 и ПВД-5. Из третьего отбора пар также направляется в деаэратор и коллектор 13 кгс/см². Четвертый, пятый, шестой и седьмой отборы расположены в ЦНД турбины и пар от них поступает на подогреватели низкого давления ПНД-4,3,2,1. Кроме того из шестого и седьмого отборов осуществляются отборы пара в верхний и нижний сетевые подогреватели. В группе подогревателей низкого давления дренаж из ПНД-4 сливается каскадно в ПНД-3 и далее насосом откачивается в линию основного конденсата за ПНД-3. Дренаж из ПНД-2 откачивается с помощью дренажного насоса в линию основного конденсата после ПНД-2. Дренажа из ПНД-1 откачивается дренажным насосом в линию основного конденсата после ПНД-1. Возврат конденсата отборного пара с производства осуществляется в линию основного конденсата после ПНД-2.

В схеме используется котел барабанного типа БКЗ-420-140-ПТ2, непрерывная продувка котла направляется в двухступенчатый расширитель. Из расширителя первой ступени выпар направляется в деаэратор, из расширителя второй ступени вся продувочная вода сливается в сливной цирк. водовод.

Пар из уплотнений поступает в сальниковый подогреватель, а из основных эжекторов конденсатора – в охладитель эжекторного пара, что способствует дополнительному обогреву основного конденсата. Конденсат из сальникового подогревателя и охладителя эжектора сливается в конденсатор турбины.

Восполнение потерь конденсата химически очищенной водой осуществляется в конденсатор турбины.

Пиковые бойлера предназначены для подогрева сетевой воды до более высоких температур, чем она нагревается в ВСП и НСП. По паровой части пиковые бойлера запитаны от коллектора 1,49 МПа пара на производство. Конденсат пикового бойлера откачивается дренажным насосом в деаэратор.

Максимальная температура сетевой воды за ВСП составляет 120 °С, но действующий режим работы турбины в зимний период не позволяет нагреть температуру сетевой воды до данного значения из-за повышения давления в производственном отборе более 1,49 МПа. Чтобы взять номинальную электрическую нагрузку на турбине приходится выводить отопительные отборы и нагружать по пару пиковые бойлера, что влияет на технико-экономические показатели работы турбины. Основные параметры турбоустановки приведены в таблицах 1 и 2 [1].

Таблица 1 - Основные технические данные, эксплуатационные параметры

Давление (абсолютное), кгс/см ²	130
Температура, °С	555
Частота вращения, об/мин	3000
Номинальная мощность турбины: МВт	135 (162)
Номинальный расход пара, т/час	750
Максимальный расход свежего пара, т/час	760
Максимальная мощность на конденсационном режиме, МВт	120
Расход пара на конденсационном режиме при максимальной мощности, т/час	445

Таблица 2 - Номинальная величина одновременных отборов при номинальной мощности

Производственного при абсолютном давлении 15 кг/см ² , т/час	320
Отопительных (суммарно по обоим отборам) при абсолютном давлении в верхнем отборе 0,8 кг/см ² Гкал/ч (около 210 тонн)	110
Расчетная температура охлаждающей воды, °С	20
Расход охлаждающей воды, м ³ /час	12400

1.4 Описание схемы теплосети теплофикационных блоков ст. № 9, 10

Сетевая вода от коллектора обраток на ТРУ по трубопроводу Ду 800 поступает на 4НО до задвижки. После задвижки врезается трубопровод обратной сетевой воды Ду 600. Далее по коллектору обратной сетевой воды Ду 800 + Ду 600 через задвижки и грязевики поступает к сетевым насосам ПСН, подающим воду в основные подогреватели сетевой воды ПСГ-1, 2. Задвижки на

ПСГ-1, 2 и отводах установлены так, что позволяют отключить ПСГ-2 или оба подогревателя сразу по сетевой воде. После подогревателей сетевая вода поступает на основные сетевые насосы СН-10, 11, ЛСН-9, 13, 14 на энергоблоке № 9; СН-12, 13, ЛСН-10, 11, 12 на энергоблоке № 10, которые через задвижки подают ее в пиковые подогреватели ПСВО, и ПСВТ или помимо ПСВО и ПСВТ.

После подогревателя ПСВТ сетевая вода, через задвижки, направляется в напорный коллектор Ду 600, далее через задвижку, расположенную на 4НО, в прямой магистральный трубопровод «прямая отопления города Ду 600».

После подогревателя ПСВО, через задвижки, сетевая вода подается в напорный коллектор Ду 800, далее проходит через задвижку, расположенную на 4НО – в прямой магистральный трубопровод Ду 800 и далее на ТРУ. С ТРУ сетевая вода, через задвижки, поступает в прямую отопления города.

Задвижки на энергоблоках № 9, 10 позволяют направлять сетевую воду с ПСВО в коллекторы «прямая Ду 600», а после ПСВТ – в коллектор «прямая Ду 800».

Греющий пар в ПСГ-1 подается от нижнего теплофикационного отбора турбины, а в ПСГ-2 – от верхнего теплофикационного отбора. На трубопроводе подвода пара к ПСГ-2 установлена запорная арматура, обратный клапан с гидравлическим приводом механизма взвода клапана и два предохранительных клапана, для защиты турбины, трубопроводов и подключенных к ним подогревателей от аварийного повышения давления в камере отбора. На подводе пара к ПСГ-1 арматура не установлена, в его корпусе имеется специальное устройство, представляющее собой профилированные воронки, через которые конденсат греющего пара свободно сливается в конденсатосборник. Пар из-за значительно большего удельного объема в обратную сторону проходит в ограниченном количестве и не оказывает существенного влияния на динамические характеристики турбины при сбросе нагрузки.

Для откачки конденсата греющего пара из конденсатосборника ПСГ-1 установлены три конденсатных насоса. В нормальных условиях эксплуатации конденсат из ПСГ-1 направляется в линию основного конденсата за ПНД-1. Конденсат из конденсатосборника ПСГ-2 откачивается двумя насосами и подается при нормальных условиях эксплуатации в линию основного конденсата после ПНД-2. При малых расходах греющего пара конденсат ПСГ-1, 2 сливается в конденсатор турбины.

Воздух из конденсатного насоса отводится в корпуса соответствующих подогревателей сетевой воды.

Неконденсируемые газы из корпуса ПСГ-2 отводятся в трубопроводы греющего пара ПСГ-1, а из ПСГ-1 – в конденсатор турбины. На линиях отсоса воздуха установлены ограничительные шайбы и вентили.

На напорном трубопроводе конденсатных насосов каждого подогревателя установлен регулирующий клапан уровня в конденсатосборнике, управляемый электронным регулятором. Для предотвращения запаривания конденсатных насосов в переменных режимах работы предусмотрена линия рециркуляции конденсатных насосов.

Для подогрева сетевой воды в ПСВО и ПСВТ используется пар от коллекторов «Пар 13 ата». Резервный подвод пара осуществляется от трубопровода РОУ-140/13, что позволяет резервировать подвод пара к подогревателям как от РОУ-140/13 так и от коллектора «Пар 13 ата».

Таблица 3 - Характеристики оборудования теплосети энергоблоков № 9, 10

Характеристика	Наименование оборудования					
	ПСГ-1	ПСГ-2	ПСВО	ПСВТ	ПСВТ	ПХОВ
1. Тип подогревателя	ПСГ-1300-3-8-1	ПСГ-1300-3-8-1	ПСВ-315-14-23	ПСВ-500-14-23	ПСВ-315-14-23	ПСВ-200-7-15
2. Поверхность теплообмена, м ²	1300	1300	315	500	315	200
3. Максимальное давление, кгс/см ² :						
- парового пространства	3	3	14	14	14	7
- воды в трубной системе	8	8	23	23	23	15
4. Рабочее давление, кгс/см ² :						

- парового пространства	0,4÷1,2	0,9÷2,5	0÷14	0÷14	0÷14	0÷7
- воды в трубной системе	6	6	18	18	18	12,5
5. Рабочая температура, °С:						
- пара			250	250	250	250
- нагреваемой воды	40	40÷120	70÷150	70÷150	70÷150	70÷145
6. Расход воды, т/час	700-3000	700-3000	1130	1500	1130	400
7. Трубный пучок:						
- материал	латунь ЛО-70-1	латунь ЛО-70-1	латунь Л-68	латунь Л-68	латунь Л-68	латунь Л-68
- кол-во трубок, шт	3440	3440	1210	1926	1210	1020
- размеры трубок, мм	24×1×5190	24×1×5190	19×1×4550	19×1×4550	19×1×4550	19×1×3400
- число ходов воды, раз	4	4	2	2	2	4
8. Установленная производительность, Гкал/час	55	55	45-120	45-120	45-120	15-30
9. Располагаемая производительность, Гкал/час	55	55	45-120	45-120	45-120	15-30
10. Пробное Р при ГИ, кгс/см ² :						
- парового пространства	4,5	6,0	28	21,9	28	14
- трубной части	11	11	30	31,7	30	20
11. Габаритные размеры, мм:						
- высота (длина)	7500	7500	7142	5849	7142	3340
- вн. Ø, толщ. стенки, мм	2660	2660	1508×16	1600×16	1502×16	1232×10

Таблица 4 - Характеристики насосов теплосети энергоблоков № 9, 10

Характеристика	Насосы								
	СН	ПСН	ЛСН	ЛСН	КНПСВ бл. 10	КНП (ПСГ) ПСВО(Т) бл. 9	ШПТА	ПТ	МН СН-10, 11 СН-12, 13
Марка насоса	СЭ-2500-180	СЭ-2500-60	ЦН-400-200	ЦН-1000-180	КС-32-150	К-125-140	8К-12	К-12	Ш-5-25Б
Производительность, м ³ /час	2500	2500	400	1000	32	125	250	90	5
Напор, м.вод.ст.	180	60	200	180	150	140	24	4	25
Частота вращения, об/мин	2975	1480	1500	1500	1470	1470	1460	470	1420
Мощность эл.дв., кВт	1600	500	250	630	90	90	40	7	1,7
Напряжение, кВ	6,0	6,0	6,0	6,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

2 Анализ состояния теплофикационных установок

Персоналом цеха наладки и испытаний, отдела по сбыту ежедневно проводится мониторинг работы основного, вспомогательного теплосилового и теплообменного оборудования, что позволяет оценивать рабочее состояние оборудования и находить оптимальные режимы работы.

В ежедневный мониторинг включены:

- оценка надежности и экономичности режимов всех очередей теплосети;
- эксплуатационный анализ работы сетевых подогревателей;
- контроль работы и показаний приборов, манометров;
- регистрация расходов прямой и обратной сетевой воды;
- контроль режимов функционирования сетевых насосов;
- контроль расходов химически очищенной воды для подпитки теплосети;
- регистрация неучтенных расходов химически очищенной воды;
- соблюдение тепловых режимов объектов теплоснабжения филиала.

На основании полученных данных выполняется технико-экономическая оценка с выдачей рекомендаций, направленных на определение оптимальных, экономичных и надежных режимов работы оборудования.

2.1 Мероприятия по выявлению неучтенных расходов химически очищенной воды

Неучтенные расходы химически очищенной воды являются одним из основных параметров оценки эффективности работы схемы подготовки подпитки теплосети горячего водоснабжения и схемы теплосети филиала.

Результаты высокого размера неучтенных расходов химически очищенной воды:

- рост прямых эксплуатационных расходов (расход топлива – как следствие увеличения расхода пара на подогрев в сетевых установках сетевой воды, потребление электроэнергии, реактивов);
- ухудшение финансово-экономической деятельности предприятия (недополучение прибыли за фактически выработанную тепловую энергию, недовыработка электрической мощности).

Ежедневный мониторинг расходов химически очищенной воды с составлением реального баланса по схеме, включающей в себя все направления потребления и реализации питьевой холодной и химически очищенной воды позволяет выявить неучтенные расходы химически очищенной воды.

Мероприятия по снижению потерь.

Определение категории неучтенных расходов химически очищенной воды:

- физические потери (потери от утечек);
- нефизические потери (химически очищенная вода, поставленная потребителю, но неучтенная приборами коммерческого учета).

Организация работ по обследованию станционных схем питьевой и химически очищенной воды на предмет неучтенных водоразбора и подачи.

Проверка водомеров на головных сооружениях.

Проверка зональных водомеров и выявление утечек между зонами.

Проверка коммерческих водомеров.

2.2 Эксплуатационный анализ работы сетевых подогревателей

Оценку состояния поверхностей нагрева сетевых подогревателей в целях поддержания экономичных режимов работы оборудования проводят в соответствии с порядком, установленным методическими указаниями по испытаниям сетевых подогревателей МУ 34-70-104-85 от 01.11.1985 [2].

Для определения фактических характеристик проводятся тепловые и гидравлические испытания сетевых подогревателей, порядок которых определяется методическими указаниями по испытаниям сетевых подогревателей МУ 34-70-001-82 от 01.01.1982 [3].

По результатам расчетов проводится анализ и составляются отчеты с указанием выявленных замечаний с выдачей по направлениям.

Таблица 5. Техническое состояние сетевых подогревателей и подогревателей подпиточной воды по состоянию в 2020.

Наименование подогревателя	Расход сетевой воды	Давление пара в корпусе (избыточное)	Температура насыщения греющего пара	Температура сетевой воды		Нагрев сетевой воды	Температурный напор	Тепловая нагрузка	Занос трубок	Дата последней чистки	Количество отглушенных трубок
				вход	выход						
	т/час	кг/см ²	°С	°С	°С	°С	°С	Гкал/ч	%	шт	
1-ПБ-1	180	1,2	123	25	98	73	25	13,14	65	2019	70
1-ПБ-2	180	1,2	123	25	98	73	25	13,14	65	2019	0
1Б-ОБ-2	800	0,2	105	60	88	28	17	22,4	18	2019	121
1Б-ПБ-1	1000	1,2	123	95	120	25	3	25,0	30	2019	79
1Б-ПБ-2	1000	1,2	123	95	120	25	3	25,0	30	2019	11
5-ОБ-1	900	0,5	111	62	95	33	16	29,7	29	2019	100
5-ОБ-2	900	0,5	111	62	95	33	16	29,7	29	2019	122
5-ПБ-1	Требуется замена трубных пучков										
5-ПБ-2	1500	2,0	133	95	118	23	15	34,5	5	2018	33
6-ОБ	760	0,32	108	60	90	30	18	22,8	5	2019	18
6-ПБ	760	1,6	128,5	90	121	31	7,5	23,56	6	2019	108
7-ОБ	500	-0,2	94	56	84	28	10	14,00	45	2019	9
7-ПБ	500	2,0	133,3	84	116	32	17,3	16,00	57	2019	98
8-ОБ	550	0,2	105	60	94	34	11	18,7	42	2019	45
8-ПБ	550	2,0	133,3	94	120	26	13,3	14,3	64	2019	57
5-ППТ-1	190	0,2	105	25	78	53	41	10,07	68	2019	85
5-ППТ-2	190	1,5	127	78	98	20	29	3,8	Нерасч режим	2019	46
ППТ-6	180	1,2	123	25	98	73	25	13,14	30	2019	16
ППТ-7	180	1,2	123	25	98	73	25	13,44	30	2019	2
ППТ-8	180	1,2	123	25	98	73	25	13,44	30	2019	7
9-ПСГ-1	2400	-0,4	86,8	60	82	22	4,8	52,8	10	06.2019	7
9-ПСГ-2	2400	1,0	120,1	82	105	20	2,1	48,0	0	06.2019	46
9-ПСВО	1500	4,0	151,4	95	135	40	16,4	60,00	10	07.2020	0
9-ПСВТ	1130	3,0	143,6	94	128	34	15,6	38,42	18	07.2020	34
10-ПСГ-1	2300	-0,4	86,8	57	82	25	4,8	57,5	5	06.2019	10
10-ПСГ-2	2300	0,2	105	82	102	20	3	52,9	55	06.2019	23
10-ПСВО	1130	3,0	143,6	94	128	34	15,6	38,42	18	07.2020	23
10-ПСВТ	1130	2,8	141,4	82	120	38	21,4	41,8	52	06.2020	3

3 Мероприятия по повышению экономичности и надежности работы теплосети

Перечень мероприятий по повышению экономичности и надежности работы оборудования теплосети, выполненных в 2020:

Выполнена чистка химическим способом подогревателей: 1-ПБ-1, 1Б-ПБ-2, 5-БО-1, 6-ОБ, 7-ПБ, 9-ПСГ-2, 10-ПСГ-1, 10-ПСГ-2, 10-ПСВО.

Таблица - 6 Перечень ремонтных работ, выполненных на сетевых подогревателях в 2020

№ п/п	Наименование	Перечень работ
1	1-ПБ-1	Устранение дефектов трубной системы, замена прокладки, очистка (отглушено 8 трубок).
2	1Б-БО-2	Устранение дефектов трубной системы, замена прокладки, очистка (отглушена 1 трубка).
3	1Б-БП-1	Устранение дефектов трубной системы, замена прокладки, очистка (отглушено три трубки).
4	5-БО-1	Устранение дефектов трубной системы, замена прокладки, очистка. Замена анкерных связей оголовка трубного пучка. Напывка уплотнительных поверхностей фланцев.
5	5-БО-2	Устранение дефектов трубной системы, замена прокладки, очистка (отглушена 1 трубка).
6	5-БП-1	Устранение дефектов трубной системы, замена прокладки, очистка (отглушена 1 трубка).
7	5-БП-1	Устранение дефектов трубной системы, замена прокладки, очистка (отглушена 1 трубка).
8	5-БО-1	Устранение дефектов трубной системы, замена прокладки, очистка. Замена анкерных связей оголовка трубного пучка. Напывка уплотнительных поверхностей фланцев.
9	6-БП	Устранение дефектов трубной системы, замена прокладки, очистка (отглушена 1 трубка).
10	ППТ-6	Устранение дефектов трубной системы, замена прокладки, очистка (отглушено 4 трубки).

Таблица 7 - Замена трубной системы

№ п/п	Наименование подогревателя	Тип подогревателя	Дата начала эксплуатации	Количество заглушенных трубок
1	2-ПБ-1	БП-200	1961	43
2	4-ПБ-2	БП-200	1962	63

Таблица 8 - Перечень работ по ремонту насосов, относящихся к работе бойлерных установок и теплосети

п/п	Наименование	Перечень работ
1	СН-4А	ТР насоса с разборкой, очисткой, дефектацией. Шлифовка сальниковых рубашек, замена подшипников № 3, 4. Сборка, центровка.
2	СН-12	ТР насоса с разборкой, очисткой, дефектацией, выемкой ротор, заменой муфты. Сборка, центровка
3	СН-2	ТР насоса с разборкой, очисткой, дефектацией. Шлифовка сальниковых рубашек с заменой сальниковой набивки. Замена подшипников № 3, 4. Сборка, центровка.
4	СН-3	ТР насоса с разборкой, очисткой, дефектацией. Шлифовка сальниковых рубашек с заменой сальниковой набивки. Замена подшипников № 3, 4. Сборка, центровка.
5	ПСН-10А	ТР насоса с разборкой, очисткой, дефектацией. Шлифовка сальниковых рубашек с заменой сальниковой набивки. Замена подшипника № 4, очистка подшипника № 3. Ремонт муфты. Сборка, центровка.
6	ПСН-9А	ТР насоса с разборкой, очисткой, дефектацией. Шлифовка сальниковых рубашек с заменой сальниковой набивки. Замена подшипника № 4, очистка подшипника № 3. Ремонт муфты. Сборка, центровка.
7	ПСН-10Б	ТР насоса с разборкой, очисткой, дефектацией. Шлифовка сальниковых рубашек с заменой сальниковой набивки. Замена подшипника № 4, очистка подшипника № 3. Ремонт муфты. Сборка, центровка.
8	СН-11	ТР насоса с разборкой, очисткой, дефектацией, выемкой ротора без разборки ротора. Выполнена шабровка баббитовой заливки вкладышей № 1,2,3,4, шлифовка шеек № 1,2,3,4. Сборка, центровка.
9	СН-10	ТР насоса с разборкой, очисткой, дефектацией. Выполнена шабровка баббитовой заливки вкладышей № 1,2,3,4, шлифовка шеек № 1,2,3,4. Сборка, центровка.
10	СН-13	ТР насоса с разборкой, очисткой, дефектацией. Выполнена замена сальниковой набивки, шабровка подшипников эл. двигателя № 1, 2. Выполнена перезаливка подшипника насоса № 3, 4 с последующей мех. обработкой, шлифовка сальниковых рубашек вручную. Выполнена очистка, опиловка муфты, замена уплотнительных прокладок. Сборка насоса, центровка.
11	СН-7	ТР насоса с разборкой, очисткой, дефектацией, выемкой ротора без разборки ротора. Замена подшипника № 3, 4. Шлифовка сальниковых рубашек вручную. Выполнена замена маслоотбойных колец корпуса подшипника № 3, замена уплотнения корпуса подшипника № 3. Сборка насоса, центровка.

4 Методика оценки состояния поверхности теплообмена

Контроль уровня загрязнений поверхностей сетевых подогревателей осуществляют в соответствии с методическими указаниями по эксплуатационному контролю за состоянием сетевых подогревателей: МУ 34-70-104-85 от 01.11.1985.

Методические указания устанавливают порядок определения основных показателей и оценки состояния поверхностей нагрева сетевых подогревателей в целях поддержания экономичных режимов работы оборудования и предназначены для персонала предприятий и служб наладки энергоуправлений, цехов наладки электростанций и других подразделений, осуществляющих испытания, наладку и эксплуатацию сетевых подогревателей ТЭС и котельных.

Способ оценки состояния поверхности нагрева сетевых подогревателей основывается на методике сравнения значения фактического температурного напора, полученного в результате проведённых замеров, и теоретического температурного напора, получаемого расчетным путем для чистой поверхности трубного пучка.

Степень загрязнения поверхностей нагрева сетевых подогревателей характеризуется показателем заноса, выраженным в процентах. Этот показатель характеризует уменьшение значения фактического коэффициента теплопередачи по сравнению с расчетным для чистой поверхности нагрева и учитывает влияние на фактический коэффициент теплопередачи загрязнения поверхности нагрева отложениями, наличия неконденсирующихся газов в паровом пространстве, несоответствия фактической поверхности нагрева расчетной.

По значению данного показателя степень состояния поверхности нагрева сетевого подогревателя подразделяется на:

- менее 30% - состояние поверхностей нагрева считается удовлетворительным;
- 30% и более состояние считается неудовлетворительным.

5 Порядок пользования способом оценки состояния сетевых подогревателей

Для оценки состояния поверхности нагрева сетевого подогревателя необходимо выполнить измерения следующих величин:

- расхода сетевой воды через подогреватель;
- температуры сетевой воды на входе;
- температуры сетевой воды на выходе;
- давления пара в корпусе подогревателя.

По усредненным значениям данных измерений определяются:

- относительный расход сетевой воды;
- фактический температурный напор;
- фактический нагрев сетевой воды в подогревателе;
- расчетный температурный напор;
- отношение фактического нагрева к расчетному температурному напору;
- отношение расчетного и фактического температурных напоров;
- степень загрязнения поверхности нагрева.

6 Установленная и располагаемая мощность сетевых подогревателей

На рассматриваемом предприятии располагаемая мощность подогревателей считается равной установленной. Данные по подогревателям теплофикационной установки блоков 9, 10 можно увидеть в таблице 3.

Баланс тепловой мощности подразумевает соответствие подключенной тепловой нагрузки тепловой мощности источника. Тепловая нагрузка потребителей рассчитывается как необходимое количество тепловой энергии на поддержание нормативной температуры воздуха в помещениях потребителя при расчетной температуре наружного воздуха. Для данного региона расчетная температура наружного воздуха – минус 43°С.

Баланс установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто и потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Баланс мощности Красноярской ГРЭС-2

Установленная мощность, Гкал/час	976
Располагаемая мощность, Гкал/час	976
Собственные нужды, Гкал/час	49,12
Тепловая мощность нетто, Гкал/час	926,88
Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/час	77,20
Тепловая нагрузка на потребителей, Гкал/час	388,03
Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/час	461,65

Как видно, по представленным в таблице данным, у Красноярской ГРЭС-2 имеется большой резерв мощности.

7 Мероприятия по предотвращению отложений на трубных системах сетевых подогревателей

Очистка теплообменного оборудования химическим способом.

В процессе эксплуатации подогревателей сетевой воды их трубная система подвергается заносу нерастворимыми солями и трудноудаляемыми отложениями, включающими как карбонатные соли жесткости, так и некарбонатные. Снижается пропускная способность подогревателей, их теплопередача. Всё это вызывает существенные потери тепла, ведёт к прекращению нормальной циркуляции теплоносителя по трубной системе. Мероприятием по предотвращению отложений на трубных системах сетевых подогревателей Красноярской ГРЭС-2 является очистка химическим способом. Очистка (промывка) от отложений выполняется с разборкой и сборкой подогревателей с помощью химического раствора.

Наибольшее применение из доступных для проведения эффективной и безопасной химической промывки подогревателей сетевой воды реагентов на станции нашло средство "Декарбон".

На периодичность очистки трубной системы подогревателей в первую очередь влияет скорость и величина её загрязнения. Очистку труб рекомендуется проводить при увеличении значения недогрева сетевой воды на 4-5 °С по сравнению с расчётной.

Подогреватель должен проходить техническое освидетельствование после монтажа, перед пуском в работу, периодически в процессе эксплуатации и, при необходимости, – внеочередному освидетельствованию.

Все работы, производимые внутри подогревателя, должны выполняться строго по наряду – допуску. Перед внутренним осмотром и гидравлическим испытанием подогреватель необходимо остановить, охладить, слить воду из корпуса и верхней водяной камеры, отключить заглушками от всех трубопроводов, соединяющих подогреватель с источником давления или другими сосудами, демонтировать верхнюю водяную камеру, вынуть из

корпуса трубную систему с нижней водяной камерой, слить из трубной системы и нижней камеры воду, отсоединить от трубной системы нижнюю водяную камеру, очистить поверхности до металла. Гидравлическое испытание подогревателя проводить в собранном виде в следующей последовательности: сначала полость трубной системы с верхней и нижней водяными камерами, затем полость корпуса пробным давлением, указанным в чертеже и паспорте подогревателя.

Сущность метода химической очистки заключается в том, что кислоты, вступая во взаимодействие с отложениями в процессе промывки оборудования, растворяют их, переводя нерастворимые в воде соли в растворимые.

Для уменьшения коррозионного воздействия на металл при проведении химических промывок в моющие растворы добавляют ингибиторы коррозии, которые тормозят катодный или анодный процесс или оба одновременно.

Продолжительность воздействия кислоты и весь ход процесса очистки контролируют анализами на кислотность. Если кислотность раствора снизилась, то добавляют новую порцию кислоты. Если темп снижения кислотности рабочего раствора замедляется, и концентрация кислоты стабилизируется – это свидетельствует об окончании процесса кислотной очистки. Технология химической очистки выбирается на основе анализа химического состава и величины отложений.

8 Социальная ответственность

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются вопросы производственной безопасности в турбинном отделении станции.

Для организации и координации мероприятий по охране труда, контроля за соблюдением законодательных и нормативно правовых актов по охране труда работниками, совершенствования профилактической работы по предупреждению производственного травматизма, профессиональных и производственно обусловленных заболеваний, а также улучшения условий труда на предприятии организована служба охраны труда.

Одним из важнейших направлений в работе службы является контроль за уровнем воздействия на сотрудников вредных и опасных производственных факторов.

Рабочим местом машиниста-обходчика по турбинному оборудованию является блочный щит управления и помещение турбинного цеха станции. В его обязанности входит обслуживание, контроль и обеспечение надёжной работы основного и вспомогательного турбинного оборудования (системы парораспределения, теплофикационной установки, циркулярной и дренажной системы, системы охлаждения генератора и т. д.).

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа машиниста-обходчика по турбинному оборудованию относится к работам, предусматривающим проведение специальной оценки условий труда.

По результатам проведенной в 2020 году специальной оценки условий труда данное рабочее место относится ко второму классу условий труда.

Трудовой кодекс Российской Федерации предусматривает для работников условия труда на рабочих местах которых по результатам

специальной оценки условий труда отнесены к вредным условиям труда второй степени:

- Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск, минимальная продолжительность которого составляет семь календарных дней [ТК РФ Статья 117].

- Оплата труда работников в повышенном размере. Минимальный размер повышения оплаты труда работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, составляет четыре процента тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда. Конкретные размеры повышения оплаты труда устанавливаются работодателем с учетом мнения представительного органа работников в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, либо коллективным договором, трудовым договором [ТК РФ Статья 147].

- Предварительные (при поступлении на работу) и периодические (для лиц в возрасте до 21 года - ежегодные) медицинские осмотры для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний. В соответствии с медицинскими рекомендациями указанные работники проходят внеочередные медицинские осмотры [ТК РФ Статья 213].

- Работодатель за счет своих средств обязан в соответствии с установленными нормами обеспечивать своевременную выдачу специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, а также их хранение, стирку, сушку, ремонт и замену [ТК РФ Статья 221].

Основные эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны:

- Рабочее место должно обеспечивать выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля.

- Организация рабочего места и конструкция оборудования должны обеспечивать прямое и свободное положение корпуса тела работающего или наклон его вперед не более чем на 15° [16].

- Усилия, необходимые для осуществления управляющих действий, должны устанавливаться с учетом способа перемещения органа управления (пальцами, кистью с предплечьем, всей рукой, стопой и т.д.), частоты использования и в некоторых случаях с учетом продолжительности непрерывного воздействия на органы управления, скорости выполнения управляющего действия и положения человека в процессе управления.

- Форма и размеры приводных элементов органов управления должны обеспечивать надежный захват их руками и предотвращать соскальзывание ног.

- Для обозначения функционального назначения органов управления следует применять надписи и (или) символы, которые должны быть расположены на элементах конструкции рабочего места в непосредственной близости от органов управления или на их приводных элементах [17].

- Кодирование маховиков, в том числе и маховиков специального назначения (аварийных, противопожарных и пр.), а также маховиков, объединенных в функциональные группы, необходимо проводить выбором соответствующей формы, размера и цвета, а также расположением.

- Конечные положения маховика и штурвала должны быть четко обозначены и при необходимости ограничены специальным стопором (упором) [18].

8.2 Производственная безопасность

Перечень опасных и вредных факторов, присутствующих при работе машиниста-обходчика по турбинному оборудованию представлен в таблице 1.1. Классификация выполнялась согласно ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [19].

Таблица 10 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы	Эксплуатация	Нормативные документы
Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды на местонахождении работающего: температура и относительная влажность воздуха	+	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания	+	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
Повышенный уровень общей вибрации	+	ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования
Превышение уровня шума	+	ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение
Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	+	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

		ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности
Чрезмерно высокая или низкая температура материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека	+	ГОСТ 12.4.123-83. Система стандартов безопасности труда. Средства коллективной защиты от инфракрасных лучей. Общие технические средства СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

8.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

8.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата

Микроклимат определяется действующими на организм человека показателями температуры, влажности и скорости движения воздуха. Длительное воздействие на человека неблагоприятных показателей микроклимата ухудшает его самочувствие, снижает производительность труда и приводит к заболеваниям, поэтому в организации должны обеспечиваться оптимальные параметры микроклимата, установленные СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». На рассматриваемом рабочем месте за счёт работающего оборудования (турбины, паропроводов, подогревателей, насосов) происходит отклонение параметров по температуре.

Таблица 11 - 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
Тёплый	Пб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
Холодный	Пб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2

В производственных помещениях, в которых допустимые нормативные величины показателей микроклимата невозможно установить из-за технологических требований к производственному процессу в целях профилактики неблагоприятного воздействия микроклимата должны быть использованы защитные мероприятия (такие как, системы местного кондиционирования воздуха, воздушное душирование, компенсация неблагоприятного воздействия одного параметра микроклимата изменением другого, спецодежда и другие средства индивидуальной защиты, помещения для отдыха, регламентация времени работы, в частности, перерывы в работе, сокращение рабочего дня, увеличение продолжительности отпуска, уменьшение стажа работы и др.) [6].

8.2.1.2 Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания

Основным загрязнителем воздушной среды на станции является угольная пыль, её источниками на тепловых электростанциях являются котлы, дутьевые вентиляторы, дымососы, мельницы, пылепроводы, конвейеры топливоподачи и т. д. Угольная пыль вызывает целый ряд заболеваний дыхательных путей и лёгких, причём, негативное воздействие накапливается. Предельно допустимая концентрация пыли во вдыхаемом воздухе 10 мг/м³. Средством защиты органов дыхания служат респираторы [7] [8].

8.2.1.3 Повышенный уровень общей вибрации

Источниками вибрации являются вращающиеся механизмы. На данном рабочем месте присутствует общая вибрация 3 категории типа «А». Следствием воздействия вибрации может являться ощущение сотрясения (паллестезия) или изменения в нервной, сердечно-сосудистой, опорно-двигательной системах. Чтобы добиться снижения уровня вибрации применяются следующие меры: воздействие на источник вибрации (балансировка, уравнивание), отстройка от режима резонанса, вибродемпфирование (вибропоглощение). Средства индивидуальной защиты от общей вибрации не предусмотрены [9] [20].

Таблица 12 - Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3 - технологической типа "А"

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X_0 , Y_0 , Z_0							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с ²		дБ		м/с x 10 ⁽⁻²⁾		дБ	
	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт
1,6	0,089		99		0,89		105	
2,0	0,079	0,14	98	103	0,63	1,30	102	108
2,5	0,070		97		0,45		99	
3,15	0,063		96		0,32		96	
4,0	0,056	0,10	95	100	0,22	0,45	93	99
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056		95		0,14		89	
8,0	0,056	0,10	95	100	0,11	0,22	87	93
10,0	0,070		97		0,11		87	
12,5	0,089		99		0,11		87	
16,0	0,110	0,20	101	106	0,11	0,20	87	92
20,0	0,140		103		0,11		87	
25,0	0,180		105		0,11		87	
31,5	0,220	0,40	107	112	0,11	0,20	87	92
40,0	0,280		109		0,11		87	
50,0	0,350		111		0,11		87	
63,0	0,450	0,79	113	118	0,11	0,20	87	92
80,0	0,560		115		0,11		87	
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни		0,10		100		0,20		92

8.2.1.4 Превышение уровня шума

Источниками шума на тепловых электростанциях являются турбины, мельницы, дутьевые вентиляторы, дымососы, компрессоры, насосы, трубопроводы, конвейеры, электродвигатели и т. д. Шум негативно воздействует на нервную систему и может привести к возникновению ряда заболеваний (нарушается нормальная деятельность сердечно-сосудистой и нервной систем, пищеварительных и кроветворных органов, развивается профессиональная тугоухость, прогрессирование которой может привести к полной потере слуха) [21]. Средства защиты от шума подразделяются на коллективные и индивидуальные. К первым относятся средства звукоизоляции, звукопоглощающие облицовки и т. д. Ко вторым - противошумные наушники и противошумные вкладыши [10] [11].

Таблица 13 - Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука

Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровень звука и эквивалентные уровни звука в (дБА)
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

8.2.1.5 Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения

Источники возникновения: отсутствие возможности организации естественного освещения, из-за расположения оборудования.

Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения влияет на функционирование зрительного аппарата, следовательно определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное

состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов. Для снижения негативных эффектов необходимо обеспечить на рабочих местах соблюдение всех требований санитарных норм к факторам световой среды путём использования систем искусственного освещения. Нормы освещения для восьмого разряда зрительной работы (общее наблюдение за ходом производственного процесса) для искусственного освещения согласно приведены в таблице 14 [12].

Таблица 14 - Требования к освещению помещений промышленных предприятий

Освещенность при системе общего освещения, лк	Сочетание нормируемых величин объединенного показателя дискомфорта UGR и коэффициента пульсации	
	UGR, не более	$K_{п}$, %, не более
200	28	20

8.2.1.6 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

На рабочем месте машиниста-обходчика по турбинному оборудованию находятся следующие вращающиеся механизмы: турбины, турбогенераторы, насосы и электродвигатели.

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части оборудования, передвигающиеся изделия, способствуют возникновению механических травм (ушибов, переломов, ран, увечий и т. д.). Для минимизации рисков все открытые и движущиеся части должны быть закрыты ограждениями и снабжены необходимыми предохранительными и блокировочными устройствами [13] [14].

8.2.1.7 Чрезмерно высокая или низкая температура материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека

Источником теплового излучения, в первую очередь, являются паропроводы и паровая турбина.

Для снижения интенсивности теплового выделения и снижения вероятности термических ожогов применяются следующие меры:

- На поверхностях с температурой, превышающей 45 °С выполняется тепловая изоляция;
- Производится ограждение мест, в районе которых происходит сильное выделение тепла;
- Устраивается вентиляция рабочих мест;
- Применяется спецодежда в соответствии нормами [6][24].

Таблица 15 - Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м, не более
50 и более	35
25-50	70
не более 25	100

8.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

Для обеспечения снижения влияния выявленных опасных и вредных факторов необходимо обеспечить знание и неукоснительное выполнение персоналом требований техники безопасности.

Все работники, независимо от должности обязаны:

- знать особенности технологического процесса на своем рабочем месте;

- знать и соблюдать все действующие требования по безопасной эксплуатации оборудования на своем рабочем месте;
- обладать в полном объеме знаниями в рамках инструктажей по охране труда;
- носить выданную предприятием спецодежду, использовать средства индивидуальной защиты;
- соблюдать требования техники безопасности, действующие в производственном подразделении;
- знать и соблюдать требования, которые предписываются знаками безопасности, установленным на рабочем месте;
- соблюдать требования пожарной безопасности и электробезопасности.

Предприятию необходимо:

- обеспечить своевременную проверку знаний персоналом правил техники безопасности с последующим присвоением, соответствующей знаниям и опыту работы, квалификационной группы по технике безопасности и выдачу удостоверения специального образца;
- обеспечить полное и своевременное обеспечение работников средствами индивидуальной и коллективной защиты от воздействия вредных и опасных производственных факторов;
- обеспечить соответствие рабочего места всем установленным нормативам.

8.3 Экологическая безопасность

8.3.1 Защита атмосферы

Основой технологического процесса электростанции является сжигание органического топлива, в ходе которого образуются различные газообразные продукты сгорания, среди которых: оксиды углерода, оксиды азота, оксиды

серы, формальдегиды, бензапирен, различные твёрдые частицы и другие вредные примеси.

Основным продуктом неполного сгорания органического топлива является монооксид углерода CO, который относится к токсичным веществам 4-й группы опасности. Предельно допустимая концентрация (ПДК) оксида углерода в приземном слое воздуха составляет 5,0 мг/м³ (максимально-разовая концентрация) и 3,0 мг/м³ (среднесуточная концентрация). При концентрации оксида углерода в воздухе на уровне 0,01–0,02 % (то есть 125–250 мг/м³) за несколько часов возможно отравление [22].

При сжигании всех видов органического топлива в котлах тепловых электростанций образуются оксиды азота NO_x (NO+NO₂). Попадая в воздух, они негативно влияют на здоровье людей. Длительное воздействие даже сравнительно небольших концентраций NO_x увеличивает количество острых и хронических респираторных заболеваний. Повышенные концентрации оксидов азота негативно влияют также на растительный и животный мир.

При сжигании угля и мазута в продуктах горения образуются оксиды серы. В основном они находятся в виде диоксида серы SO₂, но на конечном этапе горения, при наличии свободного кислорода, 2–3 % SO₂ доокисляются до триоксида SO₃. При нарушении топочного режима (при недостатке окислителя) возможно появление сероводорода H₂S. Наличие SO₃ на холодном конце котельной установки усугубляет проблему низкотемпературной коррозии, а присутствие H₂S в пристенной области топочной камеры приводит к интенсивной высокотемпературной коррозии экранных труб.

Твёрдые выбросы в продуктах сгорания твердотопливных котлов состоят из золовых частиц и недогоревшего углерода. Среднегодовая концентрация твёрдых частиц в воздухе городских районов колеблется в диапазоне от 0,04 до 0,4 мг/м³, но в некоторых случаях достигает и больших величин. Принятые в Российской Федерации санитарно-гигиенические нормы для нетоксичных твёрдых частиц составляют: максимально-разовая ПДК – 0,5 мг/м³, среднесуточная ПДК – 0,15 мг/м³.

Концентрация твердых частиц в дымовых газах за котлом (до золоуловителя) определяется содержанием золы в топливе и, кроме того, способом сжигания.

Основными мерами по очистке дымовых газов от вредных примесей является специальная настройка и оптимизация режима горения. Для очистки дымовых газов от твердых частиц применяются циклонные установки [22] [23].

8.3.2 Защита гидросферы

Основным источником загрязнения гидросферы на теплоэлектростанциях являются сбросы использованной воды – что приводит к тепловому загрязнению, которое может привести к вымиранию флоры и фауны водоёма, усиленному парообразованию, увеличению водорастворимости пород и к изменению микроклимата отдельных районов.

Для минимизации негативных последствий необходимо соблюдение требований нормативных актов, регулирующих отношения в области охраны водных ресурсов [23].

8.3.3 Защита литосферы

Основным источником загрязнения литосферы на теплоэлектростанциях являются золошлаковые отходы.

На рассматриваемой станции для складирования золошлаковых отходов используется золошлакоотвал, где происходит гидравлическое складирование золы и шлака. В настоящее время проводится его реконструкция, которая предусматривает разделение существующего двухсекционного золоотвала на три секции путем строительства разделительной дамбы. При этом в третьей секции изменится способ складирования с намывного на насыпной, предполагающий большую плотность, что позволит увеличить объем складирования, не расширяя при этом территорию. Далее строительство

дополнительной четвертой секции, и в будущем дополнительное наращивание первых трех. Проект реконструкции позволит продлить срок службы золоотвала на 25 лет [23].

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятными чрезвычайным ситуациям на рассматриваемом рабочем месте являются пожары и взрывы на эксплуатируемом оборудовании.

Машинный зал – это место сосредоточения наибольшей пожарной нагрузки. Здесь находятся системы смазки генераторов, машинное масло; электроизоляция обмоток генераторов и другой электроаппаратуры и устройств. Пожары в машинных залах в основном связаны с нарушениями целостности систем смазки и регулирования турбоагрегатов, содержащих масло. Установленные в машинном зале генераторы имеют водородное охлаждение с избыточным давлением водорода в корпусе. Присутствие взрывоопасного и горючего водорода в сочетании с горючим маслом при пожаре приводит к взрывам: разрушению маслопроводов и растеканию масла по площадкам, на соседние агрегаты, в кабельные туннели и полуэтажи.

Для предотвращения ситуаций с повреждением маслосистемы турбины, сопровождающимся выбросом масла и его воспламенением следует соблюдать следующие правила [15]:

- На маслосистеме действующей турбины какие-либо работы, которые могли бы привести к ее разуплотнению, не производятся. Пожароопасные работы на маслосистеме и в непосредственной близости к ней не производятся.

- При воспламенении масла, вызванном нарушением плотности маслосистемы и невозможностью немедленно ликвидировать пожар имеющимися средствами, турбина останавливается автоматом безопасности со срывом вакуума, при этом обеспечивается подача масла на смазку при минимальном избыточном давлении, до останова роторов. Снабжение уплотняющих подшипников системы водородного охлаждения генератора

маслом производится их масляными насосами вплоть до полного вытеснения водорода из системы. Подача масла на подшипники турбины до останова роторов прекращается в случаях, угрожающих целостности оборудования из-за больших утечек масла и распространения пожара.

- Аварийный слив масла из масляного бака производится в исключительном случае - для локализации пожара после вытеснения водорода из системы водородного охлаждения генератора.

- Отключение генератора производится немедленно после отключения турбины, проверки надежности закрытия стопорных и регулирующих клапанов на линиях свежего пара и промперегрева и начала закрытия главной паровой задвижки.

- На аварийных турбине и генераторе отключаются разводки масла, водорода, сжатого воздуха.

- Для предупреждения развития пожара в совмещенных маслосистемах турбин и питательных насосов, а также при наличии свища в системе регулирования или при угрозе распространения пожара на маслопроводы высокого давления ключом аварийного останова отключается турбина.

- При пожаре из-за разрушения нескольких подшипников (разрушения валопровода турбины), разрыва маслопроводов турбина отключается автоматом безопасности, генератор отключается от сети без выдержки времени с одновременным остановом всех масляных насосов смазки, выпуском водорода, отключением масляных насосов уплотнения вала генератора и срывом вакуума, сливом масла из маслобака.

- При воспламенении масла на турбоагрегатах, оснащенных системой предотвращения развития загорания масла, подшипники которых (включая уплотнения вала генератора) оснащены противоаварийными емкостями масла, и невозможности ликвидировать очаг горения имеющимися средствами пожаротушения оперативный персонал пользуется специальным ключом, поворот которого в положение "Пожар" обеспечивает: немедленное отключение турбины и генератора; срабатывание светозвуковой сигнализации

"Пожар на турбине" на центральном, блочном и местных щитах управления; срыв вакуума; запрет на включение и отключение масляных насосов системы регулирования; отключение масляных насосов смазки с выдержкой времени 60 секунд и запрет на их включение.

- При несрабатывании указанной защиты или отдельных ее элементов персонал дублирует ее действие.

- При угрожающем развитии загорания масла вблизи генератора и его газомасляной системы персонал приступает к аварийному выпуску водорода с одновременной подачей инертного газа в генератор и картеры подшипников.

В результате выполнения данного раздела были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, выявлены и проанализированы вредные и опасные факторы производственной среды, определено их влияние на организм работника и на окружающую среду. Были рассмотрены наиболее вероятные чрезвычайные ситуации характерные для данного предприятия.

Целью проведения данной работы является анализ работы теплофикационной установки Красноярской ГРЭС-2. Предприятие работает в режиме непрерывного круглогодичного производства. Снабжает население горячей водой и имеет возможность поставки пара на производства. В летний период снижается выработка пара, что связано с прекращением отопительного сезона.

Для исследования внешней и внутренней среды проекта используется SWOT-анализ. Он даёт чёткое представление о ситуации и указывает направления возможных действий предприятия, с использованием сильных сторон, с целью максимизировать возможности и свести к минимуму угрозы и слабости.

Таблица 16 - Матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Большой опыт. 2) Монополист в отрасли. 3) Большой спрос на продукцию. 4) Опытный, квалифицированный персонал. 	<p>Слабые стороны:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Мало дополнительных услуг. 2) Износ основных фондов - большие расходы на амортизацию. 3) Высокая себестоимость продукции.
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Расширение рынка 2) Сотрудничество с другими компаниями 3) Дополнительные услуги 4) Тенденции спроса 5) Применение новых видов оборудования и технологий, повышающих эффективность. 	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Включение в число потребителей тепла близлежащих посёлков приведёт к существенному росту рынка. 2) Опытный персонал делает возможным применение передовых технологий. 3) Дальнейшее повышение квалификации персонала с целью увеличения производительности труда. 	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Наладить производство сопутствующей продукции. 2) Замена либо модернизация изношенного оборудования. 3) Сокращение производственных издержек и повышение производительности труда.

<p>Угрозы:</p> <p>1) Экономический спад</p> <p>2) Рост стоимости ресурсов</p> <p>3) Нестабильная система налогообложения, возможность роста налогов;</p> <p>4) Низкие темпы роста свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию на оптовом рынке</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»</p> <p>1) Положение монополиста позволяет без критических последствий преодолевать трудности в экономике.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»</p> <p>1) Поиск новых, дополнительных партнёров по поставке топлива.</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Проведение SWOT-анализа позволило выявить слабые стороны предприятия Красноярская ГРЭС-2, оценить угрозы, которые представляют основную опасность для организации.

Из проведённого анализа видно, что предприятие имеет небольшое количество угроз и слабых сторон, а его положение на рынке позволяет их преодолевать.

Трудоемкость выполнения данной выпускной квалификационной работы носит вероятностный характер, так как находится в зависимости от множества различных трудно учитываемых факторов.

На основании ожидаемой трудоемкости работ, необходимо определить продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такие расчёты необходимы для обоснованного заработка платы, так как её удельный вес в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

Для построения, в дальнейшем, диаграммы Ганта, которая позволяет наиболее чётко представить длительность различных этапов работы, необходимо длительность каждого этапа перевести из рабочих дней в календарные.

Для этих расчётов используются следующие формулы:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{min i} + 2t_{max i}}{5},$$

где $t_{ожі}$ - ожидаемая трудоёмкость, человеко-дней;

$t_{min i}$ - минимально возможная трудоёмкость, человеко-дней;

$t_{max i}$ - максимально возможная трудоёмкость, человеко-дней;

$$T_{P_i} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

где T_{P_i} - продолжительность работы, рабочих дней;

$Ч_i$ - число одновременно работающих на этом этапе исполнителей, человек.

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал},$$

где T_{ki} - продолжительность работы в календарных днях;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}},$$

где $T_{кал}$ – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.

Все полученные данные сводятся в таблицу 17. На её основании строится календарный план-график.

Таблица 17 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ, рабочих дней T_{P_i}	Длительность работ, календарных дней T_{K_i}
	t_{min} человеко-дней	t_{max} человеко-дней	$t_{ож}$ человеко-дней			
1 Составление и утверждение технического задания	2	3	2,4	Руководитель	2,4	4
2 Сбор данных по объекту исследования	10	14	11,6	Студент	11,6	17
3 Разработка раздела «социальная ответственность»	8	12	9,6	Студент	9,6	14

4 Разработка раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	8	12	9,6	Студент	9,6	14
5 Разработка пояснительной записки	21	25	22,6	Студент	22,6	34
6 Консультации	10	12	10,8	Руководитель Студент	5,4	8
7 Проверка составленной документации и разработанных схем	5	8	6,2	Руководитель	6,2	9
8 Защита проекта	1	2	1,4	Студент	1,4	2
Итого:						102

Таблица 18 – Календарный план-график проведения исследования

Название работы	Исполнители	Длительность работ, календарных дней T_{K_i}	Продолжительность выполнения работ														
			февраль			март			апрель			май			июнь		
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1 Составление и утверждение технического задания	Руководитель	4			■												
2 Сбор данных по объекту исследования	Студент	17				■	■										
3 Разработка раздела «социальная ответственность»	Студент	14						■	■								
4 Разработка раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Студент	14							■	■							
5 Разработка пояснительной записки	Студент	34									■	■	■	■			
6 Консультации	Руководитель Студент	8													■	■	
7 Проверка составленной документации и разработанных схем	Руководитель	9													■	■	
8 Защита проекта	Студент	2														■	
■ - Руководитель ■ - Студент																	

Расчет материальных затрат на разработку проекта:

Все материальные затраты на проведение выпускной квалификационной работы можно выразить следующей формулой:

$$Z_m = C_{\text{мат}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{зп}} + C_{\text{со}} + C_{\text{пр}}$$

где $C_{\text{мат}}$ - материальные затраты, рублей;

$\text{Ц}_{\text{ам}}$ - затраты на амортизацию, рублей;

$\text{Ц}_{\text{зп}}$ - затраты на заработную плату, рублей;

$\text{Ц}_{\text{со}}$ - затраты на социальные отчисления, рублей;

$\text{Ц}_{\text{пр}}$ - прочие затраты, рублей.

К материальным затратам относятся печать и ксерокопирование материалов исследования, канцелярские товары, оплата услуг связи, электроэнергии и т. д.

Принимаем материальные затраты $\text{Ц}_{\text{мат}} = 1000$ рублей.

К основным фондам, для которых необходимо учесть затраты на амортизацию, при выполнении данного проекта относятся, электронная вычислительная техника (компьютер и ноутбук) и многофункциональное печатающее устройство.

Амортизационные отчисления определим по формуле:

$$\text{Ц}_{\text{ам}} = \frac{\text{T}_{\text{исп}}}{\text{T}_{\text{к.дней}}} \cdot \text{Ц}_{\text{т}} \cdot \frac{1}{\text{T}_{\text{ам}}},$$

где $\text{T}_{\text{исп}}$ - срок использования, календарных дней;

$\text{Ц}_{\text{т}}$ - цена техники;

$\text{T}_{\text{ам}}$ - срок службы (для компьютерной техники принимаем $\text{T}_{\text{ам}} = 5$ лет).

$$\text{Ц}_{\text{ам.ноутбук}} = \frac{\text{T}_{\text{исп}}}{\text{T}_{\text{к.дней}}} \cdot \text{Ц}_{\text{т}} \cdot \frac{1}{\text{T}_{\text{ам}}} = \frac{102}{365} \cdot 35000 \cdot \frac{1}{5} = 1956 \text{ руб},$$

$$\text{Ц}_{\text{ам.компьютер}} = \frac{\text{T}_{\text{исп}}}{\text{T}_{\text{к.дней}}} \cdot \text{Ц}_{\text{т}} \cdot \frac{1}{\text{T}_{\text{ам}}} = \frac{102}{365} \cdot 40000 \cdot \frac{1}{5} = 2235 \text{ руб},$$

$$\text{Ц}_{\text{мфу}} = \frac{\text{T}_{\text{исп}}}{\text{T}_{\text{к.дней}}} \cdot \text{Ц}_{\text{т}} \cdot \frac{1}{\text{T}_{\text{ам}}} = \frac{102}{365} \cdot 12000 \cdot \frac{1}{5} = 670 \text{ руб},$$

$$\text{Ц}_{\text{ам}} = \text{Ц}_{\text{ам.ноутбук}} + \text{Ц}_{\text{ам.компьютер}} + \text{Ц}_{\text{мфу}} = 1956 + 2235 + 670 = 4861 \text{ руб}.$$

Затраты на заработную плату рассчитываются следующим образом:

Месячная заработная плата:

$$\text{ЗП}_{\text{мес}} = \text{ЗП}_0 \cdot \text{K}_1 \cdot \text{K}_2,$$

где K_1 – коэффициент учитывающий отпуск ($\text{K}_1 = 1,1$);

K_2 – районный коэффициент ($\text{K}_2 = 1,3$).

Месячная заработная плата инженера (студента):

$$ЗП_{\text{мес}} = 21200 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 30316 \text{ рублей.}$$

Месячная заработная плата научного руководителя:

$$ЗП_{\text{мес}} = 35120 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 50221 \text{ рублей.}$$

Дневная ставка:

$$ЗП_{\text{дн}} = \frac{ЗП_{\text{мес}}}{Д},$$

где Д - количество рабочих дней в месяце (Д = 21 день).

Дневная ставка инженера (студента):

$$ЗП_{\text{дн}} = \frac{30316}{21} = 1444 \text{ рубля.}$$

Дневная ставка научного руководителя:

$$ЗП_{\text{дн}} = \frac{50221}{21} = 2391 \text{ рубль.}$$

Заработная плата согласно времени, затраченному на выполнение выпускной квалификационной работы:

$$ЗП_{\text{инж}} = 1444 \cdot 89 = 128516 \text{ рублей;}$$

$$ЗП_{\text{рук}} = 2391 \cdot 21 = 50211 \text{ рублей.}$$

Общие затраты на заработную плату:

$$Ц_{\text{зп}} = 128516 + 50211 = 178727 \text{ рублей.}$$

Затраты на социальные отчисления принимаются в размере 30% от затрат на заработную плату:

$$Ц_{\text{со}} = 0,3 \cdot Ц_{\text{зп}} = 0,3 \cdot 178727 = 53618 \text{ рублей.}$$

Прочие затраты принимаются равными 10% от суммы затрат по остальным статьям:

$$Ц_{\text{пр}} = 0,1 \cdot (Ц_{\text{мат}} + Ц_{\text{ам}} + Ц_{\text{зп}} + Ц_{\text{со}}) = 0,1 \cdot (1000 + 4861 + 178727 + 53618) = 23820 \text{ рублей.}$$

Общие материальные затраты на выполнение выпускной квалификационной работы составляют:

$$З_{\text{м}} = 1000 + 4861 + 178727 + 53618 + 23820 = 262026 \text{ рублей.}$$

Полученные в ходе расчётов данные сведём в таблицу 19.

Таблица 19 – Смета затрат на выполнение выпускной квалификационной работы

Элементы затрат	Стоимость, рублей
Материальные затраты	1000
Амортизационные затраты	4861
Затраты на заработную плату	178727
Затраты на социальные отчисления	53618
Прочие затраты	23820
Итого	262026

В результате проделанной разработки раздела финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение был произведён SWOT-анализ предприятия, благодаря чему были выявлены его сильные и слабые стороны и предложены действия для дальнейшего развития предприятия.

Были оценены временные и материальные затраты на проведение выпускной квалификационной работы.

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был произведён анализ работы сетевой установки Красноярской ГРЭС-2, проанализировано состояние основного оборудования. Оно, благодаря проведению регулярных ремонтных работ, в основном содержится в удовлетворительном состоянии, но, всё же, имеется некоторое количество подогревателей, состояние трубной системы которых является неудовлетворительным. Кроме того, ряд подогревателей имеет существенное количество заглушенных трубок, что оказывает негативное влияние на эффективность работы. Так же, в связи с утратой некоторых потребителей пара у станции имеется большой резерв неиспользуемой мощности.

Был произведён SWOT-анализ предприятия и определены его сильные и слабые стороны.

Были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на предприятии, выявлены и проанализированы вредные и опасные факторы производственной среды, определено их влияние на организм работника и на окружающую среду.

Список использованных источников

1. Антонова А. М. Тепловые и атомные электрические станции. Проектирование тепловых схем: учебное пособие / А. М. Антонова, А. В. Воробьев; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт дистанционного образования (ИДО). - Томск: Изд-во ТПУ, 2012. — 256 с.
2. МУ 34-70-104-85 Методические указания по эксплуатационному контролю за состоянием сетевых подогревателей.
3. МУ 34-70-001-82 Методические указания по испытанию сетевых подогревателей.
4. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) "О специальной оценке условий труда" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021).
5. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. N 197-ФЗ (ТК РФ).
6. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
7. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
8. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
9. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
10. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
11. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
12. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

13. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
14. ГОСТ 12.3.002-2014. Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
15. Инструкция по предупреждению и ликвидации аварий на тепловых электростанциях (с Изменением N 1). Утверждено Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 265.
16. ГОСТ 12.2.033-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
17. ГОСТ 12.2.049-80. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
18. ГОСТ 21752-76. Система «человек-машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования.
19. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
20. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
21. Суворов Г. А., Шум и здоровье (эколого-гигиенические проблемы) / Г.А. Суворов, Л. В. Прокопенко, Л. Д. Якимова - М: Союз, 1996. - 150 с.
22. Беликов С. Е., Котлер В. Р. Котлы тепловых электростанций и защита атмосферы / С. Е. Беликов, В. Р. Котлер. - М: Аква-Терм, 2008. - 360 с.
23. Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС: учебное пособие / В.В. Жабо. - М.: Энергоатомиздат, 1992. - 240с.
24. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания
25. ГОСТ 12.4.123-83. Система стандартов безопасности труда. Средства коллективной защиты от инфракрасных лучей. Общие технические средства.