

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  
 ООП Инженерия теплоэнергетики и теплотехники  
 Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА**

Тема работы
<i>Проект тепловой части ГРЭС мощностью 6400 МВт</i>

УДК 621.311.22:697.34.002.5

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б8А	Толкалов Павел Олегович		

Руководитель ВКР

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доктор экономических наук	Гасанов М.А.	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева И.Л.			

Нормоконтроль

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	А.М. Антонова	к.т.н., доцент		

Томск – 2023 г.

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП**  
**Тепловые электрические станции**  
**по направлению 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника**

<b>Код компетенции</b>	<b>Наименование компетенции</b>
<b>Универсальные компетенции</b>	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном (-ых) языке (-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен проявлять предприимчивость в практической деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК(У)-1	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-2	Способен применять соответствующий физико-математический аппарат, методы анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования при решении профессиональных задач
ОПК(У)-3	Способен демонстрировать применение основных способов получения, преобразования, транспорта и использования теплоты в теплотехнических установках и системах
ОПК(У)-4	Способен учитывать свойства конструкционных материалов в теплотехнических расчетах с учетом динамических и тепловых нагрузок
ОПК(У)-5	Способен проводить измерения электрических и неэлектрических величин, определяющих условия работы объектов теплоэнергетики и теплотехники
<b>Профессиональные компетенции</b>	
ПК(У)-1	Способен применять знания теоретических основ теплотехники и гидрогазодинамики при решении научных и практических профессиональных задач
ПК(У)-2	Способен анализировать эффективность современных технологий преобразования энергии в энергетических установках
ПК(У)-3	Способен разрабатывать природоохранные, энерго- и ресурсосберегающие мероприятия на ТЭС
ПК(У)-4	Способен разрабатывать инструкции по эксплуатации тепломеханического оборудования ТЭС
ПК(У)-5	Способен проектировать объекты теплоэнергетики и тепломеханическое оборудование тепловых электростанций
ПК(У)-6	Способен участвовать в управлении процессом эксплуатации оборудования и трубопроводов ТЭС, контролировать параметры технологических процессов и показатели качества рабочего тела

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 (ООП) 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника  
 Уровень образования Высшее бакалавр  
 Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (весенний семестр 2022/2023 учебного года)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-5Б8А	Толкалов Павел Олегович

Тема работы:

<i>Проект тепловой части ГРЭС мощностью 6400 МВт</i>
------------------------------------------------------

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.04.2023 г	Разработка раздела «Расчет и выбор теплотехнического оборудования блока»	40
01.05.2023 г.	Разработка раздела «Социальная ответственность»	25
20.05.2023 г	Разработка раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	25
13.06.2023 г	Оформление и представление ВКР	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

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

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б8А	Толкалов Павел Олегович		10.12.22

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 (ООП) 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

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-5Б8А	Толкалов Павел Олегович

Тема работы:

<b>Проект тепловой части ГРЭС мощностью 6400 МВт</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	02.05.2023г. № 122-63/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

23 июня 2023 года

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <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 функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Установленная электрическая мощность станции 6400 МВт;          Турбина К-800-240;          Вид топлива Березовское 2Б.</p>
<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>  <i>(аналитический обзор литературных источников 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>	<p>Введение          1 Расчет и выбор теплотехнического оборудования блока          1.1 Выбор типа и количества энергетических котлов          1.2 Составление принципиальной тепловой схемы блока, расчет ее на заданный режим          1.3 Выбор вспомогательного оборудования тепловой схемы станции          1.4 Определение потребности станции в технической воде, выбор циркуляционных</p>

	<p>насосов</p> <p>1.5 Определение часового и годового расхода топлива энергетических котлов</p> <p>1.6 Топливное хозяйство станции на твердом топливе</p> <p>1.7 Выбор схемы пылеприготовления и ее оборудования</p> <p>1.8 Растопочное мазутное хозяйство станции</p> <p>2. Социальная ответственность</p> <p>2.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>2.2 Производственная безопасность</p> <p>2.3 Экологическая безопасность</p> <p>2.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;</p> <p>3.1 Предпроектный анализ</p> <p>3.2 Планирование научно-исследовательских работ</p> <p>3.3 Бюджет научно-технического исследования</p> <p>Заключение</p>
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	<p>Развернутая тепловая схема блока 800 МВт.</p> <p>Компоновка главного корпуса с энергоблоками мощностью 800 МВт.</p> <p>Генеральный план.</p>

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент</b>	М.А. Гасанов Доктор экономических наук
<b>Социальная ответственность</b>	И.Л. Мезенцева Старший преподаватель
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	10.12.22
-------------------------------------------------------------------------------------------------	----------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

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

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б8А	Толкалов Павел Олегович		10.12.22

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-5Б8А		Толкалов Павел Олегович	
Школа	Инженерная школа энергетик	Отделение (НОЦ)	Отделение инженерии теплоэнергетики и теплотехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Тема ВКР:

<b>Проект тепловой части ГРЭС мощностью 6400 МВт</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p>Объект исследования Турбина К-800-240, котельный агрегат П-67 и их вспомогательное оборудование</p> <p>Область применения энергетика, электростанции</p> <p>Рабочая зона: производственное помещение и полевые условия</p> <p>Размеры помещения 20м x 20м x 5м</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: котлы, турбины, вспомогательное оборудование</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне контроль процессов</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.</p> <p>Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.</p> <p>Правила противопожарного режима в Российской Федерации.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> </ul>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Повышенная загазованность парами вредных химических веществ;</li> <li>- Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</li> <li>- Повышенная температура воздуха;</li> <li>- Повышенный уровень шума;</li> <li>- Повышенный уровень инфразвуковых колебаний (инфразвука).</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;</li> <li>- Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов.;</li> </ul>

	<p>- Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;</p> <p>- Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</p> <p>Необходимые средства защиты: использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, защитные ограждения.</p>
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b>	<p>Воздействие на атмосферу: выбросы вредных веществ</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение почвы пылевыми выбросами золоотвала.</p> <p>Воздействие на гидросферу: сброс охлаждающей воды при использовании в качестве охладителя рек, прудов; жидкие радиоактивные отходы, загрязнение нефтепродуктами.</p> <p>Воздействие на селитебную зону: выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b>	<p>Возможные ЧС</p> <p>пожары, взрывы, обрушение зданий</p> <p>Наиболее типичная ЧС</p> <p>Возгорание водорода и масла на ТГ</p>
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева И.Л.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б8А	Толкалов П.О.		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ  
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-5Б8А	Толкалов Павел Олегович

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова
Уровень образования	Высшее бакалавр	Направление (ООП)	13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами Тарифные ставки исполнителей определены Приложением №1 к приказу Главного управления специальных программ Президента Российской Федерации от 6 апреля 2018 г. N 17
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизации основных фондов 33,3% Районный коэффициент 1,3
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды 30 %

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

4. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Потенциальные потребители результатов исследования; SWOT-анализ.
5. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование работ; Разработка диаграммы Ганта; Формирование сметы затрат на исследование.
6. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Описание потенциального эффекта

**Перечень графического материала:**

1. Матрица SWOT
2. Диаграмма Ганта

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	10.03.23
-----------------------------------------------------------------------------	----------

**Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доктор экономических наук	Гасанов М.А.	д.э.н.		10.03.23

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б8А	Толкалов П.О.		10.03.23

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 84 с., 13 рис., 37 табл., 22 источников, 2 прил.

Ключевые слова: электрооборудование, котлоагрегат, турбина, мельница, насос, давление, температура, вода, пар, тепловая схема, безопасность, ресурсоэффективность.

Объектом исследования является тепловая часть ГРЭС 6400 МВт.

Цель работы – Проектирование тепловой части ГРЭС мощностью 6400 МВт.

В ходе работы проводились расчеты тепловой схемы, расчет вспомогательного оборудования.

В результате была спроектирована развернутая тепловая схема блока 800 МВт, было выбрано оборудование станции.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: развернутая тепловая схема состоит из основного и вспомогательного оборудования тепловой схемы энергоблока. Тепловая схема состоит из подогревателей высокого и низкого давления, турбины и котла, насосов, трубопроводов питательной, конденсационной воды, паропроводов.

Степень внедрения: разработанный в диплом проект станции могут применяться на практике.

Область применения: в различных областях промышленного производства.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в создании благоприятной среды для развития региона и создания дополнительных рабочих мест и налоговые поступления.

## Оглавление

Введение .....	12
1. Расчёт и выбор теплоэнергетического оборудования блока.....	13
1.1 Выбор типа и количества энергетических котлов.....	13
1.2 Составление принципиальной тепловой схемы блока, расчет ее на заданный режим .....	16
1.2.1 Параметры и характеристики отборов пара и воды .....	16
1.2.2 Расчет тепловой схемы.....	17
1.2.3 Расход питательной воды .....	17
1.2.4 Доля расхода пара на приводную турбину.....	18
1.2.5 Доля расхода пара на ПВД-8.....	18
1.2.6 Доля расхода пара на ПВД-7.....	19
1.2.7 Доля расхода пара на ПВД-6.....	20
1.2.8 Доля расхода пара на деаэратор .....	20
1.2.9 Доля расхода пара на ПНД-4 .....	21
1.2.10 Доля расхода пара на ПНД-3 .....	22
1.2.11 Точка смешения .....	22
1.2.12 Доля расхода пара на ПНД-2 .....	23
1.2.13 Доля расхода пара на ПНД-1 .....	24
1.2.14 Сетевая подогревательная установка .....	24
1.2.15 Проверка .....	25
1.2.16 Коэффициент недовыработки мощности паром отборов турбины .....	25
1.2.17 Расчет расхода пара на турбину .....	27
1.2.18 Расход пара по отборам .....	27
1.2.19 Конденсационный поток пара .....	28

1.2.20 Мощность потоков пара в турбине .....	28
1.2.21 Расчет технико-экономических показателей .....	29
1.3 Выбор вспомогательного оборудования тепловой схемы станции.....	32
1.3.1 Оборудование, поставляемое в комплекте с турбиной.....	32
1.3.2 Расчет и выбор деаэратора, конденсатных и питательных насосов, оборудования теплофикационной установки. ....	33
1.4 Определение потребности станции в технической воде, выбор циркуляционных насосов.....	37
1.5 Определение часового и годового расхода топлива энергетических котлов .....	38
1.6 Топливное хозяйство станции на твердом топливе .....	40
1.6.1 Необходимая площадь складов .....	40
1.6.2 Подача твердого топлива в котельное отделение .....	40
1.6.3 Выбор схемы пылеприготовления и ее оборудования .....	42
1.6.5 Емкость бункеров сырого топлива .....	43
1.6.6 Питатели сырого топлива.....	44
1.7 Растопочное мазутное хозяйство станции .....	44
1.7.1 Выбор насосов второго подъема.....	44
1.7.2 Выбор насосов первого подъема .....	45
1.7.3 Диаметр мазутопровода .....	45
2. Социальная ответственность .....	46
2.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	47
2.2 Производственная безопасность .....	48
2.3 Экологическая безопасность .....	54
2.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	58
Выводы по разделу социальная ответственность .....	59
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	60

<b>3.1 Предпроектный анализ</b> .....	<b>60</b>
<b>3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования</b> .....	<b>60</b>
<b>3.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</b> .....	<b>61</b>
<b>3.1.3 Технология QuaD</b> .....	<b>62</b>
<b>3.1.4 SWOT-анализ</b> .....	<b>63</b>
<b>3.2 Планирование научно-исследовательских работ</b> .....	<b>66</b>
<b>3.2.1. Структура работ в рамках научного исследования</b> .....	<b>66</b>
<b>3.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ</b> .....	<b>66</b>
<b>3.2.3 Разработка графика проведения научного исследования</b> .....	<b>67</b>
<b>3.3 Бюджет научно-технического исследования</b> .....	<b>69</b>
<b>3.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования</b> .....	<b>69</b>
<b>3.3.2 Расчет амортизации специального оборудования</b> .....	<b>70</b>
<b>3.3.3 Расчет основной заработной платы исполнителей темы</b> .....	<b>71</b>
<b>3.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы</b> .....	<b>72</b>
<b>3.3.5 Страховые отчисления</b> .....	<b>73</b>
<b>3.3.6 Накладные расходы</b> .....	<b>73</b>
<b>3.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта</b> .....	<b>73</b>
<b>3.4 Описание потенциального эффекта</b> .....	<b>74</b>
<b>Заключение</b> .....	<b>76</b>
<b>Список использованных источников</b> .....	<b>77</b>

## **Введение**

Энергетика России развивается на базе новых достижений в области проектирования и строительства электростанций, характеризуется широкой автоматизацией производственных процессов. Развитие промышленности и широкое жилищно - коммунальное хозяйство строительство вызывает непрерывный рост тепловой нагрузки. Одновременно идет процесс концентрации этой нагрузки в крупных городах и промышленных районах, что создает базу для дальнейшего развития теплофикации централизованного теплоснабжения.

Россия занимает ведущее место в мире по масштабам теплофикации. Основным направлением развития стало сооружение ТЭЦ большой мощностью на более современных крупных турбинах. Все большее значение в России, благодаря росту жилищного и общественного строительства и лучшего удовлетворения потребностей населения в тепле, занимают отопительные теплоэлектроцентрали. В данном проекте рассматривается строительство ГРЭС.

Проектируемая тепловая электрическая станция будет располагаться в Красноярском крае (Россия).

Установленная мощность электростанции 6400 МВт. В главном корпусе будут установлены восемь блоков: восемь котельных агрегата П-67 и восемь турбин К-800-240.

Тепловая станция проектируется на твердом топливе, "бурый уголь "Березовское 2Б. Станция располагается на реке Енисей и предназначена для электрификации и теплофикации района.

Постройка данной ГРЭС будет компенсировать энергетические потери в единой энергосистеме, тем самым снижая себестоимость электроэнергии и теплоэнергии для населения и предприятий. Строительство создает благоприятную среду для развития региона и создаст дополнительные рабочие места и налоговые поступления.

# 1. Расчёт и выбор теплоэнергетического оборудования блока

## 1.1 Выбор типа и количества энергетических котлов

Производительность энергетических котлов выбирается по максимальному пропуску свежего пара через турбину  $D_{\max} = 2650$  т/ч; давлению и температуре острого пара ( $P_0 = 23,54$  МПа,  $t_0 = 540$  °С).

Производительность котла:

$$D_k = (1 + \alpha \cdot \beta) \cdot D_{\max}^T, \quad (1.1)$$

$$D_k^{\max} = (1 + 0,03 + 0,02) \cdot 2650 = 2782,5 \text{ т/ч.}$$

По  $D_k$ ,  $P_0$ ,  $t_0$ , и топливу выбираем прямоточный котел марка П-67.

Характеристика котла П-67.

Таблица 1.1–Характеристики котла П-67 [17]

Маркировка на ГОСТ	Пп-2650/255
Заводская	П-67
Паропроизводительность	2650 т/ч
Давление пара	25,5 МПа
Температура свежего пара	545 °С
Количество пара, проходящего при номинальной мощности через промперегрев	2186 т/ч
Давление пара после промперегрева	3,6 МПа
Температура вторичного перегретого пара	545 °С
Температура уходящих газов	140 °С
Температура питательной воды	275 °С
Топка	открытая
Шлакоудаление	в жидком состоянии
Компоновка	Т-образная
Воздухоподогреватель	ТВП
Газовый тракт	разряжение
Число автономных потоков	2
Габариты котла по осям колон:	
ширина	72 м
Глубина	33 м

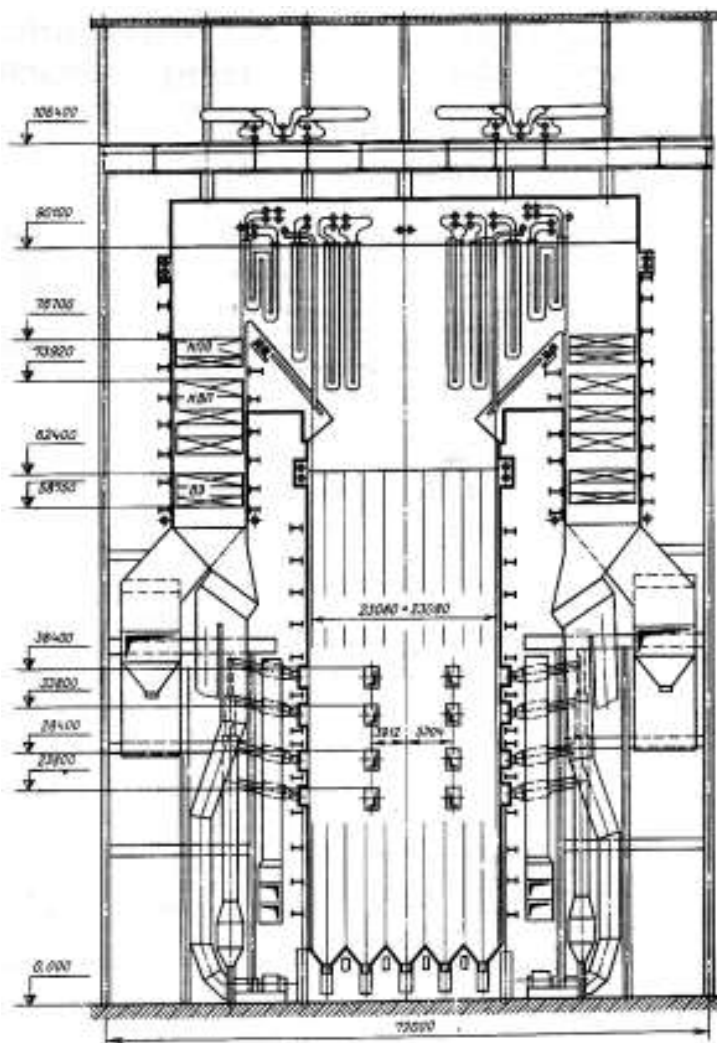


Рисунок 1.1 - Поперечный разрез котельного агрегата Пп-2650/255 (П-67)

Описание котла П-67:

Котел прямоточный Подольского машиностроительного завода (ЗиО), Т-образной компоновки. Предназначен для сжигания березовского угля. Топка котла открытого типа, с жидким шлакоудалением, разделена на 2 радиационные части: нижнюю и верхнюю. На выходе из топки идут две ступени ширм. В конвективной шахте находится выходная ступень пароперегревателя, входная ступень промежуточного пароперегревателя, и экономайзер.

Характеристика турбины К-800-240.

Таблица 1.2 - Техническая характеристика турбины К-800-240 [18]

Тип турбины	К-800-240
-------------	-----------

Завод изготовитель	ПОТ ЛМЗ
Номинальная мощность	800 МВт
Максимальная мощность	850 МВт
Давление свежего пара	23,54 МПа
Температура свежего пара	540 °С
Давление пара после промежуточного пароперегревателя	3,24 МПа
Температура пара после промежуточного перегревателя	540 °С
Число отборов пара для регенерации	8
Давление отработавшего пара	3,43 МПа
Температура охлаждающей воды	12 °С
Расход охлаждающей воды	73000 м <sup>3</sup> /ч
Максимальный расход пара: ЧВД ЧСД ЧНД	2650 т/ч - -
Число корпусов	5
Число ступеней	26
Формула проточной части: ЧВД ЧСД ЧНД	1Р+11 2х9 (2х5)·3
Число выхлопов	6
Общая масса турбины	1300 т
Полная длина турбины: С генератором Без генератора	59,5 м 39,7 м
Температура питательной воды	275°С
Расчетный удельный расход теплоты	7640 кДж/(кВт·ч)
Средний диаметр последней ступени	2480 мм
Высота рабочих лопаток последней ступени	960 мм

Турбина состоит из одного цилиндра высокого давления, 1 двухпоточный цилиндра среднего давления и 3 двухпоточных цилиндра низкого давления.

Турбина имеет семь регенеративных отборов пара: два из цилиндра высокого давления, четыре из цилиндра среднего давления и один из цилиндра низкого давления.

Турбина представляет собой одновальный пятицилиндровый агрегат, состоящий из ЦВД+ЦСД+3ЦНД. Пар из котла подводится по двум паропроводам к двум стопорным клапанам. Каждый из них сблокирован с двумя регулируемыми клапанами, от которых пар по четырем трубам поступает к ЦВД. Во внутренний корпус ЦВД вварены четыре сопловые коробки патрубков. Пароподводящие штуцера имеют сварные соединения с наружным корпусом цилиндра и подвижные - с горловинами сопловых коробок. Роторы ВД и СД - цельнокованные, роторы НД - с насадными дисками, с высотой рабочих лопаток.

## 1.2 Составление принципиальной тепловой схемы блока, расчет ее на заданный режим

### 1.2.1 Параметры и характеристики отборов пара и воды

Таблица 1.3 – Характеристика отборов пара

№ отбора	Подогреватель	Давление, МПа	Температура, °С	Количество отбираемого пара, кг/с (т/ч)
1	2	3	4	5
I	ПВД8	61,8	349	4861(175)
II	ПВД7	38,5	289	60,55(218)
III	Турбопривод ПН ПВД6	16,6	440	34,16(123)
		16,6	440	30,27(109)
IV	Деаэратор	10,9	386	0,55(2,0)
V	ПНД4	5,9	310	24,72(89)
VI	ПНД3	2,9	231	26,11(94)
VII	ПНД2	1,16	148	30,55(110)
VIII	ПНД1	0,218	60	24,16(87)

Таблица 1.4 – Сводная таблица параметров воды и пара

№ отбора	№ подогревателя	Параметры пара		Параметры питательной воды и основного конденсата			
		Давление в отборе, МПа	Энтальпия в отборе, кДж/кг	Температура НКГП, °С	Энтальпия НКГП, кДж/кг	Температура воды и конденсата	Энтальпия воды и конденсата,
0		23,54	3324,4	-	-	-	-

1	ПВД 8	6,06	3007,35	277	1221	275	1211
2	ПВД 7	3,77	2912,4	247	1071	245	1061
П/ П		3,24	3544,7	-	-	-	-
3	ПВД-6	1,63	3342,9	203	865	201	857
	турбопри- вод	1,63	3342,9				
4	деаэрагор	1,069	3230,7	184	781	184	781
5	ПНД 4	0,578	3083,1	157	662	154	649
6	ПНД 3	0,28	2930,7	131	551	128	538
7	ПНД 2	0,113	2769,01	102	427	99	415
8	ПНД 1	0,021	2532,4	61	256	58	243
к		0,00343	2321,9	26	110	26	110
$k_{пт}$		0,00343	2358,6				

### 1.2.2 Расчет тепловой схемы

Для упрощения расчета расход свежего пара на турбину принимается в долях расхода и берется за единицу  $\alpha_0 = 1$ , остальные потоки пара выражаются в долях расхода от  $\alpha_0$ .

### 1.2.3 Расход питательной воды

$$\alpha_{ПВ} = \alpha_0 + \alpha_{УТ}; \quad (1.2)$$

$$\alpha_{ПВ} = 1 + 0,015 = 1,015.$$

### 1.2.4 Доля расхода пара на приводную турбину

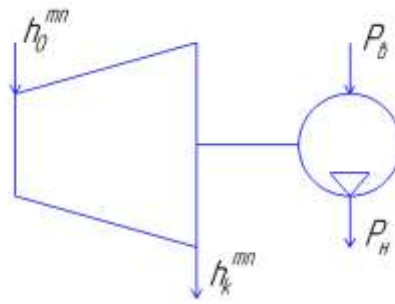


Рисунок 1.2 – Приводная турбина

$$\alpha_{\text{ТП}} = \frac{\alpha_{\text{ПВ}} \cdot V_{\text{ср}} \cdot (P_{\text{ПН}} - P_{\text{Д}}) \cdot 10^3}{H_i^{\text{ТП}} \cdot \eta_{\text{Н}} \cdot \eta_{\text{Н}}^{\text{ТП}}}, \quad (1.3)$$

$$H_i^{\text{ТП}} = i_0^{\text{ТП}} - i_{\text{К}}^{\text{ТП}}, \quad (1.4)$$

где -  $P_{\text{ПН}}, P_{\text{Д}}$  – давление на выходе из основного и бустерного насоса, МПа;

$V_{\text{ср}} \approx 0,0011$  – среднее значение удельного объема питательной воды в питательном насосе;

$H_i^{\text{ТП}}$  – полезно используемый перепад ТП;

$\eta_{\text{Н}}^{\text{ТП}}$  – внутренний относительный КПД ТП.

$H_i^{\text{ТП}} = 3342,9 - 2358,6 = 984,3$  кДж/кг;

$$\alpha_{\text{ТП}} = \frac{1,015 \cdot 0,0011 \cdot (30,6 - 2) \cdot 10^3}{984,3 \cdot 0,83 \cdot 0,99} = 0,0394.$$

### 1.2.5 Доля расхода пара на ПВД-8

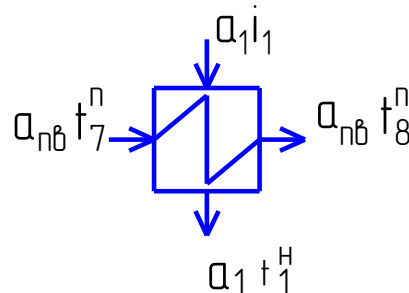


Рисунок 1.3 – ПВД 8

$$\alpha_1 \cdot i_1 + \alpha_{\text{ПВ}} \cdot t_7^{\text{П}} = \alpha_1 \cdot t_1^{\text{H}} + \alpha_{\text{ПВ}} \cdot t_8^{\text{П}}, \quad (1.5)$$

$$\eta \cdot \alpha_1 \cdot i_1 - \eta \cdot \alpha_1 \cdot t_1^{\text{H}} = \alpha_{\text{ПВ}} \cdot t_8^{\text{П}} - \alpha_{\text{ПВ}} \cdot t_7^{\text{П}}, \quad (1.6)$$

$$\eta \cdot \alpha_1 \cdot (i_1 - t_1^{\text{H}}) = \alpha_{\text{ПВ}} \cdot (t_8^{\text{П}} - t_7^{\text{П}}), \quad (1.7)$$

$$\alpha_1 = \frac{\alpha_{\text{ПВ}} \cdot (t_8^{\text{П}} - t_7^{\text{П}})}{\eta \cdot (i_1 - t_1^{\text{H}})}, \quad (1.8)$$

$$\alpha_1 = \frac{1,015 \cdot (1211 - 1061)}{0,98 \cdot (3007,35 - 1221)} = 0,087.$$

### 1.2.6 Доля расхода пара на ПВД-7

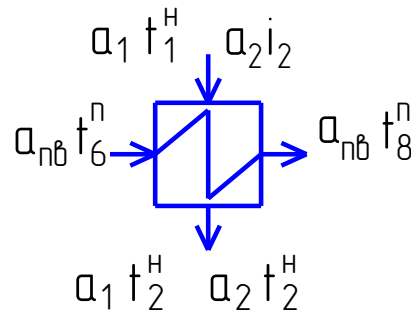


Рисунок 1.4 – ПВД 7

$$\alpha_2 \cdot i_2 + \alpha_1 \cdot t_1^{\text{H}} + \alpha_{\text{ПВ}} \cdot t_6^{\text{П}} = \alpha_{\text{ПВ}} \cdot t_7^{\text{П}} + \alpha_2 \cdot t_2^{\text{H}} + \alpha_1 \cdot t_2^{\text{H}}, \quad (1.9)$$

$$\eta \cdot \alpha_2 \cdot i_2 - \eta \cdot \alpha_2 \cdot t_2^{\text{H}} = \alpha_1 \cdot t_2^{\text{H}} - \alpha_1 \cdot t_1^{\text{H}} + \alpha_{\text{ПВ}} \cdot t_7^{\text{П}} - \alpha_{\text{ПВ}} \cdot t_6^{\text{П}}, \quad (1.10)$$

$$\eta \cdot \alpha_2 \cdot (i_2 - t_2^{\text{H}}) = \alpha_1 \cdot (t_2^{\text{H}} - t_1^{\text{H}}) \cdot \eta + \alpha_{\text{ПВ}} \cdot (t_7^{\text{П}} - t_6^{\text{П}}), \quad (1.11)$$

$$\alpha_2 = \frac{\alpha_1 \cdot (t_2^{\text{H}} - t_1^{\text{H}}) \cdot \eta + \alpha_{\text{ПВ}} \cdot (t_7^{\text{П}} - t_6^{\text{П}})}{\eta \cdot (i_2 - t_2^{\text{H}})}, \quad (1.12)$$

$$\alpha_2 = \frac{0,087 \cdot (1071 - 1221) \cdot 0,98 + 1,015 \cdot (1061 - 857)}{0,98 \cdot (2912,4 - 1071)} = 0,108.$$

### 1.2.7 Доля расхода пара на ПВД-6

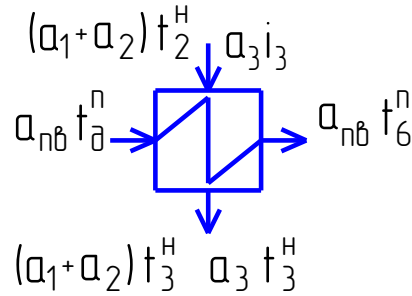


Рисунок 1.5 – ПВД 6

$$\alpha_3 \cdot i_3 + \alpha_{пв} \cdot t_{д}^{\Pi} + (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot t_2^H = \alpha_3 \cdot t_3^H + \alpha_{пв} \cdot t_6^{\Pi} + (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot t_3^H, \quad (1.13)$$

$$\eta \cdot \alpha_3 \cdot i_3 - \alpha_3 \cdot t_3^H \cdot \eta = \alpha_{пв} \cdot t_6^{\Pi} - \alpha_{пв} \cdot t_{д}^{\Pi} + (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (t_3^H - t_2^H) \cdot \eta, \quad (1.14)$$

$$\alpha_3 \cdot \eta \cdot (i_3 - t_3^H) = \alpha_{пв} \cdot (t_6^{\Pi} - t_{д}^{\Pi}) + \eta \cdot (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (t_3^H - t_2^H), \quad (1.15)$$

$$\alpha_3 = \frac{\alpha_{пв} \cdot (t_6^{\Pi} - t_{д}^{\Pi}) + \eta \cdot (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (t_3^H - t_2^H)}{\eta \cdot (i_3 - t_3^H)}, \quad (1.16)$$

$$\alpha_3 = \frac{1,015 \cdot (857 - 781) + 0,98 \cdot (0,087 + 0,108) \cdot (865 - 1071)}{0,98 \cdot (3342,9 - 865)} = 0,015.$$

### 1.2.8 Доля расхода пара на деаэратор

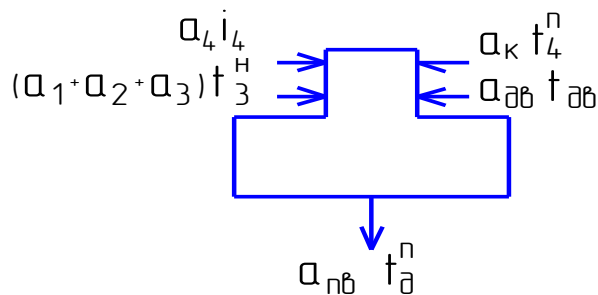


Рисунок 1.6– Деаэратор

Материальный баланс:

$$\alpha_4 + \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_к + \alpha_{дв} = \alpha_{пв}, \quad (1.17)$$

$$\alpha_4 = -\alpha_к - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_{дв} + \alpha_{пв}, \quad (1.18)$$

$$\alpha_k = -\alpha_4 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_{дв} + \alpha_{пв} \quad (1.19)$$

$$\alpha_k = -\alpha_4 - 0,087 - 0,108 - 0,015 - 0,015 + 1,015,$$

$$\alpha_k = 0,778 - \alpha_4,$$

Тепловой баланс:

$$\alpha_4 \cdot i_4 + (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) \cdot t_3^H + \alpha_k \cdot t_4^H + \alpha_{дв} = \alpha_{пв} \cdot t_д^H, \quad (1.20)$$

$$\alpha_4 \cdot i_4 + (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) \cdot t_3^H + (0,778 - \alpha_4) \cdot t_4^H + \alpha_{дв} \cdot t_{дв} = \alpha_{пв} \cdot t_д^H, \quad (1.21)$$

$$\alpha_4 \cdot i_4 + (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) \cdot t_3^H + 0,778 \cdot t_4^H - \alpha_4 \cdot t_4^H + \alpha_{дв} \cdot t_{дв} = \alpha_{пв} \cdot t_д^H, \quad (1.22)$$

$$\alpha_4 \cdot (i_4 - t_4^H) = \alpha_{пв} \cdot t_д^H - (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) \cdot t_3^H - 0,778 \cdot t_4^H - \alpha_{дв} \cdot t_{дв}, \quad (1.23)$$

$$\alpha_4 = \frac{\alpha_{пв} \cdot t_д^H - (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3) \cdot t_3^H - 0,778 \cdot t_4^H - \alpha_{дв} \cdot t_{дв}}{(i_4 - t_4^H)}, \quad (1.24)$$

$$\alpha_4 = \frac{1,015 \cdot 781 - (0,087 + 0,108 + 0,015) \cdot 865 - 0,015 \cdot 125 - 0,778 \cdot 649}{(3230,7 - 649)},$$

$$\alpha_4 = 0,037;$$

$$\alpha_k = 0,778 - 0,037 = 0,741.$$

### 1.2.9 Доля расхода пара на ПНД-4

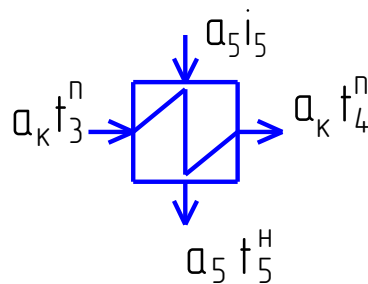


Рисунок 1.7 – ПНД 4

$$\alpha_5 \cdot i_5 + \alpha_k \cdot t_3^H = \alpha_k \cdot t_4^H + \alpha_5 \cdot t_5^H, \quad (1.25)$$

$$\eta \cdot \alpha_5 \cdot i_5 - \eta \cdot \alpha_5 \cdot t_5^H = \alpha_k \cdot t_4^H - \alpha_k \cdot t_3^H, \quad (1.26)$$

$$\alpha_5 \cdot \eta \cdot (i_5 - t_5^H) = \alpha_k \cdot (t_4^H - t_3^H), \quad (1.27)$$

$$\alpha_5 = \frac{\alpha_k \cdot (t_4^H - t_3^H)}{\eta \cdot (i_5 - t_5^H)}, \quad (1.28)$$

$$\alpha_5 = \frac{0,741 \cdot (649 - 538)}{0,98 \cdot (3083,1 - 662)} = 0,035.$$

### 1.2.10 Доля расхода пара на ПНД-3

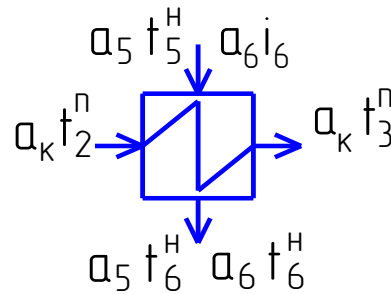


Рисунок 1.8 – ПНД 3

$$\alpha_6 \cdot i_6 + \alpha_k \cdot t_2^H + \alpha_5 \cdot t_5^H = \alpha_6 \cdot t_6^H + \alpha_k \cdot t_3^H + \alpha_5 \cdot t_6^H, \quad (1.29)$$

$$\eta \cdot \alpha_6 \cdot i_6 - \eta \cdot \alpha_6 \cdot t_6^H = \alpha_k \cdot t_3^H - \alpha_k \cdot t_2^H + \alpha_5 \cdot t_6^H \cdot \eta - \alpha_5 \cdot t_5^H \cdot \eta, \quad (1.30)$$

$$\alpha_6 = \eta \cdot (i_6 - t_6^H) = \alpha_k \cdot (t_3^H - t_2^H) + \alpha_5 \cdot \eta \cdot (t_6^H - t_5^H), \quad (1.31)$$

$$\alpha_6 = \frac{\alpha_k \cdot (t_3^H - t_2^H) + \alpha_5 \cdot \eta \cdot (t_6^H - t_5^H)}{\eta \cdot (i_6 - t_6^H)}, \quad (1.32)$$

$$\alpha_6 = \frac{0,71 \cdot (538 - 415) + 0,98 \cdot 0,035 \cdot (551 - 662)}{0,98 \cdot (2930,7 - 551)} = 0,037.$$

### 1.2.11 Точка смешения

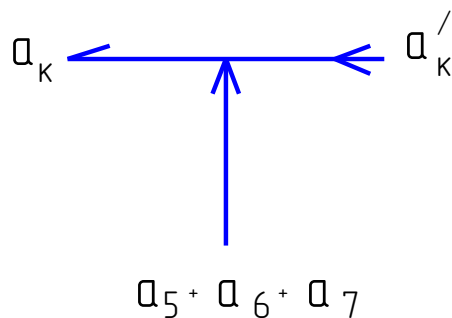


Рисунок 1.9 – Точка смешения

$$\alpha_k = \alpha'_k + \alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_7, \quad (1.33)$$

$$\alpha'_k = \alpha_k - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7, \quad (1.34)$$

$$\alpha'_k = 0,741 - 0,035 - 0,037 - \alpha_7;$$

$$\alpha'_k = 0,669 - \alpha_7 = 0,669 - 0,043 = 0,626.$$

### 1.2.12 Доля расхода пара на ПНД-2

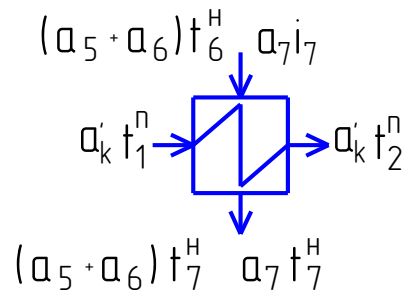


Рисунок 1.10 – ПНД 2

$$\alpha_7 \cdot i_7 + (\alpha_5 + \alpha_6) \cdot t_6^H + \alpha'_k \cdot t_1^H = \alpha_7 \cdot t_7^H + \alpha'_k \cdot t_2^H + (\alpha_5 + \alpha_6) \cdot t_7^H, \quad (1.35)$$

$$\alpha_7 \cdot i_7 + \alpha'_k \cdot t_1^H - \alpha_7 \cdot t_7^H - \alpha'_k \cdot t_2^H = (\alpha_5 + \alpha_6) \cdot t_7^H - (\alpha_5 + \alpha_6) \cdot t_6^H, \quad (1.36)$$

$$\alpha_7 \cdot (i_7 - t_7^H) \cdot \eta + \alpha'_k \cdot (t_1^H - t_2^H) = (\alpha_5 + \alpha_6) \cdot (t_7^H - t_6^H) \cdot \eta, \quad (1.37)$$

$$\alpha_7 \cdot (i_7 - t_7^H) \cdot \eta + (0,669 - \alpha_7) \cdot (t_1^H - t_2^H) = (\alpha_5 + \alpha_6) \cdot (t_7^H - t_6^H) \cdot \eta, \quad (1.38)$$

$$\alpha_7 \cdot (2769,014 - 427) \cdot 0,98 + (0,669 - \alpha_7) \cdot (243 - 415) =$$

$$= 0,98 \cdot (0,035 + 0,037) \times (427 - 551),$$

$$\alpha_7 \cdot 2295,17 - 172(0,669 - \alpha_7) = -8,749,$$

$$2467,17 \cdot \alpha_7 = 106,319,$$

$$\alpha_7 = \frac{106,319}{2467,17}$$

$$\alpha_7 = 0,043.$$

### 1.2.13 Доля расхода пара на ПНД-1

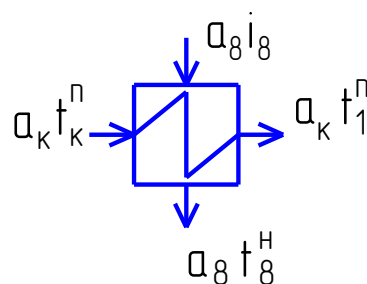


Рисунок 1.11 – ПНД 1

$$\alpha_8 \cdot i_8 + \alpha'_K \cdot t_K^{\Pi} = \alpha_8 \cdot t_8^{\text{H}} + \alpha'_K \cdot t_1^{\Pi}, \quad (1.39)$$

$$\eta \cdot \alpha_8 \cdot i_8 - \eta \cdot \alpha_8 \cdot t_8^{\text{H}} = \alpha'_K \cdot t_1^{\Pi} - \alpha'_K \cdot t_K^{\Pi}, \quad (1.40)$$

$$\alpha_8 = \eta \cdot (i_8 - t_8^{\text{H}}) = \alpha'_K \cdot (t_1^{\Pi} - t_K^{\Pi}), \quad (1.41)$$

$$\alpha_8 = \frac{\alpha'_K \cdot (t_1^{\Pi} - t_K^{\Pi})}{\eta \cdot (i_8 - t_8^{\text{H}})}, \quad (1.42)$$

$$\alpha_8 = \frac{0,626 \cdot (243 - 110)}{0,98 \cdot (2532,4 - 256)} = 0,037.$$

### 1.2.14 Сетевая подогревательная установка

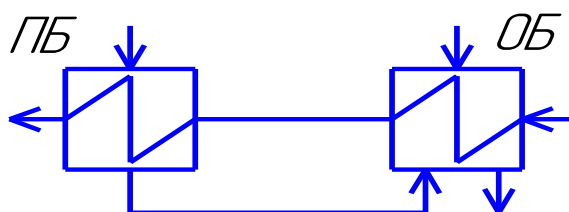


Рисунок 1.12 –Сетевая подогревательная установка

Из отбора № 5  $H_{\text{пб}} = i_{\text{отб}} - i_{\text{к}} = 3083,1 - 662 = 2421,1$  кДж/кг;

Из отбора № 6  $H_{\text{об}} = i_{\text{отб}} - i_{\text{к}} = 2930,7 - 551 = 2379,7$  кДж/кг;

$Q_{\text{пб}} = 25\% \cdot Q_{\text{спу}} = 24 \cdot 0,25 = 6 \cdot 10^3$  МВт;

$Q_{\text{об}} = 75\% \cdot Q_{\text{спу}} = 24 \cdot 0,75 = 18 \cdot 10^3$  МВт;

$Q_{\text{спу}} = 24$  МВт;

$$D_0 = \frac{2650}{3000} \cdot 1000 = 736,1 \text{ кг/с};$$

$$D_{\text{псп}} = \frac{Q_{\text{пб}}}{H_{\text{пб}} \cdot \eta_{\text{псп}}} = \frac{6 \cdot 10^3}{2421,1 \cdot 0,98} = 2,5;$$

$$D_{\text{об}} = \frac{Q_{\text{об}}}{H_{\text{об}}} = \frac{18 \cdot 10^3}{2379,7} = 7,7;$$

$$D_{\text{осп}} = \frac{Q_{\text{об}} - D_{\text{об}}(t_5^{\text{H}} - t_6^{\text{H}}) \cdot \eta}{i_6 \cdot \eta} = \frac{18 \cdot 10^3 - 7,7 \cdot (662 - 551) \cdot 0,98}{2930,7 \cdot 0,98} = 5,98;$$

$$\alpha_{\text{псп}} = \frac{D_{\text{пб}}}{D_0} = \frac{2,5}{736,1} = 0,0034;$$

$$\alpha_{\text{осп}} = \frac{5,98}{736,1} = 0,0081.$$

### 1.2.15 Проверка

$$\alpha'_k = 1 - (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_7 + \alpha_8), \quad (1.43)$$

$$\alpha'_k = 1 - (0,087 + 0,108 + 0,015 + 0,037 + 0,035 + 0,037 + 0,043 + 0,037) = 0,601;$$

$$\alpha_k^2 = \alpha_{\text{ок}} - \alpha_{\text{потока}} = 0,626 - 0,015 = 0,611;$$

$$(0,611 - 0,601) \cdot 100\% = 1 \text{ \%}.$$

### 1.2.16 Коэффициент недовыработки мощности паром отборов турбины

1) 1 отбор на ПВД-8:

$$y_1 = \frac{i_1 - i_2 + i^{\text{III}} - i_k}{i_0 - i_2 + i^{\text{III}} - i_k}, \quad (1.44)$$

$$y_1 = \frac{3007,35 - 2912,4 + 3544,7 - 2321,9}{3324,4 - 2912,4 + 3544,7 - 2321,9} = 0,806.$$

2) 2 отбор на ПВД-7:

$$y_2 = \frac{i^{\text{III}} - i_{\text{K}}}{H_i}, \quad (1.45)$$

$$y_2 = \frac{3544,7 - 2321,9}{1634,8} = 0,748.$$

3) 3 отбор на ПВД-6:

$$y_3 = \frac{i_3 - i_{\text{K}}}{H_i}, \quad (1.46)$$

$$y_3 = \frac{3342,9 - 2321,9}{1634,8} = 0,624.$$

4) 4 отбор на Деаэратор:

$$y_4 = \frac{i_4 - i_{\text{K}}}{H_i}, \quad (1.47)$$

$$y_4 = \frac{3230,7 - 2321,9}{1634,8} = 0,556.$$

5) 5 отбор на ПНД-4:

$$y_5 = y_{\text{ПСП}} = \frac{i_5 - i_{\text{K}}}{H_i}, \quad (1.48)$$

$$y_5 = \frac{3083,1 - 2321,9}{1634,8} = 0,466.$$

6) 6 отбор на ПНД-3:

$$y_6 = y_{\text{ОСП}} = \frac{i_6 - i_{\text{K}}}{H_i}, \quad (1.49)$$

$$y_6 = \frac{2930,7 - 2321,9}{1634,8} = 0,372.$$

7) 7 отбор на ПНД-2:

$$y_7 = \frac{i_7 - i_{\text{K}}}{H_i}, \quad (1.50)$$

$$y_7 = \frac{2769,014 - 2321,9}{1634,8} = 0,273.$$

8) 8 отбор на ПНД-1:

$$y_8 = \frac{i_8 - i_k}{H_i}, \quad (1.51)$$

$$y_8 = \frac{2532,4 - 2321,9}{1634,8} = 0,129.$$

9) отбор на приводную турбину:

$$y_{\text{тп}} = \frac{i_3 - i_k^{\text{тп}}}{H_i}, \quad (1.52)$$

$$y_{\text{тп}} = \frac{3342,9 - 2358,6}{1634,8} = 0,602.$$

### 1.2.17 Расчет расхода пара на турбину

$$\begin{aligned} \sum \alpha_i \cdot y_i &= 0,087 \cdot 0,806 + 0,108 \cdot 0,748 + 0,015 \cdot 0,624 + 0,037 \cdot 0,556 = \\ &+ 0,035 \cdot 0,466 + 0,037 \cdot 0,372 + 0,043 \cdot 0,273 + 0,037 \cdot 0,129 + \\ &+ 0,602 \cdot 0,039 = 0,251; \end{aligned}$$

$$D_0 = \frac{1}{1 - \sum \alpha_i \cdot y_i} \cdot \left( \frac{N_3}{H_i \cdot \eta} + D_{\text{псп}} \cdot y_{\text{псп}} + D_{\text{осп}} \cdot y_{\text{осп}} \right), \quad (1.53)$$

$$D_0 = \frac{1}{1 - 0,251} \cdot \left( \frac{800000}{1634,8 \cdot 0,99} + 2,5 \cdot 0,466 + 5,98 \cdot 0,372 \right) = 664,5 \text{ кг/с.}$$

### 1.2.18 Расход пара по отборам

$$D_i = \alpha_i \cdot D_0, \quad (1.54)$$

$$D_1 = 0,087 \cdot 664,5 = 57,8 \text{ кг/с;}$$

$$D_2 = 0,108 \cdot 664,5 = 71,8 \text{ кг/с;}$$

$$D_3 = 0,015 \cdot 664,5 = 9,97 \text{ кг/с;}$$

$$D_4 = 0,037 \cdot 664,5 = 24,6 \text{ кг/с;}$$

$$D_5 = 0,035 \cdot 664,5 = 23,3 \text{ кг/с};$$

$$D_6 = 0,037 \cdot 664,5 = 24,6 \text{ кг/с};$$

$$D_7 = 0,043 \cdot 664,5 = 28,6 \text{ кг/с};$$

$$D_8 = 0,037 \cdot 664,5 = 24,6 \text{ кг/с};$$

$$D_{\text{псп}} = 2,5 \text{ кг/с};$$

$$D_{\text{осп}} = 5,9 \text{ кг/с};$$

$$D_{\text{тп}} = \alpha_{\text{тп}} \cdot D_0 = 0,039 \cdot 664,5 = 25,9 \text{ кг/с}.$$

### 1.2.19 Конденсационный поток пара

$$D_k = D_0 - D_{\text{псп}} - D_{\text{осп}} - D_{\text{тп}} - \sum D_i, \quad (1.55)$$

$$D_k = 664,5 - 57,8 - 71,8 - 9,97 - 25,9 - 24,6 - 23,3 - 24,6 - 28,6 - 24,6 - \\ - 2,5 - 5,9 = 365,05 \text{ кг/с}.$$

### 1.2.20 Мощность потоков пара в турбине

$$N_1 = D_1 \cdot (i_0 - i_1) = 57,8 \cdot (3324,4 - 3007,35) = 18325,49 \text{ кВт};$$

$$N_2 = D_2 \cdot (i_0 - i_2) = 71,8 \cdot (3324,4 - 2912,4) = 29581,6 \text{ кВт};$$

$$N_3 = D_3 \cdot (i_0 - i_2) + (i^{\text{III}} - i_3) = 9,97 \cdot (3324,4 - 2912,4) + \\ + (3544,7 - 3342,9) = 6119,6 \text{ кВт};$$

$$N_4 = D_4 \cdot (i_0 - i_2) + (i^{\text{III}} - i_4) = 24,6 \cdot (3324,4 - 2912,4) + \\ + (3544,7 - 3230,7) = 17859,6 \text{ кВт};$$

$$N_5 = (D_5 + D_{\text{псп}}) \cdot (i_0 - i_2) + (i^{\text{III}} - i_5) = (23,3 + 2,5) \cdot (3324,4 - 2912,4) + \\ + (3544,7 - 3083,1) = 23699,9 \text{ кВт};$$

$$N_6 = (D_6 + D_{\text{осп}}) \cdot (i_0 - i_2) + (i^{\text{III}} - i_6) = (24,6 + 5,9) \cdot (3324,4 - 2912,4) + \\ + (3544,7 - 2930,7) = 31293 \text{ кВт};$$

$$N_7 = D_7 \cdot (i_0 - i_2) + (i^{\text{III}} - i_7) = 28,6 \cdot (3324,4 - 2912,4) + \\ + (3544,7 - 2769,014) = 33967,8 \text{ кВт};$$

$$N_8 = D_8 \cdot (i_0 - i_2) + (i^{\text{III}} - i_8) = 24,6 \cdot (3324,4 - 2912,4) + \\ + (3544,7 - 2532,4) = 35037,8 \text{ кВт};$$

$$N_{\text{III}} = D_{\text{III}} \cdot (i_0 - i_2) + (i^{\text{III}} - i_3) + (i_{\text{K}}^{\text{III}} - i_{\text{K}}) = 25,9 \cdot (3324,4 - 2912,4) + \\ + (3544,7 - 3342,9) + (2358,6 - 2321,9) = 16847,95 \text{ кВт};$$

$$N_{\text{K}} = D_{\text{K}} \cdot H_i = 36505 \cdot 1634,8 = 596783,7 \text{ кВт}.$$

Проверка по мощности:

$$\sum N_i = 18325,49 + 29581,6 + 6119,6 + 17859,6 + 23699,9 + 31293 + \\ + 33967,8 + 35037,8 + 16847,95 + 596783,7 = 809516,44 \text{ кВт};$$

$$N'_3 = \sum N_i \cdot \eta = 809516,44 \cdot 0,99 = 801421,3 \text{ кВт};$$

$$\Delta N_3 = \frac{N_3 - N'_3}{N_3} = \frac{800000 - 801421,3}{800000} = 0,17 \text{ \%}.$$

### 1.2.21 Расчет технико-экономических показателей

1) Полный расход тепла на турбоустановку:

$$Q_{\text{ТУ}} = D_0 \cdot 10^3 \cdot 3,6 \cdot (i_0 - \bar{t}_{\text{ПВ}}) + D_{\text{III}} \cdot 10^3 \cdot 3,6 \cdot (i^{\text{III}} - i_1) - D_{\text{ДВ}} \cdot 10^3 \cdot 3,6 \times \\ \times (\bar{t}_{\text{ПВ}} - \bar{t}_{\text{ДВ}}), \quad (1.56)$$

$$D_{\text{ДВ}} = \alpha_{\text{ДВ}} \cdot D_0, \quad (1.57)$$

$$D_{\text{III}} = D_0 - D_1 - D_2, \quad (1.58)$$

где -  $D_{\text{ДВ}}$  – расход добавочной воды.

$D_{\text{III}}$  – расход пара идущего на промежуточный пароперегреватель.

$i_0$  – энтальпия свежего пара;

$\bar{t}_{\text{ПВ}}$  – энтальпия питательной воды 1 отбора;

$i^{пп}$  – энтальпия пароперегревателя;

$i_1$  – энтальпия пара 1 отбора;

$\bar{t}_{дв}$  – энтальпия добавочной воды.

$$D_{шт} = 664,5 - 57,8 - 71,8 = 534,9 \text{ кг/с};$$

$$D_{дв} = 0,015 \cdot 664,5 = 9,97 \text{ кг/с};$$

$$Q_{ту} = 664,5 \cdot 10^3 \cdot 3,6 \cdot (3324,4 - 1211) + 534,9 \cdot 10^3 \cdot 3,6 \cdot (3544,7 - 2912,4) - 9,97 \cdot 10^3 \cdot 3,6 \cdot (1211 - 125) = 6234,3 \text{ ГДж/ч.}$$

2) Эффективная мощность приводной турбины:

$$N_{пт} = \frac{D_{пв} \cdot H_{ад}}{\eta_{мех}^{пт} \cdot 3600}, \quad (1.59)$$

$$D_{пв} = \alpha_{пв} \cdot D_0, \quad (1.60)$$

Где  $D_{пв}$  – расход питательной воды.

$$D_{пв} = 1,015 \cdot 664,5 = 674,5 \text{ кг/с.}$$

$$N_{пт} = \frac{674,5 \cdot 984,3}{0,99 \cdot 3600} = 186,3 \text{ кВт.}$$

3) Расход теплоты турбоустановки на выработку электроэнергии:

$$Q_{ту}^э = Q_{ту} - Q_{спу}, \quad (1.61)$$

$$Q_{ту}^э = 6234,3 - 86,4 = 6147,9 \text{ ГДж/ч.}$$

4) Удельный расход теплоты турбоустановки на выработку электрической энергии:

$$q_{ту}^э = \frac{Q_{ту}^э \cdot 10^6}{N^э + N_{штн}}, \quad (1.62)$$

$$q_{ту}^э = \frac{6147,9 \cdot 10^6}{801421,3 + 186,3} = 7669,5 \text{ кДж/кВт} \cdot \text{ч.}$$

5) КПД турбоустановки на выработку электроэнергии:

$$\eta^{ту} = \frac{3600}{q_{ту}^э}, \quad (1.63)$$

$$\eta^{ту} = \frac{3600}{7669,5} = 0,47.$$

6) Абсолютный электрический КПД турбоустановки:

$$\eta_{ту}^а = \frac{3600 \cdot N_y \cdot 10^3}{Q_{ту} \cdot 10^6}, \quad (1.64)$$

$$\eta_{ту}^а = \frac{3600 \cdot 800 \cdot 10^3}{6234,3 \cdot 10^6} = 0,46.$$

7) Тепловая нагрузка парового котла:

$$Q_{ка} = (D_0 \cdot 10^3) \cdot 3,6 \cdot (i_0 - i_{пв}) + (D_{пв} \cdot 10^3) \cdot (i^{пш} - i_2), \quad (1.65)$$

$$Q_{ка} = (664,5 \cdot 10^3) \cdot 3,6 \cdot (3324,4 - 1211) + (534,9 \cdot 10^3) \times \\ \times (3544,7 - 2912,4) \cdot 3,6 = 6273,3 \text{ ГДж/ч.}$$

8) КПД транспорта теплоты:

$$\eta_{тр} = \frac{Q_{ту}}{Q_{ка}}, \quad (1.66)$$

$$\eta_{тр} = \frac{6234,3}{6273,3} = 0,99.$$

9) Количество теплоты топлива на паровой котел:

$$Q_T = \frac{Q_{ка}}{\eta_{ка}}, \quad (1.67)$$

$$Q_T = \frac{6273,3}{0,98} = 6401,3 \text{ ГДж/ч.}$$

10) КПД энергоблока брутто:

$$\eta^{бр} = \eta_{ту}^а \cdot \eta_{тр} \cdot \eta_{ка}, \quad (1.68)$$

$$\eta^{бр} = 0,46 \cdot 0,99 \cdot 0,98 = 0,45.$$

11) КПД энергоблока Нетто:

$$\eta_c^H = \eta^{бр} \cdot (1 - \varepsilon_{сн}), \quad (1.69)$$

$$\eta_c^H = 0,45 \cdot (1 - 0,05) = 0,43.$$

12) Удельный расход теплоты энергоблока нетто:

$$q_c^H = \frac{3600}{\eta_c^H}, \quad (1.70)$$

$$q_c^H = \frac{3600}{0,43} = 837,09 \frac{\text{кДж}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

13) Часовой расход условного топлива:

$$B_y = \frac{Q_T \cdot 10^6}{Q_{усл}}, \quad (1.71)$$

$$B_y = \frac{6401,3 \cdot 10^6}{29330} = 2182250,9 \text{ кг/ч.}$$

14) Удельный расход условного топлива:

$$b_y^3 = \frac{123}{\eta_c^H}, \quad (1.72)$$

$$b_y^3 = \frac{123}{0,43} = 286,04 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

### 1.3 Выбор вспомогательного оборудования тепловой схемы станции

#### 1.3.1 Оборудование, поставляемое в комплекте с турбиной

Конденсатор выбирается по типу турбины как комплектующее оборудование. Поступает на станцию в комплекте с турбиной.

Таблица 1.5 – Техническая характеристика конденсатора

Тип конденсатора	Поверхность охлаждения, м <sup>2</sup>	Число ходов	Гидравлическое сопротивление, м.вод.ст.	Расход охлаждающей воды, м <sup>3</sup> /ч	Тип турбины
800-КЦС-2	3×9100	2	5,38	3×22500	К-800-240

Таблица 1.6 – Техническая характеристика подогревателей высокого давления

Тип подогревателя	Гидравлическое сопротивление трубной системы, м.вод.ст.	Давление пара, атм.	Максимальная температура воды на выходе, °С	Давление воды, атм.	Расход воды, т/ч
ПВ-2500-380-17	32	17	450	380	1800
ПВ-2500-380-37	25	37	295	380	1800
ПВ-2500-380-61	25	61	355	380	1800

Таблица 1.7 – Техническая характеристика подогревателей низкого давления

Типоразмер	Завод-изготовитель	Номинальный массовый расход, кг/ч	Максимальная температура, °С	Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды, МПа
ПН-2300-25-7-IV	ПО ТКЗ	673,6	200	0,07
ПН-2300-25-7-III	ПО ТКЗ	789,4	150	0,089
ПН-2300-25-7-II	ПО ТКЗ	789,4	220	0,118
ПН-2300-25-7-I	ПО ТКЗ	789,4	280	0,089

### 1.3.2 Расчет и выбор деаэратора, конденсатных и питательных насосов, оборудования теплофикационной установки.

#### 1) Деаэратор

Максимальный расход питательной воды:

$$D_{пв} = (1 + \alpha + \beta) \cdot n \cdot D_{к}^{ном}, \quad (1.73)$$

$$D_{пв} = (1 + 0,03 + 0,02) \cdot 8 \cdot 2650 = 22260 \text{ т/ч.}$$

Минимальная полезная вместимость деаэраторного бака:

$$V_{БДП} = T_{мин} \cdot \frac{\nu \cdot D_{пв}}{60}, \quad (1.74)$$

$$V_{БДП} = 3,15 \cdot \frac{1,1 \cdot 22260}{60} = 1285,5 \text{ м}^3.$$

На проектируемой станции устанавливаем 8 деаэраторов типа ДСП-2800/185 (один на блок).

Таблица 1.8 – Техническая характеристика деаэратора

Тип	ДСП-2800/185
Производительность	2800 т/ч
Рабочее давление	0,75 МПа
Рабочая температура	167 0С
Наружный диаметр корпуса колонки или бака	3439 мм
Длина аппарата	24270 мм
Высота от оси деаэраторного бака,	8400 мм
Расстояние между опорами	12000 мм
Полезная вместимость деаэраторного бака	185 м3
Масса колонки	19800 кг
Масса бака	44600 кг
Масса деаэратора	64400 кг

## 2) Питательный насос

Расход питательной воды:  $D_{пв} = 674,5$  кг/с.

Давление на выходе из насоса:

$$P_{\text{ВЫХ}} = P_0^k + P_{ка} + \Delta P_{пк} + P_c + \frac{\rho_n \cdot H_n}{102}, \quad (1.75)$$

$$P_c = P_{клп} + P_{тр} + P_{пвд}, \quad (1.76)$$

$$P_c = 0,1 + 0,35 + 1 = 1,45 \text{ МПа.}$$

$$P_{\text{ВЫХ}} = 25,5 + 4,5 + 2,5 + 1,45 + \frac{0,98 \cdot 20}{102} = 33,6 \text{ МПа.}$$

Давление на входе в насос:

$$P_{\text{ВХ}} = P_{ка} - \Delta P_c^{\text{ВХ}} + \frac{\rho_b \cdot H_b}{102}, \quad (1.77)$$

$$P_{\text{ВХ}} = 0,69 - 0,01 + \frac{0,98 \cdot 20}{102} = 0,87 \text{ МПа.}$$

Расчетное давление насоса:

$$P_{\text{нас}} = P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}}, \quad (1.78)$$

$$P_{\text{нас}} = 33,6 - 0,87 = 32,73 \text{ МПа.}$$

На блок устанавливаем 2 питательных насоса типа ПН-1500-350.

Таблица 1.9 – Техническая характеристика питательного насоса

Тип	ПН-1500-350
Завод изготовитель	ЛПЗ
Производительность	2800 м3/ч
Давление	350 кг/см2

### 3) Конденсатный насос

Насосы выбираются по условиям максимального расхода конденсата в конденсаторе и необходимому напору.

Общая подача рабочих конденсатных насосов:

$$D_{\text{к}}^{\text{нас}} = (1,1 \div 1,2) \cdot D_{\text{к}}^{\text{max}}, \quad (1.79)$$

$$D_{\text{к}}^{\text{нас}} = 1,1 \cdot 1314 = 1445,4 \text{ т/ч.}$$

Напор насоса НОУ:

$$H^I = h_{\text{боу}} + h_{\text{тр}} + h_{\text{под}}, \quad (1.80)$$

$$H^I = 65 + 10 + 15 = 90 \text{ м. вод. ст.}$$

Полный напор КН второго подъема:

$$H^{II} = k \cdot \left[ h_{\text{г}} + 102 \cdot (p_{\text{д}} - p_{\text{к}}) + \sum h_{\text{пот}} \right], \quad (1.81)$$

$$H = 1,2 \cdot [25 + 102 \cdot (0,69 - 0,0035) + 85,5] = 216 \text{ м. вод. ст.}$$

$$\sum h_{\text{пот}} = h_{\text{пнд}} + h_{\text{оу}} + h_{\text{тр}} + h_{\text{пит.кл}}, \quad (1.82)$$

$$\sum h_{\text{пот}} = 57 + 5,5 + 15 + 30 = 85,5 \text{ м. вод. ст.}$$

По расчетам выбираем в качестве КН-I два рабочих насоса (один резервный) типа КСВ-1000-95.

Таблица 1.10– Техническая характеристика насоса

Подача,	1000 м <sup>3</sup> /ч
Напор	95 м
Частота вращения	1000 об/мин
Мощность электродвигателя,	400 кВт

В качестве КН-II два рабочих насоса (один резервный) типа ЦН-1000-180

Таблица 1.11 – Техническая характеристика насоса

Подача,	1000 м <sup>3</sup> /ч
Напор	180 м
Частота вращения	1500 об/мин
Мощность электродвигателя,	630 кВт

#### 4) Теплофикационные установки ГРЭС

Суммарная нагрузка теплофикационных установок:

$$\sum Q_{\text{ГРЭС}}^{\text{ту}} = Q_{\text{от}} + Q_{\text{гв}}, \quad (1.83)$$

$$\sum Q_{\text{ГРЭС}}^{\text{ту}} = 120 + 12,25 = 132,25 \text{ МВт.}$$

Количество теплофикационных установок:

$$n_{\text{т.у.}} = \frac{\sum Q_{\text{ГРЭС}}^{\text{ту}}}{Q_{\text{т.у.}}^{\text{б}}}, \quad (1.84)$$

$$n_{\text{т.у.}} = \frac{132,25}{35} = 4.$$

Расход сетевой воды через подогреватели одной установки:

$$D_{\text{св}}^{\text{т.у.}} = \frac{Q_{\text{т.у.}}^{\text{бл}} \cdot 10^3}{c \cdot (130 - 70)}, \quad (1.85)$$

$$D_{\text{св}}^{\text{т.у.}} = \frac{125,7 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (130 - 70)} = 500 \text{ т/ч} = 138,9 \text{ кг/с.}$$

По давлениям пара в отборах, расходу сетевой воды и номинальному расчетному тепловому потоку выбираются подогреватели ПСВ-125-7-15.

Таблица 1.12 – Техническая характеристика подогревателя сетевой воды

Тип	ПСВ-125-7-15
Номинальный расход	138,9 кг/с
Давление пара	0,78 МПа
Число ходов по воде	2

#### 1.4 Определение потребности станции в технической воде, выбор циркуляционных насосов

Проектом предусмотрена обратная система технического водоснабжения.

Необходимая площадь пруда-охладителя:

Задаемся  $\phi_{ум} = 5 \div 6 \text{ м}^2/\text{МВт}$ .

$$F_{ум} = (5 \div 6) \cdot N_y, \quad (1.86)$$

$$F_{ум} = (5 \div 6) \cdot 3,2 \cdot 10^6 = 16 \div 19 \text{ км}^2.$$

Расход технической воды на ТЭС:

$$W_{\text{тех.вод}} = \sum_1^n W_k + W_{г.о} + W_{мо} + W_{\text{подш}}, \quad (1.87)$$

$$W_k = 73000 \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$W_{г.о} = 0,025 \cdot 73000 = 1825 \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$W_{мо} = 0,012 \cdot 73000 = 876 \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$W_{\text{подш}} = 0,003 \cdot 73000 = 219 \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$W_{\text{тех.вод}} = 8 \cdot (7300 + 1825 + 876 + 219) = 607360 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

В системе с обратным водоснабжением напор циркуляционного насоса определяется:

$$H_{цн} = H_r + \sum h_c + h_{бр}, \quad (1.88)$$

где  $H_r$  – геодезическая высота подачи воды от уровня воды в приемном колодце до верха разбрызгивающего сопла,  $H_r = (3 \div 4) \text{ м вод. ст.}$ ;

$h_{бр}$  – свободный напор воды перед брызгальными соплами,

$$h_{бр} = (4 \div 5) \text{ м вод. ст.};$$

$\sum h_c$  – сумма гидравлических сопротивлений водоводов.

$$H_{цн} = 4 + 6 + 5 = 15 \text{ м вод. ст.}$$

Расход воды на восполнение безвозвратной убыли:

$$W_{пот} = W_{исп} + W_{хов} + W_{подш} + W_{ГЗУ}, \quad (1.89)$$

где  $W_{исп}$  – потери на испарение,  $W_{исп} \approx D_k^{max} \text{ м}^3/\text{ч}$ ;

$W_{хов}$  – расход воды на водоподготовку для восполнения потерь в схемах подпитки котлов и подпитки теплосетей,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$W_{ГЗУ}$  – расход воды на гидрозолоудаление,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$W_{подш}$  – расход воды на охлаждение подшипников и механизмов ГРЭС,

$$W_{подш} = (0,3 \div 0,8) \cdot W_k.$$

$$W_{пот} = 1314,18 + 0,3 \cdot 73000 + 5690 + 457 = 29361,18 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Принимаем 16 насосов на двух насосных береговой станции.

Производительность одного насоса:  $607360:16=37960 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Таблица 1.13 – Техническая характеристика циркуляционного насоса

Тип	ОПВ2-185-ЭГ
Подача	32100-63300 м <sup>3</sup> /ч
Напор	9,2-17,1 м

## 1.5 Определение часового и годового расхода топлива энергетических котлов

Состав рабочей массы Берёзовского 2Б, %:

–  $W^p=33$ ;

–  $A^p=4,7$ ;

–  $S^p=0,2$ ;

–  $V^r=48$ ;

–  $C^p=44,2$ ;

- $N^p=3,1$ ;
- $N^p=0,4$ ;
- $O^p=14,4$ ;
- $Q_H^p=15660$  кДж/кг.

Температура плавкости золы:

- $t_1=1270$  °С;
- $t_2=1290$  °С;
- $t_3=1310$  °С.

Коэффициент размолоспособности:  $K_{ло}=1,3$ .

Расход топлива котлоагрегатом:

$$B = \frac{Q_{к.а} \cdot 100}{Q_p^p \cdot \eta_{к.а}}, \quad (1.90)$$

$$Q_{к.а} = D_{пе} \cdot (i_{пп} - i_{пв}) + D_{вт.пе} \cdot (i''_{вт.пе} - i'_{вт.пе}), \quad (1.91)$$

$$\eta_{к.а} = 100 - \Sigma q, \quad (1.92)$$

$$\Sigma q = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6, \quad (1.93)$$

где  $Q_{к.а}$  - тепло полезно отданное в котлоагрегате, кДж/ч;

$Q_p^p$  - располагаемое тепло на один кг топлива, кДж/ч;

$\eta_{к.а}$  - коэффициент полезного действия;

$\Sigma q$  - суммарные потери.

$$\Sigma q = 7 + 0,5 + 0,2 + 0,14 = 7,84 \%;$$

$$\eta_{к.а} = 100 - 7,84 = 92,16 \%;$$

$$Q_p^p = Q_H^p = 15660 \text{ кДж/ч};$$

$$Q_{к.а} = 736 \cdot (3317 - 1211) + 607 \cdot (3552,6 - 3138,6) = 1801314 \text{ кДж/ч};$$

$$B = \frac{180134 \cdot 100}{15660 \cdot 92,16} = 124,8 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 449,3 \text{ Т/ч}.$$

Рассчитаем коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:

$$\alpha_{yx} = \alpha_T + \Delta\alpha_{пе} + \Delta\alpha_{вт.пе} + \Delta\alpha_{вп2} + \Delta\alpha_{эк} + \Delta\alpha_{вп1}, \quad (1.94)$$

$$\alpha_{yx} = 1,25 + 0,03 + 0,03 + 0,02 + 0,03 + 0,03 = 1,66$$

Теплосодержание уходящих газов:

$$J_{yx} = 1513,2 \text{ кДж/кг};$$

$$J_r = 988,4 \text{ кДж/кг}.$$

## 1.6 Топливное хозяйство станции на твердом топливе

### 1.6.1 Необходимая площадь складов

Площадь склада нетто:

$$F_H = \frac{V}{k \cdot H_M \cdot \gamma_y}, \quad (1.95)$$

$$V = 24 \cdot n \cdot B \cdot t, \quad (1.96)$$

где  $V$  – емкость склада, т;

$H_M$  – максимальная высота штабеля, устанавливаемая с учетом вида топлива и намечаемого складского оборудования, м;

$k$  – коэффициент, зависящий от формы и размера штабеля;

$\gamma_y$  – объемный вес топлива, уплотненного в штабеле, т/м<sup>3</sup>;

$n$  – число рабочих котлов;

$B$  – расход топлива котлоагрегатом при номинальной нагрузке, т/ч;

$t$  – запас топлива на складе, принимается, сут.

$$F_H = \frac{603859,2}{0,8 \cdot 20 \cdot 0,86} = 43885,1 \text{ м}^2.$$

$$V = 24 \cdot 8 \cdot 449,3 \cdot 7 = 603859,2 \text{ т}.$$

Площадь склада брутто:

$$F_{бр} = (1,3 \div 1,5) \cdot F_H, \quad (1.97)$$

$$F_{бр} = 1,4 \cdot 43885,1 = 61439,14 \text{ м}^2.$$

### 1.6.2 Подача твердого топлива в котельное отделение

Производительность каждой нитки ленточного транспортера:

$$Q_{\text{час}} = 1,1 \cdot B \cdot n, \quad (1.98)$$

где  $n$  – число рабочих котлов, шт;

$B$  – расход топлива котлоагрегатом при номинальной нагрузке, т/ч.

$$Q_{\text{час}} = 1,1 \cdot 449,3 \cdot 8 = 3953,84 \text{ т/ч.}$$

Ширина ленты:

$$b = \sqrt{\frac{Q_{\text{час}}}{k_{\varphi} \cdot W \cdot \gamma_{\text{т.н}} \cdot k_{\beta}}}, \quad (1.99)$$

где  $k_{\varphi}$  – коэффициент, зависящий от угла наклона  $\varphi$  боковых роликов верхней опоры.

$$b = \sqrt{\frac{3953,84}{355 \cdot 2,25 \cdot 0,75 \cdot 0,92}} = 2,7 \text{ м.}$$

Принимаем к установке три конвейерных ленты шириной 1600 мм во избежание ссыпания топлива, две рабочих и одну резервную.

### 1.6.3 Выбор схемы пылеприготовления и ее оборудования

Съем влаги:

$$\Delta W = \frac{W_1 - W^{\text{пл}}}{100 - W^{\text{пл}}}, \quad (1.100)$$

где  $W_1$  - начальная влажность топлива, %;

$W^{\text{пл}}$  - влажность пыли в %.

$$\Delta W = \frac{33 - 13}{100 - 13} = 0,23 \text{ \%}.$$

Принимаем индивидуальную закрытую схему с прямым вдуванием пыли в топку. Выбираем молотковые мельницы.

### 1.6.4 Пересчет производительности мельницы

Производительности мельницы:

$$B' = B'' \frac{K'_{\text{ло}} \cdot P'_{\text{вл1}} \cdot P'_{\text{вл2}} \cdot P''_{\text{др}} \cdot \left(\ln \frac{100}{R_{go}}\right)^{0,6}}{K''_{\text{ло}} \cdot P''_{\text{вл1}} \cdot P''_{\text{вл2}} \cdot P'_{\text{др}} \cdot \left(\ln \frac{100}{R'_{go}}\right)^{0,6}}, \quad (1.101)$$

где  $K_{\text{ло}}$  – коэффициент размолоспособности;

$P_{\text{вл1}}, P_{\text{вл2}}$  – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние влажности топлива на его размолоспособность и вес сырого топлива;

$P_{\text{др}}$  – коэффициент пересчета на другой зерновой состав топлива, принимается равным 1 (остаток  $R_5 = 20\%$ );

$R_{go}$  – тонкость пыли за аппаратом в %;

$\ln \sqrt{\frac{100}{R_{go}}}$  - определяется по справочнику.

Определяем необходимую производительность одной мельницы:

$$B_M^p = \frac{K_3 \cdot B}{Z_M}, \quad (1.102)$$

где  $B$  - расход топлива на котел, т/ч;

$Z_M$  - количество мельниц, шт.

$$B_M^p = \frac{449,3}{8 - 1} = 64,2 \text{ т/ч};$$

$$B' = 64,2 \cdot \frac{1,7 \cdot 1,23 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,668}{1,1 \cdot 0,93 \cdot 1,22 \cdot 1 \cdot 0,81} = 78,8 \text{ т/ч}.$$

Для Подмосковского Б:

$$P_{\text{вл1}} = \sqrt{\frac{K^2 - (W_{\text{ср}})^2}{K^2 - (W_{\text{ги}})^2}}, \quad (1.103)$$

где  $K$  - константа, характеризующая максимальную влажность топлива.

$$P_{\text{вл1}} = \sqrt{\frac{36,3^2 - 17,6^2}{36,3^2 - 7,5^2}} = 0,89;$$

$$K = 1 + 1,07 \cdot W^p = 1 + 1,07 \cdot 33 = 36,3;$$

$$W_{\text{ср}} = \frac{W'_M + 6 \cdot W^{\text{пл}}}{7} = \frac{33 + 6 \cdot 15}{7} = 17,6 \text{ \%};$$

$$P'_{\text{вл2}} = \frac{100 - W_{\text{ср}}}{100 - W_1} = \frac{100 - 17,6}{100 - 33} = 1,23.$$

Таблица 1.14 -Техническая характеристика мельницы

Тип мельницы	Диаметр ротора, мм	Номинальная производительность, т/ч	Номинальная частота вращения, об/мин
ММТ 2000/2200/735	2000	102	735

### 1.6.5 Емкость бункеров сырого топлива

Необходимый запас бункера сырого топлива:

$$V_6 = \frac{B \cdot m}{\Psi_6 \cdot \gamma_{\text{т.н.}} \cdot Z}, \quad (1.104)$$

где  $B$  – часовой расход топлива на котлоагрегат при его номинальной нагрузке, т/ч;

$m$  – число часов работы котлоагрегата на установленном запасе топлива;

$\Psi_6$  – коэффициент запаса бункера, при приближенных расчетах  $\Psi_6 = 0,8$ ;

$\gamma_{т.н.}$  –насыпной вес топлива, т/м<sup>3</sup>,

$z$  –число бункеров на один котлоагрегат, шт.

$$V_6 = \frac{449,3 \cdot 8}{0,8 \cdot 0,75 \cdot 8} = 748,8 \text{ м}^3.$$

### 1.6.6 Питатели сырого топлива

Выбираем скребковые питатели топлива. Производительность питателей сырого топлива выбирается с коэффициентом запаса 1,1 к производительности мельницы.

1) Производительность питателей:

$$V_{\text{пит}} = V_{\text{м}} \cdot 1,1 = 64,1 \cdot 1,1 = 46,6 \text{ т/ч.}$$

Выбираем СПУ 1100 -9000

Таблица 1.15 -Техническая характеристика питателя сырого топлива

Типоразмер	Диаметр ротора, мм	Номинальная производительность, т/ч	Рабочая ширина корпуса, мм
СПУ 1100 -9000	1100	16,6-165,9	1100

### 1.7 Растопочное мазутное хозяйство станции

Растопочное мазутное хозяйство выполняется для электростанций на твердом топливе с общей производительностью котлов более 8000 т/ч - с тремя резервуарами емкостью по 3000 м<sup>3</sup>.

#### 1.7.1 Выбор насосов второго подъема

$$V_{\text{раст}} = 0,3 \cdot n_{\text{раст}} \cdot V_{\text{мм}} \cdot \frac{(Q_{\text{н}}^{\text{р}})_{\text{м. м}}}{(Q_{\text{н}}^{\text{р}})_{\text{м}}}, \quad (1.105)$$

где  $n_{\text{раст}}$  - число растапливаемых котлов.

$$V_{\text{мм}} = 449,3 \text{ т/ч.}$$

$$V_{\text{раст}} = 0,3 \cdot 8 \cdot 449300 \cdot \frac{15,66}{41,68} = 405,1 \text{ т/ч.}$$

Производительность насосов второго подъема:

$$Q = V_{\text{раст}} \cdot k \cdot \vartheta, \quad (1.106)$$

где  $k$  - коэффициент, учитывающий рециркуляцию мазута,  $k = 1,2$ ;

$\vartheta$  - удельный объем мазута м<sup>3</sup>/т,  $\vartheta = 1$ .

$$Q^{II} = 405,1 \cdot 1 \cdot 1,2 = 486,12 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Необходимое давление мазута принимаем 1 МПа.

Принимаем к установке 7 насосов типа 5Н-5×4, пять рабочих, один в ремонте, один в резерве.

Таблица 1.16 - Характеристика насоса

Подача м <sup>3</sup> /ч	98
Напор м.	320
Мощность электродвигателя кВт	110
Частота вращения об/мин	3000

### 1.7.2 Выбор насосов первого подъема

Принимаем схему мазутного хозяйства без выделенного контура циркуляционного разогрева:

$$Q^I = k_2 \cdot Q^{II}, \quad (1.107)$$

где  $k_2 = 1,5$  - коэффициент, учитывающий циркуляционный разогрев.

$$Q^I = 1,5 \cdot 486,12 = 729,18 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Выбираем к установке шесть насоса типа 5Н-5×2.

Таблица 1.17 - Характеристика насоса

Подача м <sup>3</sup> /ч	100
Напор м.	183
Мощность электродвигателя кВт	75
Частота вращения об/мин	3000

### 1.7.3 Диаметр мазутопровода

Количество мазутопроводов – два; один рабочий, один резервный.

Расход по одному мазутопроводу:

$$Q = 0,75 \cdot Q^{II}, \quad (1.108)$$

$$Q = 0,75 \cdot 486,12 = 364,56 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Диаметр мазутопровода:

$$d_m = 18,8 \cdot \sqrt{\frac{Q}{W_m}}, \quad (1.109)$$

где  $Q$  - расход мазута,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$W_m$ , - скорость мазута в, трубопроводе, принимается 1,5 - 2,0 м/с.

$$d_m = 18,8 \cdot \sqrt{\frac{364,56}{2}} = 253,8 \text{ мм}.$$

Принимаем мазутопроводы диаметром 273х6мм.

## **2. Социальная ответственность**

Россия занимает ведущее место в мире по масштабам теплофикации. Основным направлением развития стало сооружение ТЭЦ большой мощностью на более современных крупных турбинах. Все большее значение в России, благодаря росту жилищного и общественного строительства и лучшего удовлетворения потребностей населения в тепле, занимают отопительные теплоэлектроцентрали. В данном проекте рассматривается строительство ГРЭС.

Проектируемая тепловая электрическая станция будет располагаться в Красноярском крае (Россия). Станция располагается на реке Енисей и предназначена для электрификации и теплофикации района.

Установленная мощность электростанции 6400 МВт. В главном корпусе будут установлены восемь блоков: восемь котельных агрегата П-67 и восемь турбин К-800-240.

Постройка данной ГРЭС будет компенсировать энергетические потери в единой энергосистеме, тем самым снижая себестоимость электроэнергии и теплоэнергии для населения и предприятий. Строительство создает благоприятную среду для развития региона и создаст дополнительные рабочие места и налоговые поступления.

Паровыми турбинами и котлами управляют машинисты и машинистами-обходчикам. В данном разделе будет рассмотрена безопасность жизнедеятельности машинистов котлов и турбин. Машинисты котлов находятся на групповом щите управления (ГрЩУ). На щите управления расположены компьютеры, датчики, панели управления турбины и котла. Машинисты следят за надежные и бесперебойные работы оборудования, путем контролирования работ по датчикам.

ГрЩУ представляет собой помещение размерами 20м x 20м x 5м, расположенное между котельным и турбинным цехом.

## **2.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Эксплуатация котлоагрегатов сопряжена с опасностью для людей. Каждый работающий на производственном участке, в мастерской обязан четко знать и строго выполнять установленные правила пожарной безопасности, должностных и производственных инструкций.

Машинист котлов имеет право на:

- Рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- Обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- Отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- Обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- Внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра.

Продолжительность рабочей смены машиниста обходчика составляет 12 часов и согласно штатному расписанию, утверждённого руководителем станции.

Групповой щит управления (ГрЩУ) – это помещение, где расположены основные средства контроля и управления. На экраны монитора, выведена основная информация о работе котлов.

К организации рабочего места можно отнести следующие требования:

- Размеры рабочего пространства;
- Высота рабочей поверхности стола;
- Положение кресла и размеры пространства для ног;
- Возможность регулирования рабочего места и положений кресла;
- Расстояние и углы обзора средств отображения информации.

## 2.2 Производственная безопасность

Для выбора факторов использовался ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в (таблице 2.1).

Таблица 2.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте ГрЩУ

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Повышенная загазованность парами вредных химических веществ	СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [5]
2. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [7]
3. Повышенная температура воздуха	СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [5]

4. Повышенный уровень шума	СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [5]
5. Повышенный уровень инфразвуковых колебаний (инфразвука)	СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [5]
6. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [9]
7. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [9]
8. Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов	ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от предотвращения механических факторов [6]
9. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [9]

### **Повышенная загазованность парами вредных химических веществ**

Источниками возникновения повышенной загазованности является: неплотности пыле-газо-воздухопроводов, трубопроводы перекачивающие химические вещества.

Вызывают расстройства нервной системы, мышечные судороги, нарушал структуру ферментов, влияют на кроветворные органы, воздействуют на слизистые оболочки, верхние и глубокие дыхательные пути.

Таблица 2.2– Количественные значения токсикологических параметров химических веществ в национальной системе стандартов безопасности труда

Вредный элемент	Предельное содержание в рабочей зоне мг/м <sup>3</sup>
Диоксид азота	5
Аммиак	20
Хлор	1
Нетоксичная пыль	6

Средства защиты: проводить контрольные мероприятия, направленные на выявление концентрации вредных элементов в воздухе, использование средств индивидуальной защиты (респираторы), оснащение цехов мощной и эффективной вентиляционной системой.

#### **Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения**

Источниками возникновения является: не возможность естественного освещения из-за конструкции расположения ГрЩУ.

Недостаток освещение на рабочем месте приводит к ухудшению зрения, снижает работоспособность, быстрому утомлению.

Освещённость рабочего места должно нормироваться требованию к естественному, искусственному и совмещенному освещению приведённых в СП 52.13330.2016. Для работ средней и высокой точности,  $E_n = 300-500$  лк.  $K_p = 20\%$  [7].

Средства защиты: постоянное необходимое обеспечение местного освещения: со стационарными светильниками, устройствами для подключения переносных светильников и ламп-прожекторов.

#### **Повышенная температура воздуха**

Источниками возникновения повышенной температуры воздуха является: турбина, котел, паропроводы.

Высокая температура воздуха способствует быстрой утомляемости работающего, может привести к перегреву организма, тепловому удару или профзаболеванию.

Таблица 2.3– Оптимальные и допустимые нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственных помещений [5, стр. 723, таб.5.28]

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Результирующая температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая
Холодный	Зв категория - помещения с массовым пребыванием людей, в которых люди находятся преимущественно в положении стоя без уличной одежды	18 - 20	16 - 22	17 - 20	15 - 21	45 - 30	60 - 30	0,2	0,3
Теплый	Помещения с постоянным пребыванием людей, в которых люди находятся не менее 2 ч непрерывно или 6 ч суммарно в течение суток	23 - 25	18 - 28	22 - 24	19 - 27	60 - 30	65 - 30	0,15	0,25

Средства защиты: установка в производственных помещений оборудования из категории климатической техники, ограждение человека от повышенной температуры путем нанесение тепловой изоляции и обмуровки на оборудование.

### **Повышенный уровень шума**

Источниками возникновения повышенного уровня шума является: турбина, вспомогательное оборудование котлов.

Наиболее типичные профессиональные заболевания:

- повышается кровяное давление;
- снижается острота слуха и зрения.

Уровень шума на рабочем месте принят согласно показателями санитарными нормами СанПиН 1.2.3685-21 [5, стр 564, п.34,35]:

- эквивалентный уровень звука ( $L_{pAeqT}$ , дБА), измеренный или рассчитанный относительно 8ч рабочей смены;
- максимальные уровни звука  $A$ , измеренные с временными коррекциями  $S$  и  $I$  ("медленно" и "импульс") - 110 дБА и 125 дБА соответственно;
- пиковый скорректированный по  $C$  уровень звука - 137 дБС.

Снижение шума достигается также различными средствами звукопоглощения (глушители, капоты, кожухи и т.д.), для уменьшения механического шума необходимо своевременно проводить ремонт оборудования, заменять ударные процессы на безударные, шире применять принудительное смазывание трущихся поверхностей, применять балансировку вращающихся частей и средствами индивидуальными защиты (наушники, беруши).

### **Повышенный уровень инфразвуковых колебаний (инфразвука)**

Источниками возникновения: компрессоры, пульсация давления в газозвоздушных смесях.

Повышенный уровень инфразвука приводит к раздражительности, головной боли, рассеянности, сонливости, головокружению.

Таблица 2.4– Предельно допустимые уровни инфразвука [5, стр. 683, п.36]

Эквивалентные уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц				Эквивалентный общий уровень звукового давления, дБ	Максимальный текущий общий уровень инфразвука, дБ
2	4	8	16		
100	95	90	85	100	120

Снижение воздействия инфразвука на человека достигается путем применения кожухов со звукоизолирующими компонентами, при взаимодействии рук с рабочими поверхностями приборов необходимо использовать защитные рукавицы, перчатки или нарукавники.

**Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека**

Источником возникновения фактора может являться электричество для питания компьютерной техники и дренажных насосов. Причиной может стать прикосновение к частям двигателей, стенам и полу, оказавшимся под напряжением. Также имеется опасность короткого замыкания.

Проходя через организм человека, электрический ток оказывает следующие воздействия:

- термическое – действие, при котором подразумевается появление ожогов разных форм, функциональное нарушение внутренних органов, перегрев кровеносных сосудов;
- биологическое – действие, при котором нарушается нормальная работа мышечной системы. Вызывает судорожные сокращения мышц, возникающих непроизвольно;

- электролитическое – действие, вызывающее существенное изменение физико-химического состава крови, проявляющееся в ее расщеплении и расщеплении иной органической жидкости в тканях организма.

Несоблюдение правил ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов» [9] может привести к смертельному исходу.

Таблица 2.5 – Предельно допустимые значения силы тока

	Переменный ток при частоте, Гц:		Постоянный ток
	50	400	
Напряжение, В	2	2	8
Сила тока, мА	0,3	0,4	1

Мерами защиты являются изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и автоматического отключения питания. Необходимо разместить предупредительные знаки и плакаты безопасности

**Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования, неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов**

Источниками возникновения является: пренебрежение инструкций по эксплуатации или нарушение правил техники безопасности, конструктивные недостатки, недостаточная надежность машин, механизмов, оборудования, неисправные инструменты и оборудование, несоблюдение техники безопасности, отсутствие спецодежды, а также защиты глаз, лица.

Наиболее типичные травмы на производстве являются ранение рук, ног. К предотвращению травм на производстве является анализ и причины возникновения травм, при работе использовать средства индивидуальной защиты, проверка рабочих на знание и соблюдение техники безопасности.

### **2.3 Экологическая безопасность**

При сжигании твердого топлива в атмосферу поступают: летучая зола с частицами не догоревшего топлива, сернистый и серный ангидрид, окислы

азота, небольшое количество фтористых соединений, а также газообразные продукты неполного сгорания топлива. При сжигании сернистых мазутов с дымовыми газами в атмосферу поступают окислы азота, сернистый и серный ангидрид, продукты неполного сгорания, соединения ванадия и отложения, удаляемые с поверхностей нагрева котлов при чистке. При сжигании газа в атмосферу поступают в основном окислы азота.

Таблица 2.6–Предельно допустимые концентрации некоторых (мг/м<sup>3</sup>) вредных веществ в атмосферном воздухе населенных мест [10]

Вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup>	
	Максимальная разовая	Среднесуточная
Пыль нетоксичная	0,50	0,15
Сернистый ангидрид	0,50	0,05
оксид азота	0,085	0,085
Оксид углерода	3,0	1,0
Зола	3	5

Несмотря на большое количество выбросов вредных веществ от промышленных предприятий в свободной атмосфере практически не наблюдается накопление пыли, окислов серы и азота в допустимых размерах. Это объясняется тем, что время нахождения в атмосфере вредных веществ не превышает нескольких суток. Поэтому в настоящее время наиболее актуальной является проблема обеспечения допустимых концентраций вредных веществ в районе расположения источников загрязнений.

Эта задача решается разными путями:

- Уменьшением содержания вредных веществ в исходном топливе.
- Снижением образования вредных веществ в процессе сгорания топлива за счет внедрения наиболее рациональных режимов и современных конструкций котлов;
- Очисткой продуктов сгорания от вредных примесей перед выбросом их в атмосферу;

Основным методом борьбы с выбросами золовых частиц является применение наиболее эффективных золоулавливающих установок.

Для увеличения поглощения сернистого ангидрида так же используется известковый способ. Он основан на нейтрализации сернистой кислоты, получающейся в результате растворения двуокиси серы дымовых газов, щелочными реагентами: гашеной известью (гидратом окиси кальция) или известняком (углекислым кальцием).

Сброс сточных вод в водоемы приводит к загрязнению воды в них, изменению санитарного режима, а также гибели флоры и фауны. Существенное влияние на водоемы оказывает температура воды, так как с её повышением резко интенсифицируются все процессы окисления, снижается концентрация кислорода и рН, значение которого должно быть в пределах 6,5-8,5. Значительно снижается тепловая нагрузка на водоемы при использовании оборотных систем охлаждения воды с использованием водохранилищ или градирен.

Результатами загрязнения водных объектов становятся изменения качества воды (ухудшение вкуса, цвета, прозрачности), увеличение концентрации токсичных веществ (тяжелых металлов, активных радикалов), уменьшение концентрации кислорода в воде и т.д. Наличие в воде тяжёлых металлов, солей, кислот, опасных вирусов и бактерий приводит к развитию острых и хронических заболеваний.

Уменьшение, а в перспективе и полное прекращение сбросов в водоемы возможны при существенной модернизации схем подготовки воды, а также при внедрении новых прогрессивных методов водоподготовки (электродиализ, обратный осмос, термическое обессоливание). Для очистки сточных вод от нефтепродуктов используются методы отстаивания, флотации и фильтрования.

При эксплуатации энергоблока основными факторами воздействия на литосферу является образование золошлакоотходов при работе котла.

Летучая зола отличается повышенным абразивным воздействием на механизмы и силикозным - на организм человека из-за большого количества диоксида кремния. Пыление вызывает снижение продуктивности

сельскохозяйственных полей, сокращение ресурса механизмов, работающих в зоне запыленности, и ухудшает санитарное состояние территории, что негативно влияет на здоровье человека.

Особенно неблагоприятно проявляется пыление золоотвала в период с большими скоростями ветра. В этих условиях золоотвал может послужить источником загрязнения территории площадью в несколько сот квадратных километров. По этим причинам мероприятия, направленные на уменьшение и нейтрализацию вредного воздействия пыления золоотвала, важнейшие при их эксплуатации.

В соответствии с этим можно отметить, что отвалы отходов оказывают многофакторное, многокомпонентное действие на окружающую природную среду. Причем наиболее важным являются следующие компоненты воздействия (из методики оценки воздействия на окружающую среду золоотвалов):

- 1) Загрязнение почвы вследствие выпадения частиц отходов за пределами отвала при пылении с их поверхности;

- 2) Подтопление территории;

Возможность загрязнения окружающей среды, вследствие аварии на отвале.

Для уменьшения негативного влияния золоотвалов выполняются следующие мероприятия:

- 1) Насосы и магистральные трубопроводы осветлённой воды должны обеспечивать максимально возможную потребность в этой воде;

- 2) Поддержания в секциях золоотвала более высокого уровня воды путем;

- 3) Предоставлять возможность отгрузки потребителям максимального количества летучей золы и шлака для использования в качестве вторичного сырья.

Тепловая электростанция оказывает существенное влияние на экологию. Из-за выброса в атмосферу вредных веществ, таких как углекислый и угарный

газ, бензапирен, оксид серы, оксид азота и прочих, проживание вблизи ГРЭС несет вред здоровью человека и экологии.

Источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека являются объекты, для которых уровни создаваемого загрязнения за пределами промышленной площадки превышают 0,1 ПДК и/или ПДУ [11].

Для отделения территории ГРЭС от мест для отдыха, жилых районов, садоводств, тюрем, курортов и т.д. устанавливается санитарно-защитная зона. Санитарно-защитная зона – особая территория со специальным назначением, окружающая объекты, которые оказывают влияние на здоровье человека и окружающую среду. Это границы между объектом и территорией, где санитарные нормы соответствуют установленным, а риски для здоровья минимизированы.

Проектируемая ГРЭС присваивается 1 класс, мощность станции составляет 600 МВт и более, и имеет санитарно-защитную зону 1000 м.

Основные этапы установления санитарно-защитной зоны являются:

- 1 Инвентаризация источников выброса загрязняющих веществ;
- 2 Разработка проекта санитарно-защитной зоны;
- 3 Оценка риска здоровью населения;
- 4 Проведение инструментальных исследований для действующих объектов;
- 5 Экспертиза проекта санитарно-защитной зоны;
- 6 Установление границ санитарно-защитной зоны.

#### **2.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

К возможным чрезвычайным ситуациям на данном рабочем месте выделяют внезапное обрушение здания, пожар, взрывы.

Для предотвращения возникновения аварий и быстрой ликвидации аварии. На предприятии организованы следующие мероприятия:

Проведения очередных и контрольных противоаварийных и противопожарных тренировок, согласно темам и графику утверждённым руководителем предприятия;

В инструкции по эксплуатации оборудования, прописать возможные чрезвычайные ситуации, регламент действий каждого работника при их возникновении;

Контроль и периодическая проверка исправности первичных средств пожаротушения, сигнализации;

Разработка и оснащение планами эвакуациями в производственных помещениях.

Наиболее вероятно ситуацией ЧС, которая может произойти является возгорание турбинного масла. Причинами этого являются – разрыв маслопровода, попадание масла на разогретые участки валопровода, проведение пожароопасных работ вблизи маслообъектов. Класс пожара В-1 — горение жидких веществ. Первичные средства пожаротушения является углекислотные и порошковые огнетушители типа АВСЕ и ВСЕ, песок.

При возникновении аварии каждый работник предприятия должен действовать в соответствии с инструкцией, обязан четко представлять себе план действий, который ему необходимо будет осуществить. Персонал, не участвующий в ликвидации последствий, должен эвакуироваться согласно утвержденному плану.

В случаях, когда не удастся ликвидировать пожар самостоятельно, необходимо эвакуироваться вслед за сотрудниками по плану эвакуации и ждать приезда специалистов, пожарников. При возникновении пожара должна сработать система пожаротушения, издав предупредительные сигналы, и передав на пункт пожарной станции сигнал о ЧС, в случае если система не сработала, по каким-либо причинам, необходимо самостоятельно произвести вызов пожарной службы по телефону 101, сообщить место возникновения ЧС и ожидать приезда специалистов.

### **Выводы по разделу социальная ответственность**

Работа машиниста относится к категории энергозатрат Па согласно СанПиН 1.2.3685-21. Категория помещения пункта управления по пожаровзрывоопасности –Г.

По электробезопасности помещение относится к помещению с повышенной опасностью согласно ПУЭ. Работа персонала имеет категорию II по электробезопасности. ГРЭС относится к I категории опасности оказывающего значительное негативное воздействие на окружающую среду.

### **3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Энергетика – отрасль промышленности, занимающаяся производством электроэнергии и передачей её потребителю. Энергетика является основой развития производства любого государства, обеспечивающая бесперебойную работу хозяйства.

Развитие энергетической базы страны обеспечивается строительством мощных тепловых, атомных и гидроэлектростанций.

Основная работа по проектированию выполняется специальными организациями. Сложность проектирования отдельных энергообъектов заключается в том, что они являются элементами энергосистемы, поэтому разработки проектов электростанций предшествуют составлению схем электроснабжения крупных районов страны и схемы развития энергосистемы.

Целью раздела является оценка исследования «Проект тепловой части ГРЭС мощностью 6400 МВт» с точки зрения финансового менеджмента и ресурсоэффективности. Для достижения цели необходимо выполнить следующие задачи: провести анализ конкурентоспособности, планирование работ в рамках разрабатываемого проекта, а также расчет бюджета проекта.

#### **3.1 Предпроектный анализ**

##### **3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

В данной работе продуктом и целевым рынком являются:  
 продукт: электроэнергия, тепловая энергия;  
 целевой рынок: промышленные предприятия, государственные объекты, юридические и физические лица.

Таблица 3.1 – Карта сегментирована рынка

		Вид продукции					
		электроэнергия			тепловая энергия		
Размер потребителя	Крупные	■	■	■	■	■	■
	Средние	■	■	■	■	■	■
	Мелкие	■	■	■	■	■	■

- - промышленные предприятия;
- - государственные объекты;
- - юридические и физические лица.

По карте сегментирования видно, что у всей выпускаемой продукции есть свой целевой потребитель, не зависимо от размера предприятия. Мелкие компании и физические лица заинтересованы во всем спектре выпускаемой продукции.

### 3.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее влияющих предприятий-конкурентов в области производства электроэнергии: Красноярская ТЭЦ-2 и Красноярская ГРЭС-2.

В таблице 3.2 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические решения в области производства бензина.

Таблица 3.2 - Анализ конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Надежность	0,3	5	3	4	1,5	0,9	1,2
2. Безопасность	0,3	4	4	4	1,2	1,2	1,2
3. Простота эксплуатации	0,1	4	3	4	1,2	0,9	1,2
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Финансирование научной разработки	0,1	4	3	3	0,4	0,3	0,3
2. Цена	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>27</b>	<b>20</b>	<b>23</b>	<b>5,3</b>	<b>4</b>	<b>4,7</b>

Б<sub>ф</sub> – продукт проведенной исследовательской работы;

Б<sub>к1</sub> – Красноярская ТЭЦ-2; Б<sub>к2</sub> – Красноярская ГРЭС-2.

### 3.1.3 Технология QuaD

Данная технология использована для анализа проекта, чтобы измерить характеристики качества этой разработки и ее перспективность использования в работе. В основе технологии QuaD лежит нахождение средневзвешенной величины двух групп показателей: качества и потенциала разработки. Каждый показатель оценивается экспертным путем по сто балльной шкале. В таблице 3.3 представлена оценочная карта.

Таблица 3.3 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
1	2	3	4	5	6
<b>Показатели оценки качества разработки</b>					
1. Надежность	0,3	95	100	0,95	0,29
2. Безопасность	0,3	90	100	0,9	0,27
3. Простота эксплуатации	0,1	80	100	0,8	0,08
<b>Показатели оценки коммерческого потенциала разработки</b>					

1. Финансирование научной разработки	0,1	80	100	0,8	0,08
2. Цена	0,1	85	100	0,85	0,09
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	90	100	0,9	0,09
<b>Итого</b>	1				0,89

Получаем, что  $P_{cp} = 0,89$ .

Значение  $P_{cp}$  позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования.

Учитывая, что  $P_{cp} = 0,89$ , можно утверждать, что данная разработка является перспективной и конкурентоспособной.

### 3.1.4 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

Таблица 3.4 – Результаты первого этапа SWOT- анализа

Сильные стороны	Слабые стороны
С1. Высокая технологическая эффективность; С2. Повышение экологической эффективности; С3. Низкий уровень аварий на предприятиях С4. Модульность, масштабируемость, компактность; С5. Высокий и стабильный спрос на энергоресурсы.	Сл1. Сложность технического регулирования; Сл2. Трудности при присоединении к сетям; Сл3. Рост числа профессиональных заболеваний сотрудников.
Возможности	Угрозы
В1. Активное развитие отрасли в России; В2. Применение инновационных технологий; В3. Инвестиционная привлекательность; В4. Рост потребителей электрической и тепловой энергии предприятиями и населением.	У1. Перестройка российской энергетической системы; У2. Низкий уровень доходов населения; У3. Ужесточение норм выбросов

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надёжность его реализации.

Таблица 3.5 - Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны»

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	-	+	-	-
	B2	-	+	-	-	-
	B3	-	-	-	+	-
	B4	+	-	+	-	-

Таблица 3.6 - Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	-	-
	B2	+	-	-
	B3	+	+	-
	B4	+	-	-

Таблица 3.7 - Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны»

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	+	+	-	-	-
	У2	-	-	+	-	+
	У3	-	+	-	-	-

Таблица 3.8 - Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	-	-
	У2	-	-	+
	У3	-	-	-

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа, которая приводится в бакалаврской работе.

Таблица 3.9 – Результаты третьего этапа SWOT- анализа

	<p>Сильные стороны проекта:</p> <p>С1. Высокая технологическая эффективность;</p> <p>С2. Повышение экологической эффективности;</p> <p>С3. Низкий уровень аварий на предприятиях</p> <p>С4. Модульность, масштабируемость, компактность;</p> <p>С5. Высокий и стабильный спрос на энергоресурсы.</p>	<p>Слабые стороны проекта:</p> <p>Сл1. Сложность технического регулирования;</p> <p>Сл2. Трудности при присоединении к сетям;</p> <p>Сл3. Рост числа профессиональных заболеваний сотрудников.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Активное развитие отрасли в России;</p> <p>В2. Применение инновационных технологий;</p> <p>В3. Инвестиционная привлекательность;</p> <p>В4. Рост потребителей электрической и тепловой энергии предприятиями и населением.</p>	<p>1. Эффективное использование ресурсов производства;</p> <p>2. Модернизация оборудования;</p>	<p>1. Стимулирование роста проектного и научно – технического потенциалов;</p> <p>2. Использование современного оборудования и строительных конструкций</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Перестройка российской энергетической системы;</p> <p>У2. Низкий уровень доходов населения;</p> <p>У3. Ужесточение норм выбросов</p>	<p>Все сильные стороны проекта, а также специфика работы компенсируют угрозы.</p>	<p>Для устранения угроз и слабых сторон, привлечь к работе квалифицированных работников.</p>

Выводы: входе SWOT анализа были рассмотрены сильные и слабые стороны, а также возможности и угрозы. Приведенные выше факторы говорят о том, что, несмотря на существующие плюсы и минусы, принята стратегия дальнейшего развития отрасли, поскольку положительный эффект значительно выше. Но при этом необходимо учесть, что дальнейшее продвижение невозможно без модернизации и внедрении современных технологии. Для решений подобных задач активно создаются энергетические кластеры, формируются и рабочие группы по интеллектуальной энергетике.

### **3.2 Планирование научно-исследовательских работ**

#### **3.2.1. Структура работ в рамках научного исследования**

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- Определение структуры работ в рамках научного исследования;
- Определение участников каждой работы;
- Установление продолжительности работ;
- Построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить руководители и инженеры.

#### **3.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ**

Вся работа должна быть поделена на временные отрезки. Должна быть осуществлена примерная оценка максимального времени работы над задачей и минимальное время. Для небольших работ целесообразно применять линейный график. Для определения ожидаемого значения продолжительности работы применяют формулу, основанную на использовании двух оценок:

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5}, \quad (3.1)$$

Где  $t_{ож}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения работы, человеко-дни;

$t_{min}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы, человеко-дни;

$t_{max}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы, человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_p = \frac{t_{ож}}{Ч}, \quad (3.2)$$

Где  $T_p$  – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ож}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Ч$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

### 3.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Составим план проведения научных работ.

Для удобства составления плана, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней переведем в календарные дни. Для этого воспользуемся формулой:

$$T_k = T_p \cdot K_{КАЛ}, \quad (3.3)$$

Где:

$T_k$  – продолжительность выполнения работы в календарных днях;

$T_p$  – продолжительность выполнения работы в рабочих днях;

$K_{КАЛ}$  – календарный коэффициент.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{КАЛ} = \frac{T_{КАЛ}}{(T_{КАЛ} - T_{ВЫХ} - T_{ПР})}, \quad (3.4)$$

Где:  $T_{КАЛ}$  – общее количество календарных дней в году;

$T_{ВЫХ}$  – общее количество выходных дней в году;

$T_{ПРАЗ}$  – общее количество праздничных дней в году;

$$K_{КАЛ} = \frac{365}{(365 - 104 - 14)} = 1,48$$

Расчеты временных показателей проведения научного исследования представляются в таблице 3.10.

Таблица 3.10 - Трудоемкость работ

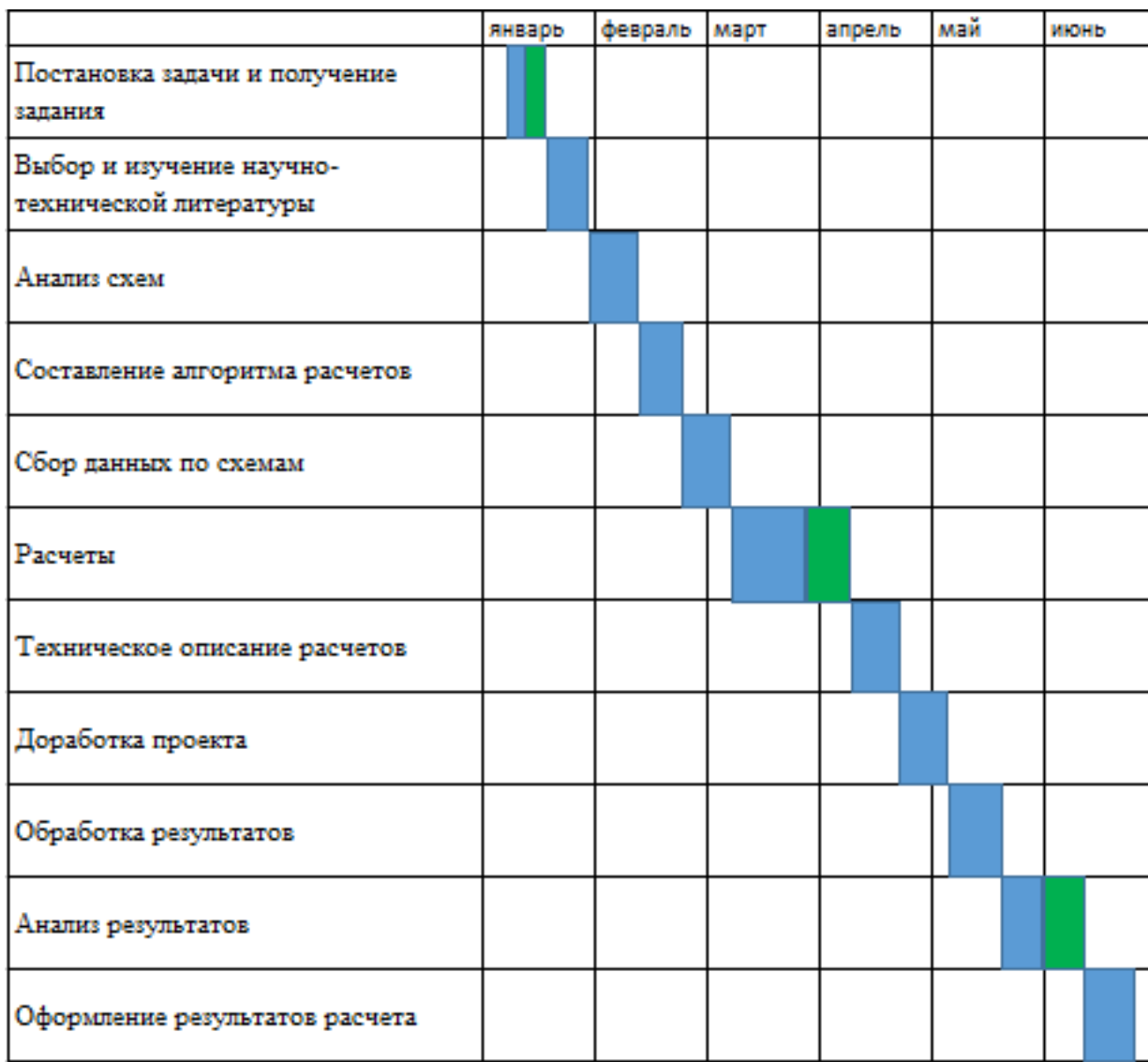
Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{Pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{mini}$ , чел-дни		$t_{maxi}$ , чел-дни		$t_{ожи}$ , чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Постановка задачи и получение задания	3	2	6	5	4,2	3,2	4	5
2. Выбор и изучение научно-технической литературы	6	-	9	-	7,2	-	7	11
3. Анализ схем	8	-	12	-	9,6	-	10	14
4. Составление алгоритма расчетов	6	-	9	-	7,2	-	7	11
5. Сбор данных по схемам	8	-	11	-	9,2	-	9	14
6. Расчеты	10	2	15	5	12	3,2	8	11
7. Техническое описание расчетов	8	-	12	-	9,6	-	10	14
8. Доработка проекта	6	-	8	-	6,8	-	7	10
9. Обработка результатов	5	-	8	-	6,2	-	6	9
10. Анализ результатов	5	2	7	5	5,8	3,2	5	7
11. Оформление результатов расчета	8	-	10	-	8,8	-	9	13
<b>Итого:</b>	73	6	107	15	87	10	80	119

Примечание:

Исп.1 – научный руководитель;

Исп.2 – инженер.

Для иллюстрации плана графика работ по исследованию построим диаграмму Ганта.



Примечание:

 - инженер


 - научный руководитель

Рисунок 3.1 – Диаграмма Ганта

### 3.3 Бюджет научно-технического исследования

#### 3.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Данная часть включает затрат всех материалов, используемых при исследовании. Результаты расчета затрат представлены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Материальные затраты

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Комплекс канцелярских принадлежностей	540	8	4 320
Офисная бумаги А4	340	1	340
Флэш-память	1 500	1	1 500
Картридж для принтера	2 000	1	2 000
Итого:			8 160

### 3.3.2 Расчет амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Первоначальная стоимость ПК 50 000 рублей;

Согласно классификатору, разные виды компьютеров объединены кодом 320.26.2, его расшифровка – «Компьютеры и периферийное оборудование».

Срок полезного использования компьютера – от двух до трех лет. Тогда норма амортизации составит:

$$A_n = \frac{1}{n} \cdot 100\%; \quad (3.5)$$

$$A_n = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3 \%$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$I_{ам}^{осн} = \frac{T_{КАЛ}}{T_{КАЛ.ГОД}} \cdot A_n \cdot C_{комп}; \quad (3.6)$$

Где,  $T_{КАЛ} = 119$  дней -число календарных дней работы над исследованием;

$T_{КАЛ.ГОД} = 365$  дней - действительный годовой фонд календарного времени.

$$И_{ам}^{осн} = \frac{119}{365} \cdot 0,333 \cdot 50\,000 = 5\,428,36 \text{ руб.}$$

### 3.3.3 Расчет основной заработной платы исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Должностной оклад работника за месяц определяется:

$$З_m = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p; \quad (3.7)$$

Где  $З_{мс}$  – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб (для руководителя  $З_{мс1} = 11\,090$  руб, а для инженера  $З_{мс2} = 7\,420$  руб);

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равен 0,3;

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2;

$k_p$  – районный коэффициент, равен 1,3.

Определим должностной оклад руководителя за месяц:

$$З_m = 11\,090 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 21\,625,50 \text{ руб.}$$

Определим должностной оклад инженера за месяц:

$$З_m = 7\,420 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 14\,469 \text{ руб.}$$

Среднедневная заработная плата рассчитывается:

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d}; \quad (3.8)$$

Где  $З_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. Дней (в данном случае  $F_d = 251$  дней);

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года (при отпуске в 48 раб. дней,  $M = 10,4$  месяц, 6-дневная рабочая неделя).

Среднедневная заработная плата для руководителя:

$$З_{дн} = \frac{21\,625,50 \cdot 10,4}{251} = 896,04 \text{ руб.}$$

Среднедневная заработная плата для инженера:

$$З_{дн} = \frac{14\,469 \cdot 10,4}{251} = 599,51 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p; \quad (3.9)$$

Где  $Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата, руб.;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дней. (по таблице 3.7 для инженера:  $T_{p2} = 87$  дней, для руководителя:  $T_{p1} = 10$  дней).

Основная заработная плата руководителя:

$$Z_{\text{осн}} = 896,04 \cdot 10 = 8960,4 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата инженера:

$$Z_{\text{осн}} = 599,51 \cdot 87 = 52\,157,57 \text{ руб.}$$

Таблица 3.12 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{мс}}$ , руб	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$T_p$	$Z_{\text{осн}}$
Руководитель	11 090	0,3	0,2	1,3	10	8 960,4
Инженер	7 420	0,3	0,2	13	87	52 157,57
Итого:						61 117,94

### 3.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата определяется:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}}; \quad (3.10)$$

Где  $Z_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата;

$Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата;

$k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

Дополнительная заработная плата для руководителя:

$$Z_{\text{доп}} = 8\,960,4 \cdot 0,15 = 1\,344,05 \text{ руб.}$$

Дополнительная заработная плата для инженера:

$$Z_{\text{доп}} = 52\,157,57 \cdot 0,15 = 7\,823,64 \text{ руб.}$$

Затраты на заработную плату:

$$Z_{\text{п}} = Z_{\text{доп}} + Z_{\text{осн}}; \quad (3.11)$$

$$Z_{\text{п}} = 61\,117,94 + 1\,344,05 + 7\,823,64 = 70\,285,63 \text{ руб.}$$

### 3.3.5 Страховые отчисления

Данная статья отражает обязательные отчисления по установленным законодательным нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда, государственного фонда занятости и медицинского страхования.

Затраты на социальные нужды рассчитываются как доля (30%) от затрат на оплату труда:

$$I_{\text{соц}} = 0,3 \cdot Z_{\text{п}}; \quad (3.12)$$

$$I_{\text{соц}} = 0,3 \cdot 70\,285,63 = 21\,085,69 \text{ руб.}$$

### 3.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{нак}} = 0,16 \cdot (I_{\text{мат}} + Z_{\text{п}} + I_{\text{соц}} + I_{\text{ам}}); \quad (3.13)$$

$$\begin{aligned} I_{\text{нак}} &= 0,16 \cdot (8\,160 + 70\,285,63 + 21\,085,69 + 5\,428,36) = \\ &= 16\,793,55 \text{ руб.} \end{aligned}$$

### 3.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Смета затрат на исследование представлена в таблице 3.13.

Таблица 3.13– Смета затрат на исследование

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес, %
Материальные затраты	8 160,00	3,67
Затраты на основную заработную плату	70 285,63	55,40

Затраты на дополнительную заработную плату	9 167,69	7,23
Амортизация основных средств	5 428,36	4,28
Страховые взносы	21 085,69	16,62
Накладные расходы	16 233,55	12,80
Общий бюджет	130 360,92	1,00

Из расчетов видно, что большую долю всех затрат из бюджета затрат составляют заработные платы инженера и руководителя. Самые малые доли от общих затрат имеют материальные затраты и амортизационные отчисления.

### **3.4 Описание потенциального эффекта**

В данном разделе был выполнен анализ ресурсоэффективности и ресурсосбережения научно-исследовательской работы – Проект тепловой части ГРЭС мощностью 6400 МВт.

Данная разработка является конкурентноспособной благодаря своим преимуществам: высокая технологическая эффективность; повышение экологической эффективности; низкий уровень аварий на предприятиях; Высокий и стабильный спрос на энергоресурсы.

Анализ матрицы SWOT показал возможность развития проекта с использованием своих сильных сторон, перечисленных выше. Также перспективность и успешность разработки будет связана с привлечением к работе квалифицированных работников.

В данном разделе было произведено распределение обязанностей по научно-исследовательской работе и рассчитано время, необходимое для выполнения работы – это 119 календарных дней. Также был сформирован бюджет затрат НИИ, составляющий 126 860,92 рублей. Большой процент затрат приходится на основную заработную плату исполнителей проекта.

По произведенному анализу видим, что данное предложение по проекту тепловой части ГРЭС мощностью 6400 МВт способно занять свое место на рынке. Данный проект при правильном продвижении и учете внешних и

внутренних факторов, может составить сильную конкуренцию имеющимся методам.

## **Заключение**

При расчете дипломного проекта было выбрано оборудование станции.

По заданным параметрам были выбраны:

- 1) Котел П-67 производительностью 2650т/ч;
- 2) Рассчитана тепловая схема блока 800 МВт;
- 3) были выбраны:

- деаэратор ДСП-2800/185;
- 2 питательных насоса ПН-1500-350;
- КН-I 2 конденсатных насоса КсВ-1000-95;
- КН-II 2 конденсатных насоса ЦН-1000-180;
- подогреватели ПСВ-125-7-15;
- 16 циркуляционных насоса типа ОПВ2-185-ЭГ;
- 8 мельницы ММТ-2000/2200/735;

4) Сформирован бюджет затрат НТИ, составляющий 126 860,92 рублей;

5) Выполнены чертежи:

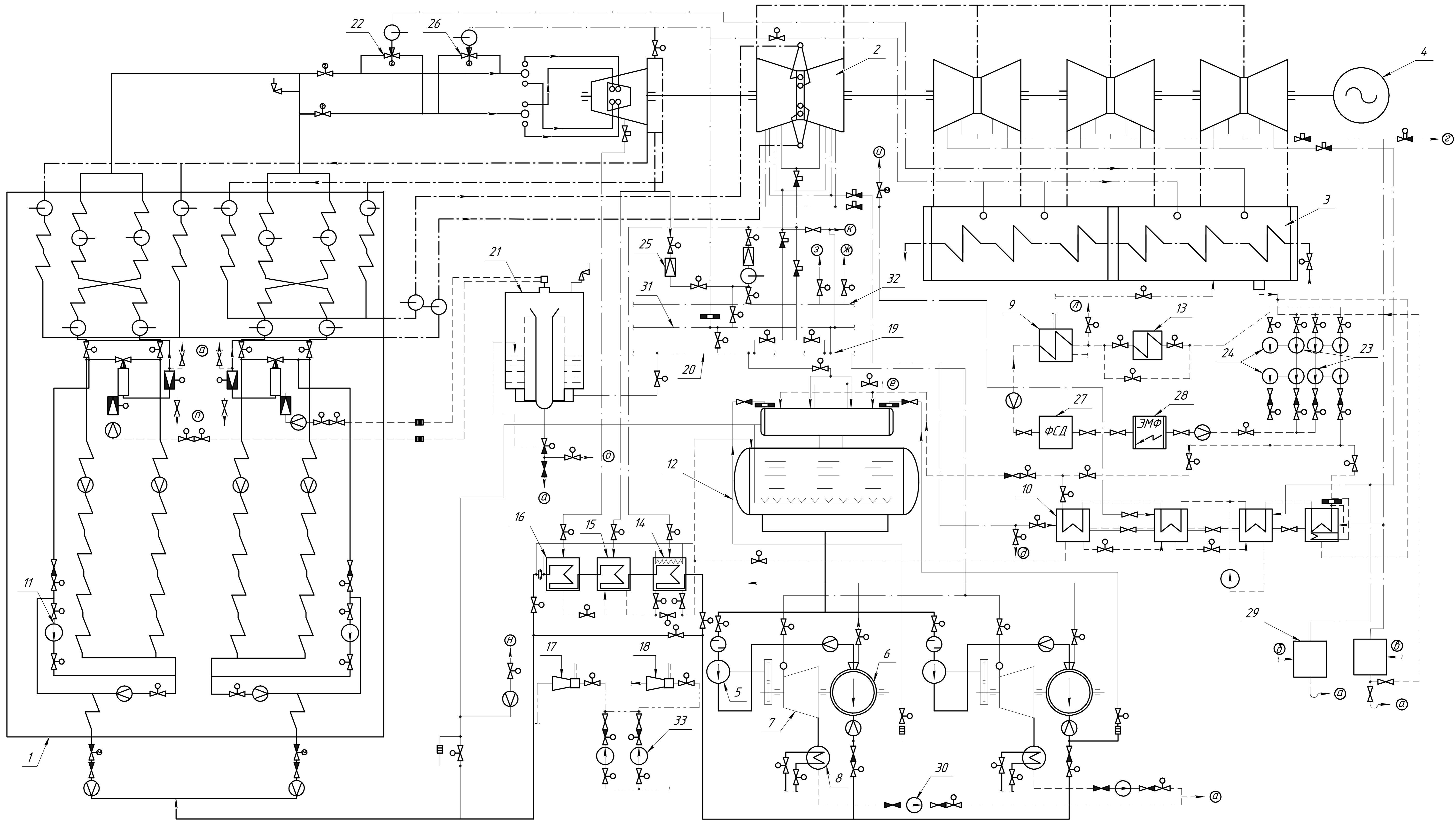
Развернутая тепловая схема блока 800 МВт.

Компоновка главного корпуса с энергоблоками мощностью 800 МВт.

## **Список использованных источников**

1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 27.12.2018)
2. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
3. Федеральный закон от 24 июля 1998 г. № 125-ФЗ «Об обязательном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваниях»
4. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
5. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания
6. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от предотвращения механических факторов
7. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение
8. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования
9. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов
10. ГН 2.1.6695-98. Предельно допустимые концентрации и ориентировочные безопасные уровни воздействия загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.
11. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов
12. Кузьмина Е.А, Кузьмин А.М. Методы поиска новых идей и решений "Методы менеджмента качества" №1 2003 г.
13. Кузьмина Е.А, Кузьмин А.М. Функционально-стоимостный анализ. Экскурс в историю. "Методы менеджмента качества" №7 2002 г.

14. Основы функционально-стоимостного анализа: Учебное пособие / Под ред. М.Г. Карпунина и Б.И. Майданчика. - М.: Энергия, 1980. - 175 с.
15. Скворцов Ю.В. Организационно-экономические вопросы в дипломном проектировании: Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2006. – 399 с. 5. Сущность методики FAST в области ФСА [Электронный ресурс] <http://humeur.ru/page/sushhnost-metodiki-fast-v-oblasti-fsa>.
16. Нормы технологического проектирования тепловых электрических, станций и тепловых сетей [Электронный ресурс] <http://www.docload.ru/Basesdoc/2/2788/index.htm>.
17. Котлы большой мощности [Электронный ресурс] <http://bibliofond.ru/view.aspx?id=550879>.
18. Паротурбинные установки [Электронный ресурс] <http://bibliofond.ru/view.aspx?id=550879>.
19. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод [Электронный ресурс] <http://03-ts.ru/index.php?nma=downloads&fla>.
20. Аэродинамический расчет котельных установок. Нормативный метод [Электронный ресурс] <http://03-ts.ru/index.php?nma=downloads&fla>.
21. Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов. Нормативные материалы. [Электронный ресурс] <http://www.twirpx.com/file/861496>.
22. Ривкин, С.Л., Теплофизические свойства воды и водяного пара [Электронный ресурс] [http://techliter.ru/load/uchebniki\\_posoby\\_a\\_lekcii/termodinamika\\_teplo\\_tekhnika](http://techliter.ru/load/uchebniki_posoby_a_lekcii/termodinamika_teplo_tekhnika).



Лист № 1

Лист № 1

Лист № 1

ФОР.624.122.001.СБ				Лит	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	у	1:1
Разраб.	Толкалов П.В.					
Проб.	Зайцев А.С.					
Инж.	Зайцев А.С.					
Реценз.						
Инж.	Вагнер М.А.					
Удп.						
Развернутая тепловая схема блока мощностью 800 МВт				Лист	1	Листов
Сборочный чертеж						3
Проект тепловой части ТЭС мощностью 6400 МВт				ИШЭ		
				3-558А		
Копировал				Формат А1		

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание	Изм.			
				Лист	№ докум.	Подп.	Дата
1	Паровой котел	1	П-67				
2	Паровая турбина	1	К-800-240-2				
3	Конденсатор	1	800-КЦС-2				
4	Электрогенератор	1					
5	Питательный турбонасос	2	ПН-1500-350				
6	Бустерный насос	2					
7	Приводная турбина питательного насоса	2					
8	Конденсатор приводной турбины	2					
9	Охладитель пара уплотнений	1					
10	Поверхностные подогреватели низкого давления	4	ПН-2300-25-7				
11	Насос рециркуляции среды	2	ОПВ2-185-ЭГ				
12	Деаэратора	1	ДСП-2800/185				
13	Охладитель конденсата статора генератора	1					
14	Подогреватель высокого давления	1	ПВ-2500-380-17				
15	Подогреватель высокого давления	1	ПВ-2500-380-37				
16	Подогреватель высокого давления	1	ПВ-2500-380-61				
17	Водоструйный эжектор основной системы	1					
18	Водоструйный эжектор циркуляционной системы	1					
19	Коллектор подачи пара к турбоприводам питательных насосов	1					
20	Коллектор питания деаэратора	1					
21	Распороочный расширитель	1					
22	Пускосбросное устройство свежего пара	1					
23	Конденсатные насосы I ступени	4	КСВ-1000-95				
24	Конденсатные насосы II ступени	4	ЦН-1000-180				
25	Редукционно-охладительные установки собственного расхода	2					
<b>ФЮРА.624.122.001 ПЗ</b>							
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Разрад.	Толкалов П.О.				Лит.	Лист	Листов
Пров.	Зайцев А.С.				4	1	2
Реценз.					<b>ИШЭ</b>		
Н.контр.	Вагнер М.А.				<b>3-5Б8А</b>		
Утв.							
Полная тепловая схема энергоблока 800 МВт							

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
26	Пускосбросное устройство собственного расхода	1	
27	Фильтр смешанного действия	1	
28	Электромагнитный фильтр блочной обессоливающей установки	1	
29	Расширительные баки	2	
30	Конденсатный насос приводной турбины питательного насоса	2	
31	Паровой коллектор собственного расхода энергоблоков	1	
32	Общестанционная паровая магистраль	1	
33	Насос водоструйных эжекторов	2	
а	Пар в конденсатор турбины		
б	Конденсат греющего пара сетевых подогревателей		
в	Конденсат греющего пара калориферов		
г, д	Подвод пара на основной и пиковый сетевой подогреватель		
е	Пар от штоков клапанов турбины		
ж	Пар на собственный расход ГРЭС		
з	Пар на мазутное хозяйство		
и	Пар на калориферы		
к	Пар на турбопривод воздухоподувки		
л	Рециркуляция конденсата		
м	Впрыски воды в промперегреватель и пускосбросное устройство собственного расхода		
н	Пусковой впрыск и впрыски в первичный ПП		
о	Сброс воды в циркуляционные водоводы		

Подп. и дата

Инв. № докл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

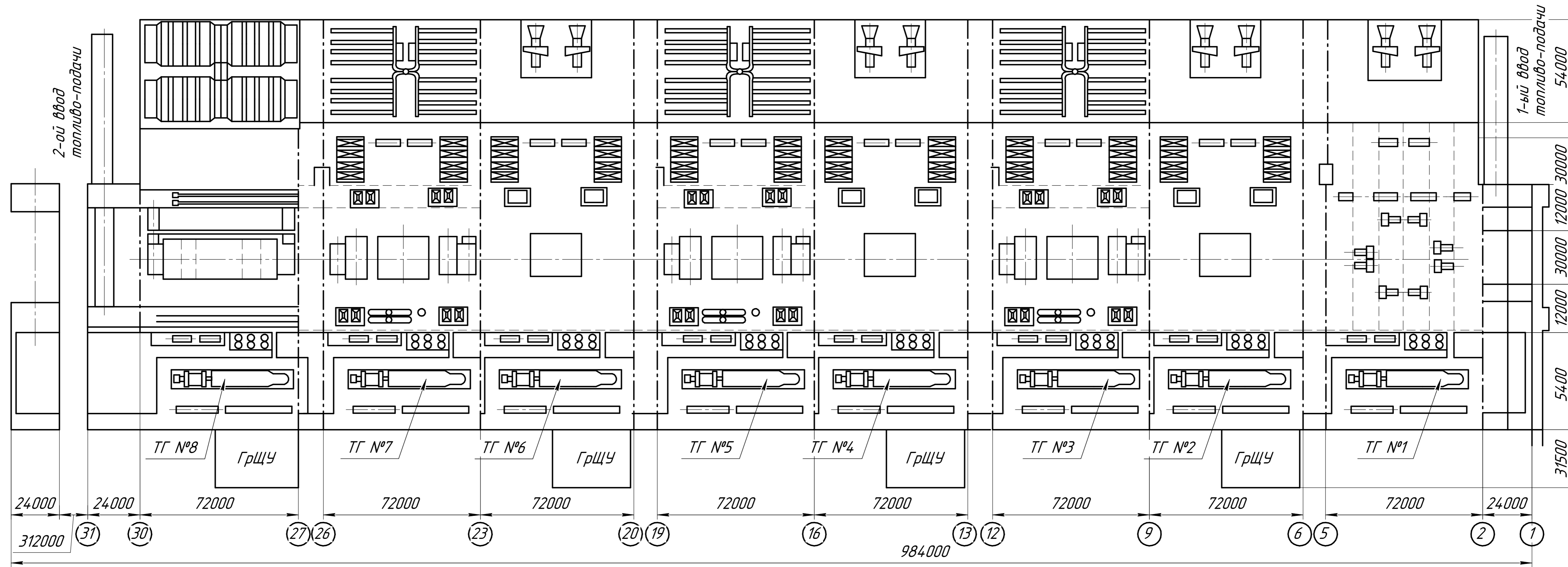
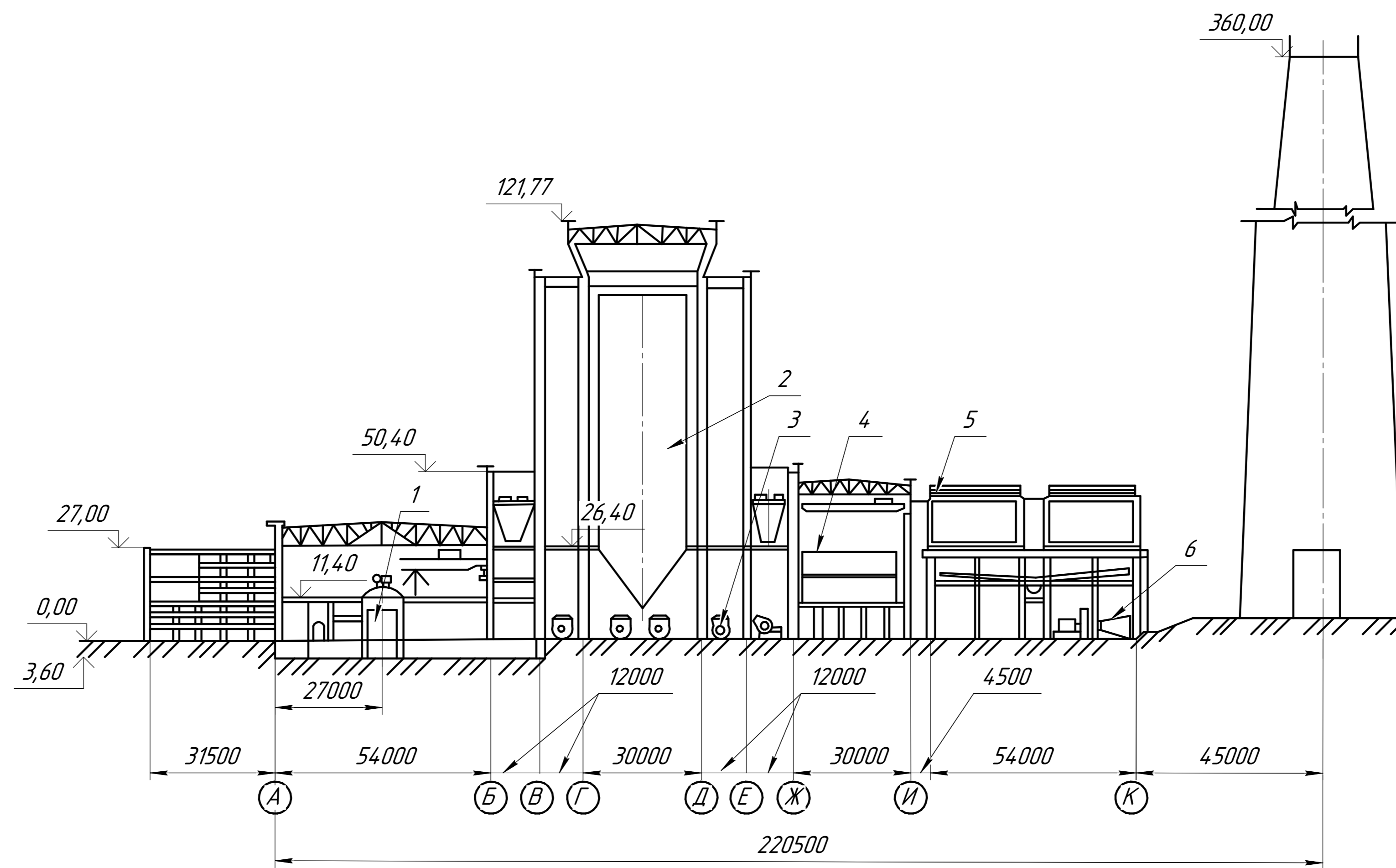
Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

ФЮРА.624.122.001 ПЭ

Лист

2



ФОР.624.122.001.СБ				Лист	Масштаб
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Масштаб
Разраб.	Толкалов П.В.				1:1
Проб.	Зайцев А.С.				
Эконтр.	Зайцев А.С.				
Реценз.					
Инконтр.	Вагнер М.А.				
Утв.					
Компновка главного корпуса с энергоблоками мощностью 800 МВт				Лист 2	Листов 3
Проект тепловой части ТЭС мощностью 6400 МВт				ИШЭ 3-558А	
Копирован				Формат А1	

