

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

Инженерная школа энергетики

Специальность: **14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг**
НОЦ И.Н. Бутакова

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
ПРОЕКТ ЭНЕРГОБЛОКА АЭС С РЕАКТОРОМ ТИПА ВВЭР ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТЬЮ 1500 МВт

УДК 621.311.25:621.039.577.002.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5052	Ле Хуи Чи		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	Д.В. Гвоздяков	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	В.В. Гузырь	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	И.Л. Мезенцева	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг	А.В. Воробьев	к.т.н., доцент		

Томск – 2021 г.

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке и иностранном(ых) языке(ах) для академического и профессионального взаимодействия	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P8	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P9	Способен решать задачи профессиональной деятельности с использованием базовых знаний естественнонаучных дисциплин и информационных технологий, соблюдать основные требования информационной безопасности, в том числе защиты государственной тайны.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P10	Способен использовать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт для реализации исследований в области создания, модернизации и эксплуатации ядерных энергетических установок	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P11	Способен проводить математическое моделирование физических процессов и аппаратов технологического оборудования АС, в том числе на базе пакетов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI,

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	автоматизированного проектирования и исследований	требования работодателей к компетенциям выпускников
P12	Способен формулировать цели и задачи исследований в области создания и повышения эффективности эксплуатации АС, выбирать методику и средства проведения научных исследований, выполнять и анализировать результаты НИОКР, участвовать в испытаниях оборудования	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P13	Способен участвовать в организации безопасной экономической эксплуатации реакторной установки, оборудования и технологических систем энергоблока атомной электростанции, анализировать технологические процессы, режимные ограничения, алгоритмы управления и защиты АС, проводить контроль параметров сред	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P14	Способен участвовать в проектировании элементов оборудования и технологических систем атомных станций с учетом требований ядерной, радиационной, пожарной, промышленной и экологической безопасности и с использованием современных информационных технологий	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P15	Способен применять и разрабатывать техническую документацию в соответствии с требованиями государственных, отраслевых и ведомственных стандартов и осуществлять проектно-конструкторскую деятельность в соответствии с техническим заданием в области профессиональной деятельности	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P16	Способен проводить технико-экономический анализ и оценку конкурентоспособности и экономической эффективности проектируемых систем, оборудования и АС в целом	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P17	Способен анализировать и рассчитывать ядерно-физические и нейтронно-физические процессы термодинамические, теплогидравлические, физико-химические и технологические процессы на атомной станции	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P18	Способен провести оценку ядерной и радиационной безопасности, организовывать мероприятия по обеспечению ядерной, радиационной, технической, пожарной безопасности, выполнению требований охраны труда в процессе производства электрической и тепловой энергии на атомных станциях, в том числе при обращении с ядерным топливом	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P19	Способен организовать работу малых коллективов исполнителей, планировать работу персонала, разрабатывать оперативные планы работы первичных	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI,

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	производственных подразделений, организовывать рабочие места	требования работодателей к компетенциям выпускников
P20	Способен участвовать в проведении испытаний основного и вспомогательного оборудования атомных станций и ядерных энергетических установок, проводить физические эксперименты на этапах физического энергетического пуска энергоблока с целью определения нейтронно-физических параметров реакторной установки и АС в целом	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P21	Способен проводить измерения электрических и неэлектрических величин применительно к объектам профессиональной деятельности, выполнять работы по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P22	Способен формулировать цели и задачи исследования, выбирать критерии оценки, выявлять приоритеты решения задач в сфере ядерной энергетики и технологий, теоретического и экспериментального исследования при решении профессиональных задач	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P23	Способен анализировать технологии монтажа, ремонта и демонтажа оборудования АС (и ЯЭУ) применительно к условиям сооружения, эксплуатации и снятия с эксплуатации энергоблоков АС	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников

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

Инженерная школа энергетики

Специальность **14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг**

НОЦ И.Н. Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
А.В. Воробьев

(подпись)

(дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
5052	Ле Хуи Чи

Тема работы:

**Проект энергоблока АЭС с реактором типа ВВЭР
электрической мощностью 1500 МВт**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

16.12.2020 г., № 351-38/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

24 января 2021 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Электрическая мощность: 1500 МВт.

Прототип:

энергоблок с реактором типа ВВЭР-1000

и турбоустановкой К-1000-60/1500-1.

Структура турбины: ЦВД+С+ЦСД+С+ЦНД.

Температурный график теплосети – 150/65 °С/°С.

Число ступеней подогрева сетевой воды: 3.

Начальные параметры:

давление 7,4 МПа, температура $t_{нас}+25$.

Конечное давление – 0.004 МПа.

Давление в деаэраторе – 1 МПа.

Месторасположение АЭС:

СР Вьетнам.

Тепловая нагрузка энергоблока: 65 МВт.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзор литературы 2. Формулировка цели и задач 3. Расчёт схемы на теплофикационный режим 4. Выбор основного оборудования 5. Выбор конденсатора 6. Проект парогенератора 7. Проект ядерного реактора (без нейтронно-физического) 8. Охрана окружающей среды по программе МАГАТЭ 9. Формулировка основных выводов
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Развернутая тепловая схема энергоблока (1 л.) 2. Чертеж общего вида парогенератора (1 л.) 3. Чертеж общего вида ядерного реактора (1 л.) 4. Функциональная схема автоматического контроля и регулирования деаэратора продувочной воды (1 л.) 5. Демонстрационный материал (1 л.)
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p align="center">Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>В.В. Гузырь, доцент отдела социально-гуманитарных наук школы базовой инженерной подготовки</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>И.Л. Мезенцева, ассистент отдела общетехнических дисциплин школы базовой инженерной подготовки</p>
<p>Автоматизация технологических процессов</p>	<p>Ю.К. Атрошенко, доцент научно-образовательного центра И.Н. Бутакова инженерной школы энергетики</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p align="center">15 июля 2020 г.</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент НОЦ И.Н. Бутакова</p>	<p align="center">Гвоздяков Дмитрий Васильевич</p>	<p align="center">к.т.н.</p>		<p align="center">15.07.2020</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p align="center">5052</p>	<p align="center">Ле Хуи Чи</p>		<p align="center">15.07.2020</p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
5052	Ле Хуи Чи

Школа	ИШЭ	Отделение	НОЦ И.Н. Бутакова
Уровень образования	Специалист	Специальность	14.05.02 Атомные электростанции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг

Тема ВКР: Проект энергоблока АЭС с реактором типа ВВЭР электрической мощностью 1500 МВт

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

Параметры активной зоны и энергоблока	Тепловая мощность реактора, КПД брутто, КИУМ, глубина выгорания, коэффициент собственных нужд, обогащение урана на начало и на конец кампании.
---------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Планирование капиталовложений в ядерную часть энергоблока ВВЭР-1500

2. Определение годового расхода ядерного горючего

3. Оценка стоимости ядерного горючего

4. Годовые эксплуатационные издержки

5. Оценка прибыли и рентабельности АЭС

6. Оценка экономической эффективности инвестиций в АЭС

Перечень графического материала:

Итоговая таблица, график, формула, расчета экономического эффекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15 октября 2020 г.
------------------------------------------------------	--------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гузырь Владимир Васильевич	к.э.н.		15.10.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5052	Ле Хуи Чи		15.10.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5052	Ле Хуи Чи

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	НОЦ И.Н.Бутакова
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг

Тема ВКР:

Проект энергоблока АЭС с реактором типа ВВЭР электрической мощностью 1500 МВт	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Помещение БЩУ Область применения: АЭС
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - отклонение показателей микролимата; - отсутствие естественного света; - превышение уровней электромагнитных излучений; - повышенный уровень шума и т.п. Опасные факторы: - электробезопасность; - пожарная безопасность;
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: радиоактивные газоаэрозольные выбросы. Гидросфера: сброс сточных вод. Литосфера: загрязнение почвы хим. веществами и т.п.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: наводнения, ураганы, пожары, повреждение турбопроводов и т.п. Наиболее типичная ЧС: пожар в БЩУ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15 октября 2020 г.
-------------------------------------------------------------	--------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева И.Л.	-		15.10.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5052	Ле Хуи Чи		15.10.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа: 115 страниц, 26 рисунки, 23 таблиц, 3 приложения, 5 раздела, 32 использованных источников, 4 листов графического материала.

Ключевые слова: реактор, парогенератор, турбина, электростанция, энергия, пар, уран, деаэрактор, энтальпия, расход, цилиндр, преобразование, процесс, влажность, сепаратор.

Объектом разработки и проектирования является энергоблок атомной электростанции с водо-водяным энергетическим реактором, имеющий электрическую мощность 1500 МВт.

Целью данной работы является разработка и проектирование энергоблока АЭС на заданные параметры.

Полученные результаты говорят о том, что энергоблок удовлетворяет требуемым параметрам безопасности, надежности и экономической эффективности.

Получены основные технические характеристики: расход пара на турбину – 2300 кг/с; коэффициент полезного действия (нетто) – 34%; тепловая мощность парогенератора (единичная) – 1038898 кВт.

Рекомендуется уточнить расчеты. Следует учесть гидравлические потери в реакторе, в парогенераторе. Потери температуры по пути от реактора до парогенератора.

Степень внедрения: расчет может применяться при проектировании АЭС в городе Нинь Тхуан, СР Вьетнам.

Область применения: топливно-энергетический комплекс, электроэнергетика, атомная энергетика, проектирование атомных электростанций.

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

Список принятых обозначений и сокращений

- АЭС – атомная электростанция;
ВВЭР – водо-водяной энергетический реактор;
АКиР – автоматизированный контроль и регулирование;
ПНД – подогреватель низкого давления;
ПВД – подогреватель высокого давления;
ПГ – парогенератор;
РППВ – регенеративный подогрев питательной воды;
ПТУ – паротурбинная установка;
ЦНД – цилиндр низкого давления;
ЦСД – цилиндр среднего давления;
ЦВД – цилиндр высокого давления;
ПСВ – подогреватель сетевой воды;
ОЭ – охладитель эжекторов;
ОУ – охладитель уплотнений;
БОУ – блочная обессоливающая установка;
ОД – охладитель дренажа;
СК – стопорный клапан;
ОК – отсечной клапан;
СРК – стопорно-регулирующий клапан;
ИОФ – ионно-обменный фильтр;
КПД – коэффициент полезного действия;
ЭБ – энергоблок;
ТП – тепловой потребитель;
ЭГ – электрогенератор;
ОС – обратная сеть;
ПС – прямая сеть.

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

Оглавление

Введение.....	13
1 Обоснование и выбор площадки под размещение АЭС	14
1.1 Общее состояние Вьетнама.....	14
1.2 Выбор площадки для размещения АЭС	17
2 Проект энергоблока	19
2.1 Расчет схемы на теплофикационный режим.....	19
2.1.1 Анализ принципиальной тепловой схемы прототипа	19
2.1.2 Разбиение РППВ по ступеням	20
2.1.3 Построение процесса расширения в h s-диаграмме	23
2.1.4 Определение числа потоков.....	29
2.1.5 Расчет сетевой установки.....	30
2.1.6 Уравнения материальных и тепловых балансов.....	33
2.1.7 Расчет показателей тепловой экономичности.....	40
2.2 Выбор тепломеханического оборудования.....	43
2.2.1 Выбор теплообменников	44
2.2.2 Выбор насосов	48
2.2.3 Выбор конденсаторов	51
2.3 Расчет парогенератора.....	51
2.3.1 Выбор конструктивной и теплотехнической схемы	52
2.3.2 Расчет и построение тепловой диаграммы.....	53
2.3.3 Тепловой расчет поверхности нагрева.....	57
2.3.4 Конструкторский расчет ПГ	65
2.3.5 Расчет сепарации и водного режима.....	65
2.4 Расчет ядерного реактора.....	67
2.4.1 Обоснование конструкции реакторной установки	67
2.4.2 Определение основных геометрических характеристик	68

2.4.3	Определение параметров теплоносителя	71
2.4.4	Теплотехнический расчет.....	72
2.4.5	Расчет параметров по высоте активной зоны	79
2.4.6	Построение графиков и анализ результатов	82
3	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	86
4	Социальная ответственность	92
4.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	92
4.2	Производственная безопасность	93
4.3	Экологическая безопасность.....	100
4.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	102
5	Система автоматического регулирования уровня конденсата в конденсаторе.....	104
5.1	Описание технологической схемы работы оборудования.....	104
5.2	Обзор и выбор принципиальных схем контроля.....	104
5.3	Выбор технических средств АСР.....	105
5.4	Разработка функциональной схемы	107
	Заключение	108
	Список использованных источников	109
	Приложение А	112
	Приложение Б.....	113
	Приложение В	114
	Графический материал:	На отдельных листах
	ФЮРА.ХХХХХХ.002 ТЗ. Развернутая тепловая схема энергоблока	
	ФЮРА.693410.003 ВО. Чертеж общего вида парогенератора	
	ФЮРА.693100.004 ВО. Чертеж общего вида реактора	
	ФЮРА.421000.005 С2. Схема регулирования уровня конденсатора	

Введение

В проекте разработан реактор типа вода-водяной энергетический реактор типа ВВЭР с мощностью 1500 МВт. При разработке был произведен выбор площадки размещения атомной электростанции, расчет тепловой схемы энергоблока. В ходе расчета тепловой схемы энергоблока атомной электростанции были вычислены расходы в элементных схемах, электрическая мощность и коэффициент полезного действия брутто и нетто. Также был произведен тепловой, конструкторский, поверочный, гидродинамический расчеты ПТУ, парогенератора и реакторной установки.

Место строительства атомной электростанции должно обеспечивать очень высокие требования безопасности фундамента здания и безопасность от экстремальных природных явлений, таких как торнадо, наводнения, землетрясения, цунами. Площадка размещения АЭС должна не только обеспечивать безопасность завода, но и соответствовать рациональности строительной экономики, минимизировать воздействие на окружающую среду и быть одобрена местным населением.

Данный проект выполнен не без помощи электронно-вычислительной машины, а так же полезных прикладных программ: Microsoft Office Excel, Wolfram Mathematica и Mathcad. Чертежи выполнены в КОМПАС 3D. Расчет схемы выполнен с помощью метода относительных расходов. Некоторые расчеты активной зоны реактора и тепловой расчет парогенератора выполнены методом итераций.

					<i>ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

1 Обоснование и выбор площадки под размещение АЭС

Проект строительства атомных электростанции был утвержден правительством Вьетнама 25 ноября 2009 года, в том числе 2 атомные электростанции Нинь Туан 1 и Нинь Туан 2; Установленная мощность каждого завода составляет около 2000 МВт. 22 ноября 2016 года ядерно-энергетический проект был объявлен приостановленным по экономическим причинам. Но в будущем строительство атомных электростанций в Вьетнаме необходимо для обеспечения энергетики.

Место строительства атомной электростанции должно обеспечивать очень высокие требования безопасности фундамента здания и безопасность от экстремальных природных явлений, таких как торнадо, наводнения, землетрясения, цунами. Площадка размещения АЭС должна не только обеспечивать безопасность завода, но и соответствовать рациональности строительной экономики, минимизировать воздействие на окружающую среду и быть одобрена местным населением.

Реакторная установка АЭС ВВЭР-1500 была изучена институтами «Атомэнергопроект» (Москва и Санкт Петербург), ОКБ «Гидропроект», РНЦ «Курчатовский институт» в 1997г для определения уровня безопасности, условия эксплуатации и экономичности.

1.1 Общее состояние Вьетнама

Расположен в Юго-Восточной Азии, граничит с Лаосом и Камбодже на западе, с Китаем на севере, в Сиамском заливе на юге и в Восточном море на востоке. Протяженность береговой линии Вьетнама составляет 3444 км (без учета островов).

Климат Вьетнама на юге тропический и муссонный на севере с жарким дождливым сезоном (с мая по сентябрь) и теплым сухим сезоном (с октября по март). Влажность в среднем составляет 84 процента в течение года. Годовое

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

Таблица 1.1.2 - Огромные тепловые электростанции во Вьетнаме

№	Название ТЭС	Установленная мощность, МВт	Годы ввода агрегатов	Основное топливо
1	Центр Вунг Анг:			Уголь
	- ТЭС Вунг Анг 1	1200	2015	
	- ТЭС Формоза	1500	2015	
	- ТЭС Вунг Анг 2	1320	2018	
	- ТЭС Вунг Анг 3	2400	2021	
2	Центр Фу Мй (ТЭС Фу Мй 1,2-1, 2-2, 3,4)	3900	1997	Природный газ
3	Центр Дуйен Хай			Уголь
	- ТЭС Дуйен Хай 1	1245	2015	
	- ТЭС Дуйен Хай 2	1200	2021	
	- ТЭС Дуйен Хай 3	1245	2016	
	- ТЭС Дуйен Хай 3 расширение	660	2019	

Во Вьетнаме проекты ветровой, солнечной энергии рассматриваем и строятся. Кроме гидроэнергии, использование возобновляемых источников энергии не применяется непопулярно и маленький размер.

Но традиционные источники энергии Вьетнама были исчерпать, мы импортируем уголь, скоро добавить сжиженный газ. Тепловая энергия - это также много проблем, многие протестовали, потому что это вызвало загрязнение. ГЭС старшие и работают не в оптимальную мощность, источник воды реки не достаточно массовый обеспечивает энергии электростанциям.

Строение АЭС помогает Вьетнаму многие пользы:

- Обеспечивать электроэнергии стабильный и устойчивый в течение долгого времени.
- Для потребителей , увеличить количество и качество поставляемой электроэнергии.
- Предоставление качественной электроэнергии для новой отрасли.

1.2 Выбор площадки для размещение АЭС

Нинь Тхуан находится в жарких и влажных тропических муссонах. Средняя температура воздуха колеблется от 26,50 С на востоке и постепенно понижается к западу до 26,00 С, самый жаркий месяц обычно в мае со средней температурой 33.9-35.60С . Среднее количество солнечных часов в году составляет 2450 часов в год. Средняя относительная влажность превышает 80%.

Таблица 1.2.1 - Частота возникновения стихийных бедствий во Вьетнаме

Верхние	Средние	Нижние
Наводнение	Град и сильный дождь	Землетрясение
Тропический циклон	Оползень	Цунами
Засуха	Лесной пожар	
Смерч	Вторжение соленой воды	

Засуха и сильная дождь являются 2 главные стихийные бедствия, которые происходят в Нинь Тхуан. Они влияют на повседневную жизнь, развитие экономики ну более низкий уровень других провинций. Последнее землетрясение происходит в 2011 году, но не способны принчинить цунами и невозможно нарушить задания или ущербы людям.

С учетом вышеуказанных требований, два места расположения Фьюк Зинь и Винь Хай в провинции Нинь Тхуан удовлетворяют условиям для строительства атомной электростанции, таким как:

- Обладание благоприятной местности и достаточной площади для строительства атомной электростанции из 4 блоков мощностью 1000 МВт или более.
- Хорошее геологическое состояние, расположенное в районе с низкой интенсивностью землетрясения, что обеспечивает безопасность станции и низкие затраты на строительство.

- Места расположены недалеко от моря, что обеспечивает благоприятные условия для строительства систем охлаждения и транспортировки крупногабаритного и сверхтяжелого оборудования.
- Места расположены в районах с низкой плотностью населения, мало влияющих на пахотные земли и общественные объекты.

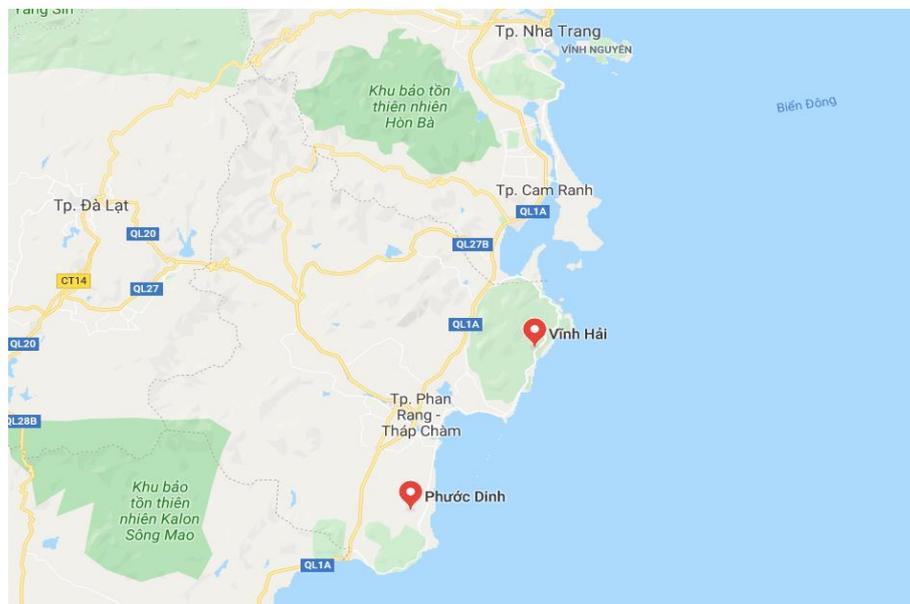


Рисунок 1 – Территориальное расположение станции [25]

2 Проект энергоблока

Три основные задачи, которые следует решить в этом разделе, это расчет схемы, расчет парогенератора, расчет реактора. Исходными данными служит электрическая мощность блока, начальные параметры пара (говорящие о том, что цикл на слабо перегретом паре), конечное значение давления и другие характеристики. Рассчитав схему, будет найден расход пара на турбину, который обеспечит необходимую электрическую мощность. Найденный расход послужит одним из параметров исходных данных для проекта парогенератора. Расчет температуры питательной воды тоже необходим для расчета следующего подраздела (проект парогенератора).

2.1 Расчет схемы на теплофикационный режим

Известно, что энергоблок может работать как в конденсационном режиме, так и в теплофикационном. Последний подразумевает под собой совместную выработку электрической и тепловой энергии, первый – только электрическую энергию. Для расчета есть необходимые данные, а именно: мощность теплофикационной установки и её состав; температура прямой и обратной сети.

2.1.1 Анализ принципиальной тепловой схемы прототипа

Обратившись к источнику [1], находим интересующую нас схему. Схема прототипа продемонстрирована на рисунке 2. Из рисунка видим, что система осушки пара представляет собой сепарацию и последующий двукратный перегрев пара. В проектном блоке подлежит расчету система осушки с двукратной сепарацией, до и после цилиндра среднего давления, в соответствии с техническим заданием. Число цилиндров низкого давления предстоит определить.

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

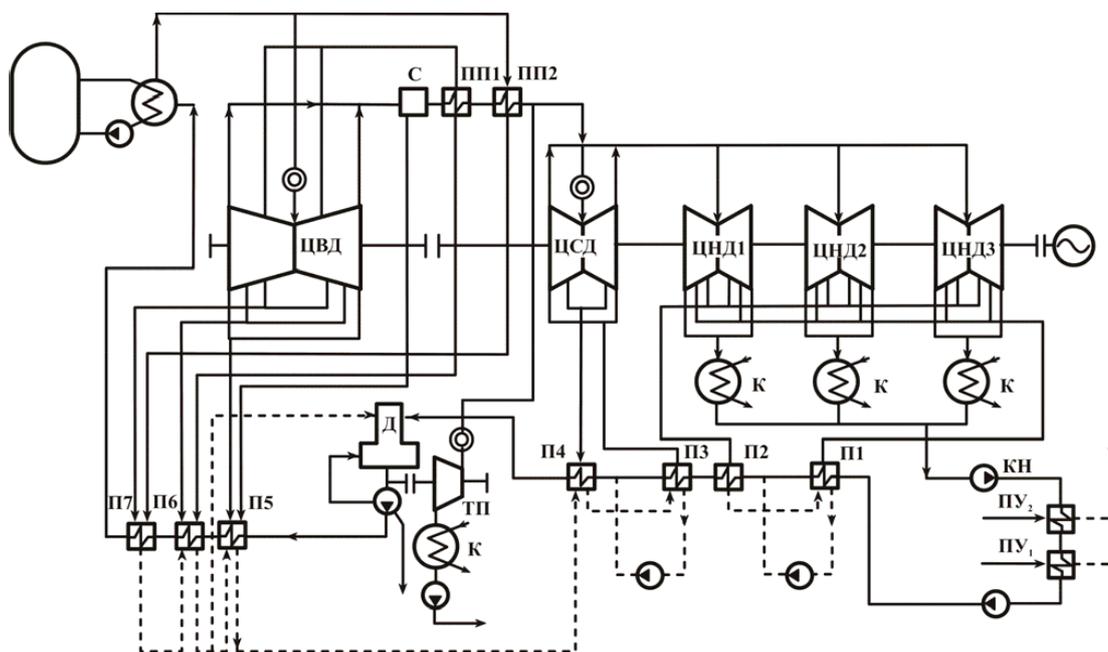


Рисунок 2 – Принципиальная схема АЭС с турбоустановкой К-1000

Произведем замену турбопитательного насоса на питательный насос, работающий от электричества, такое решение сократит капитальные затраты, сократит расчеты, но увеличит расходы на собственные нужды энергоблока.

2.1.2 Разбиение РППВ по ступеням

Давление в отборах и число РППВ определяются путем оптимального распределения подогрева воды по ступеням. Все РППВ – поверхностные. Деаэратор включен по самостоятельной схеме, которая подразумевает постоянное давление в деаэраторе (греется от отдельного отбора турбины). Конденсат турбины пропускается через БОУ, поэтому в тракт включены конденсатные насосы первого и второго подъемов.

Зная давление в деаэраторе, определим температуру воды на выходе из деаэратора:

$$t_{д}^{в\text{ых}} = f(p_{д} = 1 \text{ МПа}) = 180^{\circ}\text{C}.$$

Зададим подогрев воды в деаэраторе ($12 - 15^\circ\text{C}$, [1, с. 187]):

$$\Delta t_d = 13^\circ\text{C}.$$

Температура основного конденсата на входе в деаэратор:

$$t_d^{\text{ВХ}} = t_d^{\text{ВЫХ}} - \Delta t_d = 180 - 13 = 167^\circ\text{C}.$$

Найдем температуру после питательного насоса.

$$\Delta h_{\text{ПН}} = \frac{v' \cdot (p_{\text{ПН}} - p_d)}{\eta_{\text{ПН}}};$$

$$v' = f(p_d) = 1,13 \cdot 10^{-3} \frac{\text{М}^3}{\text{КГ}};$$

$\eta_{\text{ПН}}$ – КПД насоса, примем 0,8 ($0,75 \div 0,83$) [1, с.187].

$$p_{\text{ПН}} = (1,3 \div 1,5) \cdot p_0 = 1,4 \cdot p_0 = 1,3 \cdot 7,4 = 9,6 \text{ МПа};$$

$$\Delta h_{\text{ПН}} = \frac{1,13 \cdot 10^{-3} \cdot (9,6 - 1) \cdot 10^3}{0,8} = 13,2 \frac{\text{кДж}}{\text{КГ}};$$

$$h_{\text{ПН}} = h'_d + \Delta h_{\text{ПН}} = 762,7 + 13,2 = 775,9 \frac{\text{кДж}}{\text{КГ}}.$$

По энтальпии и давлению питательного насоса, определяем температуру за питательным насосом:

$$t_{\text{ПН}} = f(p_{\text{ПН}}; h_{\text{ПН}}) = 182^\circ\text{C}.$$

Температура основного конденсата на выходе из конденсатора:

$$t'_k = f(p_k = 4 \text{ кПа}) = 29^\circ\text{C}.$$

Принимаем нагрев основного конденсата в охладителе уплотнений и охладителе эжекторов 3°C и 3°C , тогда температура основного конденсата перед трактом низкого давления:

$$t_{\text{Окк}} = t'_k + \Delta t_{\text{оэ}} + \Delta t_{\text{оу}} = 29 + 3 + 3 = 35^\circ\text{C}.$$

Значение оптимального подогрева составляет $\Delta t_{\text{ПНД}}^{\text{ОПТ}} = 25 \div 35^\circ\text{C}$ [1, с.186], нагрев в тракте:

$$\Delta t_{\text{Ок}}^{\text{ПНД}} = t_d^{\text{ВХ}} - t_{\text{Окк}} = 167 - 35 = 132^\circ\text{C}.$$

Принимаем количество ПНД $z_{\text{ПНД}} = 4$, тогда:

$$\Delta t_{\text{ПНД}} = \frac{\Delta t_{\text{Ок}}^{\text{ПНД}}}{z_{\text{ПНД}}} = \frac{132}{4} = 33^\circ\text{C}.$$

										Лист
										21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Определяем температуры основного конденсата в тракте низкого давления:

$$t_{\text{OK}}^8 = t_{\text{OKK}} + \Delta t_{\text{ПНД}} = 35 + 33 = 68^\circ\text{C};$$

$$t_{\text{OK}}^7 = t_{\text{OK}}^8 + \Delta t_{\text{ПНД}} = 68 + 33 = 101^\circ\text{C};$$

$$t_{\text{OK}}^6 = t_{\text{OK}}^7 + \Delta t_{\text{ПНД}} = 101 + 33 = 134^\circ\text{C};$$

$$t_{\text{OK}}^5 = t_{\text{OK}}^6 + \Delta t_{\text{ПНД}} = 134 + 333 = 167^\circ\text{C}.$$

Температура насыщения в каждом ПНД определяется с учетом недогрева воды. Для ПНД недогрев принимается 1 – 3 градуса. Зададимся:

$$\theta_{\text{ПНД}} = 2^\circ\text{C}, \text{ тогда:}$$

$$t_{s8} = t_{\text{OK}}^8 + \theta_{\text{ПНД}} = 68 + 2 = 70^\circ\text{C}; \quad p_{\text{П8}} = f(t_{s8}) = 0,0312 \text{ МПа};$$

$$t_{s7} = t_{\text{OK}}^7 + \theta_{\text{ПНД}} = 101 + 2 = 103^\circ\text{C}; \quad p_{\text{П7}} = f(t_{s7}) = 0,1128 \text{ МПа};$$

$$t_{s6} = t_{\text{OK}}^6 + \theta_{\text{ПНД}} = 134 + 2 = 136^\circ\text{C}; \quad p_{\text{П6}} = f(t_{s6}) = 0,3224 \text{ МПа};$$

$$t_{s5} = t_{\text{OK}}^5 + \theta_{\text{ПНД}} = 167 + 2 = 169^\circ\text{C}; \quad p_{\text{П5}} = f(t_{s5}) = 0,7731 \text{ МПа}.$$

Определяем температуры основного конденсата в тракте высокого давления. Принимаем $\Delta t_{\text{ПВД}} = 25^\circ\text{C}$, $\theta_{\text{ПВД}} = 3^\circ\text{C}$;

$$t_{\text{ПВ3}} = t_{\text{ПН}} + \Delta t_{\text{ПВД}} = 182 + 25 = 207^\circ\text{C};$$

$$t_{s3} = t_{\text{ПВ3}} + \theta_{\text{ПВД}} = 207 + 3 = 210^\circ\text{C};$$

$$t_{\text{ПВ2}} = t_{\text{ПВ3}} + \Delta t_{\text{ПВД}} = 207 + 25 = 232^\circ\text{C};$$

$$t_{s2} = t_{\text{ПВ2}} + \theta_{\text{ПВД}} = 232 + 3 = 235^\circ\text{C};$$

$$t_{\text{ПВ1}} = t_{\text{ПВ2}} + \Delta t_{\text{ПВД}} = 232 + 25 = 257^\circ\text{C};$$

$$t_{s1} = t_{\text{ПВ1}} + \theta_{\text{ПВД}} = 257 + 3 = 260^\circ\text{C}.$$

Определим давления греющих потоков:

$$p_{\text{П4}} = f(t_{s4}) = 1 \text{ МПа};$$

$$p_{\text{П3}} = f(t_{s3}) = 1,91 \text{ МПа};$$

$$p_{\text{П2}} = f(t_{s2}) = 3,06 \text{ МПа};$$

$$p_{\text{П1}} = f(t_{s1}) = 4,69 \text{ МПа}.$$

										Лист
										22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Деаэратор – это элемент в схеме, разделяющий тракты низкого и высокого давления (тракты основного конденсата и питательной воды). Условно его будем считать для упрощения нумерации подогревателем смешивающего типа, имеющим порядковый номер 4.

Определяем давления отбираемого пара на каждую ступень регенеративного подогрева, которые с учетом 3% [1] потерь давления в паропроводах, равны:

$$p_1 = 1,03 \cdot p_{п1} = 1,03 \cdot 4,69 = 4,83 \text{ МПа};$$

$$p_2 = 1,03 \cdot p_{п2} = 1,03 \cdot 3,06 = 3,15 \text{ МПа};$$

$$p_3 = 1,03 \cdot p_{п3} = 1,03 \cdot 1,91 = 1,97 \text{ МПа};$$

$$p_4 = 1,03 \cdot p_{п4} = 1,03 \cdot 1 = 1,03 \text{ МПа};$$

$$p_5 = 1,03 \cdot p_{п5} = 1,03 \cdot 0,7731 = 0,8 \text{ МПа};$$

$$p_6 = 1,03 \cdot p_{п6} = 1,03 \cdot 0,3224 = 0,33 \text{ МПа};$$

$$p_7 = 1,03 \cdot p_{п7} = 1,03 \cdot 0,1128 = 0,12 \text{ МПа};$$

$$p_8 = 1,03 \cdot p_{п8} = 1,03 \cdot 0,0312 = 0,03 \text{ МПа}.$$

Определим разделительное давление. Принимаем, что отбор в деаэратор идет из выхлопного патрубка ЦВД, тогда $p_{разд1} = p_4 = 1,03 \text{ МПа}$, 7-ой отбор идет из выхлопа ЦСД, тогда $p_{разд2} = p_7 = 0,12 \text{ МПа}$.

2.1.3 Построение процесса расширения в hs -диаграмме

Значения внутренних КПД цилиндров турбины возьмем из таблицы источника [1, с.190]:

$$\eta_{oi}^{ЦВД} = 0,775; \eta_{oi}^{ЦСД} = 0,907; \eta_{oi}^{ЦНД} = 0,777.$$

ЦВД

Параметры пара до стопорно-регулирующего клапана ЦВД:

$$p_0 = 7,4 \text{ МПа}; t_0 = f(p_0) + 25 = 289,6 + 25 = 314,6^\circ\text{C}; h_0 = 2882 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

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

Учитывая потери давления в СРК:

$$p'_0 = 0,97 \cdot p_0 = 7,178 \text{ МПа};$$

$$s'_0 = f(p'_0, h_0) = 5,997 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{С}}.$$

Совместим конец расширения пара с четвертым отбором:

$$p_{\text{разд1}} = p_4 = 1,03 \text{ МПа};$$

$$h_{4t} = f(s'_0, p_4) = 2516 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Теоретический теплоперепад:

$$H_0^{\text{ЦВД}} = h_0 - h_{4t} = 2882 - 2516 = 366 \text{ кДж/кг}.$$

Действительный теплоперепад:

$$H_i^{\text{ЦВД}} = \eta_{oi}^{\text{ЦВД}} \cdot H_0^{\text{ЦВД}} = 0,775 \cdot 366 = 284 \text{ кДж/кг}.$$

Действительная энтальпия на выходе из ЦВД:

$$h_4 = h_0 - H_i^{\text{ЦВД}} = 2882 - 284 = 2598 \text{ кДж/кг};$$

$$x_4 = f(p_4, h_4) = 0,91; y_4 = 1 - 0,91 = 0,09.$$

$y_4 < y_{\text{доп}} = 0,15$ – не превышает допустимое значение конечной влажности пара в ЦВД.

ЦСД

Далее пар попадает на осушку в сепаратор. Потери давления пара на трение по паропроводу до сепаратора составляют 3%, поэтому давление на входе в сепаратор:

$$p_{c1} = 0,97 \cdot p_{\text{разд1}} = 0,97 \cdot 1,03 = 0,999 \text{ МПа}.$$

Потери давления в сепараторе составляют 6%, поэтому давление на выходе из сепаратора:

$$p'_{c1} = 0,94 \cdot p_{c1} = 0,94 \cdot 0,999 = 0,939 \text{ МПа}.$$

После отсечного клапана давление падает на 4%:

$$p_0^{\text{ЦСД}} = 0,96 \cdot p'_{c1} = 0,96 \cdot 0,939 = 0,902 \text{ МПа};$$

$$h_0^{\text{ЦСД}} = f(p_0^{\text{ЦСД}}, x = 0,995) = 2763 \text{ кДж/кг};$$

$$s_0^{\text{ЦСД}} = 6,598 \text{ кДж/кг} \cdot ^\circ\text{С}.$$

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

Совместим конец расширения пара с седьмым отбором:

$$h_{7t} = f(s_0^{\text{ЦСД}}, p_7) = 2419 \text{ кДж/кг.}$$

Теоретический теплоперепад:

$$H_0^{\text{ЦСД}} = h_0^{\text{ЦСД}} - h_{7t} = 2763 - 2419 = 344 \text{ кДж/кг.}$$

Действительный теплоперепад:

$$H_i^{\text{ЦСД}} = \eta_{oi}^{\text{ЦСД}} \cdot H_0^{\text{ЦСД}} = 0,907 \cdot 344 = 312 \text{ кДж/кг.}$$

Действительная энтальпия на выходе из ЦСД:

$$h_7 = h_0^{\text{ЦСД}} - H_i^{\text{ЦСД}} = 2763 - 312 = 2451 \text{ кДж/кг.}$$

$$x_7 = f(p_7, h_7) = 0,897; y_7 = 1 - 0,897 = 0,103.$$

$y_7 < y_{\text{доп}} = 0,15$ – не превышает допустимое значение конечной влажности пара в ЦСД.

ЦНД

Далее пар опять попадает на осушку в сепаратор. Потери давления пара на трение по паропроводу от выхода ЦСД до сепаратора составляют 3%, поэтому давление на входе в сепаратор:

$$p_{c2} = 0,97 \cdot p_{\text{разд2}} = 0,97 \cdot 0,12 = 0,1164 \text{ МПа,}$$

$$p_{\text{разд2}} = p_7 = 0,12 \text{ МПа.}$$

Потери давления в сепараторе составляют 6% от давления на входе в него, поэтому давление на выходе из сепаратора:

$$p'_{c2} = 0,94 \cdot p_{c2} = 0,94 \cdot 0,1164 = 0,1094 \text{ МПа.}$$

После стопорного клапана давление падает на 4%:

$$p_0^{\text{ЦНД}} = 0,96 \cdot p'_{c2} = 0,105 \text{ МПа;}$$

$$h_0^{\text{ЦНД}} = f(p_0^{\text{ЦНД}}, x = 0,995) = 2666 \text{ кДж/кг.}$$

Параметры пара перед ЦНД:

$$s_0^{\text{ЦНД}} = 7,313 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}.$$

Определяем давление пара p'_k на выходе из ЦНД с учетом потерь давления в выхлопном патрубке турбины, которая составляет 4% от p_k :

$$p'_k = 1,04 \cdot p_k = 1,04 \cdot 0,004 = 0,00416 \text{ МПа.}$$

									Лист
									25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Энтальпия пара конца расширения:

$$h_{kt} = f(s_0^{\text{ЦНД}}, p'_k) = 2208 \text{ кДж/кг.}$$

Теоретический теплоперепад:

$$H_0^{\text{ЦНД}} = h_0^{\text{ЦНД}} - h_{kt} = 2666 - 2208 = 458 \text{ кДж/кг.}$$

Действительный теплоперепад:

$$H_i^{\text{ЦНД}} = \eta_{oi}^{\text{ЦНД}} \cdot H_0^{\text{ЦНД}} = 0,777 \cdot 458 = 356 \text{ кДж/кг.}$$

Действительная энтальпия на выходе из ЦНД:

$$h_k = h_0^{\text{ЦНД}} - H_i^{\text{ЦНД}} = 2666 - 356 = 2310 \text{ кДж/кг;}$$

$$x_k = f(p'_k, h_k) = 0,899; y_k = 1 - 0,899 = 0,101.$$

$y_k < y_{\text{доп}} = 0,13$ – не превышает допустимое значение конечной влажности пара в ЦНД.

Параметры потоков

Определим параметры в каждом отборе:

$$h_{1t} = f(p_1, s'_0) = 2800 \text{ кДж/кг;}$$

$$h_1 = h_0 - \eta_{oi}^{\text{ЦВД}} \cdot (h_0 - h_{1t}) = 2882 - 0,775 \cdot (2882 - 2800) = 2818 \text{ кДж/кг;}$$

$$h_2 = h_0 - \eta_{oi}^{\text{ЦВД}} \cdot (h_0 - h_{2t}) = 2882 - 0,775 \cdot (2882 - 2717) = 2754 \text{ кДж/кг;}$$

$$h_3 = h_0 - \eta_{oi}^{\text{ЦВД}} \cdot (h_0 - h_{3t}) = 2882 - 0,775 \cdot (2882 - 2630) = 2686 \text{ кДж/кг;}$$

$$h_4 = 2598 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_5 = h_0^{\text{ЦСД}} - \eta_{oi}^{\text{ЦСД}} \cdot (h_0^{\text{ЦСД}} - h_{5t}) = 2763 - 0,907(2763 - 2740) = 2742 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_6 = h_0^{\text{ЦСД}} - \eta_{oi}^{\text{ЦСД}} \cdot (h_0^{\text{ЦСД}} - h_{6t}) = 2763 - 0,907(2763 - 2581) = 2598 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_7 = 2451 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_8 = h_0^{\text{ЦНД}} - \eta_{oi}^{\text{ЦНД}} \cdot (h_0^{\text{ЦНД}} - h_{8t}) = 2666 - 0,777(2653 - 2469) = 2513 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпии дренажей сепараторов:

$$h_{c1}' = f(p_{c1}, x = 0) = 763 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{c2}' = f(p_{c2}, x = 0) = 436 \text{ кДж/кг}.$$

Энтальпии дренажей греющего пара:

$$h_1' = f(t_{s1}) = 1135 \text{ кДж/кг};$$

$$h_2' = f(t_{s2}) = 1014 \text{ кДж/кг};$$

$$h_3' = f(t_{s3}) = 898 \text{ кДж/кг};$$

$$h_5' = f(t_{s5}) = 715 \text{ кДж/кг};$$

$$h_6' = f(t_{s6}) = 572 \text{ кДж/кг};$$

$$h_7' = f(t_{s7}) = 432 \text{ кДж/кг};$$

$$h_8' = f(t_{s8}) = 293 \text{ кДж/кг}.$$

Значения давлений питательной воды и основного конденсата приближенно определяются:

$$p_{пв} = 1,3 \dots 1,5 \cdot p_0 = 1,3 \cdot 7,4 = 9,6 \text{ МПа};$$

$$p_{ок} = 1,4 \dots 1,7 \cdot p_d = 1,5 \cdot 1 = 1,5 \text{ МПа}.$$

Энтальпия конденсата ОД определяется по температуре дренажа и давлению в подогревателе, идущего за ОД по ходу основного конденсата или питательной воды. Температура дренажа на выходе из ОД:

$$t_{од,j} = t_{ок,вх,j} + \Delta t_{од},$$

где $\Delta t_{од} = 10 \text{ } ^\circ\text{C}$ – подогрев воды в охладителях дренажа.

$$t_{од7} = t_{ок8} + \Delta t_{од} = 68 + 10 = 78^\circ\text{C}; h_{др7} = f(p_{ок}, t_{од7}) = 328 \text{ кДж/кг};$$

$$t_{од5} = t_{ок6} + \Delta t_{од} = 134 + 10 = 144^\circ\text{C}; h_{др5} = f(p_{ок}, t_{од5}) = 607 \text{ кДж/кг};$$

$$t_{од3} = t_{пн} + \Delta t_{од} = 182 + 10 = 192^\circ\text{C}; h_{др3} = f(p_{пв}, t_{од3}) = 821 \text{ кДж/кг};$$

$$t_{од2} = t_{пв3} + \Delta t_{од} = 207 + 10 = 217^\circ\text{C}; h_{др2} = f(p_{пв}, t_{од2}) = 932 \text{ кДж/кг};$$

$$t_{од1} = t_{пв2} + \Delta t_{од} = 232 + 10 = 242^\circ\text{C}; h_{др1} = f(p_{пв}, t_{од1}) = 1048 \text{ кДж/кг}.$$

Величина удельной работы одного килограмма пара, идущего в j -й отбор турбины, определяется по формуле:

$$H_j = h_0 - h_j.$$

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

Величина удельной работы отбора из ЦВД:

$$H_j^{\text{ЦВД}} = h_0^{\text{ЦВД}} - h_j.$$

Величина удельной работы отбора из ЦСД:

$$H_j^{\text{ЦСД}} = h_0^{\text{ЦСД}} - h_j + H_i^{\text{ЦВД}}.$$

Величина удельной работы отбора из ЦНД:

$$H_j^{\text{ЦСД}} = h_0^{\text{ЦНД}} - h_j + H_i^{\text{ЦВД}} H_i^{\text{ЦСД}}.$$

$$H_1 = h_0 - h_1 = 2882 - 2818 = 64 \text{ кДж/кг};$$

$$H_2 = h_0 - h_2 = 2882 - 2754 = 128 \text{ кДж/кг};$$

$$H_3 = h_0 - h_3 = 2882 - 2686 = 196 \text{ кДж/кг};$$

$$H_4 = H_i^{\text{ЦВД}} = 284 \text{ кДж/кг};$$

$$H_5 = H_i^{\text{ЦВД}} + h_0^{\text{ЦСД}} - h_5 = 284 + 2763 - 2742 = 305 \text{ кДж/кг};$$

$$H_6 = H_i^{\text{ЦВД}} + h_0^{\text{ЦСД}} - h_6 = 284 + 2763 - 2598 = 449 \text{ кДж/кг};$$

$$H_7 = H_i^{\text{ЦВД}} + h_0^{\text{ЦСД}} - h_7 = 284 + 2763 - 2451 = 596 \text{ кДж/кг};$$

$$H_8 = H_i^{\text{ЦВД}} + H_i^{\text{ЦСД}} + h_0^{\text{ЦНД}} - h_8 = 284 + 312 + 2666 - 2513 = 749 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Величина коэффициентов недовыработки мощности паром, идущим в j отбор турбины, определяется по формуле:

$$y_j = \frac{H_i - H_j}{H_i},$$

где $H_i = H_i^{\text{ЦВД}} + H_i^{\text{ЦСД}} + H_i^{\text{ЦНД}} = 284 + 312 + 356 = 952 \text{ кДж/кг}$ — полный действительный использованный теплоперепад на турбину.

$$y_1 = \frac{H_i - H_1}{H_i} = \frac{952 - 64}{952} = 0,933;$$

$$y_2 = \frac{H_i - H_2}{H_i} = \frac{952 - 128}{952} = 0,866;$$

$$y_3 = \frac{H_i - H_3}{H_i} = \frac{952 - 196}{952} = 0,794;$$

$$y_4 = \frac{H_i - H_4}{H_i} = \frac{952 - 284}{952} = 0,702;$$

$\frac{\rho_{\text{мат}}}{[\sigma]} = 17,3 \text{ кг/м}^3 \cdot \text{МПа}$ – плотность стали, деленная на допускаемое

напряжение на растяжение;

$v_k = f(p'_k, h_k) = 30,1 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем в конце расширения;

$m = 1,2$ – коэффициент, который учитывает влияние отборов, диапазон изменения 1,1...1,3;

$n = 25 \text{ с}^{-1}$ – частота вращения ротора генератора (по прототипу);

$\Delta H_{\text{вс}} = 20 \text{ кДж/кг}$ – потери с выходной скоростью (принимаем);

$c_2 = \sqrt{2000 \cdot \Delta H_{\text{вс}}} = 200 \text{ м/с}$ – скорость выхода потока;

$k = 2,4$ – коэффициент разгрузки, диапазон изменения 2,3...2,68.

Предельная мощность:

$$N_{\text{эпред}} = \frac{2,4 \cdot 952 \cdot 10^3 \cdot 200 \cdot 1,1}{17,3 \cdot 10^{-6} \cdot 30,1 \cdot 2\pi \cdot 25^2} = 268,2 \text{ МВт.}$$

Число потоков:

$$i = \frac{1500}{268,2 \cdot 0,98} = 5,71 \approx 6.$$

Округление должно происходить до ближайшего большего четного числа. Теперь, когда известна структура турбоустановки, можно переходить к её иллюстрированию. Принципиальная тепловая схема проектируемого энергоблока представлена в приложении Б.

2.1.5 Расчет сетевой установки

Отпуск теплоты на отопление производится с помощью сетевых подогревателей. Число сетевых подогревателей равно трем. Температурный график теплосети 150/65. Тепловая нагрузка энергоблока 65 МВт:

$$z_{\text{псв}} = 3, t_{\text{пс}} = 150^\circ\text{C}, t_{\text{ос}} = 65^\circ\text{C}, Q_{\text{от}} = 65 \text{ МВт.}$$

Подключение ПСВ производим к отборам с ближайшими необходимыми параметрам пара (см. приложение Б):

$$p_5 = 0,8 \text{ МПа}; p_6 = 0,33 \text{ МПа}; p_7 = 0,12 \text{ МПа.}$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

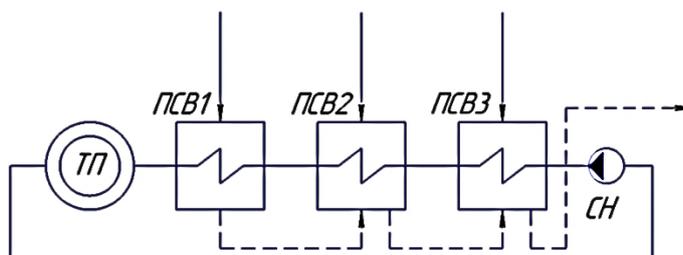


Рисунок 3 – Схема сетевой установки проектируемого энергоблока

Определяем давление и температуру насыщения в ПСВ с учетом потерь в трубопроводах:

$$\Delta p_{\text{тр}} = (0,05 - 0,08) \cdot p_{\text{отб}} [1];$$

$$p_{\text{ПСВ1}} = 0,95 \cdot p_5 = 0,95 \cdot 0,8 = 0,76 \text{ МПа};$$

$$t_s(p_{\text{ПСВ1}}) = 168,3 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Недогрев в сетевых подогревателях составляет 5 – 10 °С .

$$t_{\text{сп1}} = 168,3 - 8,3 = 160 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$p_{\text{ПСВ2}} = 0,95 \cdot p_6 = 0,95 \cdot 0,33 = 0,314 \text{ МПа};$$

$$t_s(p_{\text{ПСВ2}}) = 135^\circ\text{C};$$

$$t_{\text{сп2}} = 135 - 5 = 130 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$p_{\text{ПСВ3}} = 0,95 \cdot p_7 = 0,95 \cdot 0,12 = 0,114 \text{ МПа};$$

$$t_s(p_{\text{ПСВ3}}) = 103,3^\circ\text{C};$$

$$t_{\text{сп3}} = 103,3 - 3,3 = 100^\circ\text{C}.$$

Общий расход сетевой воды определяется по формуле:

$$Q_{\text{от}} = G_{\text{св}} \cdot (h_{\text{пс}} - h_{\text{ос}});$$

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{от}}}{h_{\text{пс}} - h_{\text{ос}}} = \frac{65 \cdot 10^3}{633 - 273} = 180,6 \frac{\text{кг}}{\text{с}},$$

где $h_{\text{пс}} = f(t_{\text{пс}}, p_{\text{псв}}) = 633 \text{ кДж/кг}$; $h_{\text{ос}} = f(t_{\text{ос}}, p_{\text{псв}}) = 273 \text{ кДж/кг}$;

$p_{\text{св}} = 1,5 \text{ МПа}$ – давление сетевой воды (1 – 1,5 МПа, [1]).

Энтальпия дренажа греющего пара:

$$h_{\text{дрсп1}} = f(p_{\text{ПСВ1}}, x = 0) = 712 \text{ кДж/кг}; h_{\text{сп1}} = f(p_{\text{св}}; t_{\text{сп1}}) = 676 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{\text{дрсп2}} = f(p_{\text{ПСВ2}}, x = 0) = 568 \text{ кДж/кг}; h_{\text{сп2}} = f(p_{\text{св}}; t_{\text{сп2}}) = 547 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{\text{дрсп3}} = f(p_{\text{ПСВ3}}, x = 0) = 433 \text{ кДж/кг}; h_{\text{сп3}} = f(p_{\text{св}}; t_{\text{сп3}}) = 420 \text{ кДж/кг}.$$

Уравнения материального и теплового баланса:

$$G_{\text{сп}} = G_{\text{сп1}} + G_{\text{сп2}} + G_{\text{сп3}}.$$

$$G_{\text{св}} \cdot (h_{\text{сп1}} - h_{\text{сп2}}) = [G_{\text{сп1}} \cdot (h_5 - h_{\text{дрсп1}})] \cdot \eta_{\text{сп}};$$

$$G_{\text{св}} \cdot (h_{\text{сп2}} - h_{\text{сп3}}) = [G_{\text{сп1}} \cdot (h_{\text{дрсп1}} - h_{\text{дрсп2}}) + G_{\text{сп2}} \cdot (h_6 - h_{\text{дрсп2}})] \cdot \eta_{\text{сп}};$$

$$G_{\text{св}} \cdot (h_{\text{сп3}} - h_{\text{ос}}) = \left[(G_{\text{сп1}} + G_{\text{сп2}}) \cdot (h_{\text{дрсп2}} - h_{\text{дрсп3}}) + G_{\text{сп3}} \cdot (h_7 - h_{\text{дрсп3}}) \right] \cdot \eta_{\text{сп}}.$$

Объединим полученные уравнения в систему и подставим известные величины.

$$\begin{cases} 180,6 \cdot (676 - 547) = [G_{\text{сп1}} \cdot (2742 - 712)] \cdot 0,98 \\ G_{\text{сп}} = G_{\text{сп1}} + G_{\text{сп2}} + G_{\text{сп3}}; \\ 180,6 \cdot (547 - 420) = [G_{\text{сп1}} \cdot (712 - 568) + G_{\text{сп2}} \cdot (2598 - 568)] \cdot 0,98; \\ 180,6 \cdot (420 - 273) = [(G_{\text{сп1}} + G_{\text{сп2}}) \cdot (568 - 433) + G_{\text{сп3}} \cdot (2451 - 433)] \cdot 0,98. \end{cases}$$

Решив систему в Wolfram Mathematica 11, получим:

$$\begin{cases} G_{\text{сп1}} = 11,71 \text{ кг/с}; \\ G_{\text{сп2}} = 10,7 \text{ кг/с}; \\ G_{\text{сп3}} = 11,93 \text{ кг/с}; \\ G_{\text{сп}} = 34,34 \text{ кг/с}. \end{cases}$$

Предварительная оценка расхода пара на турбину:

$$G'_0 = k_p \cdot \frac{N_3 \cdot 10^3}{H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_{\text{ЭГ}}} = 1,2 \cdot \frac{1500 \cdot 10^3}{952 \cdot 0,98 \cdot 0,99} = 2274 \text{ кг/с},$$

где k_p – коэффициент регенерации, принимаем $k_p = 1,4$ (1,15 до 1,4).

Тогда доля пара на сетевые подогреватели:

$$\alpha_{\text{сп1}} = \frac{G_{\text{сп1}}}{G'_0} = \frac{11,71}{2274} = 0,00515;$$

$$\alpha_{\text{сп2}} = \frac{G_{\text{сп2}}}{G'_0} = \frac{10,7}{2274} = 0,00471;$$

$$\alpha_{\text{сп3}} = \frac{G_{\text{сп3}}}{G'_0} = \frac{11,93}{2274} = 0,00525;$$

$$\alpha_{\text{сп}} = \alpha_{\text{сп1}} + \alpha_{\text{сп2}} + \alpha_{\text{сп3}} = 0,00515 + 0,00471 + 0,00525 = 0,01511.$$

2.1.6 Уравнения материальных и тепловых балансов

Составим и решим уравнения материальных и тепловых балансов всех элементов схемы. Относительные расходы, принятые в расчете, взяты из источника [1].

Материальный баланс по пару. Относительный расход пара на турбину $\alpha_0 = 1$. Относительный расход пара из парогенератора в общем случае равен:

$$\alpha_{\text{пг}} = \alpha_0 + \alpha_{\text{упл}} + \alpha_{\text{ут}} = 1 + 0,01 + 0,005 = 1,015,$$

где $\alpha_{\text{ут}} = 0,005$ – относительный расход пара на утечки;

$\alpha_{\text{упл}} = 0,01$ – относительный расход пара на уплотнения.

Материальный баланс по воде. Относительный расход питательной воды в парогенераторе:

$$\alpha_{\text{пв}} = \alpha_{\text{пг}} + \alpha_{\text{пр}} = 1,015 + 0,02 = 1,035,$$

где $\alpha_{\text{пр}} = 0,02$ – относительный расход воды на продувку.

Материальный баланс добавочной воды. Относительный расход добавочной воды, компенсирующей потери рабочего тела на АЭС, принимаем равным относительному расходу рабочего тела на утечки:

$$\alpha_{\text{дв}} = \alpha_{\text{ут}} = 0,005.$$

Расширитель непрерывной продувки (РП). Цель расчета расширителя заключается в определении относительных расходов пара α_p и воды α_v по принятому расходу продувочной воды $\alpha_{\text{пр}}$ на основе решения уравнений материального и теплового балансов. Наглядная схема с расходами и энтальпиями представлена на рисунке 2.1.3.

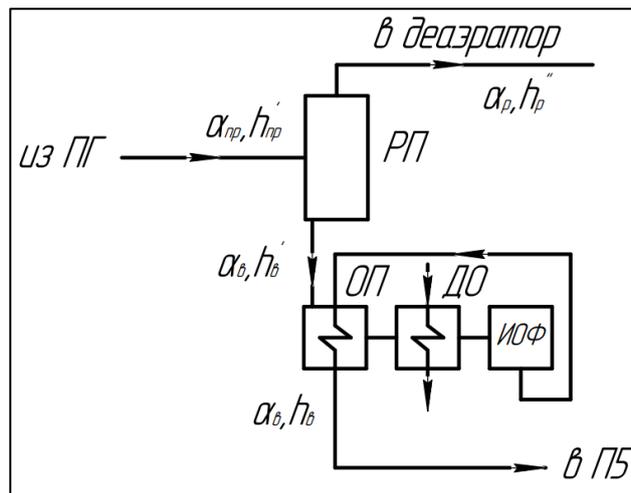


Рисунок 4 – Схема системы продувки парогенератора

$$\begin{cases} \alpha_{пр} = \alpha_p + \alpha_b; \\ \alpha_{пр} \cdot h'_{пр} \cdot \eta_c = \alpha_p \cdot h''_p + \alpha_b \cdot h'_b, \end{cases}$$

где $h'_{пр} = f(p_0) = f(7,4 \text{ МПа}) = 1288 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия продувочной воды, определяется для состояния насыщения при давлении в парогенераторе;

$$h''_p = 2779 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}, h'_b = 772 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} -$$

– энтальпии пара и воды на выходе из расширителя, определяются для состояния насыщения при давлении в расширителе:

$$p_p = 1,02 \dots 1,08 \cdot p_d = 1,05 \cdot 1 = 1,05 \text{ МПа},$$

которое из-за гидравлических потерь в трубопроводе на 2...8% выше давления в деаэраторе;

$\eta_c = 0,99$ – КПД расширителя.

$$\begin{cases} 0,02 = \alpha_p + \alpha_b; \\ 0,02 \cdot 1288 \cdot 0,99 = \alpha_p \cdot 2779 + \alpha_b \cdot 772; \end{cases} \begin{cases} \alpha_p = 0,005; \\ \alpha_b = 0,015. \end{cases}$$

Давление воды:

$$p_b = p_p \cdot 0,97 \cdot 0,97 \cdot 0,95 \cdot 0,97 = 1,05 \cdot 0,97^3 \cdot 0,95 = 0,91 \text{ МПа},$$

с учетом потерь давления в ОП, ДО, ИОФ и ОП соответственно (2 раза ОП проходит).

Температурный напор в ОП примем $\Delta t = 25^\circ\text{C}$.

Тогда температура очищенной воды:

$$t_b = t'_b - \Delta t = 175,8 - 25 = 150,8^\circ\text{C}.$$

Энтальпия очищенной воды:

$$h_B = f(t_B; P_B) = f(150,8^\circ\text{C}; 0,91 \text{ МПа}) = 636 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Составление и решение уравнений материального и теплового балансов подогревателей регенеративной системы. В тепловой схеме АЭС рассчитываем подогреватели против хода питательной воды. Система уравнений тепловых и материальных балансов, составленных для всех рассчитываемых элементов схемы турбоустановки, может быть решена с помощью прикладных программ.

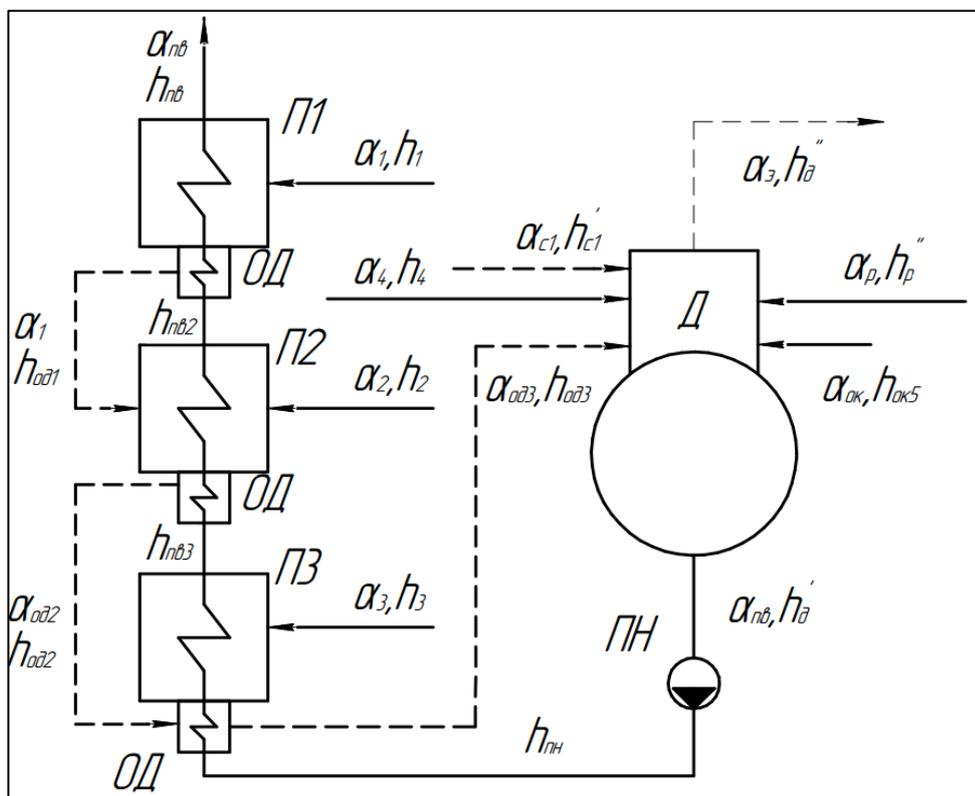


Рисунок 5 – Расстановка параметров потоков в тракте высокого давления

П1:

$$\eta_{\text{п}} \cdot \alpha_1 \cdot (h_1 - h_{\text{од1}}) = \alpha_{\text{пв}} \cdot (h_{\text{пв1}} - h_{\text{пв2}}),$$

$\eta_{\text{п}}$ – КПД поверхностного подогревателя, примем 0,98 [1, с.220].

П2:

$$\begin{cases} \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_1 \cdot (h_{\text{од1}} - h_{\text{од2}}) + \alpha_2 \cdot (h_2 - h_{\text{од2}})) = \alpha_{\text{пв}} \cdot (h_{\text{пв2}} - h_{\text{пв3}}); \\ \alpha_{\text{од2}} = \alpha_1 + \alpha_2. \end{cases}$$

П3:

$$\begin{cases} \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_{\text{од2}} \cdot (h_{\text{од2}} - h_{\text{од3}}) + \alpha_3 \cdot (h_3 - h_{\text{од3}})) = \alpha_{\text{пв}} \cdot (h_{\text{пв3}} - h_{\text{пн}}); \\ \alpha_{\text{од3}} = \alpha_{\text{од2}} + \alpha_3. \end{cases}$$

Д:

$$\begin{cases} \eta_{\text{с}} \cdot (\alpha_{\text{од3}} \cdot h_{\text{од3}} + \alpha_4 \cdot h_4 + \alpha_{\text{с1}} \cdot h'_{\text{с1}} + \alpha_{\text{р}} \cdot h''_{\text{р}} + \alpha_{\text{ок}} \cdot h_{\text{ок5}}) = \alpha_{\text{пв}} \cdot h'_{\text{д}} + \alpha_{\text{э}} \cdot h''_{\text{д}}; \\ \alpha_{\text{пв}} = \alpha_{\text{ок}} + \alpha_4 + \alpha_{\text{с1}} + \alpha_{\text{р}} + \alpha_{\text{од3}} - \alpha_{\text{э}}. \end{cases}$$

$\eta_{\text{с}}$ – КПД смешивающего подогревателя, примем 0,99 [1, с.221];

α_3 – относительный расход пара на эжекторы.

Принимается: 0,002 – 0,003 [1, с.217]. Примем $\alpha_3 = 0,003$.

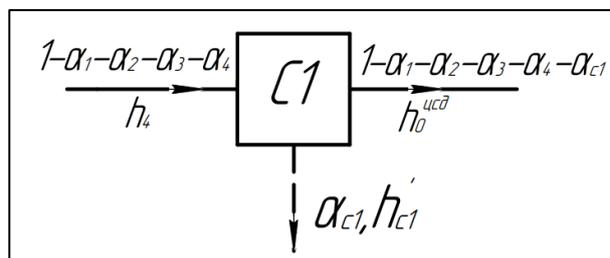


Рисунок 6 – Расстановка энтальпий и расходов потоков у первого сепаратора

$$\begin{aligned} \eta_{\text{с}} \cdot h_4 \cdot (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4) &= \\ &= h_0^{\text{нсд}} \cdot (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_{\text{с1}}) + h'_{\text{с1}} \cdot \alpha_{\text{с1}} \end{aligned}$$

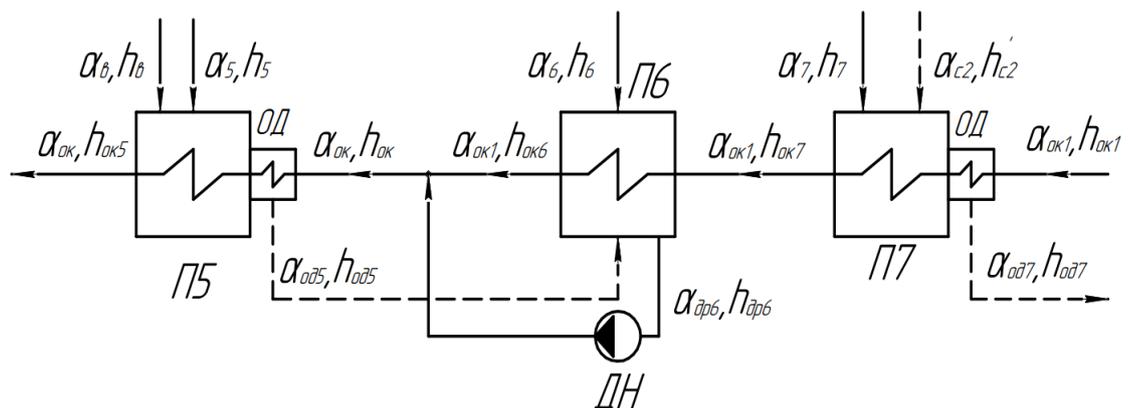


Рисунок 7 – Расстановка параметров потоков в тракте низкого давления

П5:

$$\begin{cases} \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_5 \cdot (h_5 - h_{\text{од5}}) + \alpha_{\text{в}} \cdot (h_{\text{в}} - h_{\text{од5}})) = \alpha_{\text{ок}} \cdot (h_{\text{ок5}} - h_{\text{ок}}); \\ \alpha_{\text{од5}} = \alpha_5 + \alpha_{\text{в}}. \end{cases}$$

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

Точка смешения:

$$\alpha_{ок} \cdot h_{ок} = \alpha_{ок1} \cdot h_{ок6} + \alpha_{др6} \cdot h_{др6};$$

$$\alpha_{ок} = \alpha_{ок1} + \alpha_{др6}.$$

П6:

$$\left\{ \begin{array}{l} \eta_{п} \cdot (\alpha_6 \cdot (h_6 - h_{др6}) + \alpha_{од5} \cdot (h_{од5} - h_{др6})) = \alpha_{ок1} \cdot (h_{ок6} - h_{ок7}); \\ \alpha_{др6} = \alpha_{од5} + \alpha_6. \end{array} \right.$$

П7:

$$\left\{ \begin{array}{l} \eta_c \cdot (\alpha_7 \cdot (h_7 - h_{од7}) + \alpha_{с2} \cdot (h'_{с2} - h_{од7})) = \alpha_{ок1} \cdot (h_{ок7} - h_{ок1}); \\ \alpha_{од7} = \alpha_7 + \alpha_{с2}. \end{array} \right.$$

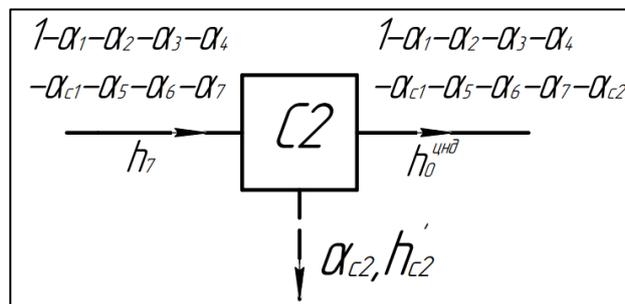


Рисунок 8 – Расстановка энтальпий и расходов потоков у второго сепаратора

$$\eta_c \cdot h_7 \cdot (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_{с1} - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7) =$$

$$= h_0^{цнд} \cdot (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_{с1} - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_{с2}) + h'_{с2} \cdot \alpha_{с2}.$$

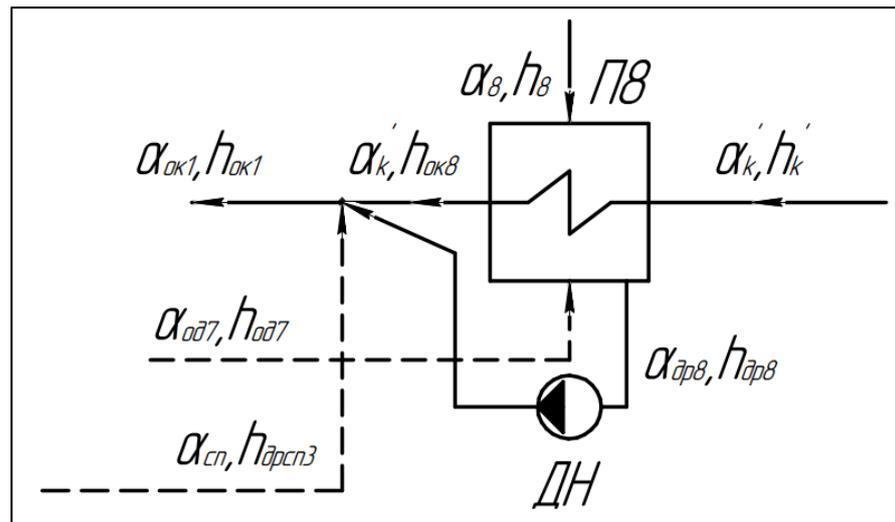


Рисунок 9 – Расстановка параметров потоков у восьмого подогревателя

П8:

$$\begin{cases} \eta_{\text{п}} \cdot (\alpha_8 \cdot (h_8 - h_{\text{др8}}) + \alpha_{\text{од7}} \cdot (h_{\text{од7}} - h_{\text{др8}})) = \alpha'_{\text{к}} \cdot (h_{\text{ок8}} - h'_{\text{к}}); \\ \alpha_{\text{др8}} = \alpha_8 + \alpha_{\text{од7}}. \end{cases}$$

Точка смешения:

$$\alpha_{\text{ок1}} \cdot h_{\text{ок1}} = \alpha'_{\text{к}} \cdot h_{\text{ок8}} + \alpha_{\text{др8}} \cdot h_{\text{др8}} + \alpha_{\text{сп}} \cdot h_{\text{дрсп3}};$$

$$\alpha_{\text{ок1}} = \alpha'_{\text{к}} + \alpha_{\text{др8}} + \alpha_{\text{сп}}.$$

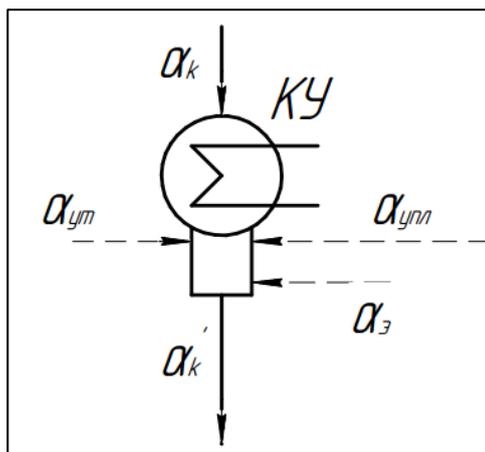


Рисунок 10 – Расстановка расходов потоков
у конденсационной установки

Материальный баланс в конденсаторе:

$$\alpha'_{\text{к}} = \alpha_{\text{к}} + \alpha_{\text{э}} + \alpha_{\text{упл}} + \alpha_{\text{ут}},$$

где $\alpha_{\text{к}} = 1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_{\text{с1}} - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_8 - \alpha_{\text{с2}} - \alpha_{\text{сп}}$.

Произведем расчёт полученной системы уравнений (след. стр.) в программе Wolfram Mathematica 11. Информация в учебном пособии [1] гласит: Достаточная точность расчета обеспечивается при определении α_j с точностью до четырех знаков после запятой. Руководствуясь этим, представим результаты расчета в виде таблицы, округлив энтальпии до целых значений.

Таблица 1.1.1 – Результаты вычислений системы уравнений

Неизвестная величина	Результат	Неизвестная величина	Результат	Неизвестная величина	Результат
α_1	0,0704	α_6	0,0442	$\alpha_{ок}$	0,751
α_2	0,0616	α_7	0,0374	$\alpha_{ок1}$	0,6424
α_3	0,055	α_8	0,0301	$h_{ок}$	569
α_4	0,0192	$\alpha_{с1}$	0,0758	$h_{ок1}$	291
α_5	0,0494	$\alpha_{с2}$	0,0638	$\alpha'_{к}$	0,496

$$\begin{aligned}
 &0,98 \cdot \alpha_1 \cdot (2818 - 1048) = 1,035 \cdot (1119 - 1001) \\
 &0,98 \cdot (\alpha_1 \cdot (1048 - 932) + \alpha_2 \cdot (2754 - 932)) = 1,035 \cdot (1001 - 887) \\
 &\quad \alpha_{од2} = \alpha_1 + \alpha_2 \\
 &0,98 \cdot (\alpha_{од2} \cdot (932 - 821) + \alpha_3 \cdot (2686 - 821)) = 1,035 \cdot (887 - 776) \\
 &\quad \alpha_{од3} = \alpha_{од2} + \alpha_3 \\
 &0,99 \cdot (\alpha_{од3} \cdot 821 + \alpha_4 \cdot 2598 + \alpha_{с1} \cdot 763 + 0,005 \cdot 2779 + \alpha_{ок} \cdot 707) = \\
 &\quad = 1,035 \cdot 763 + 0,003 \cdot 2777 \\
 &\quad 1,035 = \alpha_{ок} + \alpha_4 + \alpha_{с1} + \alpha_{од3} + 0,005 - 0,003 \\
 &0,99 \cdot 2598 \cdot (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4) = \alpha_{с1} \cdot 763 + \\
 &\quad + (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_{с1}) \cdot 2763 \\
 &0,98 \cdot (\alpha_5 \cdot (2742 - 607) + 0,015 \cdot (636 - 607)) = \alpha_{ок} \cdot (707 - h_{ок}) \\
 &\quad \alpha_{од5} = 0,015 + \alpha_5 \\
 &\quad \alpha_{ок} \cdot h_{ок} = \alpha_{ок1} \cdot 564 + \alpha_{др6} \cdot 572 \\
 &\quad \alpha_{ок} = \alpha_{ок1} + \alpha_{др6} \\
 &0,98 \cdot (\alpha_6 \cdot (2598 - 572) + \alpha_{од5} \cdot (607 - 572)) = \alpha_{ок1} \cdot (564 - 424) \\
 &\quad \alpha_{др6} = \alpha_{од5} + \alpha_6 \\
 &0,99 \cdot (\alpha_7 \cdot (2451 - 328) + \alpha_{с2} \cdot (436 - 328)) = \alpha_{ок1} \cdot (424 - h_{ок1}) \\
 &\quad \alpha_{од7} = \alpha_7 + \alpha_{с2} \\
 &0,99 \cdot 2451 \cdot (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_{с1} - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7) = \\
 &= \alpha_{с2} \cdot 436 + (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_{с1} - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_{с2}) \cdot 2666 \\
 &0,98 \cdot (\alpha_8 \cdot (2513 - 293) + \alpha_{од7} \cdot (328 - 293)) = \alpha'_{к} \cdot (286 - 147) \\
 &\quad \alpha_{др8} = \alpha_{од7} + \alpha_8 \\
 &\quad \alpha_{ок1} \cdot h_{ок1} = \alpha'_{к} \cdot 286 + \alpha_{др8} \cdot 293 + 0,01511 \cdot 433 \\
 &\quad \alpha_{ок1} = \alpha'_{к} + \alpha_{др8} + 0,01511
 \end{aligned}$$

Проверка баланса по паре:

$$\begin{aligned}
 \alpha_{к} &= 1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_{с1} - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_{с2} - \alpha_8 - \alpha_{сп} = \\
 &= 1 - 0,0704 - 0,0616 - 0,055 - 0,0192 - 0,0758 - 0,0494 -
 \end{aligned}$$

$$-0,0442 - 0,0374 - 0,0638 - 0,0301 - 0,01511 = 0,4779.$$

Проверка баланса по воде:

$$\alpha_K = \alpha'_K - \alpha_э - \alpha_{упл} - \alpha_{ут} = 0,496 - 0,003 - 0,01 - 0,005 = 0,478$$

Оценим погрешность:

$$\delta_{\alpha_K^*} = \left| \frac{0,4779 - 0,478}{0,4779} \right| \cdot 100\% = 0,02\%.$$

2.1.7 Расчет показателей тепловой экономичности

Расход пара на турбину определяется по формуле:

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

где $\eta_m = 0,98$ – механический КПД паротурбинной установки;

$\eta_r = 0,99$ – КПД генератора;

α_j – относительный расход пара в j-ый отбор;

y_j – коэффициент недовыработки j-го отбора;

$N_э$ – электрическая мощность АЭС;

H_i – действительный теплоперепад на турбину, кДж/кг.

$$G_0 = \frac{1500 \cdot 10^3}{952 \cdot 0,98 \cdot 0,99 \cdot (1 - 0,0704 \cdot 0,933 - 0,0616 \cdot 0,866 - 0,055 \cdot 0,794 - 0,0192 \cdot 0,702 - 0,0494 \cdot 0,68 - 0,0442 \cdot 0,528 - 0,0374 \cdot 0,374 - 0,0301 \cdot 0,213 - 0,0758 \cdot 0,702 - 0,0638 \cdot 0,374 - 0,00515 \cdot 0,68 - 0,00471 \cdot 0,528 - 0,00525 \cdot 0,374)} = 2300 \text{ кг/с.}$$

Вспомним, что в подразделе, в котором считали сетевую установку, был рассчитан предварительный расход пара на турбину, значение которого составило 2274 кг/с. На данном этапе расчета, когда получена окончательная величина, следует сравнить принятое значение расхода и полученное.

Относительная погрешность расчета:

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

$$\delta_G = \left| \frac{G_0 - G'_0}{G_0} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{2300 - 2274}{2300} \right| \cdot 100\% = 1,13\%.$$

Величина относительной погрешности расчета составила меньше двух процентов, это означает, что полученный расход вполне приемлем. Если бы погрешность превысила два процента, пришлось бы пересчитывать схему на полученный расход свежего пара.

Расходы пара и воды в характерных точках:

$$G_{пв} = \alpha_{пв} \cdot G_0 = 1,035 \cdot 2300 = 2380 \text{ кг/с};$$

$$G_{пг} = \alpha_{пг} \cdot G_0 = 1,015 \cdot 2300 = 2334,5 \text{ кг/с};$$

$$G_{ту} = \alpha_0 \cdot G_0 = 1 \cdot 2300 = 2300 \text{ кг/с};$$

$$G_{упл} = \alpha_{упл} \cdot G_0 = 0,01 \cdot 2300 = 23 \text{ кг/с};$$

$$G_p = \alpha_p \cdot G_0 = 0,005 \cdot 2300 = 11,5 \text{ кг/с};$$

$$G_B = \alpha_B \cdot G_0 = 0,015 \cdot 2300 = 34,5 \text{ кг/с};$$

$$G_{ут} = G_{дв} = \alpha_{ут} \cdot G_0 = 0,005 \cdot 2300 = 11,5 \text{ кг/с};$$

$$G_э = \alpha_э \cdot G_0 = 0,003 \cdot 2300 = 6,9 \text{ кг/с};$$

$$G_{пр} = \alpha_{пр} \cdot G_0 = 0,02 \cdot 2300 = 46 \text{ кг/с};$$

$$G_1 = \alpha_1 \cdot G_0 = 0,0704 \cdot 2300 = 161,92 \text{ кг/с};$$

$$G_2 = \alpha_2 \cdot G_0 = 0,0616 \cdot 2300 = 141,68 \text{ кг/с};$$

$$G_3 = \alpha_3 \cdot G_0 = 0,055 \cdot 2300 = 126,5 \text{ кг/с};$$

$$G_4 = \alpha_4 \cdot G_0 = 0,0192 \cdot 2300 = 44,16 \text{ кг/с};$$

$$G_{c1} = \alpha_{c1} \cdot G_0 = 0,0758 \cdot 2300 = 174,34 \text{ кг/с};$$

$$G_5 = \alpha_5 \cdot G_0 = 0,0494 \cdot 2300 = 113,62 \text{ кг/с};$$

$$G_6 = \alpha_6 \cdot G_0 = 0,0442 \cdot 2300 = 101,66 \text{ кг/с};$$

$$G_7 = \alpha_7 \cdot G_0 = 0,0374 \cdot 2300 = 86,02 \text{ кг/с};$$

$$G_{c2} = \alpha_{c2} \cdot G_0 = 0,0638 \cdot 2300 = 146,74 \text{ кг/с};$$

$$G_K = \alpha_K \cdot G_0 = 0,4779 \cdot 2300 = 1099,4 \text{ кг/с};$$

$$G'_K = \alpha'_K \cdot G_0 = 0,496 \cdot 2300 = 1140,8 \text{ кг/с};$$

$$G_{ок1} = \alpha_{ок1} \cdot G_0 = 0,6424 \cdot 2300 = 1477,52 \text{ кг/с};$$

$$G_{ок} = \alpha_{ок} \cdot G_0 = 0,751 \cdot 2300 = 1727,3 \text{ кг/с};$$

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

$$G_{од2} = \alpha_{од2} \cdot G_0 = 0,132 \cdot 2300 = 303,6 \text{ кг/с};$$

$$G_{од3} = \alpha_{од3} \cdot G_0 = 0,187 \cdot 2300 = 430,1 \text{ кг/с};$$

$$G_{од5} = \alpha_{од5} \cdot G_0 = 0,0644 \cdot 2300 = 148,12 \text{ кг/с};$$

$$G_{од7} = \alpha_{од7} \cdot G_0 = 0,1012 \cdot 2300 = 232,76 \text{ кг/с};$$

$$G_{др6} = \alpha_{др6} \cdot G_0 = 0,1086 \cdot 2300 = 249,78 \text{ кг/с};$$

$$G_{др8} = \alpha_{др8} \cdot G_0 = 0,1313 \cdot 2300 = 302 \text{ кг/с}.$$

Расчет показателей тепловой экономичности. Показатели и порядок расчета зависят от типа электростанции (ТЭС или АЭС) и вида паротурбинной установки (конденсационная или теплофикационная). Определим тепловую нагрузку всех парогенераторов:

$$\begin{aligned} Q_{пг} &= G_{пг} \cdot (h_0 - h_{пв}) + G_{пр} \cdot (h'_{пр} - h_{пв}) = \\ &= 2334,5 \cdot (2882 - 1119) + 46 \cdot (1288 - 1119) = 4123,5 \text{ МВт}, \end{aligned}$$

где $h_{пв} = h_{пв1} = 1119 \text{ кДж/кг}$.

Определим полную тепловую нагрузку турбоустановки:

$$\begin{aligned} Q_{ту} &= G_0 \cdot \left[(\alpha_{ту} + \alpha_{упл}) \cdot (h_0 - h_{пв}) + \alpha_{дв} \cdot (h'_к - h_{пв}) + \right. \\ &\quad \left. + \alpha_p \cdot (h''_р - h_{пв}) + \alpha_b \cdot (h_b - h_{пв}) \right] = \\ &= 2300 \cdot \left[(1 + 0,01) \cdot (2882 - 1119) + 0,005 \cdot (147 - 1119) + \right. \\ &\quad \left. + 0,005 \cdot (2779 - 1119) + 0,015 \cdot (636 - 1119) \right] = \\ &= 4086,7 \text{ МВт}. \end{aligned}$$

Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии:

$$Q_{ту}^э = Q_{ту} - Q_{от}/\eta_{сн} = 4086,7 - 65/0,98 = 4020,4 \text{ МВт}.$$

КПД турбоустановки по производству электроэнергии:

$$\eta_{ту}^э = \frac{N_э}{Q_{ту}^э} = \frac{1500}{4020,4} = 0,373.$$

Транспортный КПД:

$$\eta_{тр} = \frac{Q_{ту}}{Q_{пг}} = \frac{4086,7}{4123,5} = 0,991.$$

КПД станции (энергоблока) по отпуску электроэнергии (нетто):

$$\eta_c^э = \eta_{ту}^э \cdot \eta_{пгу} \cdot \eta_{тр} \cdot (1 - k_{сн}) = 0,373 \cdot 0,965 \cdot 0,991 \cdot (1 - 0,05) = 0,34;$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\eta_{\text{пгу}} = \eta_{\text{ру}} \cdot \eta_{\text{тр1}} \cdot \eta_{\text{пг}} = 0,99 \cdot 0,995 \cdot 0,98 = 0,965;$$

$\eta_{\text{ру}} = 0,99$ – КПД реакторной установки;

$\eta_{\text{тр1}} = 0,995$ – КПД трубопроводов 1-го контура;

$\eta_{\text{пг}} = 0,98$ – КПД парогенератора.

$k_{\text{сн}}$ – удельный расход энергии на собственные нужды. Для двухконтурных АЭС принимается равным 0,05 – 0,055. Примем $k_{\text{сн}} = 0,05$ [1, с.227].

Удельный расход выгоревшего ядерного горючего на отпуск электроэнергии:

$$b_{\text{яг}}^* = \frac{0,0537}{\eta_c^э} = \frac{0,0537}{0,34} = 0,158 \frac{\text{г}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

Удельный расход ядерного горючего (природного урана) на АЭС:

$$b_{\text{яг}} = \frac{1000}{\eta_c^э \cdot 24 \cdot \bar{B}} \cdot \frac{x_{\text{н}} - x_0}{x_{\text{е}} - x_0} = \frac{1000}{0,34 \cdot 24 \cdot 40 \cdot 10^3} \cdot \frac{5 - 0,25}{0,71 - 0,26} = 0,0316 \frac{\text{г}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}},$$

где $\bar{B} = 30 \dots 40 \cdot 10^3 \frac{\text{МВт} \cdot \text{сут}}{\text{т}}$ – глубина выгорания топлива для АЭС с ВВЭР;

$x_{\text{н}}, x_{\text{е}}, x_0$ – содержание урана-235 в свежем, природном и отвальном уране, для АЭС с ВВЭР принимаем: $x_{\text{н}} = 3,5 \dots 5\%$, $x_{\text{е}} = 0,71\%$, $x_0 = 0,26\%$.

КПД блока по отпуску теплоты:

$$\eta_c^{\text{т}} = \eta_{\text{пгу}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{сп}} = 0,965 \cdot 0,991 \cdot 0,98 = 0,937.$$

Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты:

$$b_{\text{т}}^{\text{отп}} = \frac{0,0150}{\eta_c^{\text{т}}} = \frac{0,0150}{0,937} = 0,016 \frac{\text{г у. т.}}{\text{ГДж}}.$$

2.2 Выбор тепломеханического оборудования

Задачи подраздела: выбор оборудования, соответствующего параметрам сред тепловой схемы энергоблока, а именно – выбор питательных насосов, конденсатных насосов, дренажных насосов, выбор сетевого насоса, деаэратора, выбор регенеративных и сетевых подогревателей. Выбор

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

оборудования производится с запасом, с учетом того, что станция сможет работать и в конденсационном режиме.

2.2.1 Выбор теплообменников

Рассмотрим выбор регенеративных и сетевых подогревателей. Необходимо по расходу нагреваемой среды, параметрам нагреваемой среды и пара отбора определить площадь поверхности нагрева, задавшись коэффициентом теплопередачи k в пределах по рекомендации от 3 до $4 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$.

Примем меньшее число диапазона, для запаса по площади.

$$Q_{\text{сп3}} = G_{\text{св}} \cdot (h_{\text{сп3}} - h_{\text{ос}}) = 180,6 \cdot (420 - 273) = 26,5 \text{ МВт};$$

$$\Delta t_{\text{б.сп3}} = t_{\text{с.сп3}} - t_{\text{ос}} = 103,3 - 65 = 38,3 \text{°C};$$

$$\Delta t_{\text{м.сп3}} = t_{\text{с.сп3}} - t_{\text{сп3}} = 103,3 - 100 = 3,3 \text{°C};$$

$$\Delta t_{\text{ср.сп3}} = \frac{\Delta t_{\text{б.сп3}} - \Delta t_{\text{м.сп3}}}{\ln(\Delta t_{\text{б.сп3}}/\Delta t_{\text{м.сп3}})} = \frac{38,3 - 3,3}{\ln(38,3/3,3)} = 14,3 \text{°C};$$

$$F_{\text{сп3}} = \frac{Q_{\text{сп3}}}{k \cdot \Delta t_{\text{ср.сп3}}} = \frac{26,5 \cdot 10^3}{3 \cdot 14,3} = 617,7 \text{ м}^2.$$

$$Q_{\text{сп2}} = G_{\text{св}} \cdot (h_{\text{сп2}} - h_{\text{сп3}}) = 180,6 \cdot (547 - 420) = 22,9 \text{ МВт};$$

$$\Delta t_{\text{б.сп2}} = t_{\text{с.сп2}} - t_{\text{сп3}} = 135 - 100 = 35 \text{°C};$$

$$\Delta t_{\text{м.сп2}} = t_{\text{с.сп2}} - t_{\text{сп2}} = 135 - 130 = 5 \text{°C};$$

$$\Delta t_{\text{ср.сп2}} = \frac{\Delta t_{\text{б.сп2}} - \Delta t_{\text{м.сп2}}}{\ln(\Delta t_{\text{б.сп2}}/\Delta t_{\text{м.сп2}})} = \frac{35 - 5}{\ln(35/5)} = 15,4 \text{°C};$$

$$F_{\text{сп2}} = \frac{Q_{\text{сп2}}}{k \cdot \Delta t_{\text{ср.сп2}}} = \frac{22,9 \cdot 10^3}{3 \cdot 15,4} = 495,7 \text{ м}^2.$$

$$Q_{\text{сп1}} = G_{\text{св}} \cdot (h_{\text{сп1}} - h_{\text{сп2}}) = 180,6 \cdot (633 - 547) = 15,5 \text{ МВт};$$

$$\Delta t_{\text{б.сп1}} = t_{\text{с.сп1}} - t_{\text{сп2}} = 168,3 - 130 = 38,3 \text{°C};$$

$$\Delta t_{\text{м.сп1}} = t_{\text{с.сп1}} - t_{\text{сп1}} = 168,3 - 150 = 18,3 \text{°C};$$

$$\Delta t_{\text{ср.сп1}} = \frac{\Delta t_{\text{б.сп1}} - \Delta t_{\text{м.сп1}}}{\ln(\Delta t_{\text{б.сп1}}/\Delta t_{\text{м.сп1}})} = \frac{38,3 - 18,3}{\ln(38,3/18,3)} = 27,1 \text{°C};$$

$$F_{\text{сп1}} = \frac{Q_{\text{сп1}}}{k \cdot \Delta t_{\text{ср.сп1}}} = \frac{15,5 \cdot 10^3}{3 \cdot 27,1} = 190,7 \text{ м}^2.$$

					ФЮРА.XXXXXX.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Из каталога [2], ориентируясь на площадь поверхности нагрева, произведем выбор сетевых подогревателей. Выбранное оборудование представлено в таблице 1.2.1.

Таблица 1.2.1 – Результат выбора сетевых подогревателей

Расчетные характеристики				
Позиция	$F, \text{ м}^2$	$G_{\text{СВ}}, \text{ кг/с}$	$P_{\text{пар}}, \text{ МПа}$	$P_{\text{воды}}, \text{ МПа}$
СП-1	190,7	180,6	0,76	1,5
СП-2	495,7		0,3135	1,5
СП-3	617,7		0,114	1,5
Номинальные характеристики				
Наименование, кол-во	$F, \text{ м}^2$	$G, \text{ кг/с}$	$P_{\text{пар}}, \text{ МПа}$	$P_{\text{воды}}, \text{ МПа}$
ПСВ-200-14-23, 2 шт.	200	222	1,47	2,3
ПСВ-315-14-23, 2 шт.	315	314	1,47	2,3
ПСВ-500-14-23, 2 шт.	500	417	1,47	2,3

$$Q_8 = G'_k \cdot (h_{\text{ок8}} - h'_k) = 1140,8 \cdot (286 - 147) = 158,6 \text{ МВт};$$

$$\Delta t_{6.8} = t_{s.8} - t'_k = 70 - 35 = 35^\circ\text{C};$$

$$\Delta t_{m.8} = \theta_{\text{пнд}} = 2^\circ\text{C};$$

$$\Delta t_{\text{ср.8}} = \frac{\Delta t_{6.8} - \Delta t_{m.8}}{\ln(\Delta t_{6.8}/\Delta t_{m.8})} = \frac{35 - 2}{\ln(35/2)} = 11,5^\circ\text{C};$$

$$F_8 = \frac{Q_8}{k \cdot \Delta t_{\text{ср.8}}} = \frac{158,6 \cdot 10^3}{3 \cdot 11,5} = 3389 \text{ м}^2.$$

$$Q_7 = G_{\text{ок1}} \cdot (h_{\text{ок7}} - h_{\text{ок8}}) = 1447,5 \cdot (424 - 286) = 199,8 \text{ МВт};$$

$$\Delta t_{6.7} = t_{s.7} - t_{\text{ок8}} = 103 - 68 = 35^\circ\text{C};$$

$$\Delta t_{m.7} = \theta_{\text{пнд}} = 2^\circ\text{C};$$

$$\Delta t_{\text{ср.7}} = \frac{\Delta t_{6.7} - \Delta t_{m.7}}{\ln(\Delta t_{6.7}/\Delta t_{m.7})} = \frac{35 - 2}{\ln(35/2)} = 11,5^\circ\text{C};$$

$$F_7 = \frac{Q_7}{k \cdot \Delta t_{\text{ср.7}}} = \frac{199,8 \cdot 10^3}{3 \cdot 11,5} = 3472 \text{ м}^2.$$

$$Q_6 = G_{\text{ок1}} \cdot (h_{\text{ок6}} - h_{\text{ок7}}) = 1447,5 \cdot (564 - 424) = 202 \text{ МВт};$$

$$\Delta t_{6.6} = t_{s.6} - t_{ок7} = 136 - 101 = 35^{\circ}\text{C};$$

$$\Delta t_{м.6} = \theta_{пнд} = 2^{\circ}\text{C};$$

$$\Delta t_{ср.6} = \frac{\Delta t_{6.6} - \Delta t_{м.6}}{\ln(\Delta t_{6.6}/\Delta t_{м.6})} = \frac{35 - 2}{\ln(35/2)} = 11,5^{\circ}\text{C};$$

$$F_6 = \frac{Q_6}{k \cdot \Delta t_{ср.6}} = \frac{202 \cdot 10^3}{3 \cdot 11,5} = 3755 \text{ м}^2.$$

$$Q_5 = G_{ок} \cdot (h_{ок5} - h_{ок6}) = 1727,3 \cdot (707 - 564) = 247 \text{ МВт};$$

$$\Delta t_{6.5} = t_{s.5} - t_{ок6} = 169 - 134 = 35^{\circ}\text{C};$$

$$\Delta t_{м.5} = \theta_{пнд} = 2^{\circ}\text{C};$$

$$\Delta t_{ср.5} = \frac{\Delta t_{6.6} - \Delta t_{м.6}}{\ln(\Delta t_{6.6}/\Delta t_{м.6})} = \frac{35 - 2}{\ln(35/2)} = 11,5^{\circ}\text{C};$$

$$F_5 = \frac{Q_5}{k \cdot \Delta t_{ср.5}} = \frac{247 \cdot 10^3}{3 \cdot 11,5} = 3911 \text{ м}^2.$$

$$Q_3 = G_{пв} \cdot (h_{пв3} - h_{пн}) = 2380 \cdot (887 - 776) = 264 \text{ МВт};$$

$$\Delta t_{6.3} = t_{s.3} - t_{пн} = 210 - 182 = 28^{\circ}\text{C};$$

$$\Delta t_{м.3} = \theta_{пвд} = 3^{\circ}\text{C};$$

$$\Delta t_{ср.3} = \frac{\Delta t_{6.3} - \Delta t_{м.3}}{\ln(\Delta t_{6.3}/\Delta t_{м.3})} = \frac{28 - 3}{\ln(28/3)} = 11,2^{\circ}\text{C};$$

$$F_3 = \frac{Q_3}{k \cdot \Delta t_{ср.3}} = \frac{264 \cdot 10^3}{3 \cdot 11,2} = 4205 \text{ м}^2.$$

$$Q_2 = G_{пв} \cdot (h_{пв2} - h_{пв3}) = 2380 \cdot (1001 - 887) = 271 \text{ МВт};$$

$$\Delta t_{6.2} = t_{s.2} - t_{пв3} = 235 - 207 = 28^{\circ}\text{C};$$

$$\Delta t_{м.2} = \theta_{пвд} = 3^{\circ}\text{C};$$

$$\Delta t_{ср.2} = \frac{\Delta t_{6.2} - \Delta t_{м.2}}{\ln(\Delta t_{6.2}/\Delta t_{м.2})} = \frac{28 - 3}{\ln(28/3)} = 11,2^{\circ}\text{C};$$

$$F_2 = \frac{Q_2}{k \cdot \Delta t_{ср.2}} = \frac{271 \cdot 10^3}{3 \cdot 11,2} = 4533 \text{ м}^2.$$

$$Q_1 = G_{пв} \cdot (h_{пв1} - h_{пв2}) = 2380 \cdot (1119 - 1001) = 280 \text{ МВт};$$

$$\Delta t_{6.1} = t_{s.1} - t_{пв2} = 260 - 232 = 28^{\circ}\text{C};$$

$$\Delta t_{м.1} = \theta_{пвд} = 3^{\circ}\text{C};$$

					ФЮРА.XXXXXX.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

$$\Delta t_{cp.1} = \frac{\Delta t_{6.1} - \Delta t_{m.1}}{\ln(\Delta t_{6.1}/\Delta t_{m.1})} = \frac{28 - 3}{\ln(28/3)} = 11,2^{\circ}\text{C};$$

$$F_1 = \frac{Q_1}{k \cdot \Delta t_{cp.1}} = \frac{280 \cdot 10^3}{3 \cdot 11,2} = 4862 \text{ м}^2.$$

Таблица 1.2.2 – Результат выбора регенеративных теплообменников [2]

Расчетные характеристики				
Позиция	$F, \text{ м}^2$	$G, \text{ кг/с}$	$P_{\text{пар}}, \text{ МПа}$	$P_{\text{воды}}, \text{ МПа}$
ПНД 8	3389	1140,8	0,0312	1,5
ПНД 7	3472	1447,5	0,1128	1,5
ПНД 6	3755	1447,5	0,3224	1,5
ПНД 5	3911	1727,3	0,7731	1,5
ПВД 3	4205	2380	1,91	9,6
ПВД 2	4533	2380	3,06	9,6
ПВД 1	4862	2380	4,69	9,6
Номинальные характеристики				
Наименование	$F, \text{ м}^2$	Кол-во	$P_{\text{воды}}, \text{ МПа}$	$G, \text{ кг/с}$
ПН-1900-42-13-IVA	1900	2	4,2	1051,4
ПН-1900-42-13-IVA	1900	2	4,2	1051,4
ПН-1900-42-13-IVA	1900	2	4,2	1051,4
ПН-1900-42-13-IVA	1900	2	4,2	1051,4
ПВ-2500-97-28А	2500	2	9,7	907,2
ПВ-2500-97-28А	2500	2	9,7	907,2
ПВ-2500-97-28А	2500	2	9,7	907,2

Деаэрационная колонка выбирается по максимальному давлению воды и рабочему давлению пара.

$$p_d = 1 \text{ МПа.}$$

Объем бака определяем по формуле:

$$V_B = \frac{G_{\text{пв}} \cdot t \cdot k_{\text{зап}}}{\rho_{\text{пв}}} = \frac{2380 \cdot 3,5 \cdot 60 \cdot 1,15}{917,5} = 627 \text{ м}^3.$$

Объемная производительность:

$$Q_d = G_{\text{пв}} \cdot \frac{3600}{1000} = 2380 \cdot \frac{3600}{1000} = 8569,8 \frac{\text{т}}{\text{ч}}$$

					ФЮРА.XXXXXX.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Обратимся к каталогу деаэраторов для АЭС [3], выбрав агрегат. Наименование: ДП-6000/250-А-1. Наименование колонки: КПД-6000-А горизонтальная.

2.2.2 Выбор насосов

Сетевой насос. Рассчитаем объемную подачу насоса:

$$Q_{\text{сн}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot 1,05 \cdot 3600}{\rho_{\text{св}}} = \frac{180,6 \cdot 1,05 \cdot 3600}{981} = 696 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}},$$

где $\rho_{\text{св}} = f(p_{\text{св}}; h_{\text{ос}}) = 981 \text{ кг/м}^3$ – плотность сетевой воды, которая перекачивается сетевым насосом.

Напор, развиваемый сетевым насосом:

$$H_{\text{сн}} = \frac{p_{\text{св}}}{\rho_{\text{св}} \cdot g} = \frac{1,5 \cdot 10^6}{981 \cdot 9,8} = 156 \text{ м.}$$

Обратимся к каталогу [4], выбрав агрегат. Зарезервируем выбранный насос.

Таблица 1.2.3 – Характеристики выбранного сетевого насоса

Марка насоса	Кол-во	Подача	Напор	Частота вращения	КПД	Мощность
	шт.	м ³ /ч	м	об/мин	%	кВт
СЭ 2500-180-8	2	2500	180	3000	86	1600

Питательный насос. Расход питательной воды:

$$G_{\text{пв}} = \alpha_{\text{пв}} \cdot G_0 = 1,035 \cdot 2300 = 2380 \text{ кг/с.}$$

Подача питательной воды:

$$Q_{\text{пв}} = \frac{3600 \cdot G_{\text{пв}}}{\rho_{\text{пв}}} = \frac{3600 \cdot 2380}{894} \cdot 1,05 = 7412 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}},$$

где $\rho_{\text{пв}} = f(p_{\text{пв}}; h'_d) = 894 \text{ кг/м}^3$ – плотность питательной воды.

Давление на входе в питательный насос:

$$p_{\text{пн}}^{\text{вх}} = p_d + \rho_{\text{пв}} \cdot g \cdot H_d = 1 \cdot 10^6 + 894 \cdot 9,8 \cdot 12 = 1,105 \text{ МПа,}$$

где $H_d = 12 \text{ м}$ – высота от оси насоса до уровня воды в деаэраторе, обеспечивающая безкавитационную работу насоса. Давление на выходе из питательного насоса:

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

$$p_{\text{ПН}}^{\text{ВЫХ}} = p_0 + 3 \cdot \Delta p_{\text{ПВД}} + \rho_{\text{ПВ}} \cdot g \cdot H_{\text{ПГ}} = 7,4 + 3 \cdot 0,2 + 894 \cdot 9,8 \cdot \frac{12}{10^6} = 8,1 \text{ МПа,}$$

где $\Delta p_{\text{ПВД}} = 0,2 \text{ м}$ – потери давления на прохождение тракта;

$H_{\text{ПГ}} = 12 \text{ м}$ – расстояние от оси насоса до уровня воды в ПГ.

Напор питательного насоса:

$$H_{\text{ПВ}} = \frac{p_{\text{ПН}}^{\text{ВЫХ}} - p_{\text{ПН}}^{\text{ВХ}}}{\rho_{\text{ПВ}} \cdot g} = \frac{(8,1 - 1,105) \cdot 10^6}{894 \cdot 9,8} = 798,4 \text{ м.}$$

Обратимся к каталогу [4], выбрав агрегат.

Таблица 1.2.4 – Характеристики выбранного питательного насоса

Марка насоса	Кол-во	Подача	Напор	Частота вращения	КПД	Мощность
	шт.	м ³ /ч	м	об/мин	%	кВт
ПТА-3750-75	3	3750	810	3500	82	9130

Включим два насоса параллельно, чтобы обеспечить необходимую подачу, и поставим один резервный, итого 3 шт. Дренажные насосы. Данные насосы установлены на П6 и П8 (см. Приложение Б). Массовая подача:

$$G_{\text{др8}} = \alpha_{\text{др8}} \cdot G_0 = 0,1313 \cdot 2300 = 302 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_{\text{др6}} = \alpha_{\text{др6}} \cdot G_0 = 0,1086 \cdot 2300 = 250 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Объемная подача:

$$Q_{\text{др8}} = \frac{G_{\text{др8}} \cdot 3600}{\rho_{\text{др8}}} = \frac{302 \cdot 3600}{977} = 786 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}};$$

$$Q_{\text{др6}} = \frac{G_{\text{др6}} \cdot 3600}{\rho_{\text{др6}}} = \frac{250 \cdot 3600}{930} = 612 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}},$$

где $\rho_{\text{др8}} = f(p_{\text{с8}}; h_{\text{др8}}) = 977 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ и $\rho_{\text{др6}} = f(p_{\text{с6}}; h_{\text{др6}}) = 930 \text{ кг/м}^3$ – плотность конденсата, перекачиваемого дренажным насосом.

Напор, развиваемый насосом:

$$H_{\text{др8}} = \frac{p_{\text{ок}}}{\rho_{\text{др8}} \cdot g} = \frac{1,5 \cdot 10^6}{977 \cdot 9,8} = 156 \text{ м}; \quad H_{\text{др6}} = \frac{p_{\text{ок}}}{\rho_{\text{др6}} \cdot g} = \frac{1,5 \cdot 10^6}{930 \cdot 9,8} = 158 \text{ м.}$$

Обратимся к каталогу [4], выбрав агрегаты.

Таблица 1.2.5 – Характеристики выбранных дренажных насосов

										Лист
										49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ					

Марка насоса	Подогреватель	Кол.	Подача	Напор	Частота вращения	Мощность
		шт.	м ³ /ч	м	об/мин	кВт
КсВ 320-160-2	ПНД-6	3	320	160	1480	250
КсВ 320-160-2	ПНД-8	3	320	160	1480	250

Примем два насоса на подачу по 50% каждый, плюс один резервный.

Конденсатные насосы. Определим общую массовую подачу конденсатных насосов первой ступени:

$$G_{\text{кн1}} = G_{\text{к}} + G_{\text{э}} + G_{\text{дв}} + G_{\text{упл}} = 1099,4 + 6,9 + 11,5 + 23 = 1140,8 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Объемная подача составит:

$$Q_{\text{кн1}} = \frac{G_{\text{кн1}}}{\rho_{\text{кн1}}} = \frac{1140,8}{995} \cdot 3600 = 3652 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

где $\rho_{\text{кн1}} = 995 \text{ кг/м}^3$ – плотность конденсата, перекачиваемого конденсатными насосами первой ступени.

$$\begin{aligned} p_{\text{кн1}} &= p_{\text{подп}} + \Delta p_{\text{то}} + \Delta p_{\text{БОУ}} + \Delta p_{\text{кл}} + \Delta p_{\text{тр}} = \\ &= 0,2 + 0,02 + 0,5 + 0,1 + 0,1 = 0,92 \text{ МПа}; \end{aligned}$$

Напор, развиваемый насосами первой ступени (до БОУ):

$$H_{\text{кн1}} = \frac{p_{\text{кн1}}}{\rho_{\text{кн1}} \cdot g} = \frac{0,92 \cdot 10^6}{995 \cdot 9,8} = 94 \text{ м.}$$

Обратимся к каталогу [4], выбрав агрегат.

Таблица 1.2.6 – Характеристики конденсатных насосов первой ступени

Марка насоса	Кол.	Подача	Напор	Частота вращения	КПД	Мощность
	шт.	м ³ /ч	м	об/мин	%	кВт
КсВ 1500-120	3	1850	95	740	80	585

Примем два рабочих насоса (параллельных) и один резервный.

Общая массовая подача конденсатных насосов второй ступени:

$$G_{\text{кн2}} = G_{\text{кн1}} = 1140,8 \text{ кг/с.}$$

Объемная подача составит:

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

$$Q_{\text{кн2}} = \frac{G_{\text{кн2}}}{\rho_{\text{кн2}}} = \frac{1140,8}{993} \cdot 3600 = 3694 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}},$$

где $\rho_{\text{кн2}} = 993 \text{ кг/м}^3$ – плотность конденсата, перекачиваемого конденсатными насосами второй ступени.

Напор, развиваемый насосами второй ступени:

$$H_{\text{кн2}} = \frac{p_{\text{кн2}}}{\rho_{\text{кн2}} \cdot g} = \frac{1,5 \cdot 10^6}{993 \cdot 9,8} = 155 \text{ м.}$$

Обратимся к каталогу [17], выбрав агрегат.

Таблица 1.2.7 – Характеристики конденсатных насосов второй ступени

Марка насоса	Кол.	Подача	Напор	Частота вращения	КПД	Мощность
	шт.	м ³ /ч	м	об/мин	%	кВт
КсВ1500-240	3	1850	170	2975	84	998

Примем два рабочих насоса (параллельных) и один резервный.

2.2.3 Выбор конденсаторов

Число конденсаторов равно числу цилиндров низкого давления, поэтому на проектируемом блоке будет установлено три конденсатора (см. п. 1.1.4). Известно, что расход пара в турбинах АЭС гораздо больше расхода пара в турбинах ТЭС, при тех же мощностях. Кратность циркуляции составляет порядка 50 единиц. Это означает, что для конденсации условной единицы массы пара требуется в 50 раз больше по массе охлаждающей воды.

Обратившись к источнику [5, с. 215], выберем серийный конденсатор прототипной турбины: К-163160 (К-1000/5,9/25-1, ХТЗ).

2.3 Расчет парогенератора

Для того, чтобы начать расчет парогенератора, не хватает некоторых исходных данных, которые следует предварительно определить. В предыдущем подразделе вычислили температуру питательной воды (257°C),

										Лист
										51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ					

её расход и расход продувки (2380 кг/с и 46 кг/с). Давление и температуру свежего пара диктуют исходные данные (7,4 МПа и 314,6°С). Остается вычислить параметры воды первого контура.

Давление теплоносителя в реакторе принимается максимально возможным по условиям изготовления его корпуса. При современном состоянии мирового и отечественного реакторостроения таким давлением является 16 МПа.

Принимаем, что число петель равно 4. Полученные данные о расходах питательной воды и продувочной воды парогенератора делим поровну между четырьмя парогенераторами (петлями).

Теперь для расчета парогенератора имеются все необходимые исходные данные. Представим их в таблице 1.3.1.

Таблица 1.3.1 – Исходные данные для проекта парогенератора

Параметр	Обозначение	Значение
Расход питательной воды	D_2	595 кг/с
Давление в 1 контуре	p_1	16 МПа
Температура ТН на входе в ПГ	t'_1	322°С
Температура ТН на выходе из ПГ	t''_1	293°С
Давление пара	p_2	7,4 МПа
Температура пара	t''_2	314,6°С
Температура питательной воды	$t_{пв}$	257°С
Величина продувки парогенератора	$D_{пр}$	11,5 кг/с
Теплотехническая схема	ТТС	Э+И+ПЕ

2.3.1 Выбор конструктивной и теплотехнической схемы

Теплотехнической (тепловой) схемой парогенератора называют схему, отражающую в графическом виде процесс передачи тепла от греющего теплоносителя к рабочему телу. Теплообменную поверхность ПГ при этом условно разбивают на участки (зоны, элементы), выполняющие специфичные

функции. Из исходных данных следует, что в данном проекте ПГ состоит из трех элементов:

- Экономайзер;
- Испаритель;
- Перегреватель.

Парогенераторы ВВЭР обогреваются водой под давлением, предназначаются для выработки сухого насыщенного или слабо перегретого пара, что не позволяет достигнуть максимального значения средней температуры подвода тепла к циклу и получить высокий КПД.

В данном проекте пар перегрет на 25 градусов. Недогрев питательной воды до температуры насыщения составляет 32,6 градуса. Это всё говорит о том, что теплотехническая схема будет выглядеть следующим образом:

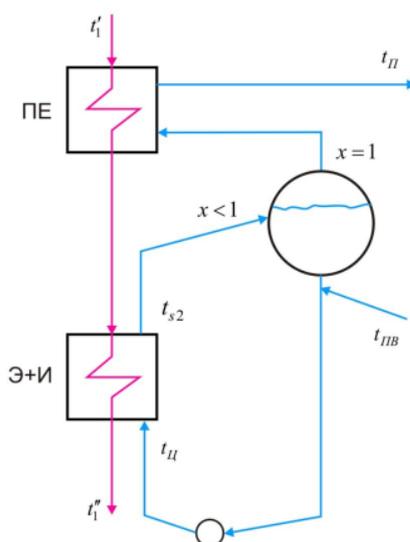


Рисунок 11 – Теплотехническая схема парогенераторной установки с естественной циркуляцией и с пароперегревателем и совмещенным экономайзером и испарителем

2.3.2 Расчет и построение тепловой диаграммы

Расчет основан на решении уравнения теплового баланса теплоносителя первого контура и рабочего тела второго контура. Сделаем

допущение, что давление теплоносителя и рабочего тела внутри парогенератора не меняется.

Найдём необходимые энтальпии. Вычисление производилось с помощью встроенных термодинамических таблиц Excel.

$$h_{\text{пв}} = f(t_{\text{пв}}, p_2) = 1120 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h'_s = f(x = 0, p_2) = 1288 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

$$h'_s = f(x = 1, p_2) = 2767 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h''_2 = f(t''_2, p_2) = 2882 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Зная энтальпии и расход рабочего тела во втором контуре, рассчитаем, сколько тепла приобретает рабочее тело на каждом участке в единицу времени:

$$Q_{\text{эк}} = D_2 \cdot (h'_s - h_{\text{пв}}) = 595 \cdot (1288 - 1120) = 99992 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{и}} = (D_2 - D_{\text{пр}}) \cdot (h''_s - h'_s) = 583,5 \cdot (2767 - 1288) = 871419 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{пе}} = (D_2 - D_{\text{пр}}) \cdot (h''_2 - h''_s) = 583,5 \cdot (2882 - 2767) = 67486 \text{ кВт}.$$

Тепловая мощность парогенератора складывается из тепловых мощностей всех участков, она равна:

$$Q_{\text{пг}} = Q_{\text{эк}} + Q_{\text{и}} + Q_{\text{пе}} = 1038898 \text{ кВт}.$$

Вспомним, что полученное значение мощности парогенератора при расчете тепловой схемы составило:

$$Q'_{\text{пг}} = \frac{Q_{\text{пг}}^{\text{сх}}}{n_{\text{петель}}} = \frac{4123,5}{4} = 1030875 \text{ кВт}.$$

Разница, составляющая 8023 кВт, обусловлена особенностями округления. Единственной потерей тепла как в ПГ в целом, так и в его отдельных элементах является теплоотдача от корпусов в окружающую среду, обычно $\eta = 0,99 \div 0,97$. [6] В данном расчете принято значение $\eta = 0,99$.

Найдем расход теплоносителя через парогенератор, используя уравнение теплового баланса:

$$G_{\text{гн}} = \frac{Q_{\text{пг}}}{(h'_1 - h''_1) \cdot \eta} = \frac{1038898}{(1464 - 1300) \cdot 0,99} = 6376 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Теперь рассчитаем температуру теплоносителя по участкам парогенератора, предварительно вычислив энтальпии через уравнения балансов:

$$h''_{1и} = \frac{Q_{ЭК}}{G_{ТН} \cdot \eta} + h'_1 = \frac{99992}{6376 \cdot 0,99} + 1300 = 1316 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$t''_{1и} = f(p_1; h''_{1и}) = 296^\circ\text{C};$$

$$h'_{1и} = \frac{Q_{исп}}{G_{ТН} \cdot \eta} + h''_{1и} = \frac{871419}{6376 \cdot 0,99} + 1316 = 1453,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$t'_{1и} = f(p_1; h'_{1и}) = 320,3^\circ\text{C}.$$

Зная характерные температуры, построим тепловую диаграмму.

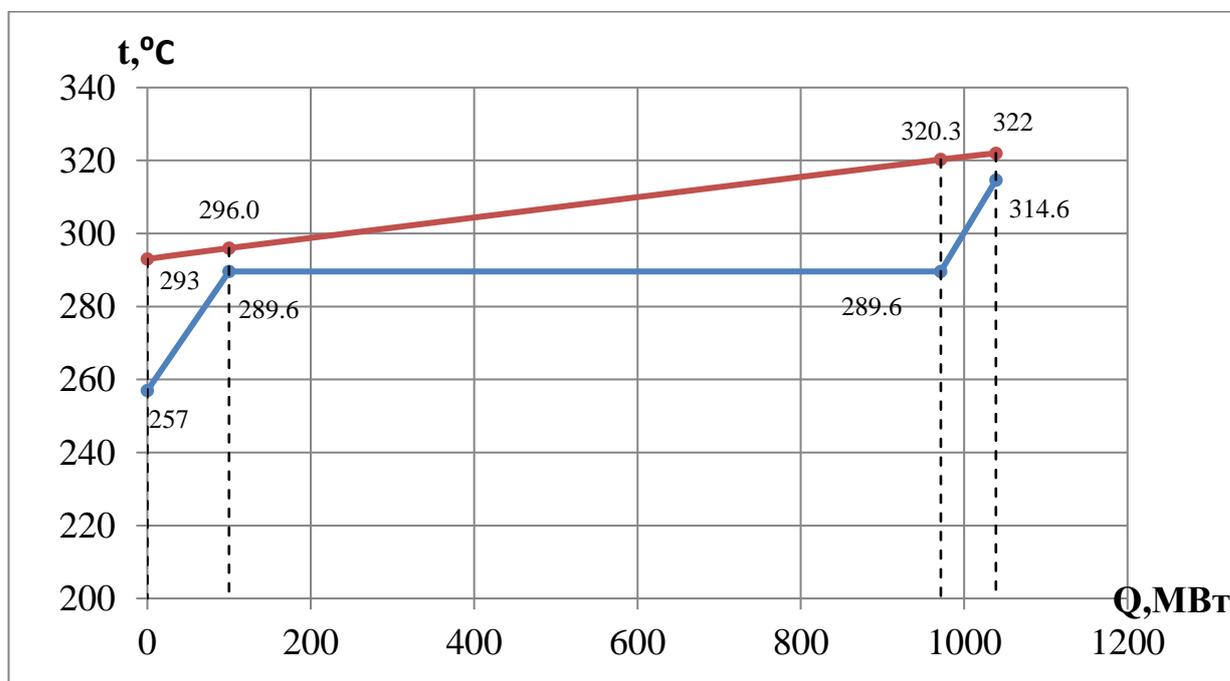


Рисунок 12 – t,Q-диаграмма проектируемого ПГ

По диаграмме видно, что основную часть тепла рабочее тело получает на участке испарителя (82%). Вообще, участки экономайзера и испарителя разделены чисто условно, так как в парогенераторе данного типа они совмещены (в корпусе происходит нагрев от трубок до температуры насыщения и дальнейший нагрев до испарения). Перегревательный участок трубок размещен отдельно, расположен в паровом пространстве.

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

2.3.3 Тепловой расчет поверхности нагрева

Определение количества трубок

Принимаем толщину и диаметр теплообменных труб в соответствии с последними конструкторскими решениями в отношении прототипных парогенераторов.

$$d_{\text{нар}} = 16 \text{ мм}, \delta_{\text{тр}} = 1,5 \text{ мм}, d_{\text{внут}} = 16 - 2 \cdot 1,5 = 13 \text{ мм}.$$

Площадь живого сечения трубки:

$$f_{\text{тр}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2}{4} = \frac{\pi \cdot 13^2}{4} = 132,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Согласно рекомендациям [6] диапазон изменения скорости ТН в трубках теплопередающей поверхности $3 \div 5$ м/с. Принимаем скорость теплоносителя на входе в трубки $w_{1\text{вх}} = 4,9$ м/с.

Плотность теплоносителя на входе в перегревательный участок:

$$\rho_{1\text{вх}} = f(t'_1, p_1) = 676,3 \text{ кг/м}^3.$$

Из уравнения неразрывности определим число труб теплопередающей поверхности:

$$n_{\text{тр}} = \frac{G_{\text{ТН}}}{\rho_{1\text{вх}} \cdot w_{1\text{вх}} \cdot f_{\text{тр}}} = \frac{6376}{676,3 \cdot 4,9 \cdot 132,7 \cdot 10^{-6}} = 14500 \text{ шт.}$$

Экономайзерный участок

Площадь теплопередающей поверхности определяется следующим выражением:

$$S = \frac{Q}{k \cdot \Delta t_{\text{ср}}}.$$

Коэффициент теплопередачи k слабо меняется на этом участке от входа до выхода. Для подстраховки, будем считать по отношению ко входу, так как там будет этот коэффициент несколько выше, таким образом сделаем запас по площади.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Отношение внешнего диаметра трубки к внутреннему диаметру гораздо меньше двух единиц, поэтому, по рекомендациям [7] можно использовать формулу расчета для плоской стенки:

$$k = \left[\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + 2 \cdot R_{ок} + \frac{1}{\alpha_2} \right]^{-1}.$$

Коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке определим по формуле Михеева:

$$\alpha_1 = 0,021 \cdot \frac{\lambda}{d_{вн}} \cdot Re^{0.8} \cdot Pr^{0.43}.$$

Число Рейнольдса теплоносителя на входе в экономайзерный участок:

$$Re_{1ВХ}^{ЭК} = \frac{w_{1ВХ}^{ЭК} \cdot d_{вн} \cdot \rho_{1ВХ}^{ЭК}}{\mu_{1ВХ}^{ЭК}}.$$

$$\rho_{1ВХ}^{ЭК} = f(t''_{1и}; p_1) = 735 \frac{\text{КГ}}{\text{М}^3}; \mu_{1ВХ}^{ЭК} = f(t''_{1и}; p_1) = 9,02 \cdot 10^{-5} \text{Па} \cdot \text{с};$$

$$w_{1ВХ}^{ЭК} = \frac{G_{ТН}}{\rho_{1ВХ}^{ЭК} \cdot n_{Тр} \cdot f_{Тр}} = \frac{6376}{735 \cdot 14500 \cdot 132,7 \cdot 10^{-6}} = 4,5 \text{ м/с};$$

$$Re_{1ВХ}^{ЭК} = \frac{4,5 \cdot 13 \cdot 10^{-3} \cdot 735}{9,02 \cdot 10^{-5}} = 4,77 \cdot 10^5.$$

Другие параметры теплоносителя в рассматриваемом сечении:

$$\lambda_{1ВХ}^{ЭК} = f(t''_{1и}; p_1) = 0,568 \frac{\text{Вт}}{\text{М} \cdot \text{К}}; Pr_{1ВХ}^{ЭК} = f(t''_{1и}; p_1) = 0,85;$$

Найдем искомую величину:

$$\alpha_{1ВХ}^{ЭК} = 0,021 \cdot \frac{0,568}{13 \cdot 10^{-3}} \cdot (4,77 \cdot 10^5)^{0.8} \cdot (0,85)^{0.43} = 29867 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}.$$

Далее следует определить коэффициент теплоотдачи от стенки к рабочему телу. Определять будем с помощью коэффициента Нуссельта, который рассчитывается для продольно обтекаемого пучка труб однофазным водяным потоком следующим образом:

$$Nu = A \cdot Re^{0.8} \cdot Pr^{0.4}.$$

Вертикальный шаг коридорного пучка парогенератора ПГВ-1000МКП составляет 22 мм, горизонтальный 24 мм. Относительный шаг (средний):

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

$$x = \sqrt{x_1 \cdot x_2} = \sqrt{\frac{s_1}{d_{\text{нар}}} \cdot \frac{s_2}{d_{\text{нар}}}} = \frac{\sqrt{22 \cdot 24}}{16} = 1,436.$$

Гидравлический диаметр для пучков труб с коридорным расположением:

$$d_{\Gamma} = d_{\text{нар}} \cdot \left(\frac{4 \cdot x^2}{\pi} - 1 \right) = 16 \cdot \left(\frac{4 \cdot 1,436^2}{\pi} - 1 \right) = 26 \text{ мм.}$$

Параметры рабочего тела на входе в экономайзерный участок:

$$\rho_{2\text{ВХ}}^{\text{ЭК}} = f(t_{\text{ПВ}}; p_2) = 792 \frac{\text{КГ}}{\text{М}^3}; \mu_{2\text{ВХ}}^{\text{ЭК}} = f(t_{\text{ПВ}}; p_2) = 10,4 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с};$$

$$\lambda_{2\text{ВХ}}^{\text{ЭК}} = f(t_{\text{ПВ}}; p_2) = 0,613 \frac{\text{Вт}}{\text{М} \cdot \text{К}}; Pr_{2\text{ВХ}}^{\text{ЭК}} = f(t_{\text{ПВ}}; p_2) = 0,829;$$

$$w_{2\text{ВХ}}^{\text{ЭК}} = 3,5 \frac{\text{М}}{\text{с}} \text{ (принимаем);}$$

$$Re_{2\text{ВХ}}^{\text{ЭК}} = \frac{w_{2\text{ВХ}}^{\text{ЭК}} \cdot d_{\Gamma} \cdot \rho_{2\text{ВХ}}^{\text{ЭК}}}{\mu_{2\text{ВХ}}^{\text{ЭК}}} = \frac{3,5 \cdot 0,026 \cdot 810}{10,9 \cdot 10^{-5}} = 6,95 \cdot 10^5.$$

Безразмерный коэффициент вычисляется следующим образом:

$$A = 0,0165 + 0,02 \cdot (1 - 0,91 \cdot x^{-2}) \cdot x^{0,15} = 0,0283.$$

Безразмерный коэффициент теплоотдачи:

$$Nu = 0,0283 \cdot (6,95 \cdot 10^5)^{0,8} \cdot (0,829)^{0,4} = 1237,7.$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки к рабочему телу:

$$\alpha_{2\text{ВХ}}^{\text{ЭК}} = \frac{Nu \cdot \lambda_{2\text{ВХ}}^{\text{ЭК}}}{d_{\Gamma}} = \frac{1237,7 \cdot 0,613}{0,026} = 29181 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К.}$$

Конвективные составляющие вычислены, осталось рассчитать теплопередачу теплопроводностью стенкой трубы и слоем окислов. Материалом теплообменных труб служит сталь марки 08X18H10T (класс: коррозионно-стойкая жаропрочная, аустенитная). Обратившись к источнику [8], позаимствуем значения теплопроводности:

$$\lambda_{\text{ст}}(200^{\circ}\text{C}) = 18 \frac{\text{Вт}}{\text{М} \cdot \text{К}};$$

$$\lambda_{\text{ст}}(300^{\circ}\text{C}) = 19 \frac{\text{Вт}}{\text{М} \cdot \text{К}}.$$

Приблизительно примем:

					ФЮРА.XXXXXX.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

$$\lambda_{ст} = 18,5 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}.$$

Для нержавеющей сталей термическое сопротивление окисной пленки не превышает $1 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$ [10], примем это значение в нашем расчете.

Коэффициент теплопередачи на экономайзерном участке:

$$k_{эк} = \left[\frac{1}{\alpha_{1ВХ}^{эк}} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + 2 \cdot R_{ок} + \frac{1}{\alpha_{2ВХ}^{эк}} \right]^{-1};$$

$$k_{эк} = \left[\frac{1}{29867} + \frac{1,5 \cdot 10^{-3}}{18,5} + 2 \cdot 10^{-5} + \frac{1}{29181} \right]^{-1} = 5923 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

Средний логарифмический температурный напор на экономайзерном участке составляет:

$$\Delta t_{ср}^{эк} = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{\ln \left(\frac{\Delta t_6}{\Delta t_m} \right)} = \frac{(293 - 257) - (296 - 289,6)}{\ln \left(\frac{293 - 257}{296 - 289,6} \right)} = 17^\circ\text{C}.$$

Наконец, можно вычислить площадь теплопередающей поверхности экономайзерного участка (с учетом запаса в 15%):

$$S_{эк} = k \cdot \frac{Q_{эк}}{\Delta t_{ср}^{эк} \cdot k_{эк}} = 1,15 \cdot \frac{99992}{17 \cdot 5923} = 1134 \text{ м}^2.$$

Испарительный участок

Аналогичным образом проведем расчет испарительного участка. Число трубок останется тем же. Особенность расчета коэффициента теплоотдачи от стенки к рабочему телу заключается в том, что следует использовать формулы для процесса кипения в большом объеме. Коэффициент теплопередачи меняется сильнее, чем на экономайзером участке. Чтобы был запас по площади, будем вести расчет для параметров входа.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке определим по формуле Михеева:

$$\alpha_1 = 0,021 \cdot \frac{\lambda}{d_{\text{ВН}}} \cdot Re^{0.8} \cdot Pr^{0.43}.$$

Число Рейнольдса теплоносителя на входе в испарительный участок:

$$Re_{1\text{ВХ}}^{\text{И}} = \frac{w_{1\text{ВХ}}^{\text{И}} \cdot d_{\text{ВН}} \cdot \rho_{1\text{ВХ}}^{\text{И}}}{\mu_{1\text{ВХ}}^{\text{И}}}.$$

$$\rho_{1\text{ВХ}}^{\text{И}} = f(t'_{1\text{И}}; p_1) = 680,9 \frac{\text{КГ}}{\text{М}^3}; \mu_{1\text{ВХ}}^{\text{И}} = f(t'_{1\text{И}}; p_1) = 8,06 \cdot 10^{-5} \text{Па} \cdot \text{с};$$

$$w_{1\text{ВХ}}^{\text{И}} = \frac{G_{\text{ТН}}}{\rho_{1\text{ВХ}}^{\text{И}} \cdot n_{\text{Тр}} \cdot f_{\text{Тр}}} = \frac{6376}{680,9 \cdot 14500 \cdot 132,7 \cdot 10^{-6}} = 4,87 \text{ м/с};$$

$$Re_{1\text{ВХ}}^{\text{И}} = \frac{4,87 \cdot 13 \cdot 10^{-3} \cdot 680,9}{8,06 \cdot 10^{-5}} = 5,34 \cdot 10^5.$$

Другие параметры теплоносителя в рассматриваемом сечении:

$$\lambda_{1\text{ВХ}}^{\text{И}} = f(t'_{1\text{И}}; p_1) = 0,52 \frac{\text{Вт}}{\text{М} \cdot \text{К}}; Pr_{1\text{ВХ}}^{\text{И}} = f(t'_{1\text{И}}; p_1) = 0,950;$$

Найдем искомую величину:

$$\alpha_{1\text{ВХ}}^{\text{И}} = 0,021 \cdot \frac{0,52}{13 \cdot 10^{-3}} \cdot (5,34 \cdot 10^5)^{0.8} \cdot (0,950)^{0.43} = 31361 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}.$$

Теплоотдача от стенки к рабочему телу в испарителе ПГ происходит в условиях кипения в большом объеме. Поэтому согласно рекомендациям [6] выбираем следующую формулу для расчета коэффициента теплоотдачи рабочего тела (формула ЦКТИ):

$$\alpha_{2\text{ВХ}}^{\text{И}} = 4,32 \cdot (p_2^{0,14} + 1,28 \cdot 10^{-2} \cdot p_2^2) \cdot q^{0,7},$$

где q – плотность теплового потока, Вт/м²;

p_2 – давление рабочего тела, МПа.

Это уравнение решают методом последовательных итераций: ориентировочно задаются значением $q = q'$, рассчитывают значение α'_2 и k'_2 , затем определяют $q'' = k'_2 \cdot \Delta t$. Если выполняется условие $0,95 \leq \frac{q'}{q''} \leq 1,05$, то расчет заканчивается. Если условие не выполняется, то расчет продолжается и в качестве нового значения q принимается q'' .

						Лист
					ФЮРА.XXXXXX.001 ПЗ	61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для первой итерации величина q' может быть принята равной:

$$q' = (0,7 \div 0,8) \cdot \Delta t \cdot \left[\frac{1}{\alpha_{1ВХ}^И} + \frac{\delta_{СТ}}{\lambda_{СТ}} + 2 \cdot R_{ОК} \right]^{-1}.$$

Вспоминаем из пункта 1.3.3.2 значения теплопроводности:

$$\lambda_{СТ}(200^{\circ}\text{C}) = 18 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}};$$

$$\lambda_{СТ}(300^{\circ}\text{C}) = 19 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}.$$

Приближенно примем:

$$\lambda_{СТ} = 19 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}.$$

Температурный напор на входе в испарительный участок:

$$\Delta t_{ВХ}^И = t'_{1И} - t_{S2} = 320,3 - 289,6 = 30,7^{\circ}\text{C}.$$

Плотность теплового потока на входном участке испарителя для первой итерации без учета теплоотдачи от стенки к рабочему телу составляет:

$$q' = 0,8 \cdot 30,7 \cdot \left[\frac{1}{31361} + \frac{1,5 \cdot 10^{-3}}{19} + 2 \cdot 10^{-5} \right]^{-1} = 187509 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}.$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки к рабочему телу на входном участке испарителя для первой итерации составляет:

$$\alpha_{2ВХ}^И ' = 4,32 \cdot (7,4^{0,14} + 1,28 \cdot 10^{-2} \cdot 7,4^2) \cdot 187509^{0,7} = 42942 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}.$$

Коэффициент теплопередачи от стенки к рабочему телу на входном участке испарителя для первой итерации составляет:

$$k_{2ВХ}^И ' = \left[\frac{1}{\alpha_{1ВХ}^И} + \frac{\delta_{СТ}}{\lambda_{СТ}} + 2 \cdot R_{ОК} + \frac{1}{\alpha_{2ВХ}^И} \right]^{-1} =$$

$$= \left[\frac{1}{31361} + \frac{1,5 \cdot 10^{-3}}{19} + 2 \cdot 10^{-5} + \frac{1}{42942} \right]^{-1} = 6488 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}.$$

Плотность теплового потока на входном участке испарителя для первой итерации с учетом теплоотдачи от стенки к рабочему телу составляет:

$$q'' = k_{2ВХ}^И ' \cdot \Delta t_{ВХ}^И = 6488 \cdot 30,7 = 198971 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}.$$

Отношение рассчитанных плотностей тепловых потоков выходит за рамки, разница составила больше допустимых пяти процентов:

$$\frac{q'}{q''} = \frac{187509}{198971} = 0,942 \leq 0,95.$$

Произведем вторую итерацию, приняв $q' = q'' = 198971 \text{ Вт/м}^2$:

$$\alpha_{2\text{ВХ}}^{\text{и}'} = 4,32 \cdot (7,4^{0,14} + 1,28 \cdot 10^{-2} \cdot 7,4^2) \cdot 198971^{0,7} = 44763 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$k_{2\text{ВХ}}^{\text{и}'} = \left[\frac{1}{31361} + \frac{1,5 \cdot 10^{-3}}{19} + 2 \cdot 10^{-5} + \frac{1}{44763} \right]^{-1} = 6529 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$q'' = k_{2\text{ВХ}}^{\text{и}'} \cdot \Delta t_{\text{ВХ}}^{\text{и}} = 6529 \cdot 30,7 = 200201 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2};$$

$$\frac{q'}{q''} = \frac{198971}{200201} = 0,994 \leq 1,05.$$

Итерационный расчет окончен. Коэффициент теплопередачи от стенки к рабочему телу на входном участке испарителя составляет:

$$k_{\text{и}} = 6529 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}.$$

Средний логарифмический температурный напор на испарительном участке составляет:

$$\Delta t_{\text{ср}}^{\text{и}} = \frac{\Delta t_{\text{б}} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln\left(\frac{\Delta t_{\text{б}}}{\Delta t_{\text{м}}}\right)} = \frac{(320,3 - 289,6) - (296 - 289,6)}{\ln\left(\frac{320,3 - 289,6}{296 - 289,6}\right)} = 15^{\circ}\text{C}.$$

Наконец, можно вычислить площадь теплопередающей поверхности испарительного участка (с учетом запаса в 15%):

$$S_{\text{и}} = \kappa \cdot \frac{Q_{\text{и}}}{\Delta t_{\text{ср}}^{\text{и}} \cdot k_{\text{и}}} = 1,15 \cdot \frac{871419}{15 \cdot 6529} = 9920 \text{ м}^2.$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Пароперегревательный участок

Произведем аналогичный расчет.

$$\rho_{1\text{ВХ}}^{\text{пе}} = f(t'_1; p_1) = 676,3 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \mu_{1\text{ВХ}}^{\text{пе}} = f(t'_1; p_1) = 8 \cdot 10^{-5} \text{Па} \cdot \text{с};$$

$$w_{1\text{ВХ}}^{\text{пе}} = \frac{G_{\text{ТН}}}{\rho_{1\text{ВХ}}^{\text{пе}} \cdot n_{\text{ТР}} \cdot f_{\text{ТР}}} = \frac{6376}{676,3 \cdot 14500 \cdot 132,7 \cdot 10^{-6}} = 4,9 \text{ м/с};$$

$$Re_{1\text{ВХ}}^{\text{пе}} = \frac{w_{1\text{ВХ}}^{\text{пе}} \cdot d_{\text{ВН}} \cdot \rho_{1\text{ВХ}}^{\text{пе}}}{\mu_{1\text{ВХ}}^{\text{пе}}} = \frac{4,9 \cdot 13 \cdot 10^{-3} \cdot 676,3}{8 \cdot 10^{-5}} = 5,39 \cdot 10^5;$$

$$\lambda_{1\text{ВХ}}^{\text{пе}} = f(t'_1; p_1) = 0,516 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; Pr_{1\text{ВХ}}^{\text{пе}} = f(t'_1; p_1) = 0,961;$$

$$\alpha_{1\text{ВХ}}^{\text{пе}} = 0,021 \cdot \frac{0,516}{13 \cdot 10^{-3}} \cdot (5,39 \cdot 10^5)^{0,8} \cdot (0,961)^{0,43} = 31511 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}.$$

$$w_{2\text{ВЫХ}}^{\text{пе}} = 2 \frac{\text{м}}{\text{с}} \text{ (принимаем);}$$

$$\rho_{2\text{ВЫХ}}^{\text{пе}} = f(t''_2; p_2) = 34 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \mu_{2\text{ВЫХ}}^{\text{пе}} = f(t''_2; p_2) = 2 \cdot 10^{-5} \text{Па} \cdot \text{с};$$

$$\lambda_{2\text{ВЫХ}}^{\text{пе}} = f(t''_2; p_2) = 0,06 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; Pr_{2\text{ВЫХ}}^{\text{пе}} = f(t''_2; p_2) = 1,3;$$

$$Re_{2\text{ВЫХ}}^{\text{пе}} = \frac{w_{2\text{ВЫХ}}^{\text{пе}} \cdot d_{\text{Г}} \cdot \rho_{2\text{ВЫХ}}^{\text{пе}}}{\mu_{2\text{ВЫХ}}^{\text{пе}}} = \frac{2 \cdot 0,026 \cdot 34}{2 \cdot 10^{-5}} = 87526;$$

$$\alpha_{2\text{ВЫХ}}^{\text{пе}} = 0,021 \cdot \frac{0,06}{26 \cdot 10^{-3}} \cdot (87526)^{0,8} \cdot (1,3)^{0,43} = 500 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$\lambda_{\text{СТ}} = 19,5 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}; k_{\text{пе}} = \left[\frac{1}{\alpha_{1\text{ВХ}}^{\text{пе}}} + \frac{\delta_{\text{СТ}}}{\lambda_{\text{СТ}}} + 2 \cdot R_{\text{ОК}} + \frac{1}{\alpha_{2\text{ВЫХ}}^{\text{пе}}} \right]^{-1};$$

$$k_{\text{пе}} = \left[\frac{1}{31511} + \frac{1,5 \cdot 10^{-3}}{19,5} + 2 \cdot 10^{-5} + \frac{1}{500} \right]^{-1} = 470 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}};$$

$$\Delta t_{\text{ср}}^{\text{пе}} = \frac{\Delta t_{\text{Г}} - \Delta t_{\text{М}}}{\ln \left(\frac{\Delta t_{\text{Г}}}{\Delta t_{\text{М}}} \right)} = \frac{(320,3 - 289,6) - (322 - 314,6)}{\ln \left(\frac{320,3 - 289,6}{322 - 314,6} \right)} = 16,4^{\circ}\text{C}.$$

$$S_{\text{пе}} = K \cdot \frac{Q_{\text{пе}}}{\Delta t_{\text{ср}}^{\text{пе}} \cdot k_{\text{пе}}} = 1,15 \cdot \frac{67486}{16,4 \cdot 470} = 10098 \text{ м}^2.$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

2.3.4 Конструкторский расчет ПГ

Осушение пароводяной смеси происходит в два этапа: за счет осадительной сепарации в паровом объеме и в результате прохождения пара через жалюзийные сепараторы ЖС. Кроме этого над теплопередающей поверхностью устанавливают: погруженный дырчатый лист (щит) ПДЛ, предназначенный для выравнивания нагрузки зеркала испарения, и пароприемный потолок ПП за жалюзийным сепаратором, служащий для выравнивания нагрузки парового объема.

Целью конструкторского расчета горизонтального ПГ является определение основных габаритных размеров корпуса, геометрических характеристик коллекторов, дырчатых листов, жалюзийных сепараторов и т.д. при соблюдении рекомендуемых скоростей среды в элементах

Основные исходные данные к расчету:

- $G = 6376 \text{ кг/с}$ – массовый расход ТН;
- $D = 595 \text{ кг/с}$ – массовый расход рабочего тела в ПГ;
- $S_{1C} = 23\text{мм}$ - шаг между отверстиями в продольном направлении;
- $S_{2C}/2 = 19 \text{ мм}$ - шаг между отверстиями в поперечном направлении;
- $m = \frac{S_{2C}}{S_{1C}}$.

2.3.5 Расчет сепарации и водного режима

В горизонтальных ПГ АЭС разделение пароводяной смеси происходит за счет осадительной сепарации в паровом объеме, а окончательная осушка пара – в жалюзийных сепараторах (ЖС). Влажность пара после сепараторов не должна превышать 0.2 – 0.25 %.

Для равномерного распределения пара в объеме над теплопередающей поверхностью устанавливают дырчатые листы (щиты):

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

- в водяном объеме над трубным пучком – погруженный дырчатый лист (ПДЛ);
- в паровом объеме за жалюзийным сепаратором – пароприемный потолок.

Целью расчета сепарации является определение основных характеристик дырчатых листов и жалюзийных сепараторов при соблюдении допустимого уровня соответствующих скоростей, обеспечивающих необходимую сухость пара на выходе ПГ.

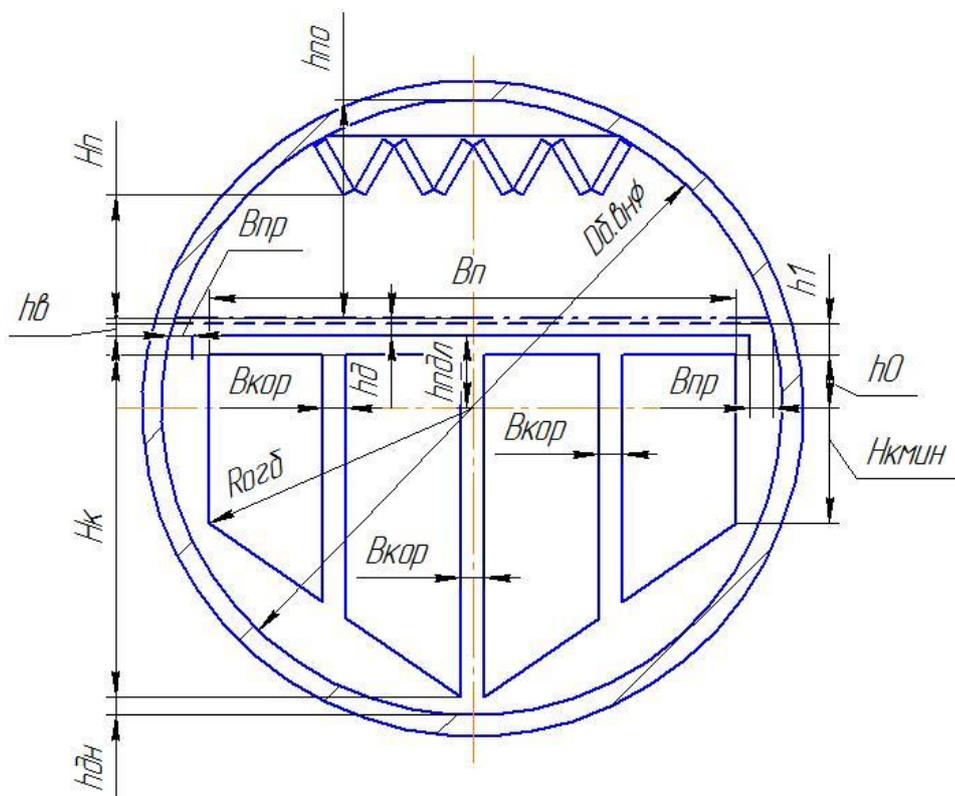


Рисунок 13 – Схематическое распределение высот по ПГ.

2.4 Расчет ядерного реактора

2.4.1 Обоснование конструкции реакторной установки

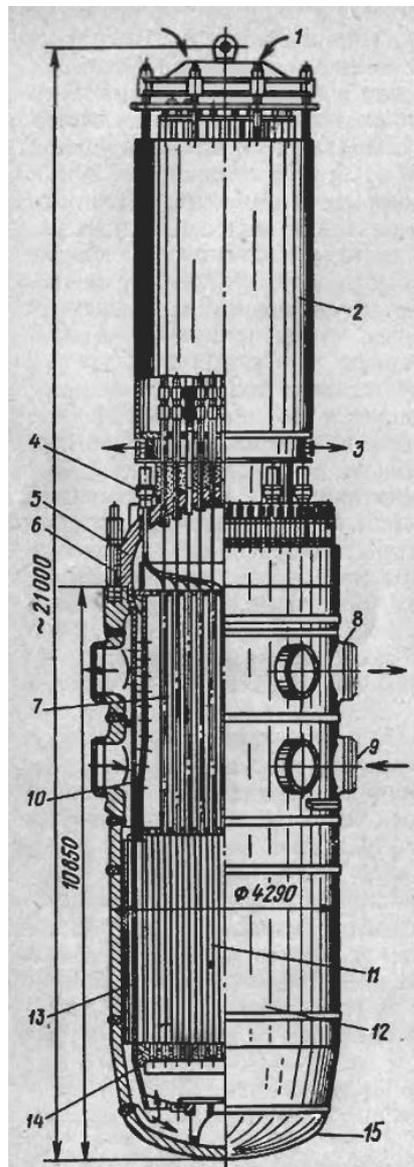


Рисунок 14 – Общий вид реактора ВВЭР-1000 [11, с.42]:

1, 3 – подвод и отвод охлаждающего воздуха; 2 – верхний блок с приводами СУЗ; 4 – штуцер для подвода коммуникаций внутриреакторных измерений; 5 – съемная крышка; 6 – шпильки крепления крышки с корпусом; 7 – верхний блок защитных труб с перфорированной обечайкой; 8, 9 – патрубки теплоносителя; 10 – подвесная шахта; 11 – активная зона; 12 – корпус реактора; 13 – тепловой экран; 14 – нижняя опорная решетка; 15 – эллиптическое днище

									Лист
									67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ				

При разработке будем ориентироваться на реакторную установку так называемой «большой серии», ВВЭР-1000/В-320. За прототип тепловыделяющей сборки примем ТВС-2М.

В проекте выбраны материалы, используемые в прототипе. Топливные таблетки – диоксид урана, керамическое топливо. Оболочка твэл – сплав Э110 (Zr-1%Nb). Из этого же сплава сделаны дистанционирующие решетки, а также центральный и направляющие каналы. Головка и хвостовик ТВС выполнены из стали марки 08Х18Н10Т. В качестве материала корпуса реактора используется легированная углеродистая сталь 15Х2НМФА. Шахта внутрикорпусная и выгородка реактора выполняются из нержавеющей стали 08Х18Н10Т.

2.4.2 Определение основных геометрических характеристик

Первым шагом следует определить объем активной зоны проектируемого реактора. Это есть отношение тепловой тепловой мощности к удельному объемному энерговыделению. Тепловую мощность реактора определим с помощью значений, полученных в расчете парогенератора:

$$N_T = G_{ТН} \cdot (h_1' - h_1'') \cdot n_{петель} = 6376 \cdot (1464 - 1300) \cdot 4 = 4198 \text{ МВт.}$$

Так как удельное энерговыделение не задано, его принимают равным из промежутка 80...110 МВт/м³. Средняя объемная энергонапряженность активной зоны реактора ВВЭР-1000 [11, с.47]:

$$W' = 110 \text{ кВт/л} = 110 \text{ МВт/м}^3.$$

Примем в расчетах значение:

$$W = 105 \text{ МВт/м}^3.$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Объем активной зоны:

$$V = \frac{N_T}{W} = \frac{4198}{105} = 38,16 \text{ м}^3.$$

Высоту активной зоны примем по прототипу ТВС-2М [13, с.544]:

$$H_0 = 3730 \text{ мм.}$$

Тогда эквивалентный диаметр активной зоны цилиндрической формы примет значение:

$$D_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot H_0}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 38,16}{\pi \cdot 3,73}} = 3,6 \text{ м.}$$

Следующим шагом следует вычислить площадь, занимаемую одной ячейкой. Размер «под ключ» и ширину водяного зазора между ТВС примем в соответствии с прототипной ТВС:

$$h_{\text{кл}} = 235 \text{ мм; } \delta_{\text{вз}} = 2 \text{ мм.}$$

Площадь одной ячейки с учетом водяного зазора примет значение:

$$f_{\text{яч}} = 6 \cdot \sqrt{\frac{1}{3}} \cdot \left(\frac{h_{\text{кл}} + \delta_{\text{вз}}}{2}\right)^2 = 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \left(\frac{235 + 2}{2}\right)^2 = 0,048644 \text{ м}^2.$$

Число ячеек в активной зоне (у прототипа ВВЭР-1000 163 ТВС):

$$n_{\text{яч}} = \frac{\pi \cdot D_0^2}{4 \cdot f_{\text{яч}}} = \frac{\pi \cdot 3,6^2}{4 \cdot 0,048644} = 209.$$

Строим в масштабе эскиз активной зоны. По эскизу можно наблюдать симметричное расположение ячеек. Такая симметрия получилась благодаря правильному подбору величины энергонапряженности, которая является варьируемой.

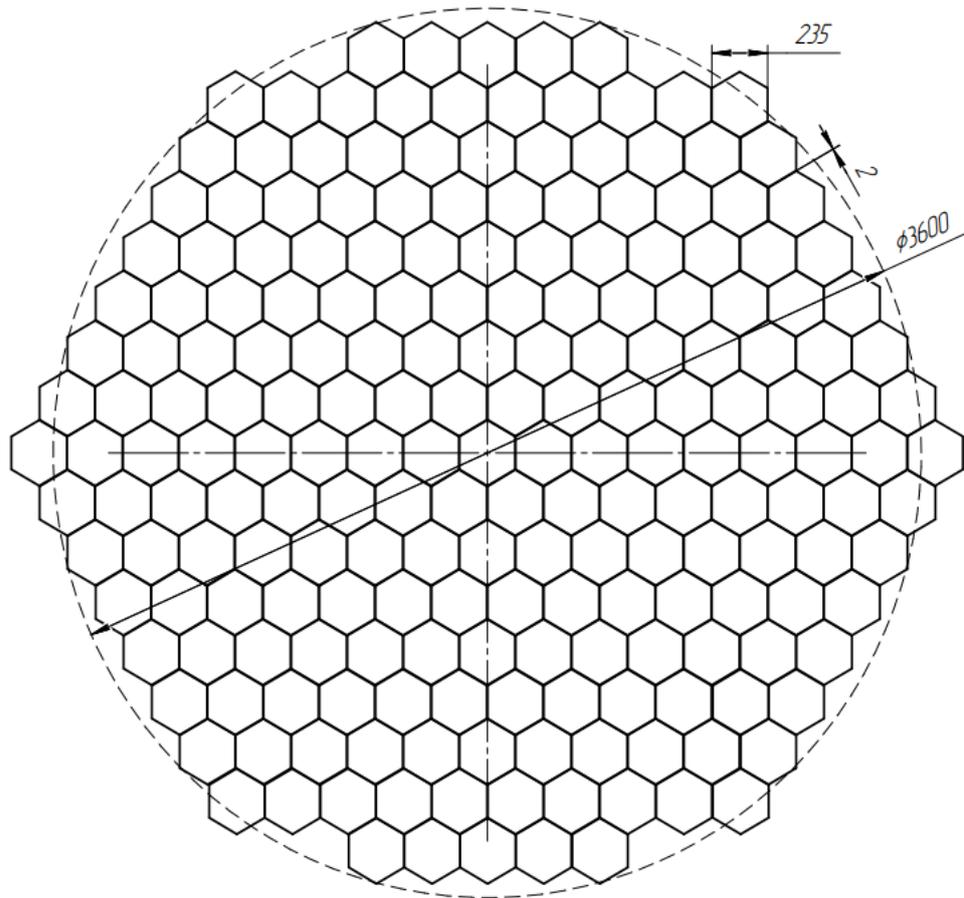


Рисунок 15 – Эскиз активной зоны реактора

По прототипу принимаем следующие технические характеристики для ТВС [12, с.55].

Таблица 2.4.1 – Технические характеристики ТВС

Характеристика	Значение
Число ТВЭЛОВ, $n_{ТВЭЛ}$	312
Число направляющих каналов для пЭЛОВ, $n_{НК}$	18
Число центральных каркасных трубок, $n_{ЦТ}$	1
Наружный диаметр ТВЭЛА $d_{нар}$, мм	9,1
Наружный диаметр направляющих каналов $d_{НК}$, мм	12,6
Наружный диаметр центральной трубки $d_{ЦТ}$, мм	13,0

Проходное сечение для теплоносителя в одной ячейке:

$$s_{яч} = f_{яч} - \frac{\pi}{4} \cdot (n_{ТВЭЛ} \cdot d_{нар}^2 + n_{НК} \cdot d_{НК}^2 + n_{ЦТ} \cdot d_{ЦТ}^2) =$$

$$= 0,048644 - \frac{\pi}{4} \cdot (312 \cdot 9,1^2 + 18 \cdot 12,6^2 + 1 \cdot 13,0^2) \cdot 10^{-6} =$$

$$= 0,026 \text{ м}^2.$$

При продольном обтекании пучка твэлов в качестве характерного размера используют гидравлический диаметр бесконечной решетки стержней (твэлов). Гидравлический диаметр бесконечной решетки в случае правильной треугольной решетки равен:

$$d_r = d_{\text{нар}} \left(\frac{2 \cdot \sqrt{3} \cdot x^2}{\pi} - 1 \right) = 9,1 \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 1,401^2}{\pi} - 1 \right) = 0,0106 \text{ м},$$

где $x = a/d_{\text{нар}} = 12,75/9,1 = 1,401$ – относительный шаг.

2.4.3 Определение параметров теплоносителя

Расход теплоносителя:

$$G = \frac{N_T}{h_{\text{ВЫХ}} - h_{\text{ВХ}}} = \frac{4198 \cdot 1000}{1464 - 1300} = 25504 \frac{\text{КГ}}{\text{С}}.$$

Стоит упомянуть, что в прототипном реакторе расход теплоносителя составляет 84800 м³/ч, что равнозначно 23555,6 кг/с.

Тепловой поток по высоте активной зоны симметричен, следовательно, температуру в центральном сечении определим, как среднеарифметическое значение температуры на входе и на выходе из активной зоны.

$$t_{\text{ср}} = \frac{t_{\text{ВХ}} + t_{\text{ВЫХ}}}{2} = \frac{293 + 322}{2} = 307,5^\circ\text{С}.$$

Плотность теплоносителя при средней температуре:

$$\rho_{\text{ср}} = f(16 \text{ МПа}; 307,5^\circ\text{С}) = 712 \frac{\text{КГ}}{\text{М}^3}.$$

Используя уравнение неразрывности, можно определить скорость, с которой теплоноситель движется вдоль пучка твэлов. Средняя скорость теплоносителя в активной зоне:

$$w = \frac{G}{S_{\text{яч}} \cdot n_{\text{яч}} \cdot \rho_{\text{ср}}} = \frac{25504}{0,026 \cdot 209 \cdot 712} = 6,1 \frac{\text{М}}{\text{С}}.$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

В реакторах ВВЭР ограничивается величина предельной скорости теплоносителя. По условиям возникновения вибрации твэлов в ТВС и недопустимых динамических нагрузок на элементы конструкции активной зоны она не должна превышать 5,5...7 м/с. В прототипном реакторе скорость составляет 6,1 м/с.

2.4.4 Теплотехнический расчет

Целью подраздела является проверка проектируемого реактора на теплотехническую надежность. Последнее является свойством реактора в течение заданного времени сохранять нормальный теплоотвод от твэлов. Для большинства реакторов с водой в качестве теплоносителя основным и, как правило, единственным ограничением является минимальный запас до кризиса теплообмена в канале, который на современном уровне точности расчетных методик оценивается величиной $k_{\text{зап}}^{\text{мин}} \geq 1,2 \dots 1,3$. Сам коэффициент определяется величиной критического теплового потока, который следует вычислить.

Эффективная высота активной зоны учитывает влияние отражателя, благодаря которому значительно уменьшается утечка нейтронов из активной зоны. С применением отражателя есть возможность уменьшить критические размеры активной зоны. Эффективную добавку принимаем по прототипу $\delta_{\text{эф}} = 0,08$ м [11, с.323].

Тогда высота с учетом эффективной добавки:

$$H = H_0 + 2 \cdot \delta_{\text{эф}} = 3,73 + 2 \cdot 0,08 = 3,89 \text{ м.}$$

Рассчитаем аксиальный коэффициент неравномерности [11, с.146]:

$$k_z = \frac{\pi \cdot H_0}{2 \cdot H \cdot \sin\left(\frac{\pi \cdot H_0}{2 \cdot H}\right)} = \frac{\pi \cdot 3,73}{2 \cdot 3,89 \cdot \sin\left(\frac{\pi \cdot 3,73}{2 \cdot 3,89}\right)} = 1,509.$$

Остальные коэффициенты неравномерности принимаем для ВВЭР-1000 на начало кампании [14, с.163].

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

$k_r k_E = 1,35$ – радиальный коэффициент, учитывающий кассеты с различным обогащением или различной глубиной выгорания;

$k_T = 1,15$ – коэффициент, учитывающий неравномерность энерговыделения по ТВС.

Тогда коэффициент неравномерности по объему активной зоны определится следующим образом:

$$k_v = k_z k_r k_E k_T = 1,509 \cdot 1,35 \cdot 1,15 = 2,343.$$

В дальнейшем будем вести расчеты только для максимально нагруженного твэла. Линейный тепловой поток максимально нагруженного твэла в центральном сечении:

$$q_{l0}^{max} = \frac{N_T \cdot k_v}{H_0 \cdot n_{яч} \cdot n_{ТВЭЛ}} = \frac{4198 \cdot 1000 \cdot 2,343}{3,73 \cdot 209 \cdot 312} = 40,44 \frac{\text{кВт}}{\text{м}}.$$

Плотность теплового потока:

$$q_{s0}^{max} = \chi \frac{q_{l0}^{max}}{\pi \cdot d_{нар}} = 0,94 \frac{40,44}{\pi \cdot 9,1 \cdot 10^{-3}} = 1329,7 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2},$$

где $\chi = 0,94$ коэффициент, учитывающий энерговыделение в твэле [11, с.161].

Расход теплоносителя в расчете на один твэл:

$$g = \frac{G}{n_{яч} \cdot n_{ТВЭЛ}} = \frac{25504}{209 \cdot 312} = 0,39 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Рассчитаем коэффициент теплоотдачи. Критерий Нуссельта – есть безразмерный коэффициент теплоотдачи, определяется с помощью эмпирических формул. Для пучка стержней в треугольной упаковке справедлива формула [7, с.55]:

$$Nu = A Re^{0,8} Pr^{0,4},$$

где

$$\begin{aligned} A &= 0,0165 + 0,02 \cdot (1 - 0,91 \cdot x^{-2}) \cdot x^{0,15} \\ &= 0,0165 + 0,02 \cdot (1 - 0,91 \cdot 1,401^{-2}) \cdot 1,401^{0,15} = 0,0278. \end{aligned}$$

Теплофизические свойства воды по средней температуре:

$$\nu = f(16 \text{ МПа}; 307,5^\circ\text{C}) = 1,2 \cdot 10^{-7} \frac{\text{м}^2}{\text{с}};$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

$$Pr = f(16 \text{ МПа}; 307,5^\circ\text{C}) = 0,885;$$

$$\lambda = f(16 \text{ МПа}; 307,5^\circ\text{C}) = 0,547 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}},$$

где

ν – коэффициент кинематической вязкости;

Pr – критерий Прандтля;

λ – коэффициент теплопроводности.

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{d_r \cdot w}{\nu} = \frac{0,0106 \cdot 6,1}{1,2 \cdot 10^{-7}} = 580574.$$

Число Нуссельта:

$$Nu = 0,0278 \cdot 580574^{0,8} \cdot 0,885^{0,4} = 1081.$$

Коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha = \frac{Nu \cdot \lambda}{d_r} = \frac{1081 \cdot 0,547}{0,0106} = 55736 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

После вычисления коэффициента теплоотдачи можно найти значение температуры поверхности твэла. Тепловой периметр твэла:

$$\Pi_{\text{ТВЭла}} = \pi \cdot d_{\text{нар}} = \pi \cdot 9,1 \cdot 10^{-3} = 0,0286 \text{ м}.$$

Температурный перепад между наружной поверхностью оболочки твэла и теплоносителем:

$$\Delta T_\alpha = \chi \frac{q_{\text{ло}}^{\text{max}}}{\Pi_{\text{ТВЭла}} \cdot \alpha} = 0,94 \frac{40,44 \cdot 1000}{0,0286 \cdot 55736} = 23,9^\circ\text{C}.$$

Температура наружной поверхности оболочки твэла:

$$T_{\text{об.нар}} = T_{\text{ср}} + \Delta T_\alpha = 307,5 + 23,9 = 331^\circ\text{C}.$$

Температура наружной поверхности оболочки твэла не превышает предельно допустимую температуру, при которой интенсивно начинает протекать паро-циркониевая реакция и ухудшается прочность $T = 400^\circ\text{C}$ [11, с.34]. Дальнейший расчет будет итерационным, поэтому лучше его автоматизировать. Примем в начальном приближении среднюю температуру оболочки твэла:

									Лист
									74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$T_{об} = 350^{\circ}\text{C}.$$

Толщину оболочки твэла принимаем по прототипу [13, с.540]:

$$\delta_{об} = 0,57 \text{ мм}.$$

Коэффициент теплопроводности для сплава Э-110 можно найти по аппроксимационной формуле [15, с.160].

$$\begin{aligned} \lambda_{об} &= 23,5 - 0,0192 \cdot (T_{об} + 273,15) + 1,68 \cdot 10^{-5} \cdot (T_{об} + 273,15)^2 = \\ &= 23,5 - 0,0192 \cdot (350 + 273,15) + 1,68 \cdot 10^{-5} \cdot (350 + 273,15)^2 = 18,06 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}} \end{aligned}$$

Средний диаметр оболочки:

$$d_{об} = d_{нар} - \delta_{об} = 9,1 - 0,57 = 8,53 \text{ мм}.$$

Температура внутренней поверхности оболочки твэла:

$$T_{об.вн} = T_{об.нар} + \chi \frac{q_{i0}^{max} \cdot \delta_{об}}{\pi \cdot d_{об} \cdot \lambda_{об}} = 331 + 0,94 \frac{40,44 \cdot 1000 \cdot 0,57 \cdot 10^{-3}}{\pi \cdot 8,53 \cdot 10^{-3} \cdot 18,06} = 376^{\circ}\text{C}.$$

Проверяем среднюю температуру оболочки твэла:

$$T_{об} = \frac{T_{об.нар} + T_{об.вн}}{2} = \frac{331 + 376}{2} = 354^{\circ}\text{C}.$$

Принятое значение температуры практически совпадает с полученным, следовательно, расчет верный. В дальнейшем, при итерациях следует вычислять погрешность, которая не должна превышать 1%. Переходим к вычислению характерных температур таблеток диоксида урана.

Диаметр топливного сердечника принимаем $d_c = 7,8 \text{ мм}$ [13, с.540].

Диаметр внутренней стенки оболочки:

$$d_{вн} = d_{нар} - 2 \cdot \delta_{об} = 9,1 - 2 \cdot 0,57 = 7,96 \text{ мм}.$$

Величина газового зазора:

$$\delta_{гз} = \frac{d_{вн} - d_c}{2} = \frac{7,96 - 7,8}{2} = 0,08 \text{ мм}.$$

Отношение величины газового зазора к внутреннему диаметру оболочки:

$$\frac{\delta_{гз}}{d_{вн}} \cdot 100\% = \frac{0,08}{7,96} \cdot 100\% = 1,005\%.$$

Коэффициент проводимости контактного слоя определим по рисунку.

					ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

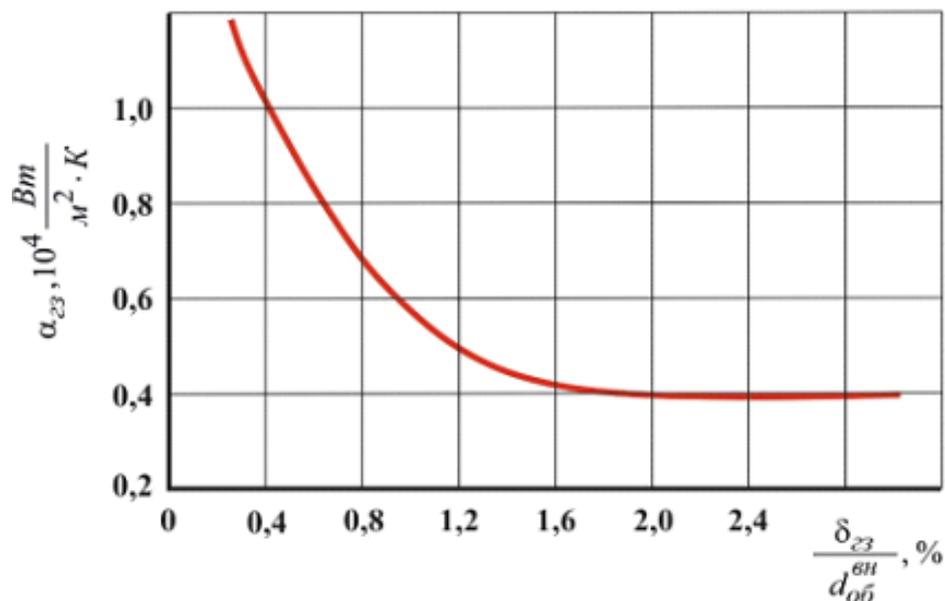


Рисунок 16 – Зависимость проводимости контактного слоя от отношения первоначального газового зазора к внутреннему диаметру

Из рисунка 16: $\alpha_{гз} = 0,57 \cdot 10^4 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$.

Температура наружной поверхности топливного сердечника:

$$T_{с.нар} = T_{об.вн} + \chi \frac{q_{l0}^{max}}{\pi \cdot d_c \cdot \alpha_{гз}} = 376 + 0,94 \frac{40,44 \cdot 1000}{\pi \cdot 7,8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,57 \cdot 10^4} = 648 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Температуру на внутренней поверхности сердечника в первом приближении примем $T_{с.вн} = 1650^\circ\text{C}$. Эффективная температура топлива:

$$T_c = T_{с.нар} + 0,4 \cdot (T_{с.вн} - T_{с.нар}) = 648 + 0,4 \cdot (1650 - 648) = 1049^\circ\text{C}.$$

Теплопроводность диоксида урана с плотностью 95% от теоретической найдем по аппроксимационной формуле [15, с.40]:

$$\begin{aligned} \lambda_c &= \frac{100}{7,5408 + 17,692 \cdot \tau + 3,6142 \cdot \tau^2} \\ &\quad + \frac{6400}{\tau^2} \exp\left(-\frac{16,35}{\tau}\right) = \\ &= \frac{100}{7,5408 + 17,692 \cdot 1,32 + 3,6142 \cdot 1,32^2} \\ &\quad + \frac{6400}{1,32^2} \exp\left(-\frac{16,35}{1,32}\right) = 2,7 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}, \end{aligned}$$

где

$$\tau = \frac{T_c + 273,15}{1000} = 1,32 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Диаметр центрального отверстия принимаем $d_0 = 1,2$ мм [13, с.540].

Температура внутренней поверхности топливного сердечника:

$$\begin{aligned} T_{\text{с.вн}} &= T_{\text{с.нар}} + \chi \frac{q_{l0}^{\text{max}}}{4 \cdot \pi \cdot \lambda_c} \cdot \left[1 - \frac{2 \cdot d_0^2}{d_c^2 - d_0^2} \cdot \ln \left(\frac{d_c}{d_0} \right) \right] \\ &= 648 + 0,94 \frac{40,44 \cdot 1000}{4 \cdot \pi \cdot 2,7} \cdot \left[1 - \frac{2 \cdot 1,2^2}{7,8^2 - 1,2^2} \cdot \ln \left(\frac{7,8}{1,2} \right) \right] \\ &= 1668 \text{ } ^\circ\text{C}. \end{aligned}$$

Пересчитываем эффективную температуру топливного сердечника:

$$T_c = T_{\text{с.нар}} + 0,4 \cdot (T_{\text{с.вн}} - T_{\text{с.нар}}) = 648 + 0,4 \cdot (1668 - 648) = 1056 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Отклонение пересчитанной температуры от принятой в первом приближении:

$$\Delta = \left| \frac{1056 - 1049}{1056} \right| \cdot 100\% = 0,67\% < 1\%.$$

Отклонение принятого значения от пересчитанного меньше допустимого, следовательно, расчет приемлемый.

Температура на внутренней поверхности топливного сердечника не превышает температуру, при которой начинается интенсивный выход газообразных продуктов деления из топливной таблетки $T = 2600$ °С.

Тепловой поток, при котором происходит переход от пузырькового режима кипения к пленочному, называется критическим. Для водоохлаждаемых реакторов, давление теплоносителя в которых превосходит значение 10 МПа, критический поток можно определить по следующей формуле [11, с.238]:

$$q_{\text{кр}} = \frac{0,131 \cdot (1 - 0,286X)^{\frac{1}{3}}}{42 \cdot \left(1 + \frac{H_0}{3,54}\right)} \cdot r \rho' \left[g d_{\Gamma} (g a')^{\frac{1}{3}} \right]^{\frac{1}{3}} \cdot (Pr')^{\frac{1}{3}} \cdot Re^{\frac{1}{5}},$$

$$\text{где } X = x \left(\frac{(\rho w)^2 d_{\Gamma}}{\rho' \sigma} \right)^{\frac{1}{5}}, Re = \frac{\rho w d_{\Gamma}}{\mu'}.$$

					ФЮРА.XXXXXX.001 ПЗ	Лист 77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Параметры теплоносителя определим с помощью термодинамических таблиц:

$$\sigma = f(16 \text{ МПа}) = 4,17 \cdot 10^{-3} \frac{\text{Н}}{\text{м}}; \rho' = f(16 \text{ МПа}) = 585 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$a' = f(16 \text{ МПа}) = 79,97 \cdot 10^{-9} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}; r = f(16 \text{ МПа}) = 931 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$Pr' = f(16 \text{ МПа}) = 1,433; \mu' = f(16 \text{ МПа}) = 6,706 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с};$$

$$h' = f(16 \text{ МПа}) = 1650 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; h = f(16 \text{ МПа}; 307,5^\circ\text{C}) = 1379 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Относительная энтальпия:

$$x = \frac{h - h'}{r} = \frac{1379 - 1650}{931} = -0,29.$$

Массовая скорость:

$$\rho w = 712 \cdot 6,1 = 4343 \frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{с}}.$$

Обобщенное массовое паросодержание:

$$X = x \left(\frac{(\rho w)^2 d_\Gamma}{\rho' \sigma} \right)^{\frac{1}{5}} = -0,29 \cdot \left(\frac{4343^2 \cdot 0,0106}{585 \cdot 4,17 \cdot 10^{-3}} \right)^{\frac{1}{5}} = -2,885.$$

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{\rho w \cdot d_\Gamma}{\mu'} = \frac{4343 \cdot 0,0106}{6,706 \cdot 10^{-5}} = 742455.$$

Критическая плотность теплового потока:

$$q_{\text{кр}} = \frac{0,131 \cdot (1 - 0,286X)^{\frac{1}{3}}}{42 \cdot \left(1 + \frac{H_0}{3,54}\right)} \cdot r \rho' \left[g d_\Gamma (g a')^{\frac{1}{3}} \right]^{\frac{1}{3}} \cdot (Pr')^{\frac{1}{3}} \cdot Re^{\frac{1}{5}}$$

$$= \frac{0,131 \cdot (1 - 0,286 \cdot (-2,885))^{\frac{1}{3}}}{42 \cdot \left(1 + \frac{3,73}{3,54}\right)} \cdot 931 \cdot 585$$

$$\cdot \left[9,81 \cdot 0,0106 \cdot (9,81 \cdot 7,997 \cdot 10^{-8})^{\frac{1}{3}} \right]^{\frac{1}{3}} \cdot (1,433)^{\frac{1}{3}} \cdot 742455^{\frac{1}{5}}$$

$$= 1781,8 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}.$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Коэффициент запаса до кризиса:

$$k_{\text{зап}} = \frac{q_{\text{кр}}}{q_{s0}^{\text{max}}} = \frac{1781,8}{1329,7} = 1,34.$$

Коэффициент запаса до кризиса выше минимально допустимого $k_{\text{зап}} = 1,2 \div 1,3$, а это значит, что активная зона отвечает требованиям теплотехнической надежности, в расчете на среднюю температуру теплоносителя.

2.4.5 Расчет параметров по высоте активной зоны

Линейный тепловой поток по высоте твэла изменяется в соответствии с косинусоидальным законом:

$$q_l(z) = q_{l0} \cdot \cos\left(\frac{\pi \cdot z}{H}\right).$$

Теплота, переданная теплоносителю по высоте z :

$$Q_{\text{ТВЭЛ}}(z) = \frac{q_{l0} \cdot H}{\pi} \cdot \left(\sin\left(\frac{\pi \cdot z}{H}\right) + \sin\left(\frac{\pi \cdot H_0}{2 \cdot H}\right) \right).$$

Энтальпия теплоносителя и относительная энтальпия на высоте z :

$$h(z) = h_{\text{вх}} + \frac{Q_{\text{ТВЭЛ}}(z)}{g}, \quad x(z) = \frac{h(z) - h'}{r}.$$

Скорость в любой точке по высоте z :

$$w_{\text{ТН}}(z) = \frac{g \cdot n_{\text{ТВЭЛ}}}{s_{\text{ЯЧ}} \cdot \rho(z)},$$

Произведем условное разбиение высоты активной зоны на 8 участков, соответственно 9 ключевых точек. Вычислим в этих точках необходимые параметры, присущие максимально нагруженному твэлу и среднему твэлу. Результаты отобразим в таблицах.

Напомним, что линейный тепловой поток в центральном сечении максимально нагруженного твэла равен:

$$q_{l0}^{\text{max}} = \frac{N_{\text{Т}} \cdot k_{\nu}}{H_0 \cdot n_{\text{ЯЧ}} \cdot n_{\text{ТВЭЛ}}} = \frac{4198 \cdot 1000 \cdot 2,343}{3,73 \cdot 209 \cdot 312} = 40,44 \frac{\text{кВт}}{\text{м}}.$$

									Лист
									79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Таблица 2.4.2 – Результаты расчётов на максимально напряженный твэл

Высота	q_l	x	$w_{ТН}$	$T_{ТН}$	$T_{об.нар}$	$T_{с.нар}$	$T_{с.вн}$
	кВт/м	–	м/с	°С			
0	2,6	-0,38	5,77	293	295	315	349
$H/8$	17,3	-0,36	5,86	295	306	441	727
$2H/8$	29,5	-0,33	5,9	300	318	549	1150
$3H/8$	37,6	-0,29	6,07	308	330	625	1525
$4H/8$	40,4	-0,24	6,10	316	339	656	1680
$5H/8$	37,6	-0,19	6,28	324	345	640	1553
$6H/8$	29,5	-0,14	6,46	330	346	578	1205
$7H/8$	17,3	-0,11	6,59	334	343	479	777
$8H/8$	2,6	-0,10	6,65	336	337	358	393

Для средненагруженного твэла расчет выполняется аналогично. Разница будет лишь в определении линейного теплового потока в центральном сечении:

$$q_{l0} = \frac{N_T \cdot k_z}{H_0 \cdot n_{яч} \cdot n_{ТВЭЛ}} = \frac{4198 \cdot 1000 \cdot 1,502}{3,73 \cdot 209 \cdot 312} = 25,9 \frac{\text{кВт}}{\text{м}}.$$

Таблица 2.4.3 – Результаты расчётов на средний твэл

Высота	q_l	x	$w_{ТН}$	$T_{ТН}$	$T_{об.нар}$	$T_{с.нар}$	$T_{с.вн}$
	кВт/м	–	м/с	°С			
0	1,7	-0,38	5,69	293	294	307	329
$H/8$	11,1	-0,37	5,71	294	301	388	554
$2H/8$	18,9	-0,35	5,77	298	309	457	780
$3H/8$	24,1	-0,32	5,85	303	317	506	955
$4H/8$	25,9	-0,29	5,94	308	323	526	1026
$5H/8$	24,1	-0,26	6,05	313	327	516	970
$6H/8$	18,9	-0,23	6,14	318	329	477	806
$7H/8$	11,1	-0,21	6,21	321	327	414	585
$8H/8$	1,7	-0,20	6,24	322	323	336	355

Таблица 2.4.4 – Результаты расчётов тепловых потоков

Высота	q_s^{max}	q_s^{cp}	$q_{кр}^{max}$	$q_{кр}^{cp}$	$k_{зап}^{max}$	$k_{зап}^{cp}$
	кВт/м ²		кВт/м ²		–	–
0	85,8	55,0	1643,3	1643,3	19,1414	29,8868
H/8	567,7	363,6	1636,7	1639,1	2,8827	4,5076
2H/8	970,1	621,3	1620,6	1628,9	1,6705	2,6218
3H/8	1236,5	791,9	1596,0	1613,8	1,2907	2,0378
4H/8	1329,7	851,6	1565,0	1595,3	1,1769	1,8733
5H/8	1236,5	791,9	1531,1	1575,7	1,2382	1,9896
6H/8	970,1	621,3	1499,4	1557,9	1,5456	2,5075
7H/8	567,7	363,6	1475,7	1545,0	2,5992	4,2491
8H/8	85,8	55,0	1465,3	1539,4	17,0681	27,9986

2.4.6 Построение графиков и анализ результатов

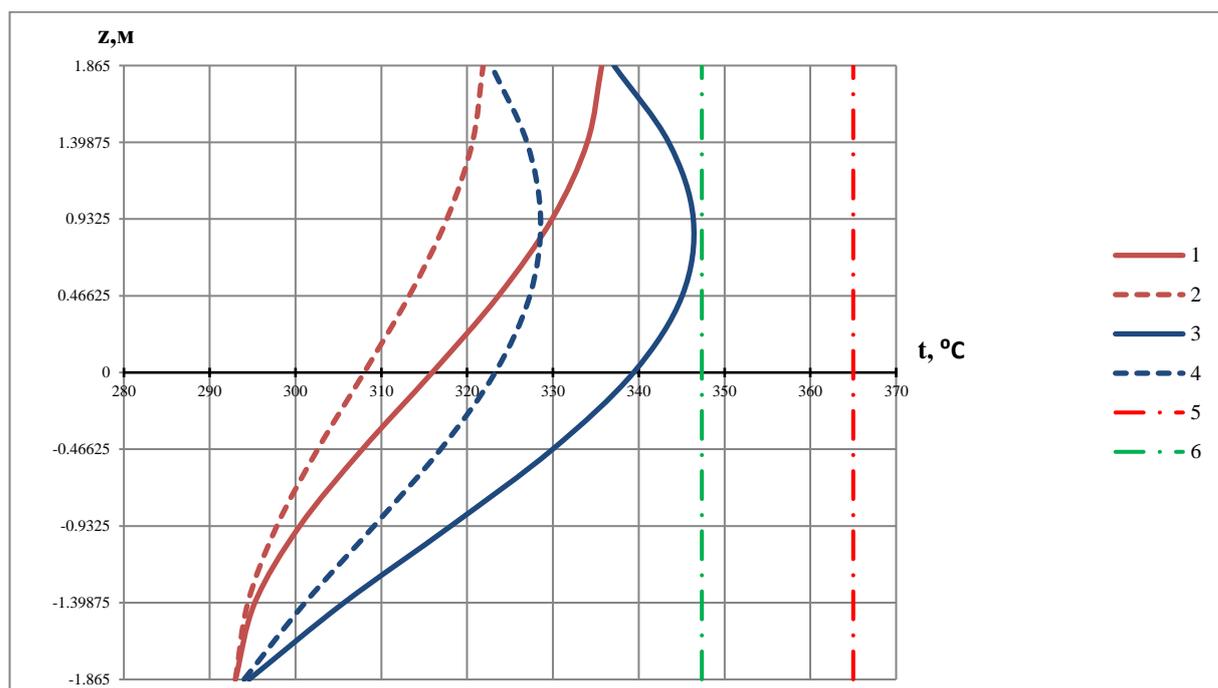


Рисунок 17 – Распределение характерных температур по высоте канала:

- 1) – Температура теплоносителя в расчете на максимально нагруженный ТВЭЛ;
- 2) – Температура теплоносителя в расчете на среднюю тепловую нагрузку;
- 3) – Температура наружной поверхности оболочки ТВЭЛа в расчете на максимально нагруженный ТВЭЛ;
- 4) – Температура наружной поверхности оболочки ТВЭЛа в расчете на среднюю тепловую нагрузку;
- 5) – Предельная температура теплоносителя на выходе и предельная температура поверхности оболочки ТВЭЛа;
- 6) – Температура насыщения теплоносителя.

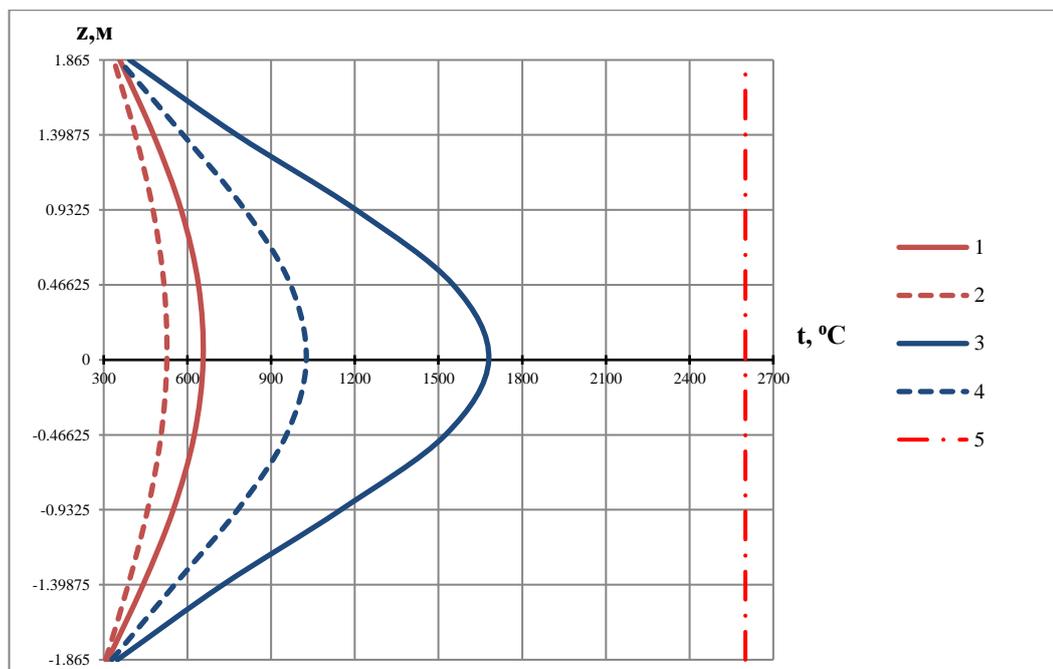


Рисунок 18 – Распределение характерных температур топливной композиции по высоте канала:

- 1) – Температура наружной поверхности топливного сердечника в расчете на максимально нагруженный ТВЭЛ;
- 2) – Температура наружной поверхности топливного сердечника в расчете на среднюю тепловую нагрузку;
- 3) – Температура внутренней поверхности сердечника в расчете на максимально нагруженный ТВЭЛ;
- 4) – Температура внутренней поверхности сердечника в расчете на среднюю тепловую нагрузку;
- 5) – Предельная температура топливного сердечника.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

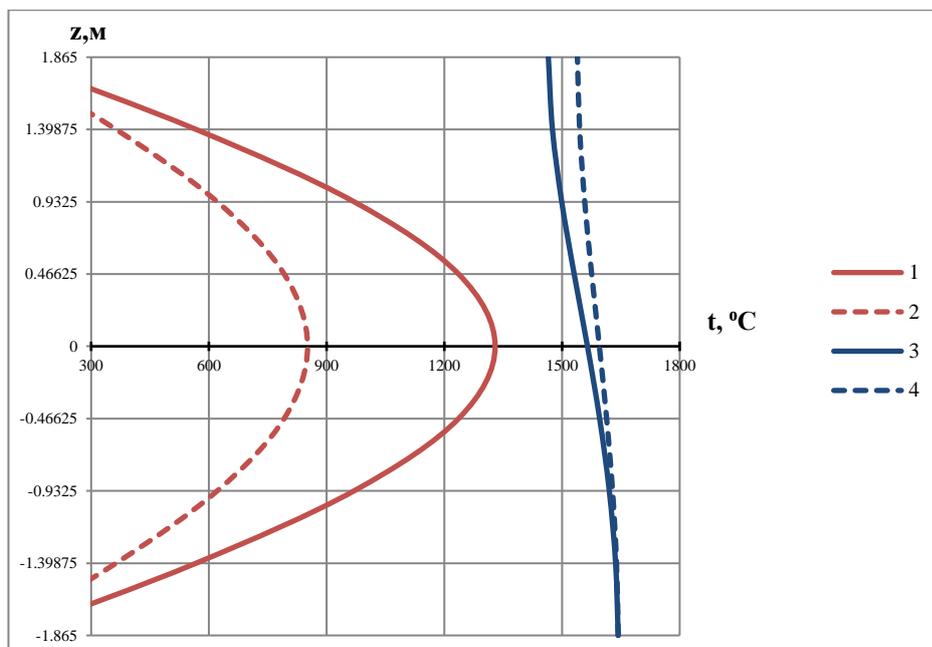


Рисунок 19 – Распределение тепловых потоков по высоте канала:

- 1) – Удельный тепловой поток в расчете на максимально нагруженный ТВЭЛ;
- 2) – Удельный тепловой поток в расчете на среднюю тепловую нагрузку;
- 3) – Критический тепловой поток в расчете на
максимально нагруженный ТВЭЛ;
- 4) – Критический тепловой поток в
расчете на среднюю тепловую нагрузку.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.XXXXXX.001 ПЗ

Лист

84

Выводы:

- Максимальная температура теплоносителя на выходе 336°C значение не превышает пределов $360\text{--}365^{\circ}\text{C}$, обусловленных допустимостью использования циркониевых сплавов в водной среде.
- Максимальное значение линейного теплового потока составляет 404 Вт/см , которое не превышает предельные 500 Вт/см (50 кВт/м).
- По всей высоте наблюдаются отрицательные значения относительной энтальпии, что свидетельствует о том, что кипение отсутствует. Отсутствие поверхностного кипения подтверждает так же тот факт, что на рисунке 1.4.4 линия 3 не пересекает линию 6.
- Максимальное значение скорости теплоносителя составляет $6,1\text{ м/с}$, которое не превышает предельные 7 м/с , обусловленные возникновением вибраций.
- Максимальная температура наружной поверхности оболочки 346°C , так же не превышает пределов $360\text{--}365^{\circ}\text{C}$, обусловленных допустимостью использования циркониевых сплавов в водной среде.
- Максимальная температура внутренней поверхности топливного сердечника составляет 1680°C , не превышающая предельной температуры керамического топлива 2600°C .
- Минимальный запас до кризиса теплообмена в максимально нагруженном канале составляет 27% , что лежит в допустимых пределах $20\text{--}30\%$.

По всем показателям активная зона отвечает требованиям теплотехнической надежности.

					<i>ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела является определение конкурентоспособности и рентабельности проводимой модернизации станции.

Планирование капиталовложений в ядерную часть энергоблока ВВЭР-1500

По имеющимся данным для двухблочной АЭС с реактором ВВЭР-1500 общие капитальные вложения составят:

$$K_{\text{АЭС}}(2 \text{ бл.}) = 4,9 \text{ млрд. евро} = 436,1 \text{ млрд. руб.},$$

(курс евра ЦБ РФ на декабрь 2020 г. 1 евро = 89 руб.)

Расчеты производим на 1 блок АЭС, поэтому:

$$K_{\text{бл}}^{1500} = \frac{K_{\text{АЭС}}}{2} = \frac{436,1}{2} = 218,05 \text{ млрд. руб.}$$

Удельные капиталовложения в блок АЭС:

$$K_{\text{уд}}^{1500} = \frac{K_{\text{бл}}^{1500}}{N} = \frac{218,05 \cdot 10^9}{1500 \cdot 10^3} = 145,367 \text{ тыс. руб /кВт} = 1991 \text{ дол /кВт.}$$

(курс доллара ЦБ РФ на декабрь 2020 г. 1 долл. = 73 руб.)

Определение годового расхода ядерного горючего

Годовой расход ядерного горючего:

$$V_{\text{год}} = \frac{Q_p \cdot 365 \cdot K_y}{\bar{B}},$$

где Q_p – тепловая мощность реактора, МВт; $K_y = h_y/8670$ – коэффициент использования установленной мощности АЭС; h_y – число часов установленной мощности (для АЭС принимается равным 6000 ÷ 7000 часов/год); \bar{B} – средняя глубина выгорания ядерного горючего (для АЭС с ВВЭР-1500 принимается равным 50000 ÷ 70000 МВт · сут/т).

Для АЭС с ВВЭР-1500:

$$V_{\text{год}} = \frac{4200 \cdot 365 \cdot \frac{6500}{8670}}{60000} = 19,15 \text{ т.}$$

									Лист
									86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Оценка стоимости ядерного горючего

Удельная стоимость ядерного топлива за период кампании с однородной топливной загрузкой:

$$\begin{aligned}\bar{C}_T &= \bar{C}_{\text{исх.пр.}} + \bar{C}_{\text{об}} + \bar{C}_{\text{изг}} + \bar{C}_{\text{тр}} = 90 + 700 + 160 + 3 = 953 \frac{\text{ДОЛЛ}}{\text{КГ}} \\ &= 69569 \frac{\text{руб}}{\text{кг}},\end{aligned}$$

где $\bar{C}_{\text{исх.пр.}}$ – удельная стоимость исходного продукта (природного урана) [16, с.196]; $\bar{C}_{\text{об}}$ – удельная стоимость обогащенного урана [16, с.239]; $\bar{C}_{\text{изг}}$ – удельная стоимость изготовления ТВС, включая стоимость конструкционных материалов [16, с.328]; $\bar{C}_{\text{тр}}$ – удельная стоимость транспортировки ТВС к АЭС [17, с.240].

Годовые эксплуатационные издержки

При планировании годовых издержек на АЭС составляется смета со следующими основными экономическими элементами затрат:

$$I_{\text{год}} = I_a + I_T + I_{\text{тр}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{пр}},$$

где I_a – амортизационные расходы; I_T – затраты на топливо при плановой загрузке установленной мощности АЭС; $I_{\text{тр}}$ – отчисления на текущий ремонт; $I_{\text{зп}}$ – заработная плата; $I_{\text{пр}}$ – прочие расходы.

Определение издержек на ядерное горючее

$$I_T = \bar{C}_T \cdot V_{\text{год}} = 69569 \cdot 19,15 \cdot 1000 = 1,33 \text{ млрд. руб.}$$

Определение издержек на заработную плату

Издержки на заработную плату с отчислениями на соцстрах в укрупненных расчетах могут быть оценены:

$$I_{\text{зп}} = K_{\text{шт}} \cdot \Phi_{\text{зп}} \cdot \alpha_{\text{сс}} \cdot N,$$

где $K_{\text{шт}} = 1,4$ – штатный коэффициент чел/МВт [17, с.208]; $\Phi_{\text{зп}} = 30 \div 50$ МРОТ – среднегодовой фонд заработной платы на одного человека (для Воронежской области МРОТ (минимальный размер оплаты труда) на 2020 год составляет 12130 руб); $\alpha_{\text{сс}} = 1,26$ – коэффициент, учитывающий единый социальный налог.

									Лист
									87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ				

$$I_{\text{зп}} = 1,4 \cdot 40 \cdot 12130 \cdot 1,26 \cdot 1500 = 1,284 \text{ млрд. руб.}$$

Определение амортизационных отчислений

Ежегодные амортизационные отчисления определяются как:

$$I_a = \frac{N_a}{100} \cdot K_{\text{АЭС}},$$

где $N_a = 3 \div 4 \%$ – норма амортизации основных фондов АЭС.

$$I_a = \frac{4}{100} \cdot 218,05 = 8,722 \text{ млрд. руб.}$$

Определение ежегодных издержек на текущий ремонт

$$I_{\text{тр}} = 0,2 \cdot I_a = 0,2 \cdot 8,722 = 1,7444 \text{ млрд. руб.}$$

Определение ежегодных издержек на прочие затраты

$$I_{\text{пр}} = 0,35 \cdot I_a = 0,35 \cdot 8,722 = 3,0527 \text{ млрд. руб.}$$

Тогда ежегодные эксплуатационные издержки составят:

$$I_{\text{год}} = 8,722 + 1,33 + 1,7444 + 1,284 + 3,0527 = 16,1331 \text{ млрд. руб.}$$

Оценка прибыли и рентабельности АЭС

Согласно тарифам на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) стоимость 1 МВт · ч в Воронежской области составляет 1353 руб.

Годовая выработка электроэнергии:

$$Э_{\text{год}} = N \cdot h_y = 1500 \cdot 10^6 \cdot 6500 = 9750 \text{ ГВт} \cdot \text{ч.}$$

Тогда экономически обоснованный уровень балансовой прибыли АЭС:

$$Pr_6 = Э_{\text{год}} \cdot T = 9750 \cdot 10^3 \cdot 1353 = 13,19 \text{ млрд. руб.}$$

Необходимая годовая валовая выручка определяется как:

$$ВВ = I_{\text{год}} + Pr_6 = 16,1331 + 13,19 = 29,3231 \text{ млрд. руб.}$$

Налог на прибыль, который уплачивается электростанцией:

$$N_{\text{пр}} = 0,2 \cdot Pr_6 = 0,2 \cdot 13,19 = 2,638 \text{ млрд. руб.}$$

Чистая прибыль, остающаяся в распоряжении электростанции, после уплаты налога на прибыль:

$$Pr_ч = Pr_6 - N_{\text{пр}} = 13,19 - 2,638 = 10,552 \text{ млрд. руб.}$$

Общая рентабельность электростанции определяется как:

					ФЮРА.XXXXXX.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

$$R_0 = \frac{\text{Пр}_6}{\text{ОФ} + \text{НОС}},$$

где ОФ – балансовая стоимость основных фондов АЭС (для новой электростанции может быть принята равной величине капитальных вложений в АЭС); НОС – сумма нормируемых оборотных средств (может быть принята равной стоимости первоначальной топливной загрузки в реактор АЭС).

$$R_0 = \frac{13,19 \cdot 10^9}{218,05 \cdot 10^9 + 1,33 \cdot 10^9} = 0,06.$$

Расчетная рентабельность электростанции:

$$R_p = \frac{\text{Пр}_ч}{\text{ОФ} + \text{НОС}} = \frac{10,552 \cdot 10^9}{218,05 \cdot 10^9 + 1,33 \cdot 10^9} = 0,048.$$

Оценка экономической эффективности инвестиций в АЭС

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^5 \frac{\text{Пр}_t + A_t - K_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=6}^{65} \frac{\text{Пр}_t + A_t}{(1+r)^t},$$

где второе слагаемое учитывает затраты на первоначальную загрузку АЭС;

D_t – чистый доход в t-ом году, существования проекта:

$$D_t = \text{Пр}_t + A_t - K_t,$$

где $\text{Пр}_t, A_t, K_t$ – соответственно чистая прибыль, амортизация и инвестиции в t-ом году;

$$T = T_{\text{стр}} + T_{\text{экспл}} = 5 + 60 = 65 \text{ лет.}$$

Чистый доход в первые 5 лет строительства блока считается следующим образом:

$$K_t = \frac{K_{\text{бл}}}{5} = \frac{218,05}{5} = 43,61 \text{ млрд. руб.};$$

$$D_t = \text{Пр}_t + A_t - K_t = 10,552 + 8,722 - 43,61 = -24,336 \text{ млрд. руб..}$$

В последующие годы чистый доход определяется как:

$$D_t = \text{Пр}_t + A_t = 10,552 + 8,722 = 19,274 \text{ млрд. руб..}$$

В общем случае r принято определять как:

$$r = r_6 + r_{\text{риск}} = 7 + 5 = 12\%,$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

$$NPV = \sum_{t=1}^5 \frac{-24,336}{(1 + 0,12)^t} + \sum_{t=6}^{65} \frac{19,274}{(1 + 0,12)^t} = 3,31 \text{ млрд. руб.}$$

Представим график зависимости NPV от времени, по которому можно определить срок окупаемости проекта.

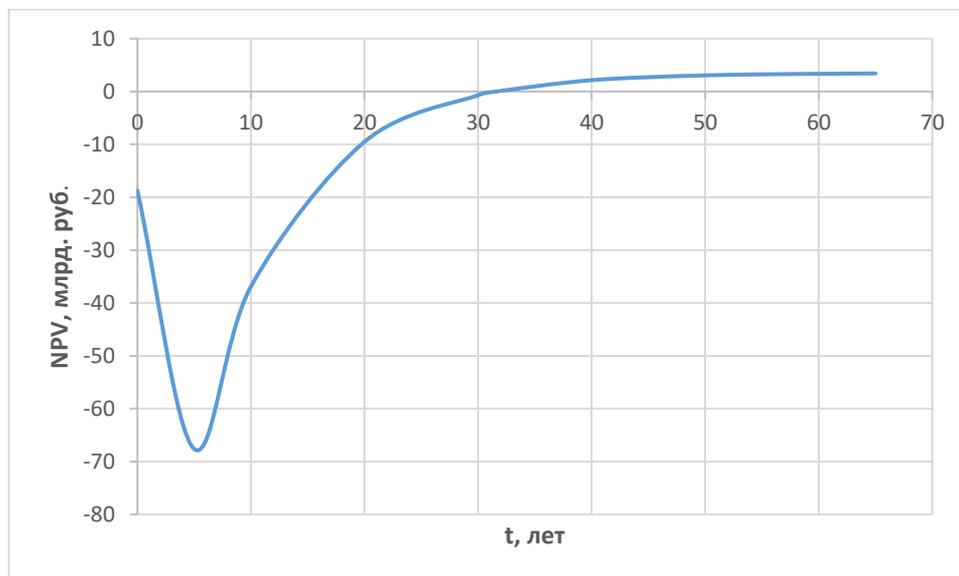


Рисунок 20 – Зависимость чистого приведенного дохода от времени строительства и эксплуатации проектируемого объекта

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{Pr_t + A_t}{(1 + r)^t}}{\sum_{t=1}^{T_{стр}} \frac{K_t}{(1 + r)^t}} = \frac{\sum_{t=1}^{65} \frac{19,274}{(1 + 0,12)^t}}{\sum_{t=1}^5 \frac{43,61}{(1 + 0,12)^t}} = 1,021.$$

Срок окупаемости инвестиций

Срок окупаемости инвестиций с учетом фактора времени может быть найден путем решения следующего уравнения относительно $T_{ок}$:

$$\sum_{t=1}^5 \frac{-24,336}{(1 + 0,12)^t} + \sum_{t=6}^{T_{ок}} \frac{19,274}{(1 + 0,12)^t} = 0;$$

$$T_{ок} = 31,6 \text{ лет.}$$

Таблица 3.1.1 – Технико-экономические показатели работы АЭС

	ВВЭР-1500
Удельные капиталовложения	1991 долл/кВт
Годовая выработка эл.энергии	9750 ГВт.ч
Стоимость эл.энергии за 1 МВт · ч	1353 руб.
Амортизационные отчисления	8,722 млрд. Руб.
Ежегодные издержки	3,0527 млрд. Руб.
Балансовая прибыль	13,19 млрд. Руб.
Налог на прибыль	2,638 млрд. Руб.
Чистая прибыль	10,552 млрд. Руб.
Общая рентабельность	0,06
Расчетная рентабельность	0,048
Чистый приведенный доход проекта	3,31 млрд. Руб.
Рентабельность проекта	1,021
Срок окупаемости	31,6 лет

Вывод:

В ходе разработки данного раздела определены конкурентоспособности и рентабельности проект энергоблока АЭС ВВЭР-1500. По шагам, рассчитанным выше, мы применяем для АЭС ВВЭР-1000 и сравниваем эти показатели с ВВЭР-1500:

- Удельные капиталовложения: 2097 долл/кВт > 1991 долл/кВт
- Годовая выработка эл. энергии: 8450 ГВт.ч < 9750 ГВт.ч
- Чистая прибыль: 9,14 млрд.Руб < 10,552 млрд. Руб
- Рентабельность проекта: 1,01 < 1,02
- Срок окупаемости: 33 лет < 31,6 лет

4 Социальная ответственность

В ходе выполнения дипломной работы был проектирован энергоблок АЭС с реактором типа ВВЭР электрической мощностью 1500 МВт в Нинь Тхуан, Вьетнам.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

А. Правовые нормы трудового законодательства

Социальное страхование работников

Страхование работников является частью государственной программы по обеспечению надлежащего уровня жизни в случае болезни, несчастного случая на производстве или утраты рабочего места при наличии независимых от их воли причин (ликвидация или реорганизация предприятия и т.д.).

Существует всего два ключевых вида социального страхования сотрудников, это:

- Пособия;
- Пенсии.

Таким образом, можно сделать вывод, что социальное страхование призвано устранять риски. Основной риск, который угрожает работоспособному населению — наступление каких-либо непредвиденных и независящих от гражданина обстоятельств, которые могут привести к потере денежных средств. При этом, это может быть риск лишиться денежных поступлений как временно, так и на всю жизнь.

- Заключение договора с агентством страхования о добровольном страховании сотрудника;
- Осуществляется оплата страховых взносов, в зависимости от условий договора выплата может быть единовременной или в несколько этапов;
- Организация должна признать факт предоставления страховой услуги;

									Лист
									92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ				

- Компания берет на себя часть расходов по компенсации страховой выплаты.

В. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Основным объектом в производственных условиях является рабочее место, представляющее собой в общем случае пространство, в котором может находиться человек при выполнении производственного процесса. Рабочее место является основной подсистемой производственного процесса.

При проектировании помещения БЦУ должны быть соблюдены следующие основные условия:

- оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места;
- достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения;
- необходимо естественное и искусственное освещение для выполнения поставленных задач;
- соблюдение нормативного микроклимата помещения;
- уровень акустического шума не должен превышать допустимого значения;
- электромагнитное поле, создаваемое при работе электроустановки, не должно превышать установленных пороговых значений.

4.2 Производственная безопасность

В помещении БЦУ присутствуют факторы, представленные в таблице 4.1.1

					<i>ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

Таблица 4.1.1 – Опасные и вредные производственные факторы БЩУ

Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)	Этап работы			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1.Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96.
2.Отсутствие естественного света		+	+	СП 52.13330.2016
3.Превышение уровней электромагнитных излучений	+	+	+	СанПиН 2.2.4.3359-16
4.Повышенный уровень шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ ГОСТ 12.1.012-90
6.Электробезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81
7.Пожарная безопасность	+	+	+	Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ

4.2.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

Отклонение показателей микроклимата

Микроклимат производственных помещений – это микроклиматические условия производственной среды (давление, температура, скорость движения воздуха, тепловое излучение, влажность) помещений, которые в процессе труда человека оказывают влияние на тепловую стабильность его организма.

Микроклимат влияет на терморегуляцию организма человека, которая является необходимым условием его жизнеспособности и нормальной жизнедеятельности. Терморегуляцией называется совокупность процессов, связанных с образованием тепла в организме человека и отдачей его в окружающую среду, в результате которых температура тела человека поддерживается на постоянном уровне (36,5–37⁰С) независимо от внешних условий.

естественное освещение, поэтому в помещении БЩУ полностью искусственное освещение.

Характеристики помещения БЩУ [19]: длина = 23,4 м; ширина = 11,7 м; высота = 3,5 м; окраска стен – светлые тона; окраска потолка – белая.

Для разряда Б1 освещенность, при системе общего искусственного освещения, составляет $E_{\text{общ}} = 300$ лк. Для обеспечения требуемой освещенности в помещении оперативного персонала применяются светильники с люминесцентной лампой.

Описание расчета освещенности помещения БЩУ представлено в Приложение Д.

Превышение уровней электромагнитных излучений

БЩУ является местом, с которого осуществляется управление целым энергоблоком, с большим количеством электронных панелей и мониторов управления и контроля.

Электромагнитное излучение – это сила, которая проявляется, когда ток проходит через любое электрическое устройство, воздействующая на всё, что находится около него, в том числе и на человека, который также является источником электромагнитного излучения.

Слабое электромагнитное излучение с низкой мощностью и высокой частотой опасно для человека тем, что его интенсивность совпадает с частотой его биополя. Из-за этого получается резонанс, органы начинают работать неправильно, что провоцирует развитие различных заболеваний, особенно в тех звеньях организма, которые до этого уже были чем-то ослаблены.

Временные допустимые уровни электромагнитных полей (ЭМП), создаваемых ПЭВМ на рабочих местах представлены по [20] в таблице 9.2.

ПДУ ЭМИ электромагнитного поля ограничивается и составляет:

- 10 мкВт/см² – 8 часов работы;
- 10÷100 мкВт/см² – не более 2 часов работы;
- более 100 мкВт/см² – не более 20 минут работы;
- для населения – менее 1 мкВт/см².

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Предельно допустимый уровень напряженности воздействующего ЭП равен 25 кВ/м. Пребывание в ЭП напряженностью более 25 кВ/м без средств защиты не допускается.

Мероприятия по снижению влияния ЭМП на организм человека: соблюдение безопасных расстояний от электросетей; заземление электрооборудования, приборов; использованием оборудования с меньшими уровнями энергопотребления.

Средства коллективной защиты от ЭМП включают в себя: оградительные устройства; защитные покрытия; герметизирующие устройства; знаки безопасности.

Таблица 4.2.3 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПВЭМ

Наименование параметра		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц-2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц-400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц-2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц-400 кГц	25 нТл
Электростатический потенциал экрана видеомонитора		500 В

Повышенный уровень шума

Источниками шума на БЦУ является работа компьютеров, вентиляции и соседствующее оборудование турбинного цеха.

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности.

При длительном воздействии шума на организм происходят нежелательные явления: снижается острота слуха и зрения, повышается кровяное давление, снижается внимание.

По [18] регламентирует для производственных помещений ПДУ шума величиной 80 дБ.

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть СКЗ и СИЗ.

СКЗ [18]:

– устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;

– экраны шумопоглощающие с наполнителем на основе базальта;

СИЗ:

– применение спецодежды, спецобуви и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

4.2.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

Электробезопасность

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

По [22] напряжения прикосновения и токи при нормальном и аварийном режимах электроустановки с частотой тока 50 Гц и напряжением до 1000 В, не должны превышать значений, указанных в таблицах 4.2.4

Таблица 4.2.4 – Напряжения прикосновения и токи при нормальном режиме электроустановки при продолжительности воздействия не более 10 мин в сутки

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

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие СКЗ [23]: защитные оболочки;

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

защитные ограждения (временные или стационарные); изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную); предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие СКЗ [23]: защитное заземление, зануление; систему защитных проводов; электрическое разделение сети; малое напряжение.

СИЗ в электроустановках до 1000 В [23]: изолированный ручной инструмент; диэлектрические перчатки; галоши; накладки.

Пожарная безопасность

Горючими материалами выступают: строительные материалы, изоляция электрооборудования, мебель.

Источниками возгорания могут быть ошибки персонала, горючие газы, электрооборудования, проводка.

Необходимо отметить, что пожаробезопасность на АЭС является одним из наиболее важных факторов, так как пожар и его последствия могут привести не только к смерти персонала и повреждению оборудования, но и является исходным событием для аварии, при которой возможен выход радиоактивности за допустимые пределы. Помимо активной системы на АЭС разработана система пассивной противопожарной защиты.

На основании требований НПБ 114-2002 и СП 13.13130.2009 пассивный принцип действия систем и элементов противопожарной защиты является приоритетным в обеспечении безопасности АЭС при пожаре, поэтому в проекте противопожарная защита строится на основе принципа локализации пожара в пределах пожарной зоны, где он возник.

Система элементов пассивной противопожарной защиты пожарных зон предназначена для локализации пожара в пределах пожарной зоны, где он возник.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

Система пассивной противопожарной защиты пожарных зон включает в себя:

- совокупность оборудования и элементов границ пожарных зон, т.е. ограждающие конструкции границ пожарных зон (стены, перекрытия), включая двери, люки, вентиляционные клапаны, уплотнения коммуникационных проемов;
- оборудование локализации пожарных нагрузок, позволяющее обеспечить отделение элементов различных каналов систем безопасности друг от друга или от
- элементов систем нормальной эксплуатации, расположенных в общей пожарной зоне (кабельные короба в конструктивной огнезащите, кабельные каналы, выполненные в строительных конструкциях и т. п.);
- оборудование локализации проливов горючих жидкостей, если оно предназначено для защиты от пожара элементов систем безопасности.

4.3 Экологическая безопасность

В санитарных правилах для проектируемых АЭС устанавливается квота аэрозольных выбросов – 50 мкЗв/год [24]. Значение этой квоты используется для расчета предельно допустимых выбросов в атмосферу.

Для режима нормальной эксплуатации АЭС устанавливаются годовые допустимые выбросы радиоактивных газов и аэрозолей в атмосферу, которые не должны приводить к превышению индивидуальной дозы населения 10 мкЗв/год. В таблице 4.3.1 приведены годовые допустимые выбросы газов и аэрозолей [24].

Также устанавливаются значения предельно допустимого выброса (ПДВ) радиоактивных веществ в атмосферу. В таблице 4.3.2 приведены контрольные уровни выбросов радиоактивных газов и аэрозолей в атмосферу за месяц для АЭС с ВВЭР [24].

Таблица 4.3.1 – Годовые допустимые выбросы радиоактивных газов и аэрозолей АЭС в атмосферу

Радионуклид	АС с РБМК	АС с ВВЭР и БН	АС с ЭГП-6
ИРГ ,ГБк	3700	690	2000
¹³¹ I (газовая + аэрозольная формы),ГБк	93	18	18
⁶⁰ Со, ГБк	2,5	7,4	7,4
¹³⁴ Cs, ГБк	1,4	0,9	0,9
¹³⁷ Cs,ГБк	4,0	2,0	2,0

Таблица 4.3.2 – Контрольные уровни выбросов радиоактивных газов и аэрозолей за месяц

Радионуклид	Активность	
	Бк	Ки
ИРГ (любая смесь)	$5,7 \cdot 10^{13}$	$1,5 \cdot 10^3$
¹³¹ I	$1,5 \cdot 10^9$	0,041
⁶⁰ Со	$6,2 \cdot 10^8$	0,017
¹³⁴ Cs	$7,5 \cdot 10^7$	$2,0 \cdot 10^{-3}$
¹³⁷ Cs	$1,7 \cdot 10^8$	$4,6 \cdot 10^{-3}$

Значения квот на облучение населения от радиационных факторов (выбросов и сбросов) при нормальной эксплуатации АЭС устанавливаются [25] и приведены в таблице 4.3.3.

Таблица 4.3.3 – Квоты на облучение населения от выбросов и сбросов при нормальной эксплуатации АЭС

Радиационный фактор	Атомная станция	
	действующая	строящаяся или проектируемая
Газоаэрозольные выбросы, мкЗв/год	200	50
Жидкие сбросы, мкЗв/год	50	50
Сумма, мкЗв/год	250	100

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Пожарная безопасность

Помещение БЦУ оснащено ручными огнетушителями: 2 порошковых огнетушителя с массой огнетушащего вещества 4 кг и 2 углекислотных огнетушителя с массой огнетушащего вещества 5 кг (ОУ-5).

При возникновении пожара в здание необходимо:

- Покинуть здание используя основной или запасный выход;
- Сообщить пожарной охране о пришествии, оповестить руководство;
 - При небольшом возгорании необходимо воспользоваться первичными средствами пожаротушения;
 - Обесточить электроприборы;
 - Эвакуировать персонал.

План эвакуации представлен на рисунке Д.3.

Необходимо отметить, что пожаробезопасность на АЭС является одним из наиболее важных факторов, так как пожар и его последствия могут привести не только к смерти персонала и повреждению оборудования, но и

является исходным событием для аварии, при которой возможен выход радиоактивности за допустимые пределы. Помимо активной системы на АЭС разработана система пассивной противопожарной защиты.

СППЗ пожарных зон применяется для решения следующих задач:

- исключить одновременное воздействие пожара на оборудование и элементы основного и резервных вариантов безопасного аварийного останова и расхолаживания реакторной установки и, тем самым, обеспечить выполнение этими системами проектных функций в процессе и после пожара;
- обеспечить, при необходимости, локализацию и контроль радиоактивных выбросов в окружающую среду при пожаре;
- защитить персонал/население от превышения установленных доз облучения.

СППЗ пожарных зон выполняет функции основного барьера на пути распространения огня и опасных факторов пожара (высокие температуры, дым, токсичные продукты горения и др.) за пределы пожарной зоны, где он возник. При этом рассматривается полное свободное развитие пожара без учета воздействия на пожар систем пожаротушения, за исключением пассивных устройств самотушения проливов ГЖ.

Выводы:

В результате выполнения работы мы можем выявить и проанализировать вредные и опасные факторы производственной среды, определить влияние энергоблока на организм и окружающую среду, а также привести меры по безопасной эксплуатации модернизируемой системы. В ходе анализа факторов производства и защиты от этих факторов, можно сказать, что на исследуемом производстве соблюдаются все необходимые меры по охране труда и окружающей среды.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

5 Система автоматического регулирования уровня конденсата в конденсаторе

5.1 Описание технологической схемы работы оборудования

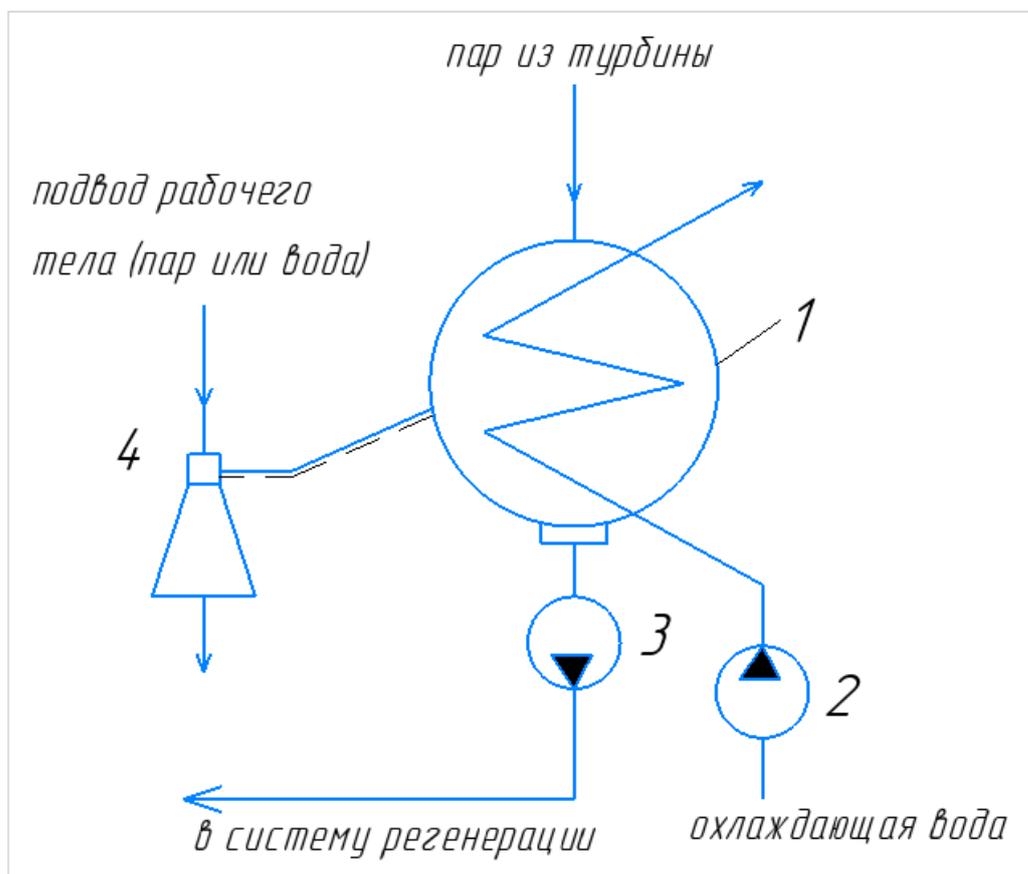


Рисунок 21 - Принципиальная схема конденсационной установки
1 – конденсатор; 2 – циркуляционный насос; 3 – конденсатный насос;
4 – воздухоотсасывающее устройство

5.2 Обзор и выбор принципиальных схем контроля

В данном объекте регулирования основная регулируемая величина – это уровень конденсата в конденсаторе. Для успешного регулирования требуется соблюдать технические требования к АСР, представленные ниже:

- поддержание заданной регулируемой величины уровня конденсата в конденсаторе;

- вывод на экран текущего значения уровня конденсата, состояния электродвигателя (включен/отключен);
- регистрация, хранение данных об изменениях параметра по времени;
- автоматическое регулирование;
- ручное управление исполнительным механизмом;
- все необходимые данные при авариях, потере питания должны сохраняться на информационные носители.

Структурная схема автоматической системы регулирования уровня в конденсаторе представлена на рисунке 22.

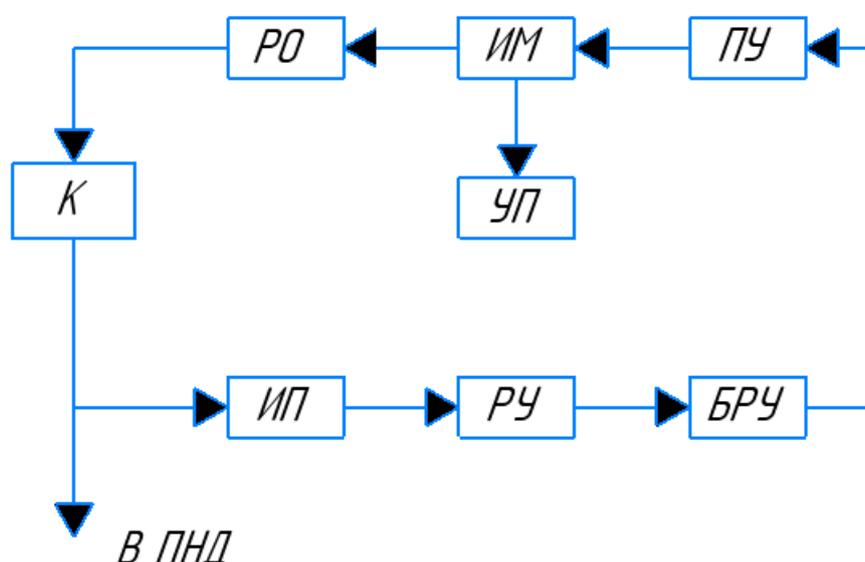


Рисунок 22 - Структурная схема АСР уровня конденсата в подогревателе низкого давления

5.3 Выбор технических средств АСР

Выбор измерительных устройств уровня

Датчики давления серии «Метран» дешевле, практически в два раза, обладают необходимыми функциями и соответствуют заданным требованиям, поэтому воспользуемся преобразователями концерна «Метран».

По самой оптимальной цене и конфигурациям из [26], выбираем преобразователь гидростатического давления типа Метран-150-ДГ.

Ручные задатчики РЗД-22, пусковые устройства ПБР-2М, дистанционные указатели положения ДУП-М. БРУ используются для коммутации цепей управления. РЗД – для управления выходного напряжения операционного усилителя.

Выбор регулирующего устройства

Контроллер предназначен для построения современных АСУ ТП и с использованием персональных ЭВМ позволяет выполнять оперативное управление, автоматическое регулирование, логико–программное управление, блокировку и защиту, регистрацию и сигнализацию событий.

5.4 Разработка функциональной схемы

Функциональная схема представлена на отдельном формате: [Графический материал, ФЮРА.421000.005 С2].

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

Заключение

В ходе выполнения дипломной работы были проектировать энергоблока АЭС с реактором типа ВВЭР электрической мощностью 1500 МВт в Нинь Тхуан, СР Вьетнам.

В ходе разработки дипломного проекта применены навыки и знания, полученные в процессе обучения. Изучен большой объём отечественной литературы, посвященной атомной и тепловой энергетике. Рассчитана тепловая схема энергоблока с помощью метода относительных расходов. Выбрано тепломеханическое оборудование из каталогов российских производителей оборудования для энергетике. Рассчитаны важнейшие агрегаты: ядерный реактор и парогенератор. Уделено внимание разработке функциональной схемы автоматизированного контроля и управления параметрами деаэратора первого контура.

В итоге было спроектирован реактор тепловой мощностью 4198 МВт, расход теплоносителя – 25504 кг/с; габаритные размеры: высота активной зоны – 3730 мм, эквивалентный диаметр активной зоны – 3600 мм, диаметр корпуса 4548 мм, итогом теплогидравлического расчета стало подтверждение обеспечения теплотехнической надежности: температуры оболочки, наружной и внутренней поверхности сердечника соответствуют допустимым.

В результате проведенных расчетов был спроектирован обогреваемый водой под давлением горизонтальный корпусный парогенератор насыщенного пара с естественной циркуляцией рабочей среды и с U-образными трубками поверхности теплообмена, работающий в составе энергетического блока с реактором типа ВВЭР –1500

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

Список использованных источников

- 1 Антонова А.М., Воробьев А.В. Атомные электростанции: учебное пособие – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 230 с.
- 2 Поверхностные подогреватели низкого и высокого давления – типоразмеры и характеристики. Каталог. URL: energoworld.ru/library.
- 3 Технические характеристики деаэраторов для АЭС. URL: ural-mer.ru/deaeratornoeoborudovanie/deaeratori-povishennogo-davleniya.html.
- 4 Каталог продукции ЗАО «Энергопром». Насосное оборудование. URL: energoprom.ru/catalog/pumps/nasosenergomash/.
- 5 Тепловые и атомные электрические станции: Справочник./ Под редакцией Клименко А.В., Зорина В.М. – М.: Изд. МЭИ, 2004. – 632 с.
- 6 Рассохин Н. Г. Парогенераторные установки атомных электростанций. Учебник для вузов. Изд. 2-е. – М.: Атомиздат, 1980–360 с.
- 7 Кириллов П.Л., Юрьев Ю.С., Бобков В.П. Справочник по теплогидравлическим расчетам: (Ядерные реакторы, теплообменники, парогенераторы). Под общ. ред. П.Л. Кириллова – М.: Издательство АТП, 2015 год. – 296 с.
- 8 Центральный металлический портал РФ. Марки стали и сплавы. Сталь нержавеющая. Сталь марки 08X18H10T. Электронный ресурс. URL: metallicheckiy-portal.ru/marki_metallov/stn/08X18H10T.
- 9 Стерман Л.С. Тепловые и атомные электрические станции: учебник для вузов: / Л.С. Стерман, В.М. Лавыгин, С.Г. Тишин. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 464 с., ил.
- 10 Кириллов П.Л. и др. Справочник по теплогидравлическим расчетам (ядерные реакторы, теплообменники, парогенераторы). – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 360с.: ил.
- 11 Дементьев Б.А. Ядерные энергетические реакторы: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.: ил.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

- 12 Основное оборудование АЭС: учеб. Пособие / С.М. Дмитриев [и др.]; под ред. С.М. Дмитриева. – Минск: Вышэйшая школы, 2015. – 288 с.: ил.
- 13 АЭС с реактором типа ВВЭР-1000. От физических основ эксплуатации до эволюции проекта / С.А. Андрушечко, А.М. Афров, Б.Ю. Васильев, В.Н. Генералов, К.Б. Косоуров, Ю.М. Семченков, В.Ф. Украинцев. – М.: Логос, 2010. – 604 с. + цв. Вклейки.
- 14 Бойко В.И., Кошелев Ф.П., Шаманин И.В., Колпаков Г.Н., Селеваникова О.В. Физический расчет ядерного реактора на тепловых нейтронах: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 504 с.
- 15 Кириллов П.Л., Терентьева М.И., Денискина Н.Б. Теплофизические свойства материалов ядерной техники: Учебное справочное пособие для студентов специальностей: 14.03.05 – Ядерные реакторы и энергетические установки, 14.04.04 – Атомные электрические станции и установки/ Под общ. ред. Проф. П.Л. Кириллова; 2-е изд., перераб. и доп. – М. : ИздАт, 2007. – 200 с.
- 16 Н.М. Синев Экономика ядерной энергетики: Основы технологии и экономики производства ядерного топлива. Экономика АЭС: Учеб. Пособие для вузов. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 480 с.: ил.
- 17 В.В. Батов, Ю.И. Корякин Экономика ядерной энергетики – М.: Атомиздат, 1969. – 400 с.: ил.
- 18 СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
- 19 АЭС с реактором типа ВВЭР-1000. От физических основ эксплуатации до эволюции проекта / С.А. Андрушечко, А.М. Афров, Б.Ю. Васильев, В.Н. Генералов, К.Б. Косоуров, Ю.М. Семченков, В.Ф. Украинцев. – М.: Логос, 2010. – 604 с. – цв. вклейки. ISBN 978-5-98704-496-4.
- 20 СанПиН 2.2.2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.

						Лист
					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 21 СанПин 2.6.1.24-03 Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций СП АС-03.
- 22 СП 13.13130.2009 Атомные станции требования пожарной безопасности.
- 23 РД 34.03.350-98 Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО "ЕЭС России".
- 24 СанПин 2.6.6.1168-02 Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами СПОРО-2002.
- 25 Сайт карта Нинь Тхуан. URL: <https://www.google.com/maps/search/>.
- 26 Каталог продукции ЗАО «Промышленная группа Метран». Метран 150 Датчик гидростатического давления (уровня). URL: <https://www.emerson.ru/ru-ru/catalog/metran-150l-ru-ru>
- 27 Каталог продукции НПП «Элемер». Арматура для датчиков давления. Сосуды уравнильные. URL: <https://www.elemer.ru/catalog/armatura-dlya-datchikov-davleniya/sosudy/su/>
- 28 Проектирование систем автоматического контроля и регулирования: учебное пособие/ А.В. Волошенко, Д.Б. Горбунов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. -108 с.
- 29 Демченко В.А. Автоматизация и моделирование технологических процессов ТЭС и АЭС. – Одесса: «Астропринт», 2001. – 305 с.
- 30 Автоматизированные системы управления АЭС: учебное пособие/ Ю.К. Атрошенко, Е.В. Иванова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 81 с.
- 31 Кириллов П.Л. и др. Справочник по теплогидравлическим расчетам (ядерные реакторы, теплообменники, парогенераторы). – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 360с.: ил.
- 32 Тепловые и атомные электрические станции: Справочник/Под общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат.

Приложение А

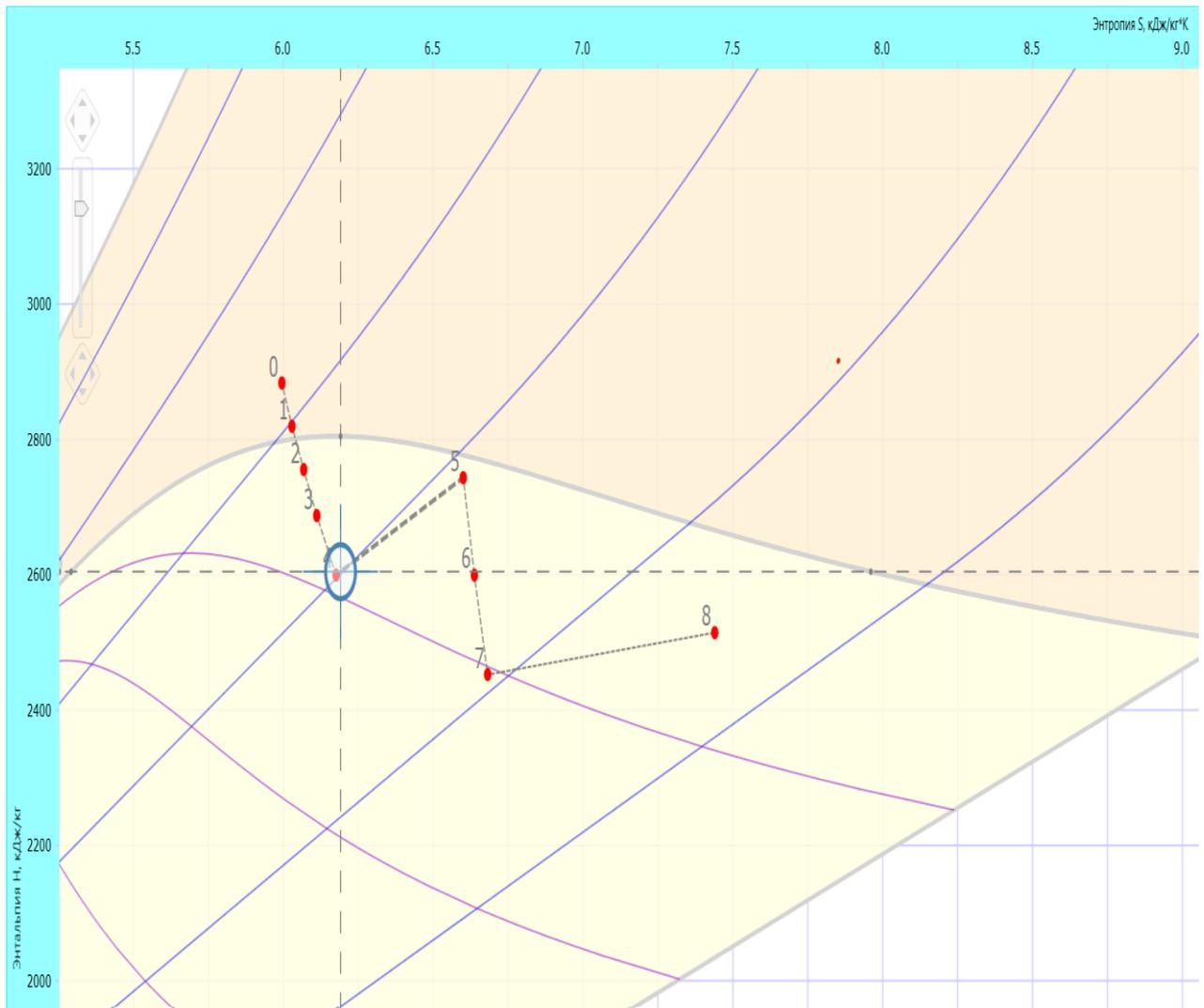


Рисунок А – Действительный процесс расширения пара
в hs -диаграмме

Приложение Б

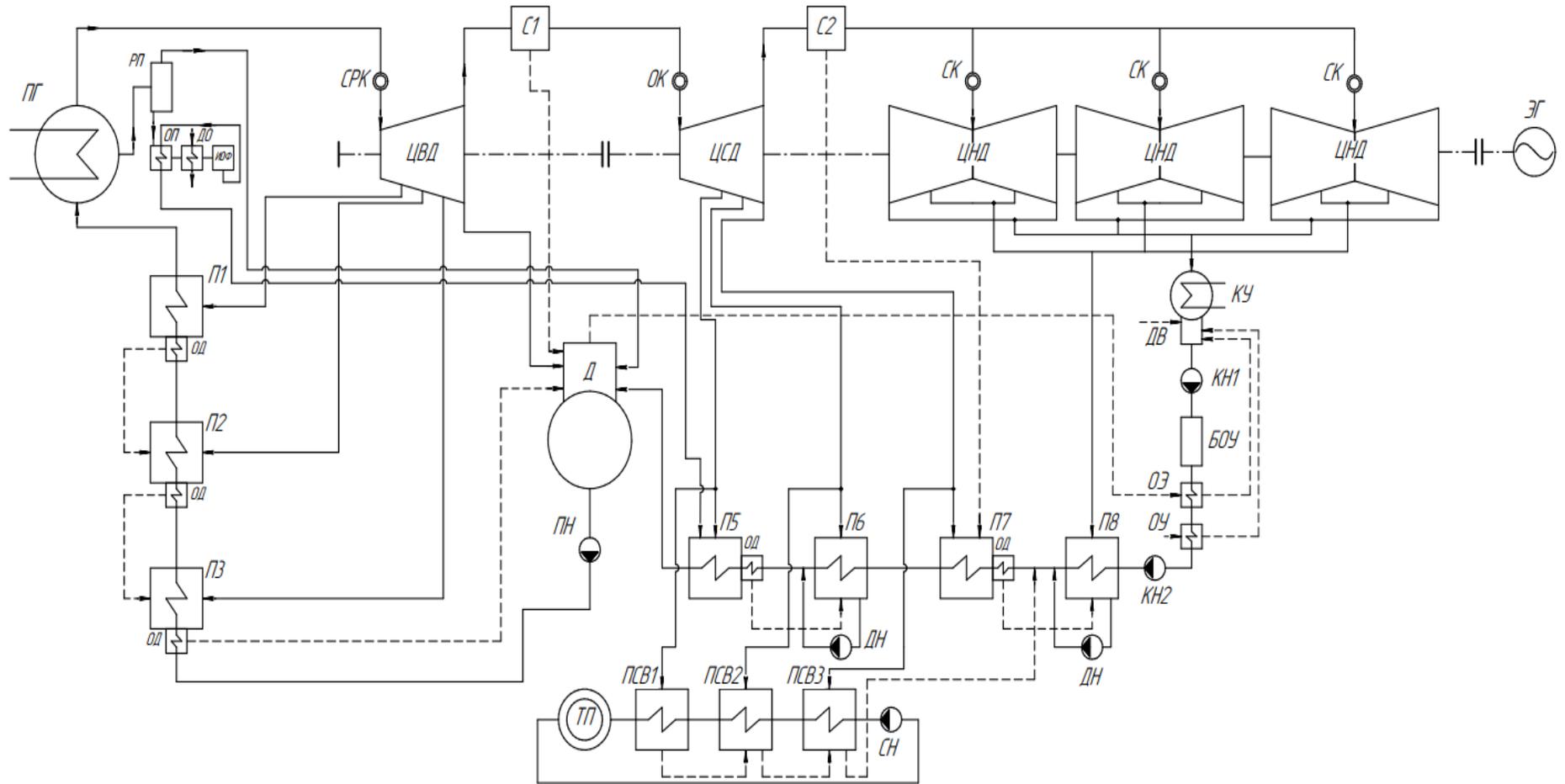


Рисунок Б – Принципиальная тепловая схема проектируемого энергоблока

Приложение В

Таблица В – Параметры пара, конденсата и воды при теплофикационном режиме

Точка процесса в турбине	Элемент тепловой схемы	Пар в турбине (отборе)		Пар в подогревателе	Конденсат греющего пара		Охладитель дренажа		Питательная вода, основной конденсат, сетевая вода			Удельная работа отбора	Коэффициент недовыработки
		$p_{отб}$	$h_{отб}$	$p_{п}$	t_s	h'	$t_{од}$	$h_{од}$	$t_{пв}$	$p_{пв}$	$h_{пв,ок,св}$	H_j	$У_j$
		МПа	кДж/кг	МПа	°С	кДж/кг	°С	кДж/кг	°С	МПа	кДж/кг	кДж/кг	-
0	-	7,4	2882	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0'	-	7,178	2882	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	П1	4,83	2818	4,69	260	1135	242	1048	257	9,6	1119	64	0,933
2	П2	3,15	2754	3,06	235	1014	217	932	232	9,6	1001	128	0,866
3	П3	1,97	2686	1,91	210	898	192	821	207	9,6	887	196	0,794
4	Д (П4)	1,03	2598	1	-	-	-	-	180	1	763	284	0,702
С1	С1	0,999	2763	1	210	763	-	-	-	-	-	-	-
5	П5	0,8	2742	0,7731	169	715	144	607	167	1,5	707	305	0,68
6	П6	0,33	2598	0,3224	136	572	-	-	134	1,5	564	449	0,528
7	П7	0,12	2451	0,1128	103	432	78	328	101	1,5	424	596	0,374
С2	С2	0,1164	2666	0,1128	103	436	-	-	-	-	-	-	-
8	П8	0,03	2513	0,0312	70	293	-	-	68	1,5	286	749	0,213
к'	К	0,00416	2310	0,004	35	147	-	-	35	0,004	147	952	0
-	ПСВ1	0,76	2742	0,76	168,3	712	-	-	160	1,5	676	305	0,68
-	ПСВ2	0,3135	2598	0,3135	135	568	-	-	130	1,5	547	449	0,528
-	ПСВ3	0,114	2451	0,114	103,3	433	-	-	100	1,5	420	596	0,374

