

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

Институт: Энергетический
Специальность: 140404 Атомные электрические станции и установки
Кафедра: Атомных и тепловых электростанций

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы
Оценка возможности метода КИМов для решения характерных задач по изменению структуры и параметров тепловых схем ПТУ АЭС

УДК 621.311.25:621.039:621.182:001.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5002	Есина Сабина Юрьевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	А.В. Воробьев	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	С.И.Сергейчик	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	А.М. Плахов	к.т.н., доцент		

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры автоматизации теплоэнергетических процессов	Е.В.Иванова	к.ф-м.н.		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры АТЭС	М.А.Вагнер	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Атомных и тепловых электростанций	А.С. Матвеев	к.т.н., доцент		

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

Институт энергетический
Специальность 140404 «Атомные электрические станции и установки»
Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ Матвеев А.С.
(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломной работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
5002	Есиной Сабине Юрьевне

Тема работы:

Оценка возможности метода КИМов для решения характерных задач по изменению структуры и параметров тепловых схем ПТУ АЭС	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	05.11.2015 №8671/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15 января 2016 г.
--	-------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы преддипломной практики и специальная техническая литература. Характеристики энергоблока АЭС с реакторами ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200, паротурбинной установки.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Краткое описание основного оборудования базового объекта.2. Обзор источников по состоянию вопроса «Экспресс-методы решения характерных задач по изменению структуры и параметров тепловых схем ПТУ ТЭС и АЭС».3. Обоснование темы работы.4. Разработка алгоритмов и составление программы расчета балансов для тепловых схем ПТУ разной степени сложности (MathCad).5. Разработка алгоритмов и составление программы расчета КИМов для тепловых схем ПТУ разной степени сложности (MathCad).

	6. Вариантные сравнительные расчеты тепловых схем при изменении их структуры и параметров. 7. Сравнительная оценка результатов расчета разными методами.
Перечень графического материала	1. Расчетные тепловые схемы – 3 л. формата А1; 2. Развернутая схема паротурбинной установки – 1 л. формата А1; 3. Функциональная схема КИП – 1 л. формата А1.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	С.И. Сергейчик
Социальная ответственность	А.М. Плахов
Автоматизация технологических процессов и производств	Е.В. Иванова

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

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10 июня 2015 г.
---	-----------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. АТЭС	А. В. Воробьев	к.т.н., доцент		10.06.15

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5002	Есина Сабина Юрьевна		10.06.15

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

Студенту:

Группа	ФИО
5002	Есина Сабина Юрьевна

Институт	Энергетический	Кафедра	Атомных и тепловых электростанций
Уровень образования	Инженер	Направление/специальность	Атомные электрические станции и установки

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Актуальную стоимость энергетического оборудования, с учетом работ монтажа и наладки определить с помощью соответствующих источников</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Ежегодный расход ядерного топлива и удельный расход турбоустановки на кВт·ч для энергоблока ВВЭР-1200 рассчитать в соответствии с основными показателями энергоблока</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>При расчетах налог и сборы не учитывать</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Выбрать структуру тепловой схемы станции при двух типах регенеративных подогревателей</i>
<i>2. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>Провести сравнительный анализ и оценить экономическую эффективность двух типов регенеративных подогревателей</i>
<i>3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Выбрать наиболее экономичный вариант из двух типов регенеративных подогревателей</i>
<i>4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	<i>Провести оценку и сделать выводы об экономической эффективности, выбранного типа подогревателей</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.10.2015
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	Сергейчик С.И.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5002	Есина Сабина Юрьевна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5002	Есина Сабина Юрьевна

Институт	Энергетический	Кафедра	Атомных и тепловых электростанций
Уровень образования	Инженер	Направление/специальность	140404 Атомные электрические станции и установки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) 	<p>Основным рабочим местом инженера-оператора турбинным отделением выбрать блочный пункт управления (БПУ). В соответствии с местом работы СИУТ привести описание вредных и опасных факторов непосредственно воздействующих на работника АЭС. Отметить воздействие АЭС на окружающую среду.</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Привести нормативные и законодательные документы в области атомной энергетики</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем - индивидуальные защитные средства) 	<p>Представить описание рабочего места СИУТ. Рассмотреть действие на инженера в производственных условиях: микроклиматические условия, воздействие вибрации и шума, ионизирующего излучения, электромагнитных полей. Указать источники их возникновения, воздействие на организм человека, последствия данного воздействия, способы и мероприятия по защите персонала.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Рассмотреть в качестве основных опасных факторов действующих на СИУТ в производственных условия: пожаровзрывобезопасность, электробезопасность, термическую опасность. Перечислить источники их возникновения и способы, мероприятия защиты от них.</p>

<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Указать воздействие АЭС на окружающую среду вокруг предприятия с учетом тех мероприятий, которые действуют на станции и нормативных документов, регламентирующих это воздействие.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Рассмотреть перечень возможных ЧС на пульте управления оператора машинным залом, наиболее типичные на рабочего места СИУТ. Указать возможные последствия аварий, мероприятия по их устранению, а также привести меры по недопущению возникновения данной ЧС на АЭС</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Рассмотреть правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.10.2015
--	------------

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	А.М. Плахов	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5002	Есина Сабина Юрьевна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 95 с., 20 рис., 67 табл., 18 источников, 3 прил.

Перечень ключевых слов: ПТУ К-1200-6,8/50, метод коэффициентов изменения мощности, метод балансов, коэффициент ценности тепла, тепловые схемы, алгоритм расчета, абсолютный внутренний КПД, приращение мощности, регенеративные подогреватели, экономический эффект, система автоматического регулирования.

Объектом исследования являются экспресс-методы решения характерных задач при изменении структуры тепловых схем ПТУ АЭС.

Целью работы является выявление сравнительной оценки результатов расчетов тепловых схем разными методами. Были произведены варианты сравнительные расчеты при изменении структуры и параметров тепловых схем.

В результате исследования были получены значения абсолютного внутреннего КПД и приращения внутренней мощности турбоустановки для схем различной структуры методами КИМов и балансов.

Рассмотренный в дипломной работе метод КИМ имеет широкое применение для решения комплексных задач анализа и оптимизации теплоэнергетические установок.

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		7

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АЭС – атомная электрическая станция;

АРМ – автоматизированное рабочее место оператора;

БПУ – блочный пункт управления;

ВВЭР-1200 – водо-водяной энергетический реактор электрической мощностью 1200 МВт;

ИМ – исполнительный механизм;

КИМ – коэффициент изменения мощности;

КПД – коэффициент полезного действия;

КсВА – центробежный конденсатный насос, вертикального исполнения;

КЦТ – коэффициент ценности теплоты;

ПВД – подогреватель высокого давления;

ПНД – подогреватель низкого давления;

ПНС – подогреватель низкого давления смешивающего типа;

ПТУ – паротурбинная установка;

РО – регулирующий орган;

РППВ – регенеративный подогрев питательной воды;

СПП – сепаратор-пароперегреватель;

ТВС – тепловыделяющая сборка;

ЦВД – цилиндр высокого давления;

ЦНД – цилиндр низкого давления;

ЧПД – чистый приведенный доход;

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		8

ОГЛАВЛЕНИЕ

<u>ВВЕДЕНИЕ</u>	12
<u>1 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ЭКСПРЕСС-МЕТОДОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ХАРАКТЕРНЫХ ЗАДАЧ ПО ИЗМЕНЕНИЮ СТРУКТУРЫ ПАРАМЕТРОВ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ПТУ АЭС</u>	14
<u>2 ОПИСАНИЕ БАЗОВОГО ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ</u>	18
<u>3 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА И СОСТАВЛЕНИЕ ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА БАЛАНСОВ ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ПТУ РАЗНОЙ СТЕПЕНИ СЛОЖНОСТИ</u>	22
<u>3.1 Составление краткого алгоритма расчета методом балансов</u>	23
<u>3.2 Определение параметров рабочего тела турбоустановки К-1200-6,8/50</u>	23
<u>3.3 Составление программы и расчет методом балансов</u>	29
<u>4 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА И СОСТАВЛЕНИЕ ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА КИМОВ ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ПТУ РАЗНОЙ СТЕПЕНИ СЛОЖНОСТИ</u>	36
<u>4.1 Составление краткого алгоритма расчета методом КИМов</u>	36
<u>4.2 Состав схему ПТУ К-1200-6,8/50</u>	36
<u>4.3 Составление программы и расчет методом КИМов</u>	38
<u>4.4 Сравнительный анализ применения экспресс-методов при расчете тепловой схемы ПТУ К-1200-6,8/50</u>	44
<u>5 ВАРИАНТНЫЕ РАСЧЕТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ИХ СТРУКТУРЫ</u>	45
<u>5.2 Расчет методом балансов и КИМов тепловых схем при изменении количества РППВ</u>	50
<u>5.3. Оценка влияния изменения недогрева в тепловых схемах элементарной структуры</u>	52
<u>5.3.1 Базовый расчет методом балансов и КИМов тепловой схемы</u>	52
<u>5.3.2 Оценка изменения мощности в тепловых схемах элементарной структуры</u>	55
<u>6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</u>	62
<u>6.1 Определение капиталовложений, стоимостной оценки при осуществлении замены</u>	63
<u>6.2 Расчет изменения годовых эксплуатационных расходов</u>	68

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		9

6.2.1	<u>Планирование годовых издержек на амортизацию</u>	68
6.2.2	<u>Планирование ежегодных издержек на текущий ремонт</u>	69
6.2.3	<u>Планирование ежегодных издержек на заработную плату</u>	69
6.2.4	<u>Планирование прочих расходов</u>	70
6.3	<u>Оценка экономической эффективности проводимой замены подогревателей</u>	70
	<u>7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</u>	75
7.1	<u>Анализ рабочего места оператора турбинного цеха</u>	76
7.1.1	<u>Неблагоприятные метеорологические условия</u>	77
7.1.2	<u>Запыленность и загазованность воздушной среды</u>	79
7.1.3	<u>Воздействие шума, вибрации</u>	79
7.1.4	<u>Наличие электромагнитных полей</u>	81
	<u>8 СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ УРОВНЯ КОНДЕНСАТА ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ</u>	83
8.1	<u>Краткое описание объекта регулирования</u>	83
8.2	<u>Разработка структуры автоматической системы регулирования уровня конденсата</u>	85
8.3	<u>Разработка функциональной схемы АСР ПНД</u>	87
8.4	<u>Выбор технических средств АСР и составление заказной спецификации</u>	89
8.4.1	<u>Выбор измерительных устройств уровня</u>	89
8.4.2	<u>Выбор исполнительного механизма</u>	90
8.4.3	<u>Выбор регулирующего устройства</u>	91
	<u>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</u>	93
	<u>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ</u>	95
	<u>Приложение А</u>	97
	<u>Приложение Б</u>	123
	<u>Приложение В</u>	127

Графический материал:

ФЮРА. 311350.002.ТС – развернутая тепловая схема ПТУ К-1200-6,8/50;

ФЮРА.311350.003.ТС – принципиальная тепловая схема ПТУ К-1200-6,8/50;

ФЮРА.311350.004.ТС – принципиальные тепловые схемы элементарной структуры;

ФЮРА.421000.005.С2 – функциональная схема регулирования уровня конденсата в ПНД.

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		11

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время с ростом производительности труда, вследствие возрастания народонаселения земного шара и потребностей человека происходит интенсивное развитие научно-технического прогресса. Важным фактором, которого является состояние и развитие энергетики, лежащей в основе любого производственного процесса.

Современные масштабы использования энергоресурсов таковы, что нельзя не задумываться об их исчерпаемости, а так же о последствиях их воздействия на окружающую среду. Основным источником энергии в настоящее время является органическое топливо (камень, уголь, нефть, газ). Вслед за ними идут гидроресурсы и ядерное топливо. Уже сейчас по мере исчерпания запасов органического топлива, происходит широкое внедрение в энергетику нетрадиционных источников энергии. Среди которых, ядерная энергетика играет важную роль, заменяя тепловые и гидравлические электростанции.

Развитие ядерной энергетики, базирующейся на использовании ядерного горючего, характерно для многих стран мира. В энергетике нашей страны АЭС занимают также заметное место. В свою очередь, развитие ядерной энергетики требует решения ряда важных научных и инженерных вопросов. К их числу относятся, прежде всего, повышение безопасности, надежности, эффективности, экономичности вновь создаваемого и уже используемого основного оборудования атомных энергоблоков с мощными реакторами. Решение этих вопросов должно быть связано с изучением возможностей адаптации таких энергоблоков к условиям их работы в современных и перспективных энергосистемах. Эти особенности становятся наиболее важными при возрастании доли выработки энергии на АЭС в крупных энергообъединениях.

Также при проектировании и эксплуатации атомных электростанций, которые являются сложным комплексом разнородного и многочисленного оборудования с протекающими в нем разнообразными процессами, важно

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		12

рассмотрение технологических схем. Так как именно технологическая схема показывает как организована выработка электроэнергии на основе получаемой в ядерном реакторе теплоты.

Часто встречается необходимость сравнения экономичности тепловых схем, решать вопрос о наиболее целесообразном использовании тепла, получаемого от постороннего источника для подогрева воды в системе регенерации и т.д. К примеру, в эксплуатации станции температура воды, выходящей из регенеративных подогревателей может отличаться от расчетной, так как иногда встречается необходимость переключить дренаж подогревателей с одного пути на другой и т.п. Так и при проведении тепловых испытаний турбинной установки неизбежны отклонения от проектной тепловой схемы, вызванные специальным режимом во время испытаний, а иногда – искусственно создаваемые для обеспечения точности и надежности измерений, при этом следует вводить поправки, учитывающие влияние этих отклонений на экономичность.

Для оценки любого изменения тепловой схемы или отклонения от эксплуатационного режима используют различные методы, такие как метод расчета тепловых балансов и метод коэффициентов изменения мощности.

1 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ЭКСПРЕСС-МЕТОДОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ХАРАКТЕРНЫХ ЗАДАЧ ПО ИЗМЕНЕНИЮ СТРУКТУРЫ ПАРАМЕТРОВ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ПТУ АЭС

При проектировании и эксплуатации атомных электрических станций часто встречается необходимость углубленного изучения рациональных параметров тепловых схем, комплексное рассмотрение вопроса обеспечения наиболее высокой тепловой экономичности блоков.

Простейшим, казалось бы, методом оценки любого изменения схемы или отклонения режима эксплуатации может служить расчет тепловых балансов установки до и после изменения и сравнение получающихся в результате расходов теплоты при одинаковой нагрузке. Но данный метод громоздок в вычислениях и часто не обеспечивает заданной точности результатов, [1].

Для анализа влияния небольших изменений и решения отдельных задач проектного или эксплуатационного характера гораздо более удобны такие методы, которые позволяют определять искомое изменение экономичности непосредственно, рассматривая основные вариации потоков теплоты и оценивая с той или иной степенью точности влияния изменений на тепловую схему. Такой метод был разработан, основанный на понятиях коэффициента ценности теплоты (КЦТ) и коэффициента изменения мощности (КИМ). Данные коэффициенты являются характеристикой теплоты пара того или иного регенеративного отбора рассматриваемой паротурбинной установки.

Понятие о КЦТ вытекает из рассмотрения небольшого изменения теплового баланса установки, показанной на рисунке 1.1.

Пусть при неизменном расходе пара на турбину $G_0 = const$ к одному из регенеративных подогревателей j подведено извне в единицу времени некоторое небольшое количество теплоты ΔQ .

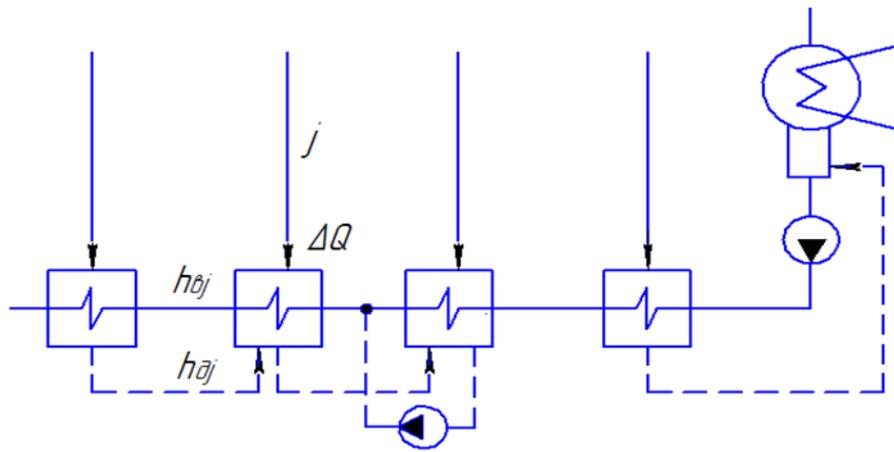


Рисунок 1.1 – Система регенеративного подогрева питательной воды
(к определению понятия коэффициента ценности тепла)

Если принять, что температура питательной воды за рассматриваемой ступенью постоянна, то произойдет, [1]:

- уменьшение количества пара, поступающего из отбора турбины;
- уменьшение количества дренажа, который из подогревателя j поступает в нижестоящие подогреватели, отдавая там теплоту;
- увеличение расхода пара из отборов турбины на нижестоящие подогреватели;
- повышение мощности турбины.

Повышение мощности турбины связано с изменением количества пара поступающего в конденсатор, следовательно, и конденсата, направляемого в систему регенеративного подогрева.

Для восстановления мощности турбины до первоначальной величины потребуется уменьшить расход свежего пара. Так как работоспособность теплоты в свежем паре больше, чем в паре из отбора турбины. Произойдет уменьшение количества тепла, подводимого в парогенераторе. Между количеством теплоты подведенного в парогенераторе - ΔQ_0 и подведенного в подогреватель j - Q существует пропорциональная связь:

$$\Delta Q_0 = -\xi \cdot Q, \quad (1.1)$$

где ξ - коэффициент ценности тепла (КЦТ) данного отбора;

Q – количество теплоты, подводимой извне к ступени подогрева питательной воды.

Знак минус в формуле (1.1) означает, что при подводе извне количества теплоты Q , общий расход тепла на турбоустановку Q_0 уменьшается и наоборот.

При изменении расхода теплоты в любом элементе тепловой схемы, покрываемом отбором пара из турбины, коэффициент ценности теплоты позволяют пересчитать данное изменение на тепло свежего пара и определить изменение экономичности установки.

Как уже было отмечено, что для нахождения коэффициента ценности теплоты необходимо определить добавочный расход или экономию теплоты ΔQ_0 , получающихся в результате небольшой вариации теплового баланса при неизменной внутренней мощности N_i .

С помощью аналогичных соображений при использовании коэффициента изменения мощности (КИМ), расход теплоты на турбоустановку Q_0 и температура питательной воды за рассматриваемой ступенью t_B остаются постоянным, произойдет увеличение мощности турбины ΔN_i :

$$\Delta N_i = e \cdot Q, \quad (1.2)$$

где e – коэффициент изменения мощности, безразмерная величина;

Q – количество теплоты, подводимой извне к ступени подогрева питательной воды.

При небольшом значении Q ($Q \ll Q_0$) изменение экономичности установки не должно зависеть от способа определения, т.е. ΔQ_0 относительное уменьшение общего расхода теплоты и ΔN_i относительный прирост мощности должны быть одинаковыми, [1]:

$$\frac{\Delta Q_0}{Q_0} = -\frac{\Delta N_i}{N_i}, \quad (1.3)$$

Или можно записать:

$$-\frac{\Delta N_i}{\Delta Q_0} = \frac{N_i}{Q_0} = \eta_i, \quad (1.4)$$

где η_i – внутренний абсолютный КПД установки.

Отсюда вытекает связь между коэффициентом изменения мощности и коэффициентом изменения теплоты, [1]:

$$e = \xi \cdot \eta_i \quad (1.5)$$

В данной дипломной работе рассмотрены методы балансов и КИМов, также выполнена оценка применения данных методов для расчета тепловых схем при изменении их структуры. Во многих случаях метод КИМов дает более наглядное и удобное решение задач, так как коэффициент изменения мощности e позволяет более точно определить аналитические выражения для численного расчета значений e, η_i, ξ .

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		17

2 ОПИСАНИЕ БАЗОВОГО ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

В данном разделе производится описание основного оборудования второго контура энергоблока, на примере энергоблока ВВЭР-1200 ЛАЭС-2. Основными технологическими составляющими АЭС являются ядерный остров и традиционный остров, [6].

Ядерный остров объединяет основные и вспомогательные технологии преобразования ядерной энергии в тепловую, а также технологии, обеспечивающие ядерную и радиационную безопасность этого преобразования.

Традиционный остров объединяет технологии традиционной тепловой электростанции – преобразование тепловой энергии в электрическую и тепловую. Включает в себя турбогенераторную, электротехническую и теплофикационную части.

Второй контур не радиоактивный и состоит из паропроизводительной части парогенераторов, главных паропроводов, одного турбоагрегата, вспомогательного оборудования и обслуживающих систем, оборудования деаэрации, подогрева и подачи питательной воды в парогенераторы.

Турбогенераторная часть обеспечивает преобразование тепловой энергии в электрическую. Паровая быстроходная конденсационная турбоустановка К-1200-6,8/50 производства филиала ОАО «Силловые Машины» «ЛМЗ» с промежуточной сепарацией и двухступенчатым перегревом пара, с рабочей частотой вращения 50 с^{-1} предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока типа ТЗВ-1200-2УЗ производства филиала ОАО «Силловые Машины» «Электросила», монтируемом на общем фундаменте с турбиной, [6].

Турбоустановка предназначена для работы в моноблоке с водо-водяным реактором типа ВВЭР-1200 тепловой мощностью 3200 МВт на насыщенном паре.

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		18

Паротурбинная установка включает в себя:

- комплектную паровую турбину с автоматическим регулированием, устройствами контроля и управления, валоповоротным устройством, фундаментными рамами и болтами, клапанами парораспределения и другими узлами, деталями и устройствами;
- конденсаторы с пароприемными устройствами, пружинными опорами;
- системы маслоснабжения смазки и регулирования (баки, насосы, маслоохладители, насосы гидроподъема и др.);
- оборудование вакуумной системы и системы уплотнений турбины;
- оборудование системы промежуточной сепарации и перегрева пара;
- оборудование системы регенерации;
- трубопроводы пара, конденсата, воды и масла, предназначенные для подключения насосов, подогревателей, маслоохладителей и другого вспомогательного оборудования;
- быстродействующую редукционную установку (БРУ-К).

Турбина ЛМЗ мощностью 1200 МВт на 3000 об/мин для АЭС по ряду технических решений является уникальной в мировом турбостроении и занимает самые передовые позиции. Турбина представляет собой одновальный пятицилиндровый агрегат, состоящий из симметричного двухпоточного цилиндра высокого давления и четырёх симметричных двухпоточных цилиндров низкого давления (конструктивная схема "бабочка"). Монтаж турбины осуществляется в машинном зале 1-го энергоблока на отметке плюс 16 м. Турбина имеет длину 53 м, вес — свыше 2180 тонн.

Преимуществом быстроходной турбины является сокращение капитальных затрат на сооружение машинного зала и монтаж, а также эксплуатационных затрат на ремонты и обслуживание турбоагрегата, ввиду существенно меньших габаритов и масс статорных и роторных деталей турбины и генератора. Габаритные характеристики быстроходной турбины «ЛМЗ» обеспечивают сокращение высоты и ширины пролета здания турбины,

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		19

высоты подкрановых путей, снижение нагрузок на колонны, фундаменты турбоагрегата, строительные конструкции и перекрытия, сокращение грузоподъемности кранового хозяйства, сокращение площади здания турбины.

В настоящей дипломной работе за основу взята схема паротурбинной установки К-1200-6,8/50, развернутая схема которой представлена на чертеже ФЮРА.311350.002.ТС.

Конструктивная схема турбины - 2ЦНД+ЦВД+2ЦНД. Конструктивная схема "бабочка" имеет ряд преимуществ по обвязке турбины трубопроводами и позволяет, [6]:

- выполнить симметричную обвязку всех цилиндров турбины паропроводами, что обеспечивает равномерное нагружение опор, снижение усилий, приходящихся на патрубки турбины, упрощает компенсацию тепловых расширений паропроводов;
- выполнить симметричную обвязку трубопроводами сепараторов-пароперегревателей, обеспечивающую надежную эксплуатацию этих аппаратов.

Тепловая схема, представленная, имеет все характерные особенности тепловых схем турбоустановок ЛМЗ для АЭС с ВВЭР большой мощности: развитую систему регенерации (число ступеней регенерации — 7); наличие одного поверхностного подогревателя низкого давления (ПНД) смешивающего типа; применение закачки конденсата греющего пара пароперегревателя СПП в тракт питательной воды перед парогенератором.

Закачка основного конденсата из конденсатора в деаэрактор осуществляется конденсатными насосами в два подъема. Подача питательной воды из деаэратора через ПВД в парогенератор осуществляется питательными насосами с электроприводами (4 рабочих + 1 резервный).

Подогреватели НД-1, 3,2, 4—поверхностного типа. ПНД-1 выполнен в 4 корпусах, включенных параллельно друг другу. ПНД-2, 3 и 4—в одну, а ПВД-5 и 6 в две группы. Все подогреватели НД выполнены без охладителя дренажа, подогреватели ВД — с охладителем.

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		20

Конденсат греющего пара ПНД-2 сливается в ПНД-1, далее конденсат с откачивается конденсатными насосами второй ступени в тракт основного конденсата. Также и у группы подогревателей ПНД-3 и ПНД-4.

Дренаж ПВД-7 сливается самотеком в ПВД-6 и далее в деаэрактор. Дренаж СПП сливается в подогреватели ПВД-7, ВПД-6 и деаэрактор.

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

3 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА И СОСТАВЛЕНИЕ ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА БАЛАНСОВ ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ПТУ РАЗНОЙ СТЕПЕНИ СЛОЖНОСТИ

В данном разделе составлены алгоритмы расчета для тепловых схем. Исходной схемой является тепловая схема с циклом Ренкина. В ЯППУ происходит парообразование, сухой насыщенный пар направляется в турбину, расширяясь, производит работу, превращаемую в генераторе в электроэнергию. После турбины влажный насыщенный пар, поступает в конденсатор, где полностью конденсируется. Далее питательная воды проходит систему регенерации, нагреваясь подается насосами в ЯППУ.

Затем схемы усложняются за счет введения:

- однократной сепарации, в такой схеме свежий пар подается в ЦВД турбины, после достижения допустимой влажности пар направляется во внешний сепаратор, в котором происходит осушка пара. После осушенный пар поступает в ЦНД, отработавший пар направляется в конденсатор и далее конденсат в систему регенерации;

- двукратной сепарации, при этом усложняется схема и конструкция. Использование двукратной сепарации приводит к увеличению числа цилиндров турбины;

- однократной сепарации и промежуточного перегрева, в данной схеме после сепаратора следует поверхностный промежуточный пароперегреватель, для уменьшения конечной влажности пара в последних ступенях паровой турбины. В пароперегревателе перегрев пара осуществляется свежим паром.

- однократной сепарации и двухступенчатого промежуточного перегрева, при этом первая ступень подогрева осуществляется отборным паром, вторая ступень— свежим паром, что уменьшает расход свежего пара на подогрев.

Рассматриваемые схемы представлены на рисунке ФЮРА.311350.004.ТЗ

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		22

3.1 Составление краткого алгоритма расчета методом балансов

1. Составление расчетной тепловой схемы турбоустановки;
2. Определение параметров рабочего тела в характерных точках, с помощью построения процесса расширения пара в h-s диаграмме и программы WaterSteamPro, [4];
3. Составление уравнений теплового и материального баланса для всех регенеративных подогревателей и для сепаратора, пароперегревателей (если имеются);
4. Определение относительных расходов пара на подогреватели, совместным решением систем балансовых уравнений для взаимосвязанных элементов данной схемы;
5. Расчет схемы заканчивается определением абсолютного внутреннего КПД турбоустановки.

После составления алгоритма, следует подробный расчет методом балансов тепловой схемы ПТУ К-1200-6,8/50, которая представлена на рисунке 3.2.

3.2 Определение параметров рабочего тела турбоустановки К-1200-6,8/50

Для составления балансов необходимо знать параметры рабочего тела при расширении пара в турбине в характерных точках.

Цель расчета: уточнение состава и параметров расчетной принципиальной тепловой схемы, построение h-s диаграммы, составление таблицы параметров воды и пара конденсационного процесса.

Исходные данные к расчету приведены в таблицах 3.1.-3.2

Таблица 3.1 – Исходные данные

Наименование параметра	Значение
Прототип ПТУ	К-1200-6,8/50
Структура турбины	ЦВД+С+ПП1+ПП2+ЦНД
Начальное давление P_0 , МПа	7

Продолжение таблицы 3.1.

Конечное давление P_k , МПа	0,005
Температура питательной воды $t_{ПВ}$, °С	определить
Давление в деаэраторе P_d , МПа	1,03
Схема включения деаэратора	самостоятельная
Число РППВ	7
Температурный напор в ПП1 $\Delta t_{ПП1}$, °С	15
Температурный напор в ПП2 $\Delta t_{ПП2}$, °С	10
КПД цилиндров, η_{0i}	0,85

Таблица 3.2 – Давления отборов греющего пара

Давление отбора	Значение
второй отбор P_2 , МПа	1,86
третий отбор P_3 , МПа	1,17
четвертый отбор P_4 , МПа	0,58
пятый отбор P_5 , МПа	0,31
шестой отбор P_6 , МПа	0,082
седьмой отбор P_7 , МПа	0,022

Для наглядности построен процесс в h-s – диаграмме, который представлен на рисунке 3.2.

Для этого были найдены параметры пара при его расширении в турбине. Все параметры определяются с помощью функций программы WaterSteamPro в среде Mathcad.

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата
------	------	-------------	---------	------

ФЮРА.311350.001.ПЗ

Лист

24

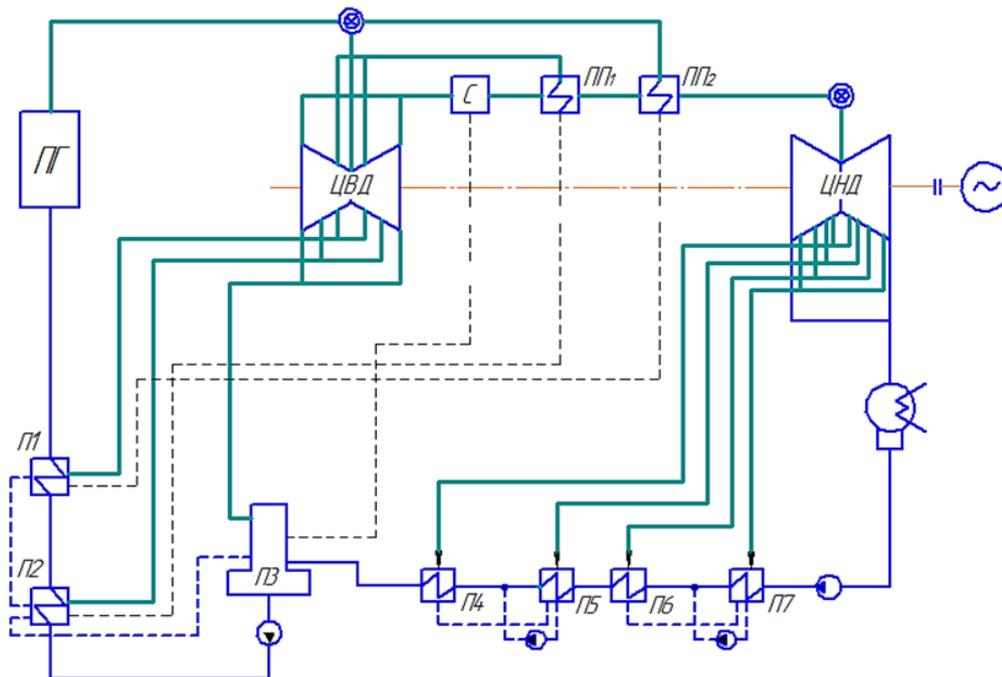


Рисунок 3.2 – Принципиальная тепловая схема АЭС с К-1200-6,8/50

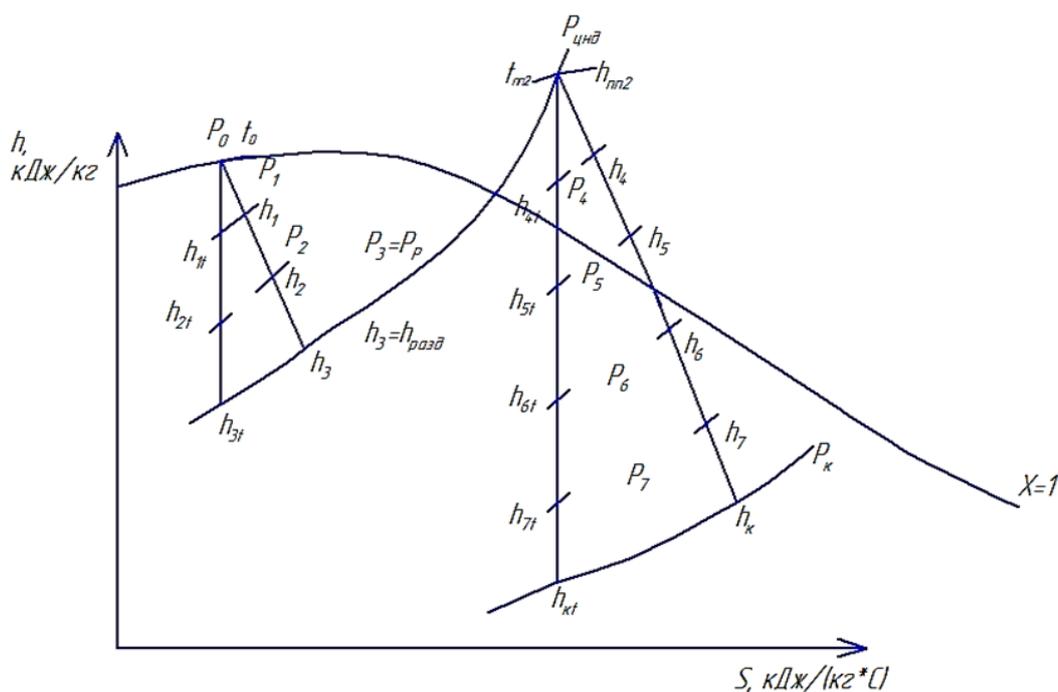


Рисунок 3.3 – Процесс расширения в ПТУ

Параметры пара в точке «0» согласно исходным данным перед стопорным клапаном турбины:

$$P_0 = 7,0 \text{ МПа}; \quad t_0^s = f(P_0) = 285,8 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$h_0 = f(t_0^s) = 2773 \text{ кДж / кг}; \quad s_0 = f(t_0^s) = 5,82 \text{ кДж / кг} \cdot \text{K};$$

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата
------	------	-------------	---------	------

Разделительное давления на выходе из ЦВД равно $P_P = 1,17$ МПа, температура насыщения при данном давлении $t_P = 186,8$ °С. Тогда температуры перегретого пара после пароперегревателей ПП1 и ПП2:

$$t_{III2} = t_0 - \Delta t_{III2} = 285,8 - 10 = 275,8^\circ\text{C}; \quad (3.1)$$

$$t_{III1} = \frac{t_P + t_{III2}}{2} = \frac{186,8 + 275,8}{2} = 236,3^\circ\text{C}$$

Температура насыщения греющего пара и давление первого отбора равны:

$$t_{III1}^S = t_{III1} - \Delta t_{III1} = 236,3 - 15 = 251,3^\circ\text{C}; \quad (3.2)$$

$$P_1 = f(t_{III1}^S) = 4,07 \text{ МПа.}$$

Также давление первого отбора является давлением отбора греющего пара на пароперегреватель ПП1.

Формулы для расчета параметров расширения пара в ЦВД и ЦНД турбины. Для нахождения энтальпий в конце теоретического и действительного процессов, необходимо определить энтропию на входе в отсек ЦВД или ЦНД, как:

$$s_j = f(P_j, h_j), \quad (3.3)$$

где j – номер отбора.

Энтальпию в конце теоритического процесса можно найти:

$$h_{jt} = f(P_j, s_{j-1}), \quad (3.4)$$

Следовательно, энтальпия в конце действительного процесса расширения пара в цилиндре можно найти по формуле:

$$h_j = h_{j-1} - \eta_{0i} \cdot (h_{j-1} - h_{jt}), \quad (3.5)$$

Далее рассчитаны параметры процесса расширения пара в ЦВД с помощью [4], по формулам (3.3), (3.4), (3.5).

Для первого отбора в ЦВД:

$$s_0 = 5,82 \text{ кДж / кг} \cdot \text{К};$$

$$h_{1t} = f(P_1, s_0) = 2670 \text{ кДж / кг};$$

$$h_1 = h_0 - \eta_{0i} \cdot (h_0 - h_{1t}) = 2773 - 0,85 \cdot (2773 - 2670) = 2686 \text{ кДж / кг};$$

$$s_1 = f(P_1, h_1) = 5,84 \text{ кДж / кг} \cdot \text{К};$$

Для второго отбора в ЦВД:

$$h_{2t} = f(P_2, s_1) = 2545 \text{ кДж} / \text{кг};$$

$$h_2 = h_1 - \eta_{0i} \cdot (h_1 - h_{2t}) = 2686 - 0,85 \cdot (2686 - 2545) = 2566 \text{ кДж} / \text{кг};$$

$$s_2 = f(P_2, h_2) = 5,89 \text{ кДж} / \text{кг} \cdot K;$$

Для третьего отбора в ЦВД:

$$h_{3t} = f(P_3, s_2) = 2487 \text{ кДж} / \text{кг};$$

$$h_3 = h_2 - \eta_{0i} \cdot (h_2 - h_{3t}) = 2566 - 0,85 \cdot (2566 - 2487) = 2499 \text{ кДж} / \text{кг};$$

$$s_3 = f(P_3, h_3) = 5,91 \text{ кДж} / \text{кг} \cdot K;$$

Параметра пара на входе в ЦНД:

$$h_{III2} = f(P_3, t_{III2}) = 2887 \text{ кДж} / \text{кг};$$

$$s_{III2} = f(P_3, h_{III2}) = 6,75 \text{ кДж} / \text{кг} \cdot K;$$

Для четвертого отбора в ЦНД:

$$h_{4t} = f(P_4, s_{III2}) = 2745 \text{ кДж} / \text{кг};$$

$$h_4 = h_{III2} - \eta_{0i} \cdot (h_{III2} - h_{4t}) = 2887 - 0,85 \cdot (2887 - 2745) = 2766 \text{ кДж} / \text{кг};$$

$$s_4 = f(P_4, h_4) = 6,79 \text{ кДж} / \text{кг} \cdot K;$$

Для пятого отбора в ЦНД:

$$h_{5t} = f(P_5, s_4) = 2651 \text{ кДж} / \text{кг};$$

$$h_5 = h_4 - \eta_{0i} \cdot (h_4 - h_{5t}) = 2766 - 0,85 \cdot (2766 - 2651) = 2669 \text{ кДж} / \text{кг};$$

$$s_5 = f(P_5, h_5) = 6,84 \text{ кДж} / \text{кг} \cdot K;$$

Для шестого отбора в ЦНД:

$$h_{6t} = f(P_6, s_5) = 2451 \text{ кДж} / \text{кг};$$

$$h_6 = h_5 - \eta_{0i} \cdot (h_5 - h_{6t}) = 2669 - 0,85 \cdot (2669 - 2451) = 2484 \text{ кДж} / \text{кг};$$

$$s_6 = f(P_6, h_6) = 6,93 \text{ кДж} / \text{кг} \cdot K;$$

Для седьмого отбора в ЦНД:

$$h_{7t} = f(P_7, s_6) = 2295 \text{ кДж} / \text{кг};$$

$$h_7 = h_6 - \eta_{0i} \cdot (h_6 - h_{7t}) = 2484 - 0,85 \cdot (2484 - 2295) = 2324 \text{ кДж} / \text{кг};$$

$$s_7 = f(P_7, h_7) = 7,01 \text{ кДж} / \text{кг} \cdot K;$$

Параметры на выходе из ЦНД:

$$h_{kt} = f(P_k, s_7) = 2138 \text{ кДж} / \text{кг};$$

$$h_k = h_7 - \eta_{0i} \cdot (h_7 - h_{kt}) = 2324 - 0,85 \cdot (2324 - 2138) = 2166 \text{ кДж / кг};$$

$$s_k = f(P_k, h_k) = 7,1 \text{ кДж / кг} \cdot \text{K};$$

Энтальпии основного конденсата после конденсатора и подогревателей низкого давления (ПНД) и питательной воды после подогревателей высокого давления (ПВД) определены в среде Matchad, как функции:

$$t_{sj} = f(P_j); \quad (3.6)$$

$$h_{sj} = f(t_{sj}); \quad (3.7)$$

$$t_{jOK(ПВ)} = t_{sj} - \theta; \quad (3.8)$$

$$h_{jOK(ПВ)} = f(P_{OK(ПВ)}; t_{jOK(ПВ)}), \quad (3.9)$$

где t_{sj} - температура насыщения при давлении в отборе, °С;

h_{sj} - энтальпия насыщенной воды, кДж/кг;

$t_{jOK(ПВ)}$ - температура основного конденсата (питательной воды) за регенеративным подогревателем, °С;

$\theta = 3$ - недогрев воды до температуры насыщения греющего пара, °С;

$h_{jOK(ПВ)}$ - энтальпия основного конденсата (питательной воды), кДж/кг.

Давление питательной воды и основного конденсата были определены по формулам, [2]:

$$P_{OK} = 1,55 \cdot P_D, \quad (3.10)$$

$$P_{ПВ} = 1,25 \cdot P_0, \quad (3.11)$$

Все найденные значения представлены в таблице 3.3.

Также в Matchad определены значения энтальпии дренажей и насыщенного пара после двухступенчатого сепаратора-пароперегревателя, которые занесены в таблицу 3.3.

При расчете параметров данного подраздела были приняты допущения, что можно пренебречь потерями давления в трубопроводах и сжатием в насосах. Также следует отметить, что недогрев воды до насыщения греющего пара θ во всех подогревателях один и тот же.

Таблица 3.3 – Параметры дренажа и насыщенного пара

Наименование параметра	сепаратор	ПП1	ПП2
h_s , кДж/кг	814,8	793,5	1267
h'' , кДж/кг	2783	2906	2887

Таблица 3.4 – Параметры дренажа, основного конденсата и питательной воды

Номер	t_s ,	h_s ,	$P_{OK(ПВ)}$,	$t_{OK(ПВ)}$,	$h_{OK(ПВ)}$,
РППВ	°С	кДж/кг	МПа	°С	кДж/кг
П1	251,3	1092	8,75	248,3	1078
П2	208,7	892	8,75	205,7	881
П3	186,8	793,4	1,17	186,8	793,4
П4	157,5	664,8	1,59	154,5	652,4
П5	134,6	566,3	1,59	131,6	554,3
П6	94,2	394,4	1,59	91,2	383
П7	62,1	260,1	1,59	59,1	248,9
К	33,2	137,8	0,005	33,2	137,8

3.3 Составление программы и расчет методом балансов

Цель расчета: составить программу в среде Mathcad, определить относительные расходы греющего пара на регенеративные подогреватели из отборов турбины абсолютный внутренний КПД.

Методика расчета изложена в [2], заключается в составлении уравнений тепловых и материальных балансов и совместное решение систем балансовых уравнений для взаимосвязанных элементов данной схемы. Расчет производится для $Q_0 = \text{const}$, значение которого принимаем равным номинальному.

Элементы тепловой схемы АЭС рассчитываем против хода питательной воды, т.е. сначала необходимо составить балансы для ПВД2 и ПВД1, деаэрата, двухступенчатого сепаратора-пароперегревателя, затем оставшиеся 4ПНД от деаэрата к конденсатору.

Составим уравнение теплового баланса для группы ПВД, схема которой представлена на рисунке 3.4.

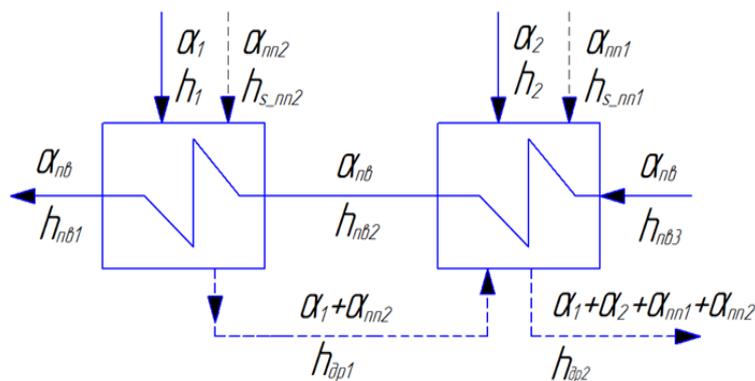


Рисунок 3.4 - Расчётная схема поверхностных подогревателей ПВД1 и ПВД2

$$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_{s1}) + \alpha_{nn2} \cdot (h_{nn2}^s - h_{s1}) = \alpha_{nv} \cdot (h_{nv1} - h_{nv2}) \quad (3.12)$$

$$(\alpha_1 + \alpha_{nn2}) \cdot (h_{s1} - h_{s2}) + \alpha_2 \cdot (h_2 - h_{s2}) + \alpha_{nn1} \cdot (h_{nn1}^s - h_{s2}) = \alpha_{nv} \cdot (h_{nv2} - h_{nv3}) \quad (3.13)$$

Как видно из рисунка 3.4 дренажи пароперегревателей ПП1 и ПП2 сливаются в подогреватели высокого давления. Так как неизвестных величин больше, чем уравнений, то необходимо к уравнениям (15) и (16) добавить уравнения тепловых балансов для сепаратора, первого пароперегревателя ПП1, второго пароперегревателя ПП2 и деаэрата.

Уравнения для сепаратора:

$$(1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3) \cdot (h_c'' - h_3) = \alpha_c \cdot (h_c'' - h_{s-c}) \quad (3.14)$$

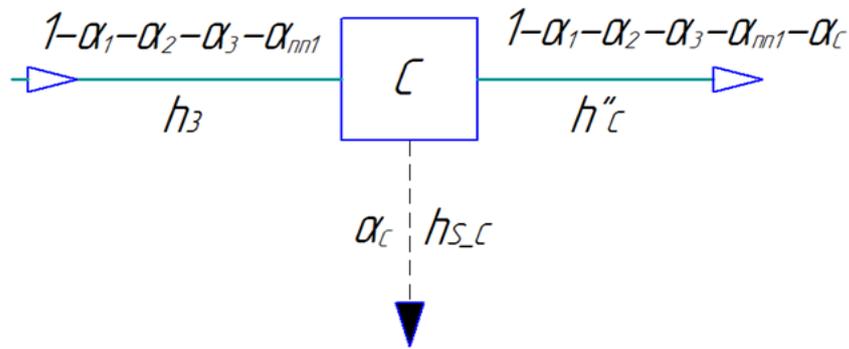


Рисунок 3.5 – Расчетная схема сепаратора
Тепловой баланс первой ступени пароперегревателя (ПП1).

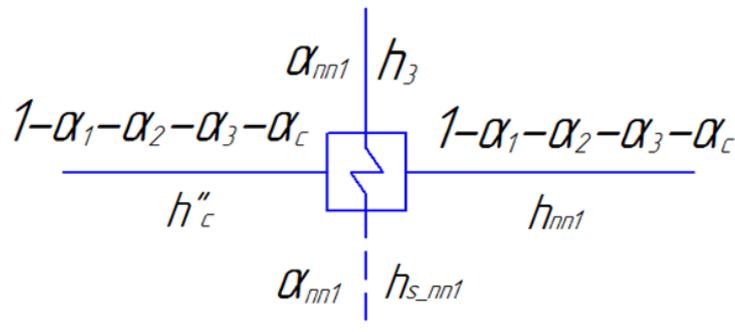


Рисунок 3.6 – Расчетная схема ПП1

$$(1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_c) \cdot (h''_c - h_{nn1}) = \alpha_{nn1} \cdot (h_3 - h_{s_nn1}) \quad (3.15)$$

Тепловой баланс второй ступени пароперегревателя (ПП2).

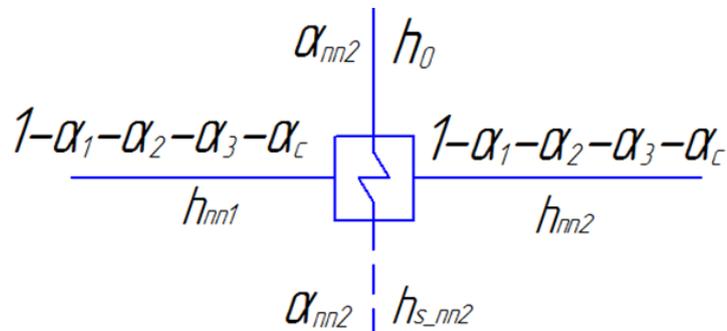


Рисунок 3.7 – Расчетная схема ПП2

$$(1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_c) \cdot (h_{nn2} - h_{nn1}) = \alpha_{nn2} \cdot (h_0 - h_{s_nn2}) \quad (3.16)$$

Для деаэратора необходимо составить 2 уравнения теплового и материального баланса:

$$(\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_{nn1} + \alpha_{nn2}) \cdot h_{s_2} + \alpha_3 \cdot h_3 + \alpha_c \cdot h_{s_c} + \alpha_{ок} \cdot h_{ок4} = \alpha_{нв} \cdot h_{нв3} \quad (3.17)$$

$$\alpha_{нв} = \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_{nn1} + \alpha_{nn2} + \alpha_3 + \alpha_c + \alpha_{ок} \quad (3.18)$$

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

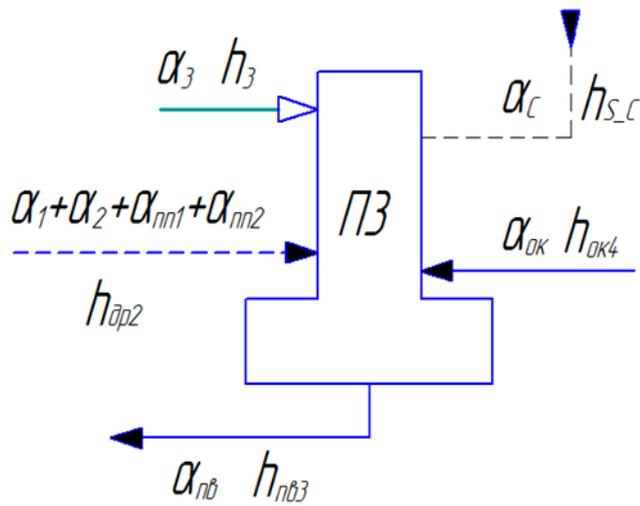


Рисунок 3.8 – Расчетная схема деаэратора

Тогда система уравнений примет вид:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 \alpha_1 \cdot (h_1 - h_{s1}) + \alpha_{nn2} \cdot (h_{nn2}^s - h_{s1}) = \alpha_{нв} \cdot (h_{нв1} - h_{нв2}) \\
 (\alpha_1 + \alpha_{nn2}) \cdot (h_{s1} - h_{s2}) + \alpha_2 \cdot (h_2 - h_{s2}) + \alpha_{nn1} \cdot (h_{nn1}^s - h_{s2}) = \alpha_{нв} \cdot (h_{нв2} - h_{нв3}) \\
 (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3) \cdot (h_c'' - h_3) = \alpha_c \cdot (h_c'' - h_{s_c}) \\
 (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_c) \cdot (h_c'' - h_{nn1}) = \alpha_{nn1} \cdot (h_3 - h_{s_{nn1}}) \\
 (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_c) \cdot (h_{nn2} - h_{nn1}) = \alpha_{nn2} \cdot (h_0 - h_{s_{nn2}}) \\
 (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_{nn1} + \alpha_{nn2}) \cdot h_{s2} + \alpha_3 \cdot h_3 + \alpha_c \cdot h_{s_c} + \alpha_{ок} \cdot h_{ок4} = \alpha_{нв} \cdot h_{нв3} \\
 \alpha_{нв} = \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_{nn1} + \alpha_{nn2} + \alpha_3 + \alpha_c + \alpha_{ок}
 \end{array} \right. \quad (3.19)$$

Значения искомых величин найдены с помощью Mathcad:

$$\begin{array}{ll}
 \alpha_1 = 0,123; & \alpha_{nn2} = 0,008; \\
 \alpha_2 = 0,031; & \alpha_c = 0,115; \\
 \alpha_3 = 0,040; & \alpha_{ок} = 0,638; \\
 \alpha_{nn1} = 0,053; & \alpha_{нв} = 1.
 \end{array}$$

Далее составлены уравнения тепловых и материальных балансов для ПНД и точки смешения, расчетная схема представлена на рисунке 2.8.

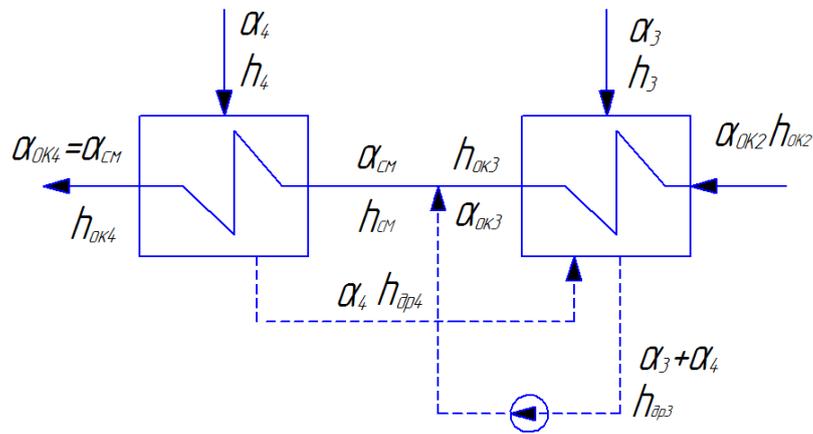


Рисунок 3.9 – Расчетная схема ПНД4 и ПНД3

$$\begin{cases} \alpha_4 \cdot (h_4 - h_{s4}) = \alpha_{ок4} \cdot (h_{ок4} - h_{см}); \\ \alpha_3 \cdot (h_3 - h_{s3}) + \alpha_4 \cdot (h_{s4} - h_{s3}) = \alpha_{ок3} \cdot (h_{ок3} - h_{ок2}); \\ \alpha_{ок} \cdot h_{ок3} + (\alpha_3 + \alpha_4) \cdot h_{s3} = \alpha_{ок4} \cdot h_{см}; \\ \alpha_{ок4} = \alpha_{ок3} + \alpha_3 + \alpha_4. \end{cases} \quad (3.20)$$

Значения искоемых величин найдены с помощью Mathcad:

$$\begin{aligned} \alpha_3 &= 0,045; & \alpha_{ок3} &= 0,564; \\ \alpha_4 &= 0,029; & h_{см} &= 555,7 \text{ кДж / кг}; \end{aligned}$$

Аналогичные действия выполним для ПНД2 и ПНД1:

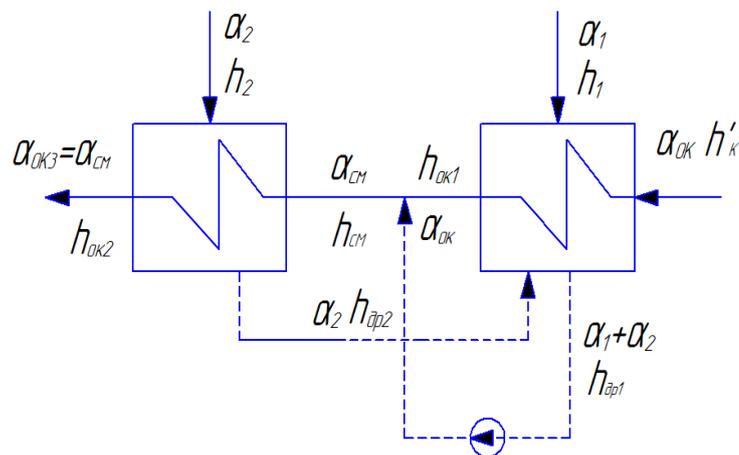


Рисунок 3.9 – Расчетная схема ПНД2 и ПНД1

$$\begin{cases} \alpha_2 \cdot (h_2 - h_{s2}) = \alpha_{ок3} \cdot (h_{ок2} - h_{см1}); \\ \alpha_1 \cdot (h_1 - h_{s1}) + \alpha_2 \cdot (h_{s2} - h_{s1}) = \alpha_{ок} \cdot (h_{ок1} - h'_к); \\ \alpha_{ок} \cdot h_{ок1} + (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot h_{s1} = \alpha_{ок3} \cdot h_{см1}; \\ \alpha_{ок3} = \alpha_{ок} + \alpha_1 + \alpha_2. \end{cases} \quad (3.21)$$

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

Значения искомых величин найдены с помощью Mathcad:

$$\alpha_1 = 0,025; \quad \alpha_{ок} = 0,503;$$

$$\alpha_2 = 0,036; \quad h_{см1} = 250 \text{ кДж / кг};$$

Необходимо определить относительный расход пара в конденсатор из материального баланса, после нахождения расходов из всех j-х отборов турбины:

$$\alpha_k = 1 - \sum \alpha_{отбj} \quad (3.22)$$

$$\begin{aligned} \alpha_k &= 1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_{m1} - \alpha_{m2} - \alpha_c = \\ &= 1 - 0,123 - 0,031 - 0,40 - 0,029 - 0,045 - 0,036 - 0,025 - \\ &- 0,053 - 0,008 - 0,115 = 0,503 \end{aligned}$$

После нахождения всех относительных расходов, можно определить абсолютный внутренний КПД, который может быть представлен, как отношение тепла, превращенного в работу внутри турбины, к теплу сообщенному рабочему телу в парогенераторе [3]:

$$\eta_i = \frac{H_i}{(1 + \alpha_{m2}) \cdot (h_0 - h_{н6})} \quad (3.23)$$

где H_i - действительный теплоперепад турбоустановки, который определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} H_i &= (h_0 - h_1) + (1 - \alpha_1 - \alpha_{m1}) \cdot (h_1 - h_2) + (1 - \alpha_1 - \alpha_{m1} - \alpha_2) \cdot (h_2 - h_3) + \\ &+ (1 - \alpha_1 - \alpha_{m1} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_c) \cdot (h_{m2} - h_4) + (1 - \alpha_1 - \alpha_{m1} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_c - \alpha_4) \times \\ &\times (h_4 - h_5) + (1 - \alpha_1 - \alpha_{m1} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_c - \alpha_4 - \alpha_5) \cdot (h_5 - h_6) + \\ &+ (1 - \alpha_1 - \alpha_{m1} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_c - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_6) \cdot (h_6 - h_7) + \\ &+ \alpha_k \cdot (h_7 - h_k) = 643 \text{ кДж / кг}. \end{aligned} \quad (3.24)$$

Тогда абсолютный внутренний КПД равен:

$$\eta_i = \frac{643}{(1 + 0,008) \cdot (2773 - 1078)} = 0,3846.$$

Заключение по разделу:

В данном разделе методом балансов была рассчитана тепловая схема ПТУ К-1200-6,8/50. При расчете были найдены параметры рабочего тела с помощью программы WaterSteamPro в среде Mathcad, которые представлены в таблицах 3.3 и 3.4. После составлений систем уравнений тепловых и материальных балансов были определены значения относительных расходов для каждого отбора. Также рассчитан абсолютный внутренний КПД, который равен 0,3762.

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		35

4 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА И СОСТАВЛЕНИЕ ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА КИМОВ ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ПТУ РАЗНОЙ СТЕПЕНИ СЛОЖНОСТИ

В данном разделе составлены алгоритмы расчета коэффициентов использования мощности (КИМ) для тепловых схем. Представлен расчет по составленному алгоритму для ПТУ К-1200-6,8/50, принципиальная схема, которой представлена на рисунке 4.2.

4.1 Составление краткого алгоритма расчета методом КИМов

1. Составление расчетной тепловой схемы турбоустановки, включающая только узловые и (или) каскадные ступени регенеративного подогрева;

2. Производится последовательный расчет коэффициентов изменения мощности (КИМ) регенеративных подогревателей по ходу основного конденсата;

3. Для ПТУ насыщенного пара прямой расчет коэффициентов изменения мощности (КИМ) ступеней давления которых больше и равно разделительному давлению ($P \geq P_x$) невозможен, поэтому определяем совместным решением системы уравнений коэффициенты изменения мощности осушителей и коэффициент A_{OC} , затем вычисляются ступени подключенные к цилиндру высокого давления;

4. Расчет схемы заканчивается определением абсолютного внутреннего КПД турбоустановки.

4.2 Состав схему ПТУ К-1200-6,8/50

В тепловых схемах применяют различные типы, конструкции и схемы включения подогревателей конденсата и питательной воды: смешивающие поверхностные, снабженные охладителями дренажа и охладителями перегретого пара, с подводом дренажа из вышестоящих, со сливом дренажа в

нижестоящие подогреватели или подачей его в линию основного конденсата. Но для определения коэффициента изменения мощности e достаточно различать два типа ступеней подогрева: каскадной и узловой.

Каскадная ступень подогрева представляет собой поверхностный подогреватель вместе с охладителем пара и охладителем дренажа (если они имеются), дренаж которого сбрасывается в какую-либо нижестоящую степень подогрева, [1].

Узловая ступень – это ступень подогрева без слива дренажа, в которой обрывается каскад дренажа вышестоящих подогревателей с образованием узла смешения потока дренажа и основного конденсата. К такой ступени относятся смешивающие подогреватели, поверхностные с дренажным насосом и подогреватель высокого давления и деаэратор, которые включены по вильчатой схеме, [1].

Далее представлены схемы каскадной и узловой ступеней на рисунке 4.1, также упрощенная принципиальная схема турбоустановки К-1200-6,8/50 на рисунке 4.2.

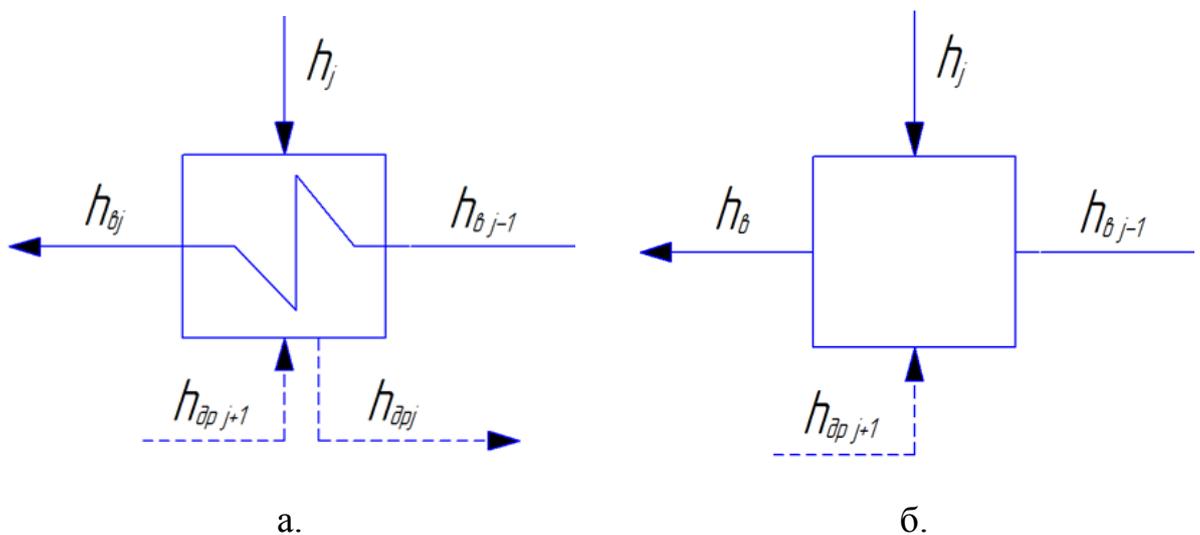


Рисунок 4.1 – Схемы каскадной и узловой ступеней для расчета КИМов:

а – каскадная ступень, б – узловая ступень

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

Для этого необходимо рассмотреть два потока пара из отбора j :

- первый, направляемый в проточную часть турбины;
- второй, направляемый в соответствующий подогреватель.

Аналитически можно с помощью коэффициента изменения мощности e записать работу, совершаемую в части цикла каждым потоком до их смешения и приравнять полученные выражения.

Расчет методом коэффициента изменения мощности зависит от структуры тепловой схемы ПТУ АЭС. Так для схем с промежуточным перегревом пара появляется дополнительный подвод теплоты от пароперегревателей. В дипломной работе рассматривается схема ПТУ АЭС, работающая на насыщенном паре.

Особое положение при такой структуре тепловой схемы занимает ступени регенеративного подогрева, которая получает пар из холодной линии промежуточного перегрева и выше по давлению. На рисунке 4.2 такая ступень обозначена буквой x (номер ступени). При подводе к этим ступеням тепла извне изменение расхода пара из отбора вызывает изменение через промежуточный пароперегреватель, в этом случае при определении коэффициента изменения мощности, необходима корректировка расхода свежего пара для сохранения условия постоянства общего расхода тепла на турбину.

Структура схемы в части низкого давления (за точкой промежуточного перегрева) не имеет отличий от схемы без промежуточного перегрева. Значения коэффициентов изменения мощности подогревателей низкого давления не зависят от параметров вышестоящих подогревателей, и для них справедливы формулы.

Далее записаны расчетные формулы коэффициента изменения мощности для каскадной (4.1) и узловой ступени (4.2):

$$e_{j+1} = e_j + (1 - e_j) \cdot \frac{h_{j+1} - h_j}{h_{j+1} - h_{\text{оп}j+1}} \quad (4.1)$$

$$e_{j+1} = \frac{h_{j+1} - h_k - \sum_1^{j-1} e \cdot \Delta h_g}{h_{j+1} - h_{ej}} \quad (4.2)$$

где e_j, e_{j-1} - коэффициенты изменения мощности $j, j-1$ ступени;

h_j, h_{j-1} - энтальпии $j, j-1$ отборного пара;

h_{opj} - энтальпия насыщенной воды j отбора;

h_k - энтальпия отработавшего пара;

h_{ej-1}, h_{ej} - энтальпии питательной воды на входе и на выходе ступени

регенеративного подогрева;

$\Delta h_{ej} = h_{ej} - h_{ej-1}$ - прирост энтальпии основного конденсата.

Если каскадная или узловая ступени стоят первыми по ходу основного конденсата, то уравнения примут вид:

$$e_1 = \frac{h_1 - h_k}{h_1 - h_{op1}} \quad (4.3)$$

$$e_1 = \frac{h_1 - h_k}{h_1 - h_k} \quad (4.4)$$

Следовательно, по вышенаписанным формулам можно определить коэффициенты изменения мощности для подогревателей низкого давления турбоустановки К-1200-6,8/50 по исходным данным, взятым из таблицы 3.3 и 3.4.

Расчет методом КИМов всегда производится по ходу основного конденсата. Чтобы не запутаться, нумерацию отборов и соответственно подогревателей оставим прежней, как и при расчете методом балансов. Значения коэффициентов изменения мощности найдены в среде Mathcad и представлены в таблице 4.1

По рисунку 4.2 видно, что подогреватели низкого давления П7 и П5 являются узловыми, а П6 и П4 – каскадными. Также можно отметить, что по ходу движения основного конденсата коэффициенты изменения мощности возрастают, что говорит о правильности расчета.

Таблица 4.1 – Значения коэффициентов изменения мощности для подогревателей низкого давления

Номер РППВ	Формула КИМ	Значение
П7	$e_7 = \frac{h_7 - h_{\kappa}}{h_7 - h_{\kappa}'}$	0,078
П6	$e_6 = e_7 + (1 - e_7) \cdot \frac{h_7 - h_6}{h_7 - h_{\text{оп}7}}$	0,148
П5	$e_5 = \frac{h_5 - h_{\kappa} - (e_7 \cdot \Delta h_7 + e_6 \cdot \Delta h_6)}{h_5 - h_{66}}$	0,208
П4	$e_4 = e_5 + (1 - e_5) \cdot \frac{h_4 - h_5}{h_4 - h_{\text{оп}4}}$	0,244

По рисунку 4.2 с третьего отбора x , который равен разделительному давлению греющего пара, т.е. к этому подогревателю и вышерасположенным по давлению подогревателям подводится тепло извне. Следовательно, подогреватель этого отбора должен быть рассмотрен, как узловая ступень с номером x , которая снабжается паром из конца части высокого давления. Подвод теплоты при неизменном расходе свежего пара Q_0 , приведет к уменьшению отбора пара, в результате при расчете коэффициента изменения мощности e нужно учесть некоторый поправочный коэффициент $A_{\text{ос}}$. Индекс «ос» означает принадлежность коэффициента $A_{\text{ос}}$ к осушителям. Сепаратор, пароперегреватель первой и второй ступени являются осушителями.

Основной особенностью расчета коэффициента изменения мощности для ПТУ насыщенного пара является то, что для потоков теплоты и пара, расходуемых в осушителях, также вводится понятие коэффициента изменения мощности (КИМ).

Для нахождения коэффициентов изменения мощности деаэратора и подогревателей высокого давления, питаемых греющим паром из цилиндра высокого давления, которые зависят от коэффициента $A_{\text{ос}}$, нужно совместно

решить систему уравнений для коэффициентов изменения мощности осушителей в Mathcad.

Коэффициент A_{oc} можно определить по формуле:

$$A_{oc} = \sum (1 - e_{oc}) \cdot \Delta h_{oc} \quad (4.5)$$

где e_{oc} - коэффициент изменения мощности осушителя;

Δh_{oc} - приращение энтальпии в осушителях.

Воспользуемся методикой нахождения коэффициентов изменения мощности для осушителей, которая находится в [2], формулы представлены в таблице 4.2.

Так как давление третьего отбора, условно названного ступенью под номером x , равно разделительному давлению и дренаж сепаратора сливается в этот подогреватель, то коэффициент изменения мощности первого осушителя (сепаратора) будет равен коэффициенту изменения мощности данного подогревателя, [2].

В пароперегревателях первой и второй ступени в качестве греющего используется пар из первого отбора турбины с номером больше x (так как нумерация подогревателей идет по ходу основного конденсата) и свежий пар. Как видно из рисунка 4.2 дренажи пароперегревателей сливаются в подогреватели с номерами больше x .

Если бы дренаж первой ступени пароперегревателя, на которую подается пар первого отбора, сливался в первый подогреватель высокого давления, то КИМ осушителя был бы равен КИМу соответствующего подогревателя. Но дренаж сливается во второй подогреватель, то коэффициент изменения мощности записывается согласно формуле [2].

Таблица 4.2 – Значения коэффициентов изменения мощности для осушителей

Номер осушителя	Формула КИМ	Значение
Сепаратор (e_{ocl})	$e_{ocl} = e_3$	0,29

Продолжение таблицы 4.2

Номер осушителя	Формула КИМ	Значение
ПП1 (e_{ocII})	$1 - e_{ocII} = (1 - e_2) \cdot \frac{h_2 - h_{s_nn1}}{h_1 - h_{s_nn1}}$	0,369
ПП2 (e_{ocIII})	$1 - e_{ocIII} = (1 - e_1) \cdot \frac{h_1 - h_{s_nn2}}{h_0 - h_{s_nn2}}$	0,406
A_{oc}	$A_{oc} = \sum (1 - e_{oc}) \cdot \Delta h_{oc}$	$2,9 \cdot 10^5$

Таблице 4.3 представлены расчетные формулы коэффициентов изменения мощности для деаэрата, который в нашем случае, является узловой ступенью и двух подогревателей высокого давления, которые изображены в виде каскадных ступеней.

Таблица 4.3 – Значения коэффициентов изменения мощности для деаэрата и двух подогревателей высокого давления

Номер РППВ	Формула КИМ	Значение
ПЗ	$e_3 = \frac{h_3 - h_k - (e_7 \cdot \Delta h_7 + e_6 \cdot \Delta h_6 + e_5 \cdot \Delta h_5 + e_4 \cdot \Delta h_4) + A_{oc}}{h_3 - h_{64}}$	0,29
П2	$e_2 = 1 - \left[(1 - e_3) \cdot \frac{h_3 - h_{op2}}{h_2 - h_{op2}} \right]$	0,318
П1	$e_1 = 1 - \left[(1 - e_2) \cdot \frac{h_2 - h_{op1}}{h_1 - h_{op1}} \right]$	0,369

Также как и для подогревателей низкого давления, коэффициенты изменения мощности подогревателей высокого давления возрастают по ходу движения питательной воды.

После нахождения всех коэффициентов изменения мощности, необходимо определить абсолютный внутренний КПД, который может быть найден по формуле, [2]:

$$\eta_i^{ким} = \frac{h_0 - h_k + A_{oc} - \sum_1^n e \cdot \Delta h_g}{h_0 - h_{ng}} \quad (4.6)$$

Тогда абсолютный внутренний КПД равен:

$$\eta_i^{ким} = \frac{2773 - 2166 + 2,9 \cdot 10^5 - 2,295}{2773 - 1078} = 0,3937.$$

4.4 Сравнительный анализ применения экспресс-методов при расчете тепловой схемы ПТУ К-1200-6,8/50

После расчетов схемы по двум методам, была определена относительная погрешность значений абсолютного внутреннего КПД. Результаты расчетов схемы методом КИМов с удовлетворительной точностью соответствуют расчетам схемы методом балансов.

$$\delta = \frac{\eta_i^{ким} - \eta_i^{бал}}{\eta_i^{бал}} = \frac{0,3937 - 0,3846}{0,3846} = 0,024. \quad (4.7)$$

Заключение по разделу:

В данном разделе методом коэффициентов изменения мощности была рассчитана тепловая схема ПТУ К-1200-6,8/50. При расчете использованы параметры рабочего тела, которые были определены во втором разделе. После составлений программы по расчету коэффициентов изменения мощности, были определены значения этих коэффициентов для каждого элемента тепловой схемы. Также рассчитан абсолютный внутренний КПД, который равен 0,3937. Определена относительная погрешность вычислений между расчетами по методу КИМов и балансов, которая составляет 2,4%.

5 ВАРИАНТНЫЕ РАСЧЕТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ИХ СТРУКТУРЫ

В третьей и четвертой главах настоящего диплома представлены расчеты и составлены алгоритмы экспресс-методов для тепловой схемы на примере энергоблока ВВЭР-1200.

В данной главе выполнены сравнительные расчеты экспресс-методами для исходной схемы простой ПТУ с циклом Ренкина и при изменении структуры данной схемы.

5.1 Сравнительные расчеты методом балансов и КИМов тепловых схем элементарной структуры

Цель расчета: анализ целесообразности применения методов КИМов для оценки эффективности паротурбинных установок.

Рассмотренными схемами являются, исходная схема с циклом Ренкина, далее схемы:

- с однократной сепарацией;
- с двукратной сепарацией;
- с однократной сепарацией и промежуточным перегревом;
- с однократной сепарацией и двухступенчатым промежуточным перегревом.

Также следует отметить, что количество регенеративных подогревателей во всех схемах одинаково. Было принято число регенеративных подогревателей, равное трем. Принципиальные схемы представлены чертежом ФЮРА.311350.004.ТС.

Исходные данные для расчета всех схем приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные

Параметр	Значение
Начальное давление P_0 , МПа	7
Конечное давление P_K , МПа	0,005

Продолжение таблицы 5.1

Параметр	Значение
Давление питательной воды $P_{ПВ}$, МПа	8,75
Недогрев θ , °С	3
Температурный напор ПП1 $\Delta t_{ПП1}$, °С	15
Температурный напор ПП2 $\Delta t_{ПП2}$, °С	10
КПД цилиндров η_{oi}	0,85

Примечание: давления в отборах, разделительные давления, энтальпии процесса были определены через функции программы WaterSteamPro [4] в среде Mathcad для каждой тепловой схемы отдельно.

По алгоритму, описанному в третьей главе диплома, были составлены программы для расчета уравнений материальных и тепловых балансов и найден абсолютный внутренний КПД для пяти рассматриваемых схем. Найденные значения представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Значения относительных расходов и абсолютных внутренних КПД

№ п/п	Тип схемы ПТУ	α_1	α_2	α_3	α_{c1}	α_{c2}	α_{nn1}	α_{nn2}
1	Простая (цикл Ренкина)	0,076	0,081	0,092	-	-	-	-
2	Однократная сепарация	0,075	0,125	0,164	0,119	-	-	-
3	Двукратная сепарация	0,125	0,123	0,106	0,107	0,065	-	-

Продолжение таблицы 5.2

№ п/п	Тип схемы ПТУ	α_1	α_2	α_3	α_{c1}	α_{c2}	α_{m1}	α_{m2}
4	Сепарация и промперегрев (свежим паром)	0,098	0,204	0,039	0,106	-	0,085	-
5	Сепарация и двухступенчатый промперегрев	0,084	0,182	0,115	0,097	-	0,044	0,034

Расчет схем был произведен по ходу основного конденсата. В таблице 5.2 обозначения относительных расходов пара:

$\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ - первого, второго и третьего отборов;

α_{c1}, α_{c2} - дренажа первого и второго сепараторов;

α_{m1}, α_{m2} - дренажа первой и второй ступеней промежуточных пароперегревателей.

По алгоритму, описанному в четвертой главе диплома, были составлены программы для расчета КИМ и найден абсолютный внутренний КПД для пяти рассматриваемых схем. Найденные значения представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Значения коэффициентов изменения мощности и абсолютных внутренних КПД

№ п/п	Тип схемы ПТУ	e_1	e_2	e_3	e_{ocI}	e_{ocII}	e_{ocIII}	$A_{oc} \cdot 10^{-5}$
	Простая (цикл Ренкина)	0,094	0,164	0,224	-	-	-	-
1	Однократная сепарация	0,157	0,260	0,346	0,260	-	-	2,43
2	Двукратная сепарация	0,172	0,204	0,335	0,335	0,172	-	3,46

Продолжение таблицы 5.3

№	Тип схемы ПТУ	e_1	e_2	e_3	e_{ocI}	e_{ocII}	e_{ocIII}	$A_{oc} \cdot 10^{-5}$
3	Сепарация и промперегрев (свежим паром)	0,191	0,324	0,349	0,324	0,436	-	3,29
4	Сепарация и двухступенчатый промперегрев	0,192	0,328	0,379	0,328	0,434	0,379	3,33

Расчет схем был произведен по ходу основного конденсата. В таблице 5.3 и 5.4 обозначения коэффициентов изменения мощности:

e_1, e_2, e_3 – для первого, второго и третьего регенеративных подогревателей;

$e_{ocI}, e_{ocII}, e_{ocIII}$ – для осушителей.

В таблице 5.4 представлены абсолютные внутренние КПД всех схем, вычисленные по двум методам и определена относительная погрешность между ними.

Относительная погрешность при расчете абсолютных внутренних коэффициентов полезного действия по двум методам определяется по формуле (5.1):

$$\delta = \frac{\eta_i^{ким} - \eta_i^{бал}}{\eta_i^{бал}} \cdot 100\% \quad (5.1)$$

Таблица 5.4 – Изменение КПД при усложнении тепловых схем

№ п/п	Тип схемы ПТУ	Число РППВ	$\eta_i^{бал}$	$\eta_i^{ким}$	$\delta, \%$
1	Простая (цикл Ренкина)	3	0,326	0,326	0
2	Однократная сепарация	3	0,360	0,356	1,23

Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Тип схемы ПТУ	Число РППВ	$\eta_i^{бал}$	$\eta_i^{ким}$	$\delta, \%$
3	Двухкратная сепарация	3	0,362	0,358	0,96
4	Сепарация и промперегрев (свежим паром)	3	0,349	0,359	2,86
5	Сепарация и двухступенчатый промперегрев	3	0,344	0,352	2,90

По данным таблицы 5.4 построена гистограмма 5.1.

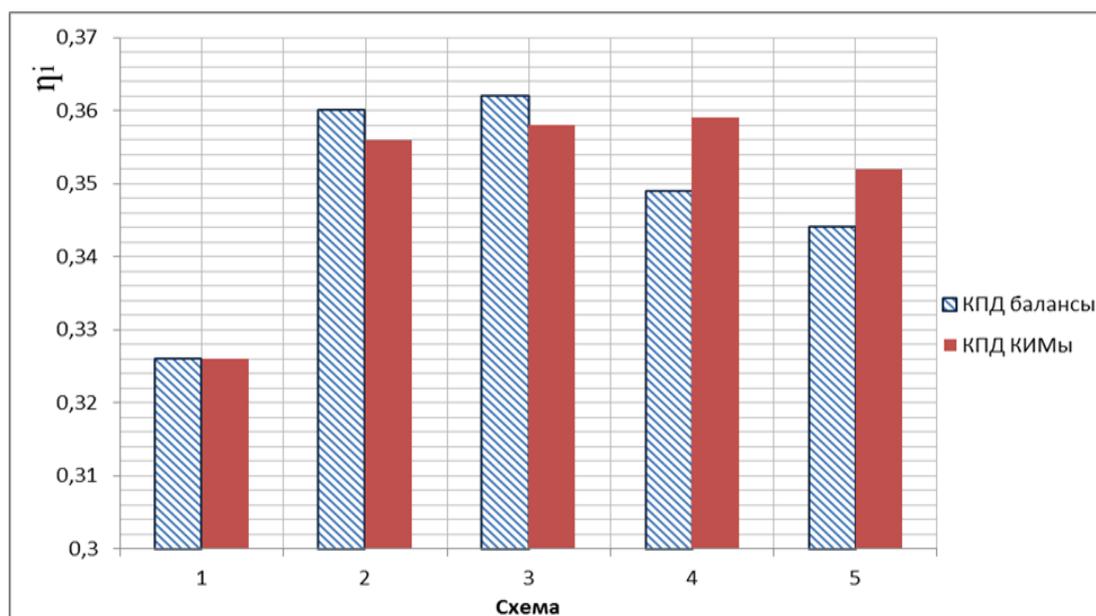


Рисунок 5.1 – Результаты сравнения значений КПД, рассчитанных разными методами:

1 – простая (цикл Ренкина); 2 – с однократной сепарацией; 3 – с двухкратной сепарацией; 4 – с сепарацией и одноступенчатым промперегревом; 5 – с сепарацией и двухступенчатым промперегревом

Анализ рисунка 5.1. показывает, что с усложнением тепловой схемы при постоянном количестве регенеративных подогревателей погрешность вычисления КПД увеличивается

5.2 Расчет методом балансов и КИМов тепловых схем при изменении количества РППВ

Цель расчета: анализ целесообразности применения методов балансов и КИМов для оценки эффективности паротурбинных установок с разным числом РППВ. Здесь рассматривались схемы с сепарацией, сепарацией и одноступенчатым и двухступенчатым промежуточным перегревом пара.

В таблице 5.5 представлены данные для расчета.

Таблица 5.5 – Исходные данные для схемы с сепарацией и промежуточным перегревом

Параметр	Значение
Начальное давление P_0 , МПа	7
Конечное давление P_K , МПа	0,005
Давление питательной воды $P_{ПВ}$, МПа	8,75
Разделительное давление P_P , МПа	1,25
Температурный напор ПП1 $\Delta t_{ПП1}$, °С	15
Температурный напор ПП2 $\Delta t_{ПП2}$, °С	10
КПД цилиндров η_{oi}	0,85

Примечание: давления в отборах, энтальпии процесса определены через функции программы WaterSteamPro [4] в среде Mathcad для каждой тепловой схемы.

Аналогично, как и в разделе 5.1 был произведен расчеты для разного количества подогревателей РППВ, который показаны в приложении. Данные таблицы 5.7 представлены на рисунках 5.2 и 5.3.

Таблица 5.6 – Изменение КПД при разном количестве РППВ

Схема	Число РППВ	Параметры		
		$\eta_i^{бал}$	$\eta_i^{ким}$	$\delta, \%$
Сепарация и промперегрев (свежим паром)	3	0,347	0,358	2,96
	4	0,361	0,371	2,77
	5	0,369	0,379	2,71
Сепарация и двухступенчатый промперегрев	3	0,348	0,358	2,87
	4	0,353	0,365	3,39
	5	0,318	0,327	2,83

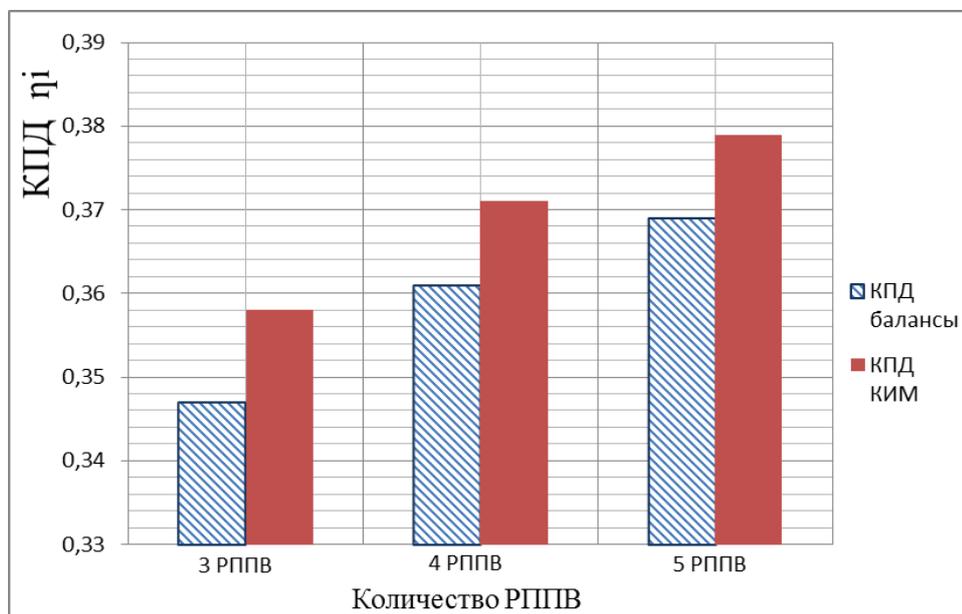


Рисунок 5.2 – Результаты сравнения значений КПД, рассчитанных разными методами в схеме с сепарацией и промперегревом

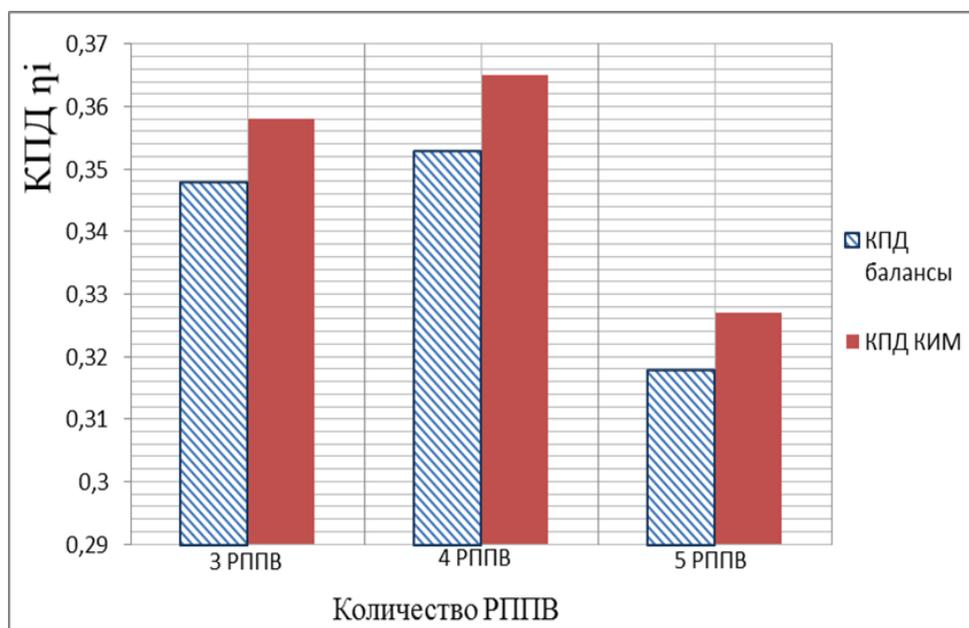


Рисунок 5.3 –Результаты сравнения значений КПД, рассчитанных разными методами в схеме с сепарацией и двухступенчатым промперегревом

Анализ рисунков 5.2 и 5.3 показывает, что с усложнением тепловой схемы при разном количестве регенеративных подогревателей абсолютный внутренний КПД увеличивается, только в случае с сепарацией и двухступенчатым перегревом, наибольшее значение КПД достигается при четырех регенеративных подогревателях.

5.3. Оценка влияния изменения недогрева в тепловых схемах элементарной структуры

5.3.1 Базовый расчет методом балансов и КИМов тепловой схемы

Целью расчетов, проводимых в данном разделе, является сравнительная оценка методов балансов и КИМов при изменении структуры и параметров схемы.

Был произведен расчет следующих схем:

- с сепарацией и одноступенчатым промежуточным перегревом (свежим паром);
- с сепарацией и двухступенчатым промежуточным перегревом.

В базовом расчете во всех регенеративных подогревателях был принят одинаковый недогрев до температуры насыщения, равный 3 °С. Базовый расчет заключается в том, что после нахождения всех параметров, каждая схема была рассчитана методом балансов и методом КИМов, определены внутренняя мощность, КПД и др. Все найденные значения в этом расчете названы базовыми. Одна из расчетных схем показана на рисунке 5.4.

Для определения внутренней мощности методом балансов и КИМами, составлялись уравнения, согласно алгоритмам, которые были рассмотрены в третьей и четвертой главах диплома.

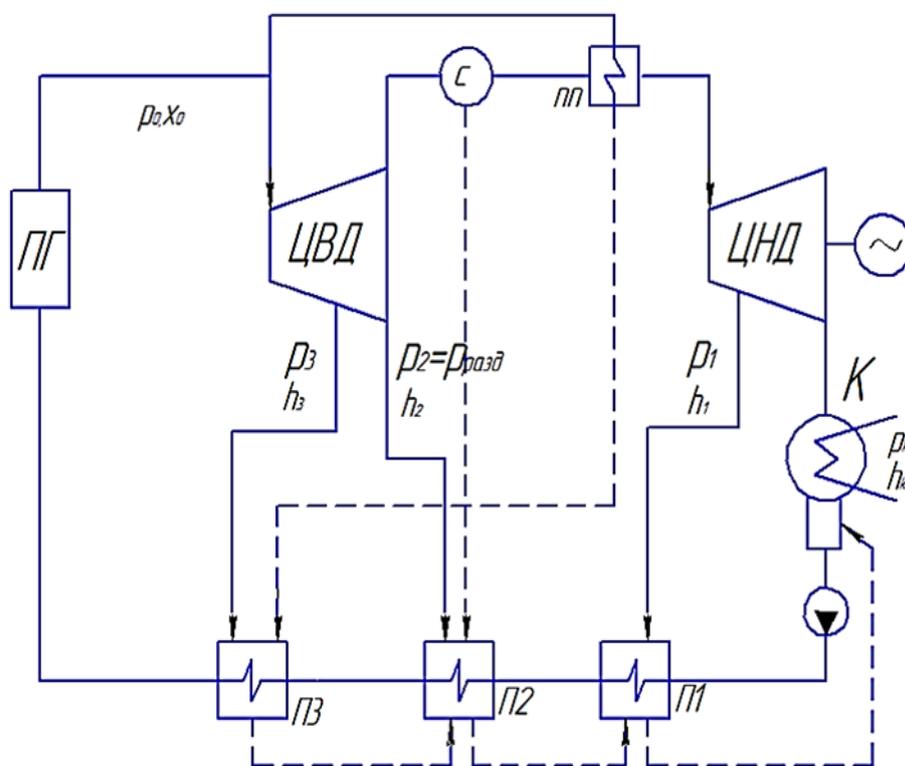


Рисунок 5.4 – Схема ПТУ с сепарацией и промежуточным перегревом

Следует отметить, что в исходной схеме все регенеративные подогреватели, являются каскадными ступенями. Необходимые параметры для расчета найдены с помощью [4] в Mathcad и сведены в таблицу 5.7.

Таблица 5.7 – Параметры рабочего тела

Элементы тепловой схемы	Пар отбора		Конденсат греющего пара	Питательная вода
	$p_{отб}$	$h_{отб}$	$h_{оп}$	$h_{не}$
	МПа	кДж/кг	кДж/кг	кДж/кг
«0»	7	2773	-	-
ПЗ	2,5	2611	962	949,9
П2	1,25	2509	806,8	797
П1	0,157	2637	473,3	466,9
К	0,005	2224	137,8	137,8
С	1,25	2785	806,8	-
ПП1	1,25	2981	1267	-

Таблица 5.8 – Базовый расчет методом балансов

Элемент схемы	Балансовое уравнение	Значение
ПЗ	$\alpha_3 \cdot (h_3 - h_{оп3}) + \alpha_{III} \cdot (h_{оп0} - h_{оп3}) = (1 + \alpha_{III}) \cdot (h_{г3} - h_{г2})$	$\alpha_3 = 0,085$
П2	$\alpha_2 \cdot (h_2 - h_{оп2}) + (\alpha_3 + \alpha_{III}) \cdot (h_{оп3} - h_{оп2}) + \alpha_c \cdot (h_{оп-c} - h_{оп2}) = (1 + \alpha_{III}) \cdot (h_{г2} - h_{г1})$	$\alpha_2 = 0,194$
П1	$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_{оп1}) + (\alpha_3 + \alpha_{III} + \alpha_2 + \alpha_c) \cdot (h_{оп2} - h_{оп1}) = (1 + \alpha_{III}) \cdot (h_{г1} - h_{гк})$	$\alpha_1 = 0,093$
С	$(1 - \alpha_3 - \alpha_2) \cdot h_2 = \alpha_c \cdot h_{оп-c} + (1 - \alpha_3 - \alpha_2 - \alpha_c) \cdot h_c$	$\alpha_c = 0,101$
ПП1	$(1 - \alpha_3 - \alpha_2 - \alpha_c) \cdot (h_{III} - h_c) = \alpha_{III} \cdot (h_0 - h_{оп0})$	$\alpha_{III} = 0,081$
Абсолютный внутренний КПД		
$\eta_i = \frac{H_i}{(1 + \alpha_{III}) \cdot (h_0 - h_{г3})}$		0,348

Таблица 5.9 – Базовый расчет методом КИМов

Параметр	Уравнение КИМ	Значение
П1	$e_1 = \frac{h_1 - h_K}{h_1 - h_{оп1}}$	$e_1 = 0,191$
П2	$1 - e_2 = (1 - e_1) \cdot \frac{h_1 - h_{оп2}}{h_2 - h_{оп2}} - \frac{A_{OC}}{h_2 - h_{оп2}}$	$e_2 = 0,324$
П3	$e_3 = e_2 + (1 - e_2) \cdot \frac{h_3 - h_2}{h_3 - h_{оп3}}$	$e_3 = 0,366$
С	$e_{ocl} = e_2$	$e_{ocl} = 0,324$
ПП1	$(1 - e_{ocl}) = (1 - e_3) \cdot \frac{h_3 - h_{оп0}}{h_0 - h_{оп0}}$	$e_{ocl} = 0,434$
A_{OC}	$A_{OC} = (1 - e_{ocl}) \cdot (h_c - h_2) + (1 - e_{ocl}) \cdot (h_{III} - h_c)$	$A_{OC} = 3,3 \cdot 10^5$
	$\eta_i = \frac{h_0 - h_K + A_{OC} - [e_1 \cdot \Delta h_{e1} + e_2 \cdot \Delta h_{e2} + e_3 \cdot \Delta h_{e3}]}{h_0 - h_{e3}}$	0,358

Теперь, зная все нужные для последующего расчета параметры, необходимо определить внутреннюю мощность турбоустановки. В базовом расчете был принят расход на турбину $G_0 = 793,1$ кг/с, который остается постоянным для всех последующих расчетов.

Определение базовой внутренней мощности турбоустановки методом балансов:

$$N_i = H_i^{баз} \cdot G_0 = 685,4 \cdot 793,1 = 543,6 \text{ МВт}, \quad (5.2)$$

где H_i - действительный теплоперепад на турбину;

G_0 – расход пара на турбину.

5.3.2 Оценка изменения мощности в тепловых схемах элементарной структуры

В данном подразделе проводились аналогичные действия, что и при базовом расчете, только при увеличении недогрева. Такое изменение повлияет

на параметры питательной воды, изменятся относительные расходы и абсолютный внутренний КПД при расчете балансами. Следовательно, можно найти изменение внутренней мощности турбоустановки.

Для КИМов увеличение недогрева, означает подвод теплоты к ступени и отвод теплоты от следующей по ходу воды ступени. При этом легко можно определить приращение мощности балансами (5.3) и КИМами (5.4):

$$\Delta N_i^{бал} = N_i^{баз} - N_i^{бал}, \quad (5.3)$$

где $N_i^{баз}$ - базовая внутренняя мощность при недогреве, равном 3 °С;

$N_i^{бал}$ - внутренняя мощность при увеличении недогрева;

$\Delta N_i^{бал}$ - приращение внутренней мощности балансами.

$$\Delta N_i^{КИМ} = \Delta N_i^j + \Delta N_i^{j+1}, \quad (5.4)$$

где $\Delta N_i^j, \Delta N_i^{j+1}$ - изменение внутренней мощности для соответствующих подогревателей;

$\Delta N_i^{КИМ}$ - приращение внутренней мощности КИМами.

В таблице 5.10 представлены значения при базовом недогреве и его увеличении.

Таблица 5.10 – Изменение недогрева

Базовый недогрев, °С	$\Delta\theta_n = +5 \text{ }^\circ\text{C}$	$\Delta\theta_n = +10 \text{ }^\circ\text{C}$
$\theta = 3$	$\theta = 8$	$\theta = 13$

Таблица 5.11 – Параметры питательной воды при увеличении недогрева

Элементы тепловой схемы	Питательная вода	
	$h_{нв}$	
	кДж/кг	
	$\theta = 8$	$\theta = 13$
«0»	-	-
ПЗ	949,9	949,9

Продолжение таблицы 5.11

П2	775,1	753,3
П1	466,9	466,9
К	137,8	137,8
С	-	-
ПП1	-	-

Таблица 5.12 – Расчет методом балансов при изменении недогрева

Элемент схемы	Значение	
	$\theta = 8$	$\theta = 13$
П3	$\alpha_3 = 0,093$	$\alpha_3 = 0,114$
П2	$\alpha_2 = 0,179$	$\alpha_2 = 0,164$
П1	$\alpha_1 = 0,1$	$\alpha_1 = 0,094$
С	$\alpha_c = 0,101$	$\alpha_c = 0,101$
ПП1	$\alpha_{III} = 0,081$	$\alpha_{III} = 0,081$
η_i	0,347	0,346

Таблица 5.13 – Расчет абсолютного внутреннего КПД методом КИМов

Параметр	Значение	
	$\theta = 8$	$\theta = 13$
η_i	0,3578	0,3573

При увеличении недогрева коэффициенты изменения мощности не изменились, а абсолютный внутренний КПД уменьшился по сравнению с базовым расчетом.

Определение изменения мощности методом балансов при изменении недогрева сводится к тому, что необходимо вычислить новую мощность при постоянном расходе пара на турбину, так действительный теплоперепад на турбину уменьшится с возрастанием недогрева. Следовательно, из формулы (5.4) внутренняя мощность также будет уменьшаться.

При увеличении недогрева на 5 °С:

$$N_i^8 = H_i^8 \cdot G_0 = 684,4 \cdot 793,1 = 542,8 \text{ МВт}, \quad (5.5)$$

$$\Delta N_i^{+5} = N_i^{\text{баз}} - N_i^8 = 543,6 - 542,8 = 790,7 \text{ кВт}, \quad (5.6)$$

где $N_i^8, \Delta N_i^{+5}$ - внутренняя мощность и изменение мощности при увеличении недогрева;

Так же при увеличении недогрева на 10 °С:

$$N_i^{13} = H_i^{13} \cdot G_0 = 683,5 \cdot 793,1 = 542 \text{ МВт}, \quad (5.7)$$

$$\Delta N_i^{+10} = N_i^{\text{баз}} - N_i^{10} = 543,6 - 542,1 = 1491 \text{ кВт}, \quad (5.8)$$

Так например, увеличение недогрева воды на 5 °С во втором регенеративном подогревателе приводит к уменьшению температуры питательной воды на выходе из подогревателя, а значит и количества тепла, переданного в нем:

$$\Delta N_{+5} = \Delta \theta \cdot c_p \cdot G_{\text{не}} (e_2 - e_3) = 5 \cdot 4379 \cdot 857,1 \cdot (0,324 - 0,366) = -785,6 \text{ кВт}, \quad (5.9)$$

где $\Delta \theta$ - увеличение недогрева;

c_p - изобарная теплоемкость воды;

$G_{\text{не}} = (1 + \alpha_{III}) \cdot G_0$ - расход питательной воды;

e_2, e_3 - КИМы для второй и третьей каскадной ступени.

Также при увеличении на 10 °С:

$$\Delta N_{+10} = \theta \cdot c_p \cdot G_{\text{не}} (e_2 - e_3) = 10 \cdot 4361 \cdot 857,1 \cdot (0,324 - 0,366) = -1448 \text{ кВт}, \quad (5.10)$$

Знак минус в формулах (5.9) и (5.10) говорит о том, что при увеличении недогрева во втором подогревателе к нему подводится некоторое количество теплоты, поэтому расход пара во втором отборе на подогреватель уменьшается, а на третий возрастает.

Проведены аналогичные расчеты по изменению внутренней мощности турбоустановки для схемы с сепарацией и промежуточным перегревом и с сепарацией, двухступенчатым перегревом, только при разных количествах регенеративных подогревателей, данные расчетов сведены в таблицы 5.15 и 5.16. Расчеты к схемам с разным количеством подогревателей представлены в Приложении А.

Примечания:

1. За базовый вариант принята схема с 3-мя подогревателями и недогревами во всех подогревателях $\theta_n^{баз} = 3 \text{ }^\circ\text{C}$.

2. В текущих расчетах изменяется недогрев только во втором подогревателе

$$\Delta\theta_{n2} = \theta_n^{баз} + \Delta\theta_n.$$

В таблице 5.14 относительная погрешность изменения мощности рассчитана по формуле (5.11):

$$\delta_N = \frac{\Delta N_{КИМ} - \Delta N_{бал}}{\Delta N_{бал}} \cdot 100\% \quad (5.11)$$

Таблица 5.14 - Точность оценки эффекта изменения недогрева для схемы ПТУ с сепарацией и промперегревом (свежим паром)

№ п/п	Число РППВ	Изменение недогрева					
		$\Delta\theta_n = +5 \text{ }^\circ\text{C}$			$\Delta\theta_n = +10 \text{ }^\circ\text{C}$		
		Изменение мощности ΔN , кВт		$\delta_N, \%$	Изменение мощности ΔN , кВт		$\delta_N, \%$
		метод балансов $\Delta N_{бал}$	метод КИМ $\Delta N_{КИМ}$		метод балансов $\Delta N_{бал}$	метод КИМ $\Delta N_{КИМ}$	
1	3	790,7	785,5	0,67	1491	1565	4,9
2	4	800	800,7	0,009	1600	1595	0,3

Таблица 5.15 - Точность оценки эффекта изменения недогрева для схемы ПТУ с сепарацией и двухступенчатым промперегревом

№ п/п	Число РППВ	Изменение недогрева					
		$\Delta\theta_n = +5\text{ }^\circ\text{C}$			$\Delta\theta_n = +10\text{ }^\circ\text{C}$		
		Изменение мощности ΔN , кВт		$\delta_N, \%$	Изменение мощности ΔN , кВт		$\delta_N, \%$
		метод балансов $\Delta N_{бал}$	метод КИМ $\Delta N_{КИМ}$		метод балансов $\Delta N_{бал}$	метод КИМ $\Delta N_{КИМ}$	
1	3	760	-752,3	0,1	1510	-1498,6	0,76
2	4	700	-760,5	8,64	1500	-1515	0,31
4	5	900	-876	2,61	1800	-1748	2,85

Заключение по разделу:

При расчете тепловых схем с одинаковым количеством подогревателей, абсолютный внутренний КПД рассчитанный методом балансов и КИМов возрастает, как видно по таблице 5.5, начиная со схемы с двухкратной сепарацией КПД уменьшается, с усложнением структуры схемы, это можно увидеть на рисунке 5.1.

Рассмотрение схем с сепаратором и одно-/двухступенчатым пароперегревателем при разном количестве регенеративных подогревателей показывает, что КПД в обоих случаях увеличивается и максимум достигается при наибольшем количестве подогревателей РППВ. Только в случае с сепарацией и двухступенчатым промперегревом наибольшее значение КПД достигается при четырех регенеративных подогревателях.

Влияние недогрева на изменение структуры схем с сепарацией и одно-/двухступенчатым пароперегревом:

– определены базовые мощности при разном количестве регенеративных подогревателей, к примеру, которая при трех подогревателях, равна $N_i = 543,6$ МВт для схемы с сепарацией и промперегревом свежим паром и $N_i = 518,7$ МВт для схемы с сепарацией и двухступенчатым промперегревом;

– в обоих случаях при увеличении недогрева на 5 и 10 °С, изменение внутренней мощности методами балансом и КИМов приблизительно увеличивается в 2 раза;

Результаты расчетов методом балансом с удовлетворительной точностью соответствуют значениям, которые были определены методом КИМов.

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		61

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данной части дипломной работы рассматривается вопрос экономической эффективности теплообменного оборудования за счет замены подогревателей низкого давления поверхностного на смешивающего типа в тепловой схеме ПТУ К-1200-6,8/50, которая представлена на рисунке 6.1.

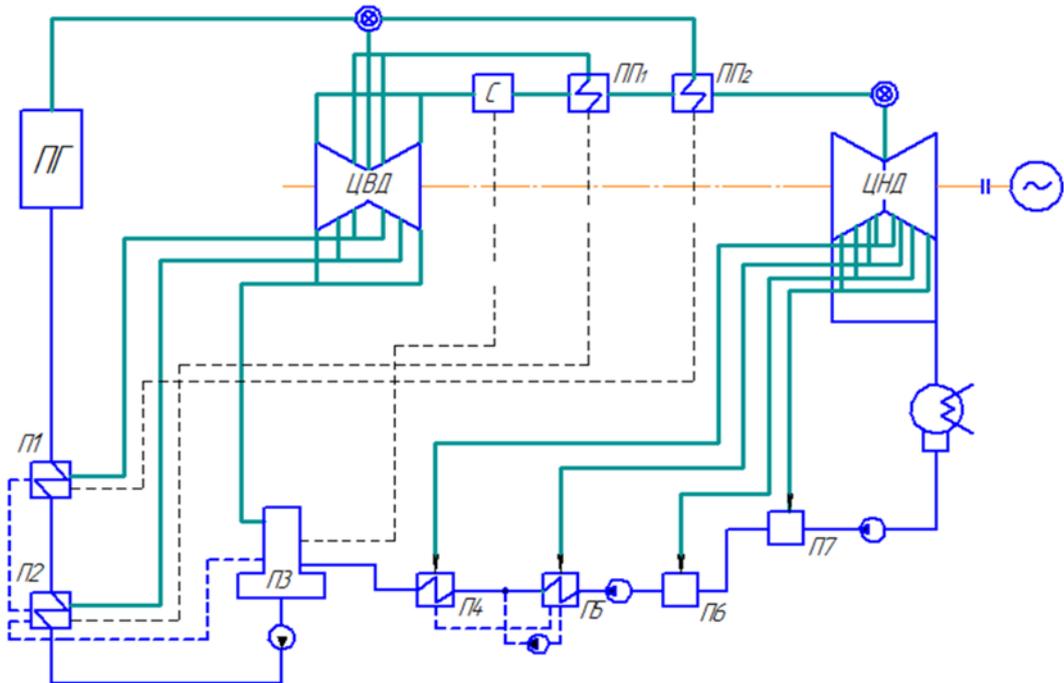


Рисунок 6.1 – Принципиальная тепловая схема К-1200-6,8/50 после замены подогревателей

Цель экономического расчета замены заключается в следующем:

- провести сравнительный расчет для определения экономии топлива в связи заменой двух первых по ходу воды подогревателей низкого давления поверхностного типа, на подогреватели низкого давления смешивающего типа;
- определить экономию топлива;

Расчет экономического эффекта от применения смешивающих подогревателей основан на получении дополнительной мощности турбины за счет устранения недогрева конденсата в ПНС, снижения его подогрева в последующих подогревателях поверхностного типа, повышения тепловой

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

ФЮРА.311350.001.ПЗ

Лист

62

экономичности блока в связи с подачей горячего конденсата на уплотнение питательных насосов.

Подогреватели смешивающего типа дешевле и надежнее поверхностных, обеспечивают лучший водный режим установки. Также они позволяют более полно использовать теплоту греющего пара, что повышает тепловую экономичность турбоустановки. Однако применение такого типа подогревателей вносит ряд существенных усложнений в систему регенеративного подогрева питательной воды (увеличивается количество насосов для перекачки конденсата, повышаются требования к защите от заброса воды в проточную часть турбины, усложняется компоновка подогревателей).

При детальном расчете следует также учитывать уменьшение эксплуатационных затрат, связанных с повышением надежности работы ПНД и увеличением межремонтных сроков их эксплуатации.

Экономическая эффективность достигается в результате улучшения водно-химического режима работы блока, что повышает надежность работы парогенератора и экономичность турбины благодаря уменьшению отложений окислов металлов в тракте парогенератора и в проточной части турбины, [3].

6.1 Определение капиталовложений, стоимостной оценки при осуществлении замены

Таблица 6.1 – Исходные данные ВВЭР-1200

Показатель	Значение
Тепловая мощность реактора, МВт	3215
Электрическая мощность реактора, МВт	1200
Количество блоков	1

Продолжение таблицы 6.1

Показатель	Значение
Число часов использования установленной электрической мощности, часов/год	8000

Определим стоимость демонтируемого оборудования, для этого должны быть выбраны подогреватели низкого давления поверхностного типа до замены и дренажный насос. Технические характеристики заменяемого оборудования представлены в Приложении Ж.

Таблица 6.2 – Стоимость оборудования до замены подогревателей

Наименование оборудования	Стоимость оборудования, млн. руб.
ПН-1900-42-13-IVA	21,6
ПН-3000-25-16-IVA	30,8
КсВА-500-220	0,49
Общая	51,8

Осуществлена замена поверхностных подогревателей низкого давления на подогреватели смешивающего типа. Основные технические характеристики подогревателей смешивающего типа приведены в таблице в Приложении Ж. Стоимость нового оборудования представлена в таблице 6.3.

Монтаж оборудования рекомендуется рассчитывать процентом от их отпускной цены в зависимости от массы: при массе до 1 т - 2%; от 1 до 3 т - 8%; от 3 до 10 т - 6%; от 10 до 50 т — 5%; свыше 50 т — 4%.

Таблица 6.3 – Стоимость нового оборудования

Наименование оборудования	Стоимость оборудования, млн. руб.
ПНСГ-2000-ПА	19,2
ПНСГ-4000-ПА	19,2
КсВА-2200-170	1,14
КсВА-2200-170	1,14
Общая	40,7

Стоимость демонтажа оборудования рассчитывается в соответствии с порядком определения затрат на демонтаж оборудования, изложенным в «Указаниях по применению федеральных единичных расценок на монтаж оборудования (ФЕРм-2001)» — МДС 81–37.2004. Согласно указанному порядку затраты на демонтаж оборудования определяются путем применения усредненных коэффициентов к стоимости монтажа оборудования (учитывается сумма затрат на оплату труда и эксплуатацию машин; стоимость материальных ресурсов не учитывается).

Стоимость демонтажных работ проще всего можно рассчитать на основе стоимости монтажных работ, используя рекомендации, приведенную в строительных нормах и правилах СНиП 4.06-91. Капиталовложения по видам работ представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Стоимость капиталовложений по видам работ

Виды работ	Стоимость работ, млн. руб.
Демонтаж	0,635
Транспортировка	0
Монтаж и наладка	1,9

Определим разность общих капиталовложений в базовую и в новую технику, расчеты произведены на один блок:

$$\Delta K_{азс} = (K_{об}^{баз} + K_{раб}^{баз}) - (K_{об}^{нов} + K_{раб}^{нов}) = 51,8 - 42,6 = 9,85 \text{ млн.руб.} \quad (6.1)$$

где $K_{об}^{баз}, K_{об}^{нов}$ - стоимость нового и базового (старого) оборудования;

$K_{раб}^{баз}, K_{раб}^{нов}$ - стоимость капиталовложений по видам работ.

Абсолютный внутренний КПД конденсационного потока схемы с поверхностными регенеративными подогревателями $\eta_{i1} = 0,3779$ и схемы при замене двух поверхностных подогревателей по ходу воды на смешивающие $\eta_{i1} = 0,3788$.

КПД для конденсационных блоков при номинальном режиме равны:

$$\eta_{н1}^{к.б.} = \eta_{III} \cdot \eta_{i1} \cdot \eta_{ЭМ} = 0,94 \cdot 0,3779 \cdot 0,97 = 0,3446; \quad (6.2)$$

$$\eta_{н2}^{к.б.} = \eta_{III} \cdot \eta_{i2} \cdot \eta_{ЭМ} = 0,94 \cdot 0,3788 \cdot 0,97 = 0,3454, \quad (6.3)$$

где $\eta_{III} = 0,9...0,98$ - КПД парогенератора и транспорта тепла, принимаем $\eta_{III} = 0,94$;

$\eta_{ЭМ} = 0,95...0,98$ - электромеханический КПД установки, принимаем $\eta_{ЭМ} = 0,97$.

Определим номинальную электрическую мощность конденсационного блока с поверхностными и смешивающими подогревателями:

$$N_{н1}^{к.б.} = Q_p \cdot \eta_{н1}^{к.б.} = 3215 \cdot 0,3446 = 1108 \text{ МВт}; \quad (6.4)$$

$$N_{н2}^{к.б.} = Q_p \cdot \eta_{н2}^{к.б.} = 3215 \cdot 0,3454 = 1110 \text{ МВт}, \quad (6.5)$$

где Q_p - тепловая мощность реактора, МВт.

Удельный расход турбоустановки на выработанный кВт·ч реального цикла ПТУ определяется как:

$$q_1 = \frac{3600}{\eta_{н1}^{к.б.}} = \frac{3600}{0,3446} = 10450 \frac{\text{м}^3}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}; \quad (6.6)$$

$$q_2 = \frac{3600}{\eta_{н2}^{к.б.}} = \frac{3600}{0,3454} = 10420 \frac{\text{м}^3}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}; \quad (6.7)$$

Годовой расход ядерного горючего:

$$B = \frac{Q_p \cdot 365 \cdot h_y}{8760 \cdot \bar{B}} = \frac{3215 \cdot 365 \cdot 8000}{8760 \cdot 40000} = 26,8 \frac{m}{год} = 26800 \frac{кг}{год}; \quad (6.8)$$

где $\bar{B} = [30...40] \cdot 10^3 \text{ MBm} \cdot \text{сут} / m$ – глубина выгорания топлива для АЭС с ВВЭР;

Тогда экономия топлива составит:

$$\Delta B = B \cdot \left(1 - \frac{q_2}{q_1}\right) = 26800 \cdot \left(1 - \frac{10420}{10450}\right) = 76,9 \frac{кг}{год}; \quad (6.9)$$

Стоимость ядерного топлива на АЭС в соответствии с [9] принято рассчитывать исходя из установленной цены ТВС со свежим топливом, поставляемых на АЭС, без учета стоимости урана и плутония, накопленного в отработанном топливе и расходов по химической переработке отработанного топлива. Тогда удельная стоимость ядерного топлива за период кампании с однородной топливной загрузкой определится, [9]:

$$\bar{C}_T = \bar{C}_{исх.пр.} + \bar{C}_{об} + \bar{C}_{изг} + \bar{C}_{тр} = 60 + 250 + 120 + 3 = 463 \frac{\$}{кг} = 34476 \frac{руб.}{кг}, \quad (6.10)$$

где $\bar{C}_{исх.пр.}$ – удельная стоимость исходного продукта (природного урана);

$\bar{C}_{об.}$ – удельная стоимость обогащенного урана;

$\bar{C}_{изг.}$ – удельная стоимость изготовления ТВС, включая стоимость КМ;

$\bar{C}_{тр.}$ – удельная стоимость транспортировки ТВС к АЭС.

Стоимостная оценка технико-экономических результатов после осуществления замены:

$$\Delta C = \Delta B \cdot \bar{C}_T = 76,9 \cdot 34476 = 2,65 \text{ млн.руб.}, \quad (6.11)$$

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии до и после замены, вырабатываемой по конденсационному циклу составляет:

$$C_{T1}^к = \frac{1}{24} \cdot \frac{\bar{C}_T}{\bar{B} \cdot \eta_{кл.б.}} = \frac{1}{24} \cdot \frac{34476}{40000 \cdot 0,3446} = 0,1042 \frac{руб.}{кВт \cdot ч}, \quad (6.12)$$

$$C_{T2}^{\kappa} = \frac{1}{24} \cdot \frac{\bar{C}_T}{\bar{B} \cdot \eta_{н2}^{к.б.}} = \frac{1}{24} \cdot \frac{34476}{40000 \cdot 0,3454} = 0,1039 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}, \quad (6.13)$$

где \bar{B} – средняя глубина выгорания ядерного топлива, МВт·сут/т [9];
 $\eta_{н2}^{к.б.}$ – КПД конденсационного блока (конденсационной части блока).

6.2 Расчет изменения годовых эксплуатационных расходов

Суммарный прирост годовых эксплуатационных издержек, вызванный осуществлением мероприятия по замене подогревателей низкого давления, который включает в себя издержки, [8]:

1. заработная плата со всеми начислениями;
2. амортизация;
3. прочие расходы.

$$\Delta I_{аэс}^{mod} = \Delta I_A + \Delta I_{ЗП} + \Delta I_{ТР} + \Delta I_{ПР} \quad (6.14)$$

где:

- I_A – ежегодные амортизационные отчисления;
- $I_{ЗП}$ – ежегодные издержки на заработную плату;
- $I_{ТР}$ – ежегодные издержки на текущий ремонт;
- $I_{ПР}$ – ежегодные прочие издержки.

6.2.1 Планирование годовых издержек на амортизацию

Амортизационные отчисления I_A определяются на основе нормы амортизации $H_{ам} = 3,2...3,7\%$ в год. Годовые амортизационные отчисления определяются, [8]:

$$\Delta I_A = \frac{H_A}{100} \cdot \Delta K_{mod}^{аэс} = \frac{3,5}{100} \cdot 9,85 \cdot 10^6 = 0,345 \text{ млн.руб.}, \quad (6.15)$$

где $H_{ам} = 3,5\%$ – норма амортизации.

6.2.2 Планирование ежегодных издержек на текущий ремонт

$$\Delta I_{TP} = 0,2 \cdot \Delta I_A = 0,2 \cdot 0,345 \cdot 10^6 = 68950 \text{ руб.} \quad (6.16)$$

6.2.3 Планирование ежегодных издержек на заработную плату

Для проектируемой электростанции с учетом технологической схемы и единичной мощности агрегатов разрабатывается организационная структура управления.

Принимаем, что в период замены количество человек, обслуживающих систему регенерации равно:

$$n_{перс} = 4 \text{ чел.}$$

Основной годовой фонд зарплаты производственного персонала по АЭС определяется как, [8]:

$$\Delta I_{зн}^{осн} = n_{перс} \cdot \Phi_{год}^{ср} \cdot (1 + \alpha_{пр}) = 4 \cdot 50 \cdot 6000 \cdot (1 + 0,4) = 1,68 \cdot 10^6 \text{ руб.} \quad (6.17)$$

где $\Phi_{год}^{ср}$ – среднегодовой фонд зарплаты на одного человека, для АЭС величина $\Phi_{год}^{ср}$ составляет 30...50 МРОТ (минимальной месячный размер оплаты труда);

$\alpha_{пр}$ – премиальный фонд (20...40%) от заработной платы.

Помимо фонда основной заработной платы АЭС формирует фонд дополнительной заработной платы $I_{зн}^{доп}$, из которого осуществляется оплата очередных отпусков и другие выплаты, не связанные с рабочим временем.

Фонд дополнительной заработной платы обычно определяется в процентах (15-20%) от фонда основной заработной платы:

$$\Delta I_{зн}^{доп} = (0,15...0,2) \cdot \Delta I_{зн}^{осн} = 0,15 \cdot 1,68 \cdot 10^6 = 0,252 \text{ млн.руб.} \quad (6.18)$$

Полный фонд заработной платы, включающий в себя помимо основного и дополнительного фондов, должен учитывать страховые взносы во внебюджетные фонды:

$$ЕСН = 0,3 \cdot (\Delta I_{зн}^{доп} + \Delta I_{зн}^{осн}) = 0,3 \cdot (0,252 + 1,68) = 0,579 \text{ млн.руб.} \quad (6.19)$$

из которого 20% подлежит перечислению в Пенсионный фонд, 3,1% - в Фонд обязательного медицинского страхования и 2,9% - в Фонд социального страхования.

Таким образом, полные затраты на заработную плату производственного персонала с учетом выплат во внебюджетные фонды, относимые на себестоимость отпущенной продукции, составляют:

$$\Delta I_{зп} = \Delta I_{зп}^{доп} + \Delta I_{зп}^{осн} + ЕСН = 0,252 + 1,68 + 0,579 = 2,5 \text{ млн.руб.} \quad (6.20)$$

6.2.4 Планирование прочих расходов

На АЭС доля прочих расходов $I_{пр}$, куда входят вспомогательные материалы, покупная вода, издержки на ремонт основного и вспомогательного оборудования, услуги сторонних организаций, услуги вспомогательных производств и прочие, значительно больше, чем на тепловых станциях. Прочие расходы могут быть определены в следующих размерах (в процентах) от суммы на амортизацию и зарплату, в нашем случае для АЭС мощностью до 1000 МВт и выше – 10%:

$$\Delta I_{пр} = 0,1 \cdot (\Delta I_{зп} + \Delta I_{ам}) = 0,1 \cdot (2,5 + 0,345) = 0,286 \text{ млн.руб.} \quad (6.21)$$

Суммарные годовые эксплуатационные издержки, вызванные внедрением мероприятия:

$$\Delta I_{аэс}^{mod} = 0,345 + 2,5 + 0,0689 + 0,286 = 3,21 \text{ млн.руб.} \quad (6.22)$$

6.3 Оценка экономической эффективности проводимой замены подогревателей

На стадии развития рыночных отношений в России особую значимость приобретают проблемы методов и показателей оценки инвестиционно-инновационных проектов, в том числе и проектов по модернизации и технологическому обновлению основных средств производства. От решения этих проблем зависит оптимизация управленческих решений в этой области т.к. большинство необходимых обществу инновационных проектов так или иначе связано с эксплуатацией, модернизацией и т.д.

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		70

Экономическая оценка эффективности инвестиций позволяет определить сроки полного возврата вложенных средств и получения дохода от них. В качестве критериев экономической эффективности инвестиций наибольшее распространение получили чистый дисконтированный доход, индекс рентабельности проекта, срок окупаемости и внутренняя норма доходности проекта. Далее рассчитан чистый приведенный доход (NPV), данный критерий опирается на два положения:

- лучший проект обеспечивает большее значение дохода;
- разновременные затраты (доходы) имеют неодинаковую стоимость для инвестора.

В соответствии с этим критерием лучшим проектом будет тот, который обеспечивает большие значения NPV , [8]:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^1 \frac{-9,85}{(1+0,11)^t} + \sum_{t=2}^{20} \frac{6,69}{(1+0,11)^t} = 38,9 \text{ млн.руб.}, \quad (6.23)$$

где $T = T_{\text{мод}} + T_{\text{экс}} = 1 + 19 = 20$ лет – время в течении которого модернизируемая АЭС ещё будет эксплуатироваться;

$T_{\text{мод}} = 1$ год – время, в течении которого проведут модернизацию;

$T_{\text{экс}} = 19$ лет – время эксплуатации АЭС с момента окончания модернизации до закрытия;

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

$$D_t = Pr_t + A_t - K_t, \quad (6.24)$$

где Pr_t , A_t , K_t – соответственно чистая прибыль, амортизация и инвестиции в t -ом году;

Экономически обоснованный уровень балансовой прибыли был определен следующий образом:

$$Pr_{\sigma} = \Delta K_{\text{ас}}^{\text{мод}} \cdot \frac{D_{\text{ук}}}{100\%} = 9,85 \cdot 10^6 \cdot \frac{8,5}{100} = 0,837 \text{ млн.руб.}, \quad (6.25)$$

где $D_{\text{ук}} = 8,5\%$ - величина долгосрочного инвестированного капитала.

Налог на прибыль, который уплачивается АЭС:

$$H_{\text{пр}} = 0,2 \cdot Pr_{\sigma} = 0,2 \cdot 0,837 \cdot 10^6 = 0,168 \text{ млн.руб.}, \quad (6.26)$$

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

$$Pr_{ч} = Pr_{б} - H_{np} = 0,837 - 0,168 = 0,669 \text{ млн.руб.} \quad (6.27)$$

$$K_t = \frac{\Delta K_{аэс}^{mod}}{t_1} = 9,85 \text{ млн.руб.} \quad (6.28)$$

$$A_t = \frac{\Delta И_{аэс}^{mod}}{t_1} = 3,21 \text{ млн.руб.} \quad (6.29)$$

Чистый доход в первый год эксплуатации блока после модернизации считается следующим образом:

$$D_{t1} = Pr_{чt} + A_t - K_t = 0,669 + 3,21 - 9,85 = -9,18 \text{ млн.руб.} \quad (6.30)$$

В последующие годы чистый доход определяется как:

$$D_t = Pr_t + A_t = 0,669 + 3,21 = 6,69 \text{ млн.руб.} \quad (6.31)$$

Фактор обесценивания денежных средств с течением времени учитывается процедурой дисконтирования с использованием ставки дисконтирования r . Обоснование величины r является достаточно сложной задачей, при этом это значение не является величиной постоянной, а меняется в зависимости от общего состояния экономики страны, где планируется реализация проекта, так и от отраслевых особенностей реализуемого проекта.

В общем случае r принято определять как:

$$r = r_{б} + r_{риск} = 7 + 4 = 11\% \quad (6.32)$$

где $r_{б}$ – доходность государственных долговых обязательств РФ, которая определяет минимальный уровень доходности по безрисковому инвестированию средств;

$r_{риск}$ – премия за риск, зависящая от отраслевой особенности реализуемого проекта, а также склонности инвесторов к риску в разных условиях рыночной конъюнктуры.

Значение NPV получилось положительным, что означает, что в результате реализации проекта будет получен доход с учетом фактора временного обесценивания денег. В таблице 6.12 показано, как меняется чистый доход и чистый приведенный доход за первые 10 лет.

Таблица 6.12

Показатель	1-ый год	2-ой год	3-ий год	4-ый год	5-ый год	6-ой год	7-ой год
D_t , млн.руб.	-9,18	6,69	6,69	6,69	6,69	6,69	6,69
NPV , млн.руб.	-8,27	-2,84	2,05	6,46	10,43	14,0	17,28

Срок окупаемости инвестиций с учетом фактора времени может быть найден путем решения следующего уравнения относительно $T_{ок}$:

$$NPV = \sum_{t=1}^{T_{ок}} \frac{D_t}{(1+r)^t} = 0; \quad (6.33)$$

$$\sum_{t=1}^1 \frac{-9,85}{(1+0,1)^t} + \sum_{t=2}^{T_{ок}} \frac{6,69}{(1+0,1)^t} = 0; \quad (6.34)$$

$$T_{ок} = 2,6 \text{ лет.}$$

Как видно из уравнения, срок окупаемости проекта – это значение t , при котором NPV равен нулю. Лучшим будет вариант инвестирования средств, обеспечивающий минимальное значение $T_{ок}$.

На рисунке 6.2 представлен график зависимости NPV от времени, по которому можно определить срок окупаемости проекта. Как видно по рисунку, срок окупаемости равен 2,5 года.

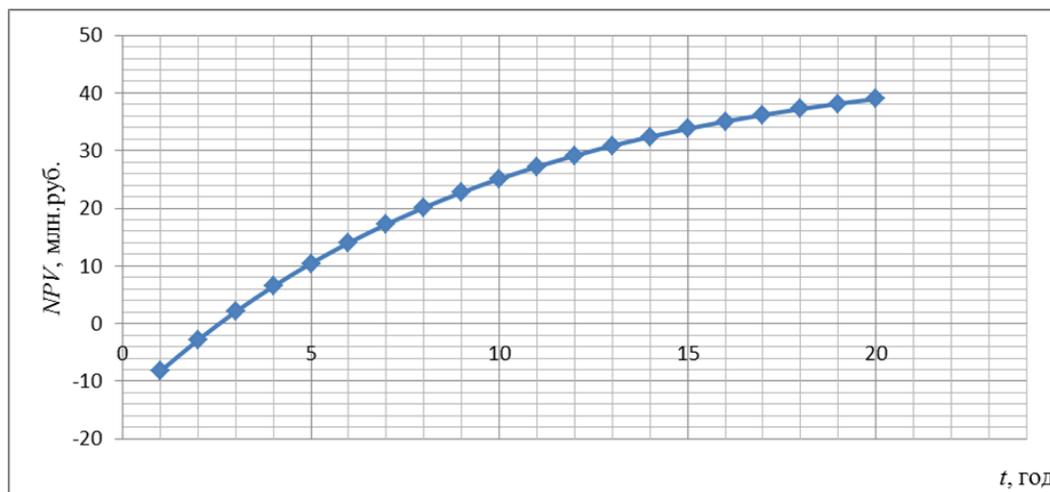


Рисунок 6.2 - Зависимость чистого приведенного дохода от времени строительства и эксплуатации проектируемого объекта

Далее был определен индекс рентабельности проекта (PI). В соответствии с этим критерием лучший проект обеспечивает максимальное значение индекса рентабельности проекта. Индекс рентабельности инвестиционного привлекательного проекта должен быть больше единицы, [8]:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{\Pi_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{T_{сmp}} \frac{K_t}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_{t=2}^{20} \frac{6,69}{(1+0,11)^t}}{\sum_{t=1}^1 \frac{9,85}{(1+0,11)^t}} = 5,3; \quad (6.35)$$

7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Безопасность человека на производстве является сложной многоуровневой задачей, одним из аспектов которой является социальная ответственность. Практика решения вопросов охраны труда на производстве показывает, что инженерно-технические решения этих вопросов, не могут обеспечить полностью качественную и эффективную защиту работников. Необходимо учитывать человеческий фактор, в том числе, повышать социальную и моральную ответственность работодателей за создаваемые условия труда.

Задачами социальной ответственности являются:

- снижение неблагоприятных воздействий производственных факторов на работника, т.е. установление оптимальных соотношений между факторами производственной среды;
- установление определенных норм допустимых значений каждого из неблагоприятных факторов;
- контроль законодательных органов за соблюдением и выполнением норм допустимых значений;
- обеспечение безопасности выполнения работ как для исполнителя, так и для окружающих;
- разработка конкретных мероприятий по оздоровлению условия труда;
- использование рациональных технических средств защиты работающих от влияния неблагоприятных факторов;
- разработка методов оценки эффективности планируемых и проведенных мероприятий по оздоровлению условий труда.

Большую часть времени активной жизнедеятельности человека занимает целенаправленная профессиональная работа, осуществляемая в условиях конкретной производственной среды, которая при несоблюдении принятых нормативных требований может неблагоприятно повлиять на его работоспособность и здоровье.

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		75

Вопросы, связанные с условиями труда на производстве, характеризуются не только трудовыми процессами, но и окружающей санитарно - гигиенической обстановкой.

7.1 Анализ рабочего места оператора турбинного цеха

В разделе «Социальная ответственность» дипломной работы, рассмотрим одну из форм труда - форму интеллектуального (умственного) труда. Этот труд представлен профессиями, относящимися к сфере материального производства, например конструкторы, инженеры, техники, диспетчеры, операторы и др.

Основные виды умственного труда в современном производстве можно разделить на следующие группы:

- операторский труд;
- управленческий труд;
- творческий труд;
- труд учащихся и студентов;
- труд медицинских работников.

Рассмотрим операторский труд подробнее. В условиях современного многофакторного производства на первый план выдвигаются функции управления и контроля за работой технологических линий, процессами товародвижения и обслуживания покупателей.

Например, труд оператора машинного зала на АЭС связан с переработкой большого объема информации за короткое время и повышенной нервно-эмоциональной напряженностью, обусловленной ответственностью. Особенно тяжелыми и напряженными являются операции пуска и остановки оборудования. Работа на АЭС осуществляется круглосуточно, посменно, что существенно усугубляет напряженность труда.

Управление технологическими процессами осуществляют в основном операторы с центрального и блочных щитов управления, со щита управления машинного зала.

Далее представлен анализ рабочего места оператора машзала на предмет возникновения вредных и опасных производственных факторов.

К вредным производственным факторам относятся:

- неблагоприятные метеорологические условия;
- запыленность и загазованность воздушной среды;
- воздействие шума, инфра- и ультразвука, вибрации;
- наличие электромагнитных полей, лазерного и ионизирующих излучений и др.

К опасным производственным факторам, следует отнести:

- электрический ток определенной силы;
- раскаленные тела;
- возможность падения с высоты самого работающего, либо различных деталей и предметов;
- оборудование, работающее под давлением выше атмосферного;
- электробезопасность;
- пожаровзрывобезопасность.

7.1.1 Неблагоприятные метеорологические условия

Выполняемые работы оператором по энергозатратам относятся к категории Ia с наиболее низкими энергозатратами. Однако работа оператора ЭВМ характеризуется большим нервно - эмоциональным напряжением, в деле снижения которого не последнюю роль играют санитарно-гигиенические условия производственного помещения.

Микроклимат на рабочем месте определяется совокупным воздействием на организм человека температуры воздуха, относительной влажности, скорости движения воздуха, барометрическим давлением и интенсивностью теплового излучения от нагретых поверхностей.

Неблагоприятные микроклиматические условия приводят к ухудшению самочувствия работника, ослаблению внимания, быстрой утомляемости, и при

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		77

продолжительном воздействии могут вызвать различные заболевания, регламентируют нормы производственного микроклимата, [10].

Таблица 7.1 – Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны оператора.

Период года	Категория работ	Параметры воздушной среды на рабочих местах		
		Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с не более
Холодный	Легкая - 1а	22-24	40-60	0,1
Теплый	Легкая - 1а	23-25	40-60	0,1

Таблица 7.2 – Нормы подачи свежего воздуха в помещения, где расположены компьютеры

Характеристика помещения	Объемный расход подаваемого в помещение свежего воздуха, м ³ /на одного человека в час
Объем до 20 м ³ на человека 20...40 м ³ на человека более 40 м ³ на человека	не менее 30 не менее 20 естественная вентиляция

Для обеспечения комфортных условий используются как организационные методы (рациональная организация проведения работ в зависимости от времени года и суток, чередование труда и отдыха), так и технические средства (вентиляция, кондиционирование воздуха, отопительная система). Нормализация воздуха рабочей среды достигается кондиционированием помещения, правильной его эксплуатацией, а также использованием системы приточно-вытяжной вентиляции. Контроль параметров микроклимата осуществляется с помощью приборов непрерывного и периодического измерения.

7.1.2 Запыленность и загазованность воздушной среды

Целый ряд технологических процессов сопровождается образованием мелкораздробленных частиц твердого вещества (пыль), которые попадают в воздух производственных помещений и более или менее длительное время находятся в нем во взвешенном состоянии. Производственная пыль может оказывать вредное влияние и на верхние дыхательные пути.

Место работы инженера-оператора машинного зала относится к помещениям без повышенной опасности. Согласно классификации [11], это сухие, беспыльные помещения с нормальной температурой воздуха и с изолирующими полами.

Основой проведения мероприятий по борьбе с производственной пылью является гигиеническое нормирование. Соблюдение установленных ГОСТом предельно допустимых концентраций (ПДК) — основное требование при проведении предупредительного и текущего санитарного надзора.

В залах для ЭВМ содержание пыли не должно превышать $0,75 \text{ мг/м}^3$ при размерах частиц не более 3 мкм. Изначально воздух, поступающий в помещение, очищает от загрязнений, в том числе от пыли и микроорганизмов, с помощью фильтров. Так могут быть использованы несколько ступеней очистки воздуха в системах вентиляции и кондиционирования. Для предварительной очистки системы вентиляции и кондиционирования используют фильтры грубой очистки (воздушные, механические), второй ступенью очистки являются фильтры тонкой или особо тонкой очистки. Данные фильтры используются в помещениях с очень высокими требованиями к чистоте.

7.1.3 Воздействие шума, вибрации

Шум — это совокупность аperiодических звуков различной интенсивности и частоты. По физической сущности шум — это волнообразное движение частиц упругой среды (газовой, жидкой или твердой) и поэтому характеризуется амплитудой колебания (м), частотой (Гц), скоростью распространения (м/с) и длиной волны (м).

Характер негативного воздействия на органы слуха и подкожный рецепторный аппарат человека зависит еще и от таких показателей шума, как уровень звукового давления (дБ) и громкость. Порог слухового восприятия зависит еще и от диапазона частот. Воздействие шума на организм человека вызывает негативные изменения прежде всего в органах слуха, нервной и сердечно-сосудистой системах. Для рабочих мест оператора характерно наличие всех видов шумов.

Основными источниками шума в помещениях, оборудованных вычислительной техникой, являются ЭВМ, принтеры, множительная техника и оборудование для кондиционирования воздуха, в вычислительной технике — вентиляторы систем охлаждения и трансформаторы. Уровень шума на рабочих местах операторов не превышает 50дБА согласно ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ, СанПиН 9-131 РБ2000.

Таблица 7.3 – Требования к допустимым уровням шума на рабочих местах операторов

Помещения	Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц.									Уровни звука, дБА
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Для персонала, работающего с ЭВМ	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50
Административные	93	79	70	63	58	55	52	50	49	60
Машинный зал	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65
Для размещения сервисной аппаратуры	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

Вибрация, как явление широко распространено при работе различных механизмов и машин. Основные параметры вибрации: частота (Гц), амплитуда колебания (м), период колебания (с), виброскорость (м/с), виброускорение (м/с²). В зависимости от характера контакта работника с вибрирующим оборудованием различают локальную и общую вибрацию. Локальная вибрация

передается в основном через конечности рук и ног. Общая — через опорно-двигательный аппарат.

Высокие требования предъявляют при нормировании технологических вибраций в помещениях для умственного труда. Гигиенические нормы вибрации установлены для рабочего дня длительностью 8 ч. При работе с вычислительной техникой уровень вибрации не превышает допустимых пределов, так как в вычислительной технике нет вращающихся узлов и механизмов (за исключением вентилятора). Уровень вибрации на рабочих местах операторов не превышает 75дБ (по виброскорости) согласно ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ и СанПиН 9-131 РБ2000.

7.1.4 Наличие электромагнитных полей

Как известно, при работе с ПК возникают электромагнитные поля (ЭМП), характеризующиеся магнитной и электрической составляющими. Также действуют факторы, возникающие при работе с видеомонитором (дисплеем), например силовой поток, отраженный свет и др.

Электромагнитное поле создается магнитными катушками отклоняющей системы, находящимися около цокольной части электронно-лучевой трубки монитора. ЭМП обладает способностью биологического, специфического и теплового воздействия на организм человека. Наиболее чувствительными для ЭМП являются центральная и сердечно-сосудистая системы. Для хронического воздействия ЭМП характерны: головная боль, утомляемость, ухудшение самочувствия, может привести к постепенному ухудшению зрения.

Электромагнитное излучение в зале вычислительного центра возникает вследствие работы системных блоков ПЭВМ и видеомониторов. Для уменьшения электромагнитного излучения применяется экранирование элементов, с которых происходит излучение. Интенсивность электромагнитных полей радиочастот на рабочих местах персонала и требования к проведению контроля регламентирует, [12].

Средства и методы защиты от ЭМП инженерно-технической группы, сводятся к следующему: электрогерметизация элементов схем, блоков, узлов установки в целом с целью снижения или устранения электромагнитного излучения; защита рабочего места от облучения или удаление его на безопасное расстояние от источника излучения. Для экранирования рабочего места используют различные типы экранов: отражающие и поглощающие.

Также для проводятся лечебно-профилактические мероприятия, которые направлены, прежде всего, на раннее выявление нарушений в состоянии здоровья работающих.

Анализ опасных факторов представлен в Приложении В.

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

8 СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ УРОВНЯ КОНДЕНСАТА ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

Проектируемая в данной главе система автоматического регулирования предназначена для поддержания уровня конденсата греющего пара в корпусе подогревателя низкого давления.

8.1 Краткое описание объекта регулирования

Объектом регулирования являются регенеративные подогреватели низкого давления, которые предназначены для подогрева конденсата греющим паром из отборов турбин. В подогревателе низкого давления обычно применяют стандартные теплообменники с U - образными трубками, подогреваемая вода движется по теплообменным трубкам, а греющий пар конденсируется на наружной поверхности этих трубок, поступая в подогреватели через пароподводящие патрубки. Дренаж греющего пара либо каскадно сливается в паровое пространство предыдущего по ходу воды подогревателя, либо подается дренажным насосом в линию основного конденсата.

Величина подогрева воды в каждом подогревателе зависит от параметров пара нерегулируемых отборов турбины. Температура воды после подогревателей не регулируется, так как при изменении нагрузки турбины параметры и расход пара в отборах изменяются пропорционально нагрузке, что приводит к соответствующим изменениям подогрева воды в подогревателях. В подогревателях поверхностного типа рассматривается контролируемый параметр – уровень конденсата греющего пара.

Система автоматического регулирования уровня конденсата греющего пара в подогревателях низкого давления предназначена для поддержания нормального уровня конденсата в корпусе, удаления избытка конденсата в дренажную сеть, также препятствует выходу пара из корпуса.

При повышении уровня, выше номинального (без превышения аварийного), ухудшается теплообмен и увеличивается недогрев в ПНД, так как конденсат закрывает часть трубочки подогревателя. Так же большой запас

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		83

воды в корпусе подогревателя может вызвать ее вскипание и аварийный заброс пароводяной смеси в турбину в случае, если при резком снижении нагрузки турбины недостаточно быстро закроют обратные клапаны на паропроводе отбора.

Снижение уровня конденсата греющего пара ниже номинального в подогревателях недопустимо из-за возможного «проскока» пара через дренажные трубопроводы в нижестоящий по основному конденсату подогреватель, что приводит к снижению КПД цикла. Если же после подогревателя конденсат греющего пара поступает на всас дренажного насоса, то может произойти срыв работы насоса (кавитация насоса).

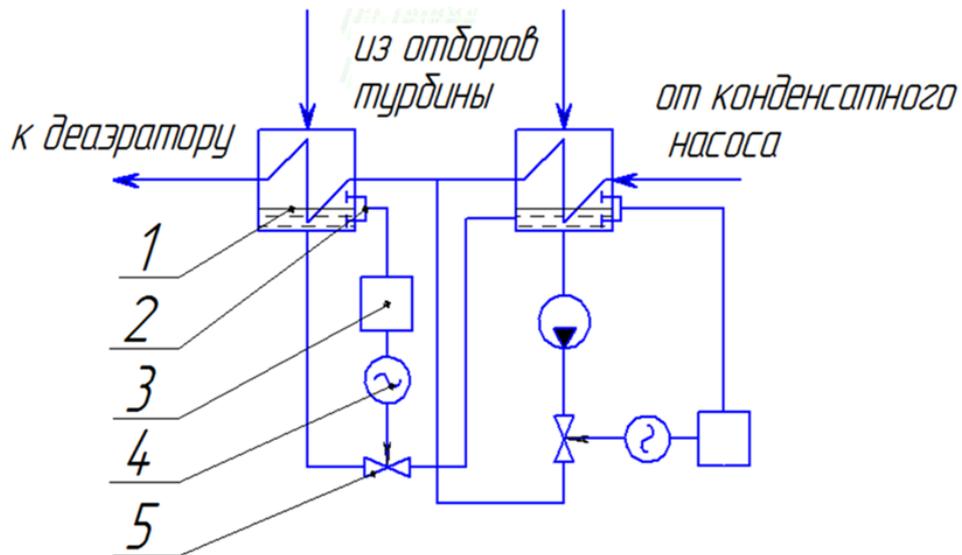


Рисунок 8.1 – Принципиальная схема регулирования уровня конденсата греющего пара

- 1- регенеративный подогреватель; 2 – уровнемер; 3 – регулятор; 4 – электродвигатель; 5 – регулирующий дроссельный клапан

При достижении неаварийного уровня и срабатывании автоматики по данному уровню подогреватель не отключается, а с помощью задвижек изменяются потоки из ПНД. При аварийном повышении уровня подогреватель отключается. Защиты от недопустимого повышения уровня дренажа греющего пара настроена на 2 предела:

- при повышении уровня до 1600 мм (первый предел) должен быть обеспечен дополнительный слив дренажа в нижестоящий подогреватель или конденсатор турбины;

– при повышении уровня до 2400 мм (второй предел) подогреватель должен быть отключен, для чего закрываются задвижке на поводе пара к подогревателю, на трубопроводах основного конденсата перед подогревателем и после него, на трубопроводах каскадного слива дренажа и открывается задвижка на обводе подогревателя по основному конденсату.

Для контроля уровня конденсата на корпусе подогревателя предусмотрена установка указателя уровня (водоуказательного стекла), снабженного запорным устройством клапанного типа, которое обеспечивает отключение от сосуда, продувку указателя и защиту персонала при взрыве водоуказательного стекла. Водоуказательное стекло дополнительно защищено от повреждений металлическим кожухом.

Для регулирования уровня в подогревателях у турбин малой мощности при сливе дренажа самотеком иногда применяются регуляторы прямого действия – поплавковые конденсатоотводчики, которые устанавливаются в нижней части подогревателя. При повышении уровня конденсата поплавки всплывают, увлекая за собой шток клапана и увеличивая расход конденсата из подогревателя, а при снижении уровня поплавки опускаются и уменьшают расход,[18].

8.2 Разработка структуры автоматической системы регулирования уровня конденсата

Структурная схема – это графическое изображение структуры управления, которая представляет собой совокупность частей автоматической системы и пути передачи воздействий между ними.

При выборе структуры управления объектом автоматизации нужно руководствоваться эффективностью работы этого объекта, ее надежностью и ремонтпригодностью, также относительной стоимостью системы управления.

Рассматриваемый в дипломной работе объект регулирования имеет один независимый регулируемый параметр, одноконтурная структурная схема, является наиболее простой в отношении монтажа и эксплуатации (в дальнейшем - АСР), структурная схема которой приведена на рисунке 8.2.

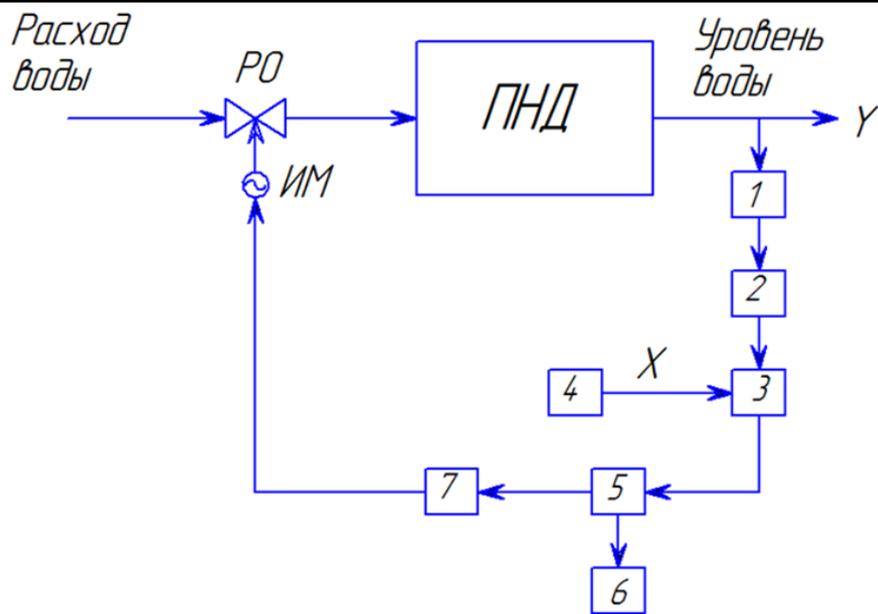


Рисунок 8.2 – Структурная схема одноконтурной АСР

1-уровнемер; 2 – преобразователь разности давлений; 3- регулирующее устройство; 4 – задатчик; 5- микропроцессорный контроллер; 6 – АРМ; 7 – пусковое устройство; РО – регулирующий орган; ИМ-исполнительный механизм

В АСР управление вырабатывается при сравнении истинного значения Y с заданным значением X .

Принцип работы одноконтурной АСР заключается в том, что регулятор производит постоянное сравнение текущего значения регулируемой величины Y с заданным на задатчике 4 значением X , определяя ошибку $e = X - Y$. Если Y равно X , то регулятор не изменяет управляющее воздействие, то АСР работает в установившемся режиме, в противном случае управляющее воздействие на объект U изменяется в соответствии с величиной ошибки. Чем больше ошибка регулирования (и дольше она наблюдается), тем больше изменение управляющего воздействия.

Для измерения уровня конденсата пара в контрольных точках установлены контакты преобразователей разности давлений 2, которые получают импульс от уровнемеров 1. Далее 2 преобразуют информацию о разности давлений в унифицированный токовый сигнал, данный сигнал поступает на регулирующее устройство или может быть использован непосредственно в аналого-цифровом преобразователе.

От измерительного преобразователя уровня 2 поступает импульс, который воздействует на регулирующее устройство 3. Также на 3 подается сигнал задания, вырабатываемый задающим устройством 4. При появлении отличия между этими значениями – рассогласования - регулирующее устройство вырабатывает воздействие, которое направлено на уменьшение появившегося рассогласования и приближение регулируемого параметра к заданному значению 4. Сигнал рассогласования поступает на микропроцессорный контроллер 5, который влияет на пусковое устройство (ПУ) 7. Микропроцессорный контроллер связан с автоматизированным рабочим местом оператора, откуда и осуществляется управление 6. Пусковое устройство 7 предназначено для усиления сигнала до уровня, необходимого для запуска ИМ. Вследствие воздействия на 7 ИМ устанавливает положение РО в сторону уменьшения сигнала рассогласования. Регулирующее воздействие направлено на уменьшение рассогласования между действительным и заданным значениями регулируемой величины. Регулятор будет действовать на объект до тех пор, пока регулируемая величина не сравняется с заданным значением.

8.3 Разработка функциональной схемы АСР ПНД

Функциональная схема систем автоматизации технологических процессов является основным техническим документом, определяющим структуру и характер систем автоматизации технологических процессов, а также оснащение их приборами и средствами автоматизации (в том числе и средствами вычислительной техники).

Контролируемый технологический параметр объектов автоматизации представлен в таблице 8.1.

Таблица 8.1

№ п/п	Параметр, состояние, положение	Значение параметра
1	Уровень в ПНД	1600 мм

При разработке функциональной схемы АСР подогревателя низкого давления решены следующие задачи, [18]:

- изучена технологическая схема автоматизируемого объекта;
- определены предельные рабочие значения контролируемых параметров технологического процесса;
- на технологической схеме объекта автоматизации определено местоположение точек отбора измерительной информации и точек воздействия на регулируемые параметры;
- выбрана структура измерительных каналов;
- выбраны методы и технические средства получения, преобразования, передачи и представления измерительной информации;
- решены вопросы размещения технических средств автоматизации на технологическом оборудовании, трубопроводах, по месту и на щитах;
- согласованы параметры измерительных каналов.

Процесс проектирования функциональной схемы системы завершается составлением чертежа, который включает в себя:

- технологическую схему объекта автоматизации;
- первичные и другие средства автоматизации;
- щит автоматизации;
- линии связи между техническими средствами автоматизации;
- основную надпись.

Технологическое оборудование на функциональной схеме изображено в соответствии с ГОСТ 21.403–80 в виде упрощённых контуров. Техническим средствам автоматизации, изображенным на функциональной схеме, присвоены позиционные обозначения.

В соответствии с требованиями технологического процесса к объему и уровню автоматизации, с учетом выбранной структуры управления и технических средств, в дипломной работе разработана функциональная схема АСР уровня конденсата в ПНД и представленная на листе ФЮРА.421000.005. С2.

8.4 Выбор технических средств АСР и составление заказной спецификации

Заказная спецификация предназначена для закупки приборов и средств автоматизации, необходимых для реализации решений, принятых при разработке технического проекта и отраженных на функциональной схеме автоматизации. Представляет собой техническую документацию, в которой отражены необходимые сведения о приборах и средствах автоматизации объекта. Помимо приборов и средств автоматизации, которые изображают на функциональной схеме, также в спецификацию включают вспомогательные элементы, не показанные на схеме, но являющиеся их неотъемлемой частью. Спецификация выполняется в соответствии со стандартом ГОСТ 21.110-95.

Выбор оборудования осуществляется с учетом параметров измеряемой среды и технологических особенностей процесса измерения. Комплекс технических средств базируется на серийно выпускаемых средствах автоматизации отечественных производителей.

8.4.1 Выбор измерительных устройств уровня

Диафрагмы предназначены для создания перепада давления при измерении расхода жидкостей, газов или пара по методу переменного перепада давления. Диафрагмы камерные ДКС производятся по ГОСТ 8.586.2-2005[16].

Уравнительный конденсационный сосуд СКУР - 100 – а, который предназначен для постоянства равенства уровней конденсата в соединительных линиях, передающих перепад давлений от диафрагмы к датчикам разности давлений, при изменении расхода пара. Выбраны уравнительные сосуды, которые изготавливаются по ТУ 4212-184-00225621-2011[16].

Преобразователи разности давлений могут использоваться для преобразования значений уровня жидкости, расхода жидкости или газа в унифицированный стандартный токовый выходной сигнал (0-5 мА, 0-20 мА, 4-20 мА) дистанционной передачи.

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		89

Преобразователи давления обеспечивают непрерывное преобразование значения измеряемого параметра – гидростатического давления. В качестве преобразователя давления выбираем датчик Метран 150, т.к. данный измерительный преобразователь имеет унифицированный выходной сигнал, высокую степень надежности и точности, при относительной простоте установки.

Основные технические параметры и характеристики преобразователя разности давления Метран-150CD и гидростатического давления Метран-150L в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Основные технические параметры и характеристики преобразователя давления

Тип преобразователя	Модель	Ряд верхних пределов измерений	Предел допускаемой основной погрешности, %
Метран	150CD	0,2; 10 МПа	0,1; 0,5
Метран	150L	32 кПа; 2,1 МПа	0,1; 0,5

8.4.2 Выбор исполнительного механизма

Электрическим исполнительным механизмом в системах управления обычно называют устройство, предназначенное для перемещения рабочего органа в соответствии с сигналами, поступающими от управляющего устройства.

Рабочими органами могут быть различного рода дроссельные заслонки, клапаны, задвижки, шиберы, направляющие аппараты и другие регулирующие и запорные органы, способные производить изменение количества энергии или рабочего вещества, поступающего в объект управления. При этом перемещение рабочих органов может быть как поступательным, так и вращательным в пределах одного или нескольких оборотов. Следовательно, исполнительный

механизм с помощью рабочего органа осуществляет непосредственное воздействие на управляемый объект.

В качестве ИМ был выбран механизм исполнительный электрический прямоходный МЭП, который предназначен для привода запорно-регулирующей арматуры (запорных, запорно-регулирующих, регулирующих клапанов) в системах автоматического регулирования технологическими процессами в соответствии с командными сигналами, поступающими от регулирующих и управляющих устройств

Внутренний диаметр трубопровода 400 мм. Тогда определим максимальный крутящий момент МЭП, [17]:

$$M_{max} = 6,89 \cdot D_y - 338 = 6,89 \cdot 400 - 338 = 2418 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (8.1)$$

где D_y – условный диаметр трубопровода, мм.

При выборе МЭП учитывалось условие $M_H > M_{MAX}$, где M_H – номинальный крутящий момент на выходном валу ИМ, Н · м.

В соответствии с величиной крутящего момента, необходимого для перестановки регулирующего органа, выбран из списка механизм электрический прямоходный кривошипный типа МЭПК-2500/63-20. Для управления ИМ выбран пускатель бесконтактный реверсивного типа ПБР-2М, [16].

8.4.3 Выбор регулирующего устройства

Основное назначение контроллера – построение эффективных систем автоматизации различных технологических объектов. Контроллер КР-500М с блоком контроллера БК-500М предназначен для построения систем АСУ ТП различной степени сложности предприятий с непрерывными или дискретными технологическими процессами различных отраслей промышленности. Основные области применения контроллера – распределенные и локальные АСУ ТП в различных отраслях промышленности, включая АЭС.

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		91

Контроллер относится к проектно-компонуемым изделиям, состав которых потребитель определяет при заказе. Блок БК-500М является модернизацией и дальнейшим развитием блока БК-500, снятого с производства.

В состав блока контроллера БК-500М входят как центральный процессор, так и дополнительные процессора ввода/вывода. Благодаря их параллельной работе уменьшается время выполнения программы и обеспечивается быстрый обмен по последовательным каналам с модулями УСО и другими удалёнными устройствами.

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была произведена оценка возможности метода КИМов для решения характерных задач по изменению структуры и параметров тепловых схем ПТУ АЭС.

Разработаны алгоритмы для расчета схем методом балансов и КИМов. По составленным алгоритмам рассчитаны схемы, а именно определены относительные расходы, коэффициенты изменения мощности и абсолютный внутренний КПД. Результаты методом балансов и КИМов с удовлетворительной точностью соответствуют друг другу.

Для выявления оценки результатов по методу КИМов, были проведены сравнительные расчеты схем элементарной структуры:

- при усложнении структуры схемы;
- при изменении параметров схемы, (изменение недогрева).

Характеристикой для оценки методов при усложнении структуры схемы является абсолютный внутренний КПД, а при изменении параметров схемы приращение мощности, при постоянном расходе пара на турбину.

Следует отметить, что при расчете схем элементарной структуры с одинаковым количеством подогревателей, абсолютный внутренний КПД рассчитанный методом балансом и КИМов возрастает, а начиная со схемы с двухкратной сепарацией КПД уменьшается.

Также был рассмотрен случай при изменении параметра тепловой схемы, а именно недогрева в предпоследнем регенеративном подогревателе по ходу питательной воды. В расчетах при увеличении недогрева сначала на 5 °С, затем на 10 °С, изменение внутренней мощности методами балансом и КИМов приблизительно увеличивается в два раза. Результаты расчетов методом балансом с удовлетворительной точностью соответствуют значениям, которые были определены методом КИМов.

В разделе экономики был рассчитан экономический эффект от замены подогревателей поверхностного на смешивающего типа ПТУ К-1200-6,8/50.

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		93

Была подсчитана стоимостная оценка экономии расхода топлива и срок окупаемости данного мероприятия, который равен 2,5 года.

Рассмотрена система автоматического регулирования уровня конденсата в подогревателях низкого давления, предназначена для поддержания нормального уровня конденсата в корпусе, удаления избытка конденсата в дренажную сеть, также препятствует выходу пара из корпуса.

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		94

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рубинштейн Я.М., Щепетильников М.И. «Исследование реальных тепловых схем ТЭС и АЭС», М.:– Энергоиздат, 1982. – 272 с.;
2. Антонова А.М., Воробьев А.В. «Тепловые и атомные электрические станции. Проектирование тепловых схем: учебное пособие», ТПУ.– Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012.-256 с.;
3. Зорин В.М. «Атомные электростанции: учебное пособие» - М.: Издательский дом МЭИ, 2012 – 672 с.;
4. Water Steam Pro Calculator. Версия 6.0. – М.: МЭИ, 2005;
5. MathCAD 14 Enterprise Edition. – Mathsoft, 2004;
6. Проект АЭС-2006 – Основные концептуальные решения на примере Ленинградской АЭС-2, ОАО «СПбАЭП», 2011;
7. Маргулова Т.Х. Атомные электрические станции: Учебник для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1984. 304 с., ил.
8. Сергейчик С.И. «Экономика ядерной энергетики: методические указания». – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 24 с.;
9. Синев Н.М. 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.;
10. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»;
11. ГОСТ 12.1.019-79 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность»;
12. ГОСТ 12.1006—84 ССБТ «Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля»;
13. Нормы радиационной безопасности - НРБ-99/2009;

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		95

14. ГОСТ 12.4.124-83 «Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования»;

15. СНиП 21-01-97;

16. Волошенко А.В., Горбунов Д.Б. «Проектирование систем автоматического контроля и регулирования: учебное пособие» – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 109 с.;

17. Ключев А.С., Глазов Б.В., Дубровский А.Х., «Проектирование систем автоматизации технологических процессов: Справочное пособие», – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.

18. Плетнев Г.П., «Автоматическое управление и защита теплоэнергетических установок электрических станций: Учебное пособие для вузов», – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 340 с.

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		96

Приложение А

(обязательное)

Схемы к расчету оценки влияния изменения недогрева в тепловых схемах

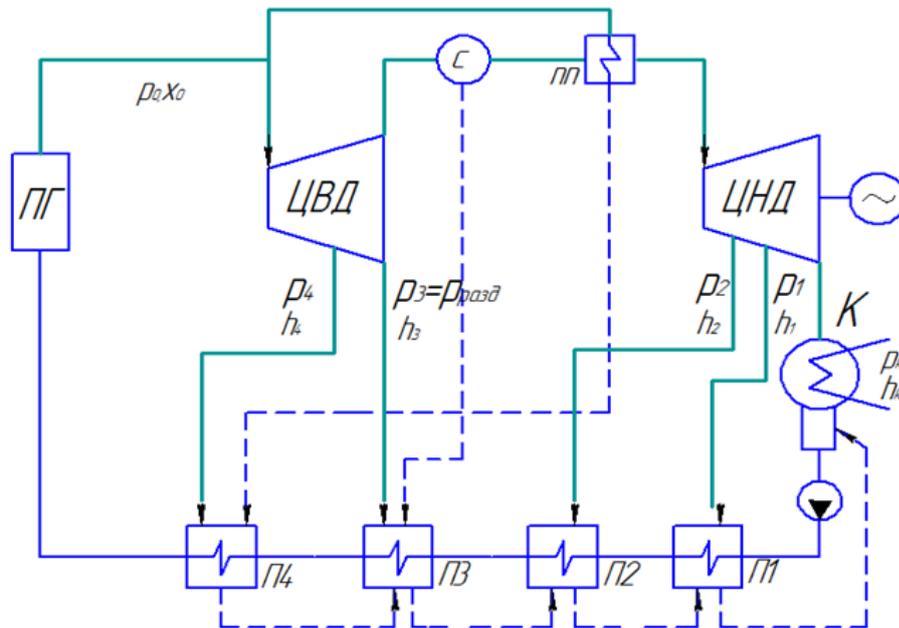


Рисунок А.1 – Схема ПТУ с сепарацией и промежуточным перегревом, 4 регенеративных подогревателя

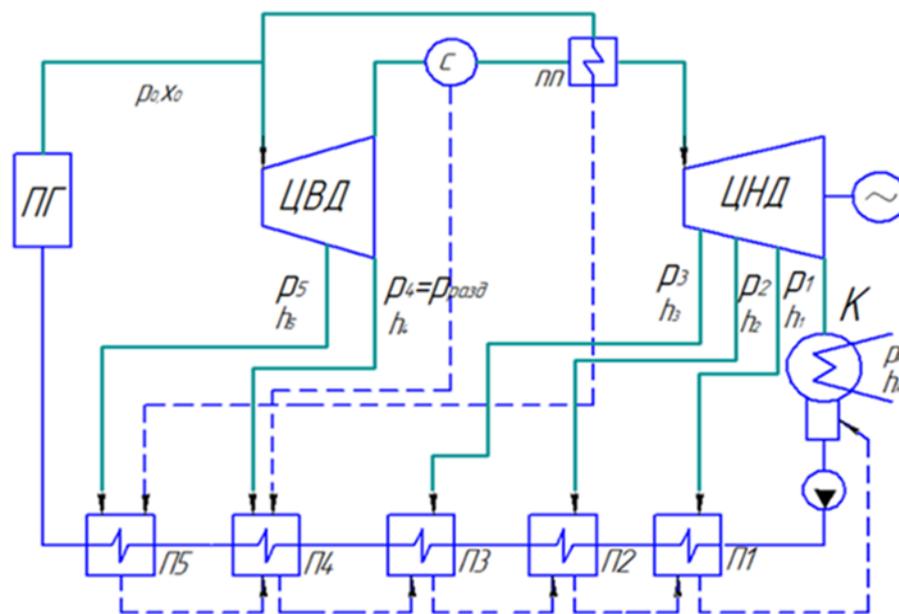


Рисунок А.2 – Схема ПТУ с сепарацией и промежуточным перегревом, 5 регенеративных подогревателя

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

ФЮРА.311350.001.ПЗ

Лист

97

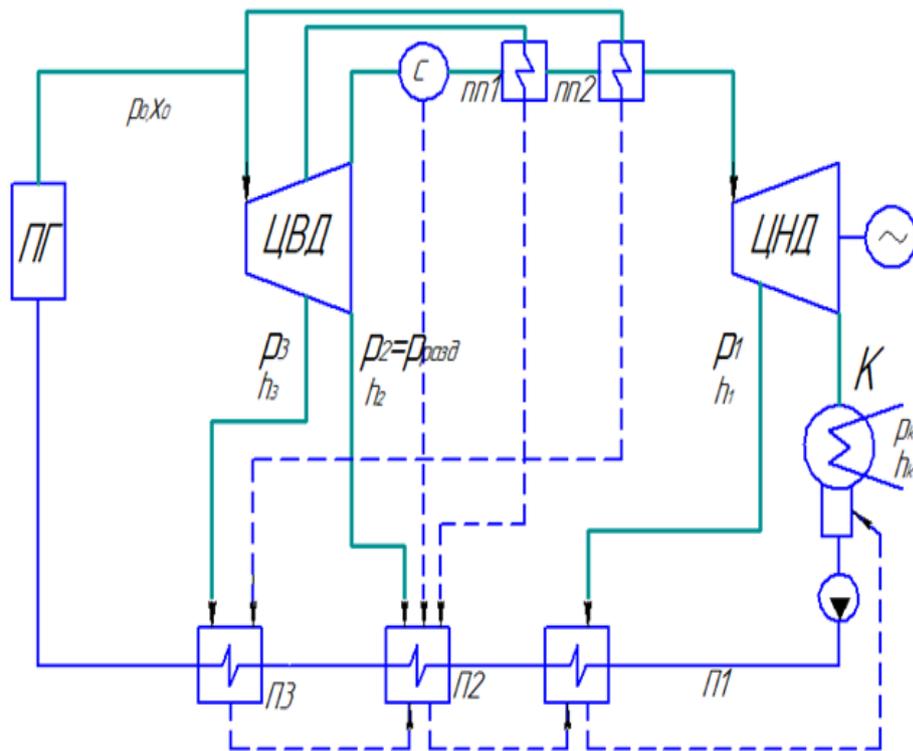


Рисунок А.3– Схема ПТУ с сепарацией и двухступенчатым промперегревом, 3 регенеративных подогревателя

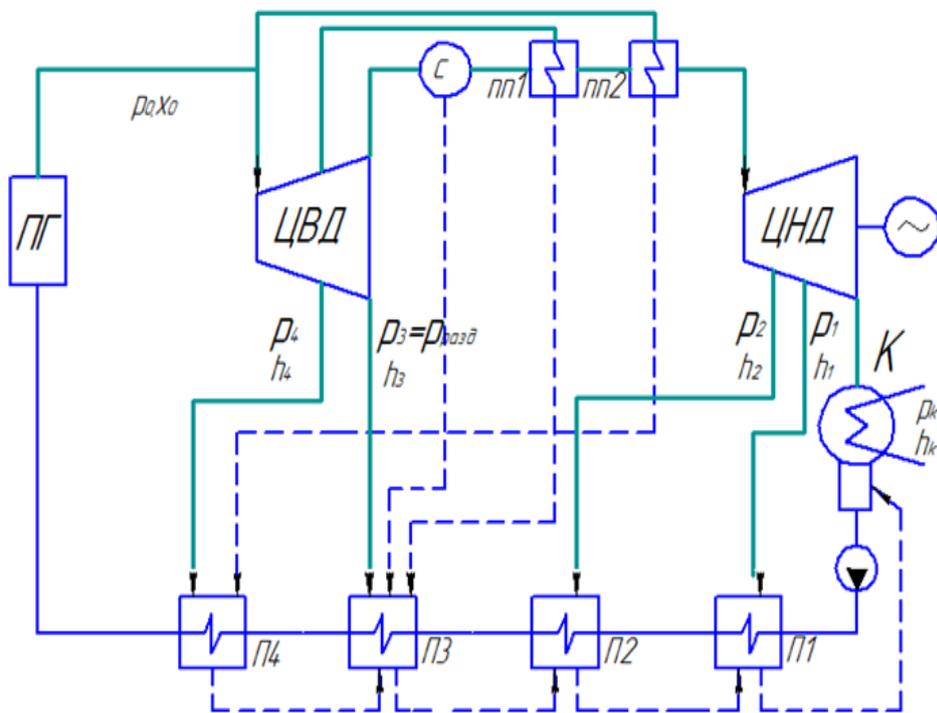


Рисунок А.4– Схема ПТУ с сепарацией и двухступенчатым промперегревом, 4 регенеративных подогревателя

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

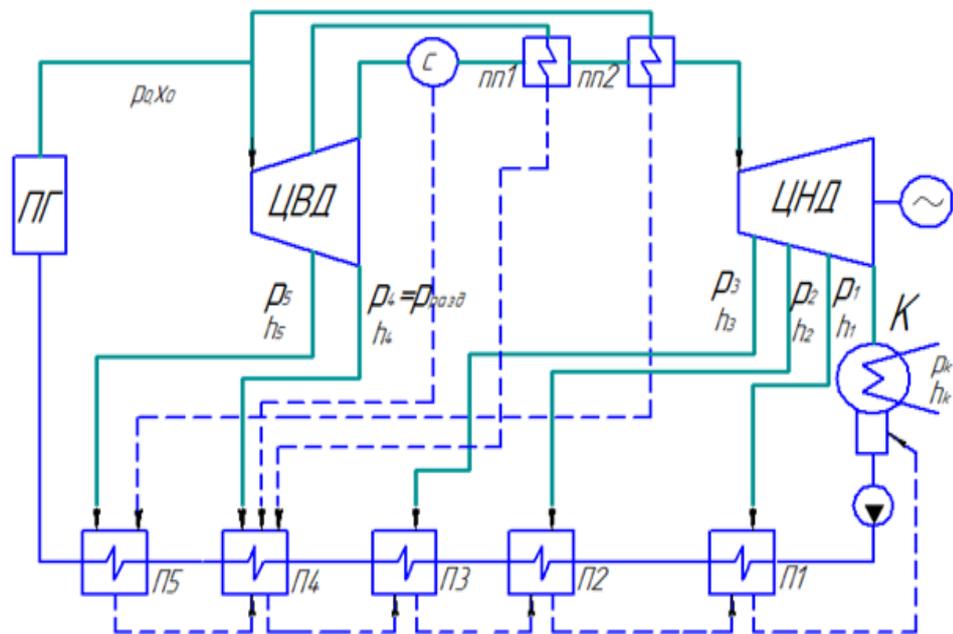


Рисунок А.5– Схема ПТУ с сепарацией и двухступенчатым промперегревом, 5 регенеративных подогревателя

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

Таблица А.1 – Параметры рабочего тела

Элементы тепловой схемы	Пар отбора		Конденсат греющего пара	Питательная вода
	$p_{отб}$	$h_{отб}$	$h_{оп}$	$h_{нс}$
	МПа	кДж/кг	кДж/кг	кДж/кг
«0»	7	2773	-	-
П4	2,5	2611	962	949,9
П3	1,25	2509	806,8	797
П2	0,345	2752	582,1	574,9
П1	0,0628	2510	364,8	359
К	0,005	2220	137,8	137,8
С	1,25	2785	806,8	-
ПП1	1,25	2981	1267	-

Таблица А.2 – Базовый расчет методом балансов к рисунку А.1

Элемент схемы	Балансовое уравнение	Значение
П4	$\alpha_4 \cdot (h_4 - h_{оп4}) + \alpha_{III} \cdot (h_{оп0} - h_{оп4}) = (1 + \alpha_{III}) \cdot (h_{e4} - h_{e3})$	$\alpha_4 = 0,084$
П3	$\alpha_3 \cdot (h_3 - h_{оп3}) + (\alpha_{III} + \alpha_4) \cdot (h_{оп4} - h_{оп3}) + \alpha_C \cdot (h_{оп-c} - h_{оп3}) = (1 + \alpha_{III}) \cdot (h_{e3} - h_{e2})$	$\alpha_3 = 0,126$
П2	$\alpha_2 \cdot (h_2 - h_{оп2}) + (\alpha_{III} + \alpha_4 + \alpha_C + \alpha_3) \cdot (h_{оп3} - h_{оп2}) = (1 + \alpha_{III}) \cdot (h_{e2} - h_{e1})$	$\alpha_2 = 0,066$
П1	$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_{оп1}) + (\alpha_{III} + \alpha_4 + \alpha_3 + \alpha_2 + \alpha_C) \cdot (h_{оп2} - h_{оп1}) = (1 + \alpha_{III}) \cdot (h_{e1} - h_{eK})$	$\alpha_1 = 0,064$

Продолжение таблицы А.2

Элемент схемы	Балансовое уравнение	Значение
С	$(1-\alpha_4-\alpha_3)\cdot h_3 = \alpha_c \cdot h_{оп_c} + (1-\alpha_4-\alpha_3-\alpha_c)\cdot h_c$	$\alpha_c = 0,11$
ПП1	$(1-\alpha_4-\alpha_3-\alpha_c)\cdot (h_{III} - h_c) = \alpha_{III} \cdot (h_0 - h_{оп0})$	$\alpha_{III} = 0,088$
Абсолютный внутренний КПД		
	$\eta_i = \frac{H_i}{(1 + \alpha_{III}) \cdot (h_0 - h_{64})}$	0,362

Таблица А.3 – Базовый расчет методом КИМов

Параметр	Уравнение КИМ	Значение
П1	$e_1 = \frac{h_1 - h_K}{h_1 - h_{оп1}}$	$e_1 = 0,135$
П2	$e_2 = e_1 + (1 - e_1) \cdot \frac{h_2 - h_1}{h_2 - h_{оп2}}$	$e_2 = 0,232$
П3	$1 - e_3 = (1 - e_2) \cdot \frac{h_2 - h_{оп3}}{h_3 - h_{оп3}} - \frac{A_{oc}}{h_3 - h_{оп3}}$	$e_3 = 0,316$
П4	$e_4 = e_3 + (1 - e_3) \cdot \frac{h_4 - h_3}{h_4 - h_{оп4}}$	$e_4 = 0,358$
С	$e_{ocl} = e_3$	$e_{ocl} = 0,316$
ПП1	$(1 - e_{ocl}) = (1 - e_4) \cdot \frac{h_4 - h_{оп0}}{h_0 - h_{оп0}}$	$e_{ocl} = 0,427$
A_{OC}	$A_{OC} = (1 - e_{ocl}) \cdot (h_c - h_3) + (1 - e_{ocl}) \cdot (h_{III} - h_c)$	$A_{OC} = 3,3 \cdot 10^5$
	$\eta_i = \frac{h_0 - h_K + A_{OC} - \left[\sum e \cdot \Delta h_6 \right]}{h_0 - h_{64}}$	0,372

Таблица А.4 – Параметры питательной воды при увеличении недогрева

Элементы тепловой схемы	Питательная вода	
	$h_{нв}$	
	кДж/кг	
	$\theta = 8$	$\theta = 13$
П4	949,9	949,9
П3	775,1	753,3
П2	574,9	574,9
П1	359	359
К	137,8	137,8
С	-	-
ПП1	-	-

Таблица А.5– Расчет методом балансов при изменении недогрева

Элемент схемы	Значение	
	$\theta = 8$	$\theta = 13$
П4	$\alpha_4 = 0,099$	$\alpha_4 = 0,113$
П3	$\alpha_3 = 0,111$	$\alpha_3 = 0,096$
П2	$\alpha_2 = 0,066$	$\alpha_2 = 0,066$
П1	$\alpha_1 = 0,064$	$\alpha_1 = 0,064$
С	$\alpha_c = 0,11$	$\alpha_c = 0,11$
ПП1	$\alpha_{III} = 0,088$	$\alpha_{III} = 0,088$
η_i	0,3613	0,3608

Таблица А.6– Расчет методом КИМов при изменении недогрева

Параметр	Значение	
	$\theta = 8$	$\theta = 13$
η_i	0,3714	0,3708

Определение базовой внутренней мощности турбоустановки методом балансов:

$$N_i = H_i^{\text{баз}} \cdot G_0 = 717,8 \cdot 793,1 = 569,3 \text{ МВт}, \quad (\text{A.1})$$

где H_i - действительный теплоперепад на турбину;

G_0 – расход пара на турбину.

При увеличении недогрева на 5 °С:

$$N_i^8 = H_i^8 \cdot G_0 = 716,8 \cdot 793,1 = 568,5 \text{ МВт}, \quad (\text{A.2})$$

$$\Delta N_i^{+5} = N_i^{\text{баз}} - N_i^8 = 569,3 - 568,5 = 800 \text{ кВт}, \quad (\text{A.3})$$

где $N_i^8, \Delta N_i^{+5}$ - внутренняя мощность и изменение мощности при увеличении недогрева;

Так же при увеличении недогрева на 10 °С:

$$N_i^{13} = H_i^{13} \cdot G_0 = 715,8 \cdot 793,1 = 567,7 \text{ МВт}, \quad (\text{A.4})$$

$$\Delta N_i^{+10} = N_i^{\text{баз}} - N_i^{10} = 569,3 - 567,7 = 1600 \text{ кВт}, \quad (\text{A.5})$$

При увеличении недогрева воды на 5 °С:

$$\begin{aligned} \Delta N_{+5} &= \Delta \theta \cdot c_p \cdot G_{\text{нс}} (e_3 - e_4) = 5 \cdot 4379 \cdot 863,2 \cdot (0,358 - 0,316) = \\ &= -800,7 \text{ кВт}, \end{aligned} \quad (\text{A.6})$$

Также при увеличении на 10 °С:

$$\begin{aligned} \Delta N_{+10} &= \theta \cdot c_p \cdot G_{\text{нс}} (e_3 - e_4) = 10 \cdot 4361 \cdot 863,2 \cdot (0,358 - 0,316) = \\ &= -1595 \text{ кВт}, \end{aligned} \quad (\text{A.7})$$

Таблица А.7 – Параметры рабочего тела

Элементы тепловой схемы	Пар отбора		Конденсат греющего пара	Питательная вода
	$p_{отб}$	$h_{отб}$	$h_{оп}$	$h_{не}$
	МПа	кДж/кг	кДж/кг	кДж/кг
«0»	7	2773	-	-
П5	2,5	2611	962	949,9
П4	1,25	2509	806,8	797
П3	0,49	2808	636,9	629,2
П2	0,155	2631	471,3	464,9
П1	0,037	2441	309,8	304,3
К	0,005	2218	137,8	137,8
С	1,25	2785	806,8	-
ПП1	1,25	2981	1267	-

Таблица А.8 – Базовый расчет методом балансов к рисунку А.2

Элемент схемы	Балансовое уравнение	Значение
П5	$\alpha_5 \cdot (h_5 - h_{оп5}) + \alpha_{III} \cdot (h_{оп0} - h_{оп5}) = (1 + \alpha_{III}) \cdot (h_{65} - h_{64})$	$\alpha_5 = 0,0841$
П4	$\alpha_4 \cdot (h_4 - h_{оп4}) + (\alpha_5 + \alpha_{III}) \cdot (h_{оп5} - h_{оп4}) + \alpha_C \cdot (h_{оп_c} - h_{оп4}) = (1 + \alpha_{III}) \cdot (h_{64} - h_{63})$	$\alpha_4 = 0,0916$
П3	$\alpha_3 \cdot (h_3 - h_{оп3}) + (\alpha_{III} + \alpha_5 + \alpha_4 + \alpha_C) \cdot (h_{оп4} - h_{оп3}) = (1 + \alpha_{III}) \cdot (h_{63} - h_{62})$	$\alpha_3 = 0,0527$

Продолжение А.8

Элемент схемы	Балансовое уравнение	Значение
П2	$\alpha_2 \cdot (h_2 - h_{оп2}) + (\alpha_{III} + \alpha_5 + \alpha_4 + \alpha_c + \alpha_3) \cdot (h_{оп3} - h_{оп2}) =$ $= (1 + \alpha_{III}) \cdot (h_{63} - h_{62})$	$\alpha_2 = 0,0497$
П1	$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_{оп1}) + (\alpha_{III} + \alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_3 + \alpha_2 + \alpha_c) \cdot (h_{оп2} - h_{оп1}) =$ $= (1 + \alpha_{III}) \cdot (h_{61} - h_{6K})$	$\alpha_1 = 0,0485$
С	$(1 - \alpha_5 - \alpha_4) \cdot h_4 = \alpha_c \cdot h_{оп-c} + (1 - \alpha_5 - \alpha_4 - \alpha_c) \cdot h_c$	$\alpha_c = 0,115$
ПП1	$(1 - \alpha_5 - \alpha_4 - \alpha_c) \cdot (h_{III} - h_c) = \alpha_{III} \cdot (h_0 - h_{оп0})$	$\alpha_{III} = 0,092$
$\eta_i = \frac{H_i}{(1 + \alpha_m) \cdot (h_0 - h_{65})}$		0,3685

Таблица А.9 – Базовый расчет методом КИМов

Параметр	Уравнение КИМ	Значение
П1	$e_1 = \frac{h_1 - h_K}{h_1 - h_{оп1}}$	$e_1 = 0,105$
П2	$e_2 = e_1 + (1 - e_1) \cdot \frac{h_2 - h_1}{h_2 - h_{оп2}}$	$e_2 = 0,184$
П3	$e_3 = e_2 + (1 - e_2) \cdot \frac{h_3 - h_2}{h_3 - h_{оп3}}$	$e_3 = 0,25$
П4	$1 - e_4 = (1 - e_3) \cdot \frac{h_4 - h_3}{h_4 - h_{оп4}} - \frac{A_{OC}}{h_4 - h_{оп4}}$	$e_4 = 0,312$
П5	$e_5 = e_4 + (1 - e_4) \cdot \frac{h_5 - h_4}{h_5 - h_{оп5}}$	$e_5 = 0,355$
С	$e_{ocl} = e_4$	$e_{ocl} = 0,312$

Продолжение таблицы А.9

Параметр	Уравнение КИМ	Значение
ПП1	$(1 - e_{ocII}) = (1 - e_5) \cdot \frac{h_5 - h_{op0}}{h_0 - h_{op0}}$	$e_{ocII} = 0,424$
A_{OC}	$A_{OC} = (1 - e_{ocI}) \cdot (h_c - h_4) + (1 - e_{ocII}) \cdot (h_{III} - h_c)$	$A_{OC} = 3,3 \cdot 10^5$
	$\eta_i = \frac{h_0 - h_K + A_{OC} - \left[\sum e \cdot \Delta h_g \right]}{h_0 - h_{g5}}$	0,372

Таблица А.10 – Параметры питательной воды при увеличении недогрева

Элементы тепловой схемы	Питательная вода	
	h_{ng}	
	кДж/кг	
	$\theta = 8$	$\theta = 13$
П5	949,9	949,9
П4	775,1	753,3
П3	629,2	629,2
П2	464,9	464,9
П1	304,3	304,3
К	137,8	137,8

Таблица А.11 – Расчет методом балансов при изменении недогрева

Элемент схемы	Значение	
	$\theta = 8$	$\theta = 13$
П5	$\alpha_5 = 0,0986$	$\alpha_5 = 0,1131$
П4	$\alpha_4 = 0,0762$	$\alpha_4 = 0,0609$
П3	$\alpha_3 = 0,0528$	$\alpha_3 = 0,0528$
П2	$\alpha_2 = 0,0497$	$\alpha_2 = 0,0498$
П1	$\alpha_1 = 0,0486$	$\alpha_1 = 0,0486$
С	$\alpha_c = 0,1152$	$\alpha_c = 0,1153$
ПП1	$\alpha_{III} = 0,0923$	$\alpha_{III} = 0,0924$
η_i	0,3679	0,3675

Таблица А.12 – Расчет методом КИМов при изменении недогрева

Параметр	Значение	
	$\theta = 8$	$\theta = 13$
η_i	0,3782	0,3777

Определение базовой внутренней мощности турбоустановки методом балансов:

$$N_i = H_i^{\text{баз}} \cdot G_0 = 731,7 \cdot 793,1 = 581,8 \text{ МВт}, \quad (\text{А.8})$$

где H_i - действительный теплоперепад на турбину;

G_0 – расход пара на турбину.

При увеличении недогрева на 5 °С:

$$N_i^8 = H_i^8 \cdot G_0 = 732,6 \cdot 793,1 = 581,1 \text{ MBm}, \quad (\text{A.9})$$

$$\Delta N_i^{+5} = N_i^{\text{баз}} - N_i^8 = 581,8 - 581,1 = 700 \text{ кВт}, \quad (\text{A.10})$$

где $N_i^8, \Delta N_i^{+5}$ - внутренняя мощность и изменение мощности при увеличении недогрева;

Так же при увеличении недогрева на 10 °С:

$$N_i^{13} = H_i^{13} \cdot G_0 = 731,7 \cdot 793,1 = 580,3 \text{ MBm}, \quad (\text{A.11})$$

$$\Delta N_i^{+10} = N_i^{\text{баз}} - N_i^{10} = 581,8 - 580,3 = 1500 \text{ кВт}, \quad (\text{A.12})$$

При увеличении недогрева воды на 5 °С:

$$\begin{aligned} \Delta N_{+5} &= \Delta \theta \cdot c_p \cdot G_{\text{нс}} (e_4 - e_5) = 5 \cdot 4379 \cdot 866,3 \cdot (0,312 - 0,355) = \\ &= -727,7 \text{ кВт}, \end{aligned} \quad (\text{A.13})$$

Также при увеличении на 10 °С:

$$\begin{aligned} \Delta N_{+10} &= \theta \cdot c_p \cdot G_{\text{нс}} (e_4 - e_5) = 10 \cdot 4361 \cdot 866,4 \cdot (0,312 - 0,355) = \\ &= -1545 \text{ кВт}, \end{aligned} \quad (\text{A.14})$$

Таблица А.13 – Параметры рабочего

Элементы тепловой схемы	Пар отбора		Конденсат греющего пара	Питательная вода
	$p_{отб}$	$h_{отб}$	$h_{оп}$	$h_{нс}$
	МПа	кДж/кг	кДж/кг	кДж/кг
«0»	7	2773	-	-
ПЗ	2,5	2611	962	949,9
П2	1,25	2509	806,8	797
П1	0,16	2647	475,3	468,9
К	0,005	2231	137,8	137,8
С	1,25	2785	806,8	-
ПП1	2,5	2906	962	-
ПП2	7	2773	1267	-

Таблица А.14 – Базовый расчет методом балансов к рисунку А.3

Элемент схемы	Балансовое уравнение	Значение
ПЗ	$\alpha_3 \cdot (h_3 - h_{оп3}) + \alpha_{III} \cdot (h_{оп0} - h_{оп3}) = (1 + \alpha_{III}) \cdot (h_{г3} - h_{г2})$	$\alpha_3 = 0,103$
П4	$\alpha_2 \cdot (h_2 - h_{оп2}) + (\alpha_3 + \alpha_{III1} + \alpha_{III2}) \cdot (h_{оп3} - h_{оп2}) + \alpha_C \cdot (h_{оп_c} - h_{оп2}) = (1 + \alpha_{III}) \cdot (h_{г2} - h_{г1})$	$\alpha_2 = 0,169$
П1	$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_{оп1}) + (\alpha_{III1} + \alpha_{III2} + \alpha_3 + \alpha_2 + \alpha_c) \cdot (h_{оп2} - h_{оп1}) = (1 + \alpha_{III}) \cdot (h_{г1} - h_{гк})$	$\alpha_1 = 0,088$
С	$(1 - \alpha_3 - \alpha_2) \cdot h_2 = \alpha_c \cdot h_{оп_c} + (1 - \alpha_3 - \alpha_2 - \alpha_c) \cdot h_c$	$\alpha_c = 0,102$

Продолжение таблицы А.14

Элемент схемы	Балансовое уравнение	Значение
ПП1	$(1 - \alpha_3 - \alpha_2 - \alpha_c) \cdot (h_{III1} - h_c) = \alpha_{III1} \cdot (h_3 - h_{op3})$	$\alpha_{III1} = 0,046$
ПП2	$(1 - \alpha_3 - \alpha_2 - \alpha_c) \cdot (h_{III} - h_{III1}) = \alpha_{III} \cdot (h_0 - h_{op0})$	$\alpha_{III} = 0,036$
$\eta_i = \frac{H_i}{(1 + \alpha_{III}) \cdot (h_0 - h_{e5})}$		0,3459

Таблица А.15 – Базовый расчет методом КИМов

Параметр	Уравнение КИМ	Значение
П1	$e_1 = \frac{h_1 - h_K}{h_1 - h_{op1}}$	$e_1 = 0,192$
П2	$1 - e_2 = (1 - e_1) \cdot \frac{h_1 - h_{op2}}{h_2 - h_{op2}} - \frac{A_{OC}}{h_2 - h_{op2}}$	$e_2 = 0,325$
П3	$e_3 = e_2 + (1 - e_2) \cdot \frac{h_3 - h_2}{h_3 - h_{op3}}$	$e_3 = 0,366$
С	$e_{ocl} = e_2$	$e_{ocl} = 0,325$
ПП2	$(1 - e_{ocII}) = (1 - e_3) \cdot \frac{h_3 - h_{op0}}{h_0 - h_{op0}}$	$e_{ocII} = 0,434$
ПП1	$(1 - e_{ocIII}) = (1 - e_2) \cdot \frac{h_2 - h_{op3}}{h_3 - h_{op3}}$	$e_{ocIII} = 0,366$
A_{OC}	$A_{OC} = (1 - e_{ocl}) \cdot (h_c - h_2) + (1 - e_{ocIII}) \cdot (h_{III1} - h_c) + (1 - e_{ocII}) \cdot (h_{III1} - h_{III2})$	$A_{OC} = 3,38 \cdot 10^5$
$\eta_i = \frac{h_0 - h_K + A_{OC} - [e_1 \cdot \Delta h_{e1} + e_2 \cdot \Delta h_{e2} + e_3 \cdot \Delta h_{e3}]}{h_0 - h_{e3}}$		0,3582

Таблица А.16 – Параметры питательной воды при увеличении недогрева

Элементы тепловой схемы	Питательная вода	
	$h_{нв}$	
	кДж/кг	
	$\theta = 8$	$\theta = 13$
ПЗ	949,9	949,9
П2	775,1	753,3
П1	468,9	468,9
К	137,8	137,8

Таблица А.17 – Расчет методом балансов при изменении недогрева

Элемент схемы	Значение	
	$\theta = 8$	$\theta = 13$
ПЗ	$\alpha_3 = 0,103$	$\alpha_3 = 0,117$
П2	$\alpha_2 = 0,169$	$\alpha_2 = 0,155$
П1	$\alpha_1 = 0,088$	$\alpha_1 = 0,088$
С	$\alpha_c = 0,102$	$\alpha_c = 0,102$
ПП1	$\alpha_{III1} = 0,046$	$\alpha_{III1} = 0,046$
ПП1	$\alpha_{III2} = 0,036$	$\alpha_{III2} = 0,036$
η_i	0,3459	0,3454

Таблица А.18 – Расчет методом КИМов при изменении недогрева

Параметр	Значение	
	$\theta = 8$	$\theta = 13$
η_i	0,3582	0,3577

Определение базовой внутренней мощности турбоустановки методом балансов:

$$N_i = H_i^{\text{баз}} \cdot G_0 = 652,1 \cdot 793,1 = 517,2 \text{ МВт}, \quad (\text{A.15})$$

где H_i - действительный теплоперепад на турбину;

G_0 – расход пара на турбину.

При увеличении недогрева на 5 °С:

$$N_i^8 = H_i^8 \cdot G_0 = 631,6 \cdot 793,1 = 517,9 \text{ МВт}, \quad (\text{A.16})$$

$$\Delta N_i^{+5} = N_i^{\text{баз}} - N_i^8 = 518,7 - 517,9 = 760 \text{ кВт}, \quad (\text{A.17})$$

где $N_i^8, \Delta N_i^{+5}$ - внутренняя мощность и изменение мощности при увеличении недогрева;

Так же при увеличении недогрева на 10 °С:

$$N_i^{13} = H_i^{13} \cdot G_0 = 630,4 \cdot 793,1 = 517,2 \text{ МВт}; \quad (\text{A.18})$$

$$\Delta N_i^{+10} = N_i^{\text{баз}} - N_i^{10} = 518,7 - 517,2 = 1510 \text{ кВт}; \quad (\text{A.19})$$

При увеличении недогрева воды на 5 °С:

$$\begin{aligned} \Delta N_{+5} &= \Delta \theta \cdot c_p \cdot G_{\text{нс}} (e_2 - e_3) = 5 \cdot 4379 \cdot 821,6 \cdot (0,325 - 0,366) = \\ &= -752,3 \text{ кВт}. \end{aligned} \quad (\text{A.20})$$

Также при увеличении на 10 °С:

$$\begin{aligned} \Delta N_{+10} &= \theta \cdot c_p \cdot G_{\text{нс}} (e_2 - e_3) = 10 \cdot 4361 \cdot 821,6 \cdot (0,325 - 0,366) = \\ &= -1497 \text{ кВт}. \end{aligned} \quad (\text{A.21})$$

Таблица А.19 – Параметры рабочего тела

Элементы тепловой схемы	Пар отбора		Конденсат греющего пара	Питательная вода
	$p_{отб}$	$h_{отб}$	$h_{оп}$	$h_{не}$
	МПа	кДж/кг	кДж/кг	кДж/кг
«0»	7	2773	-	-
П4	2,5	2611	962	949,9
П3	1,25	2509	806,8	797
П2	0,41	2788	608,6	601,1
П1	0,16	2644	475,3	468,9
К	0,005	2228	137,8	137,8
С	1,25	2785	806,8	-
ПП1	1,25	2906	962	-
ПП2	7	2773	1267	

Таблица А.20 – Базовый расчет методом балансов к рисунку А.4

Элемент схемы	Балансовое уравнение	Значение
П4	$\alpha_4 \cdot (h_4 - h_{оп4}) + \alpha_{III} \cdot (h_{оп0} - h_{оп4}) = (1 + \alpha_{III2}) \cdot (h_{64} - h_{63})$	$\alpha_4 = 0,089$
П3	$\alpha_3 \cdot (h_3 - h_{оп3}) + (\alpha_{III2} + \alpha_4) \cdot (h_{оп4} - h_{оп3}) + \alpha_{III2} \cdot (h_{оп4} - h_{оп3}) + \alpha_C \cdot (h_{оп_c} - h_{оп3}) = (1 + \alpha_{III2}) \cdot (h_{63} - h_{62})$	$\alpha_3 = 0,103$
П2	$\alpha_2 \cdot (h_2 - h_{оп2}) + (\alpha_{III1} + \alpha_{III2} + \alpha_4 + \alpha_C + \alpha_3) \cdot (h_{оп3} - h_{оп2}) = (1 + \alpha_{III2}) \cdot (h_{62} - h_{61})$	$\alpha_2 = 0,027$

Продолжение таблицы А.20

Элемент схемы	Балансовое уравнение	Значение
П1	$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_{dp1}) + (\alpha_{III1} + \alpha_{III2} + \alpha_4 + \alpha_3 + \alpha_2 + \alpha_c) \cdot (h_{dp2} - h_{dp1}) =$ $= (1 + \alpha_{III2}) \cdot (h_{e1} - h_{eK})$	$\alpha_1 = 0,133$
С	$(1 - \alpha_4 - \alpha_3) \cdot h_3 = \alpha_c \cdot h_{dp-c} + (1 - \alpha_4 - \alpha_3 - \alpha_c) \cdot h_c$	$\alpha_c = 0,113$
ПП1	$(1 - \alpha_4 - \alpha_3 - \alpha_c) \cdot (h_{III1} - h_c) = \alpha_{III1} \cdot (h_4 - h_{dp4})$	$\alpha_{III1} = 0,051$
ПП2	$(1 - \alpha_4 - \alpha_3 - \alpha_c) \cdot (h_{III2} - h_{III1}) = \alpha_{III2} \cdot (h_0 - h_{dp0})$	$\alpha_{III2} = 0,04$
$\eta_i = \frac{H_i}{(1 + \alpha_{III2}) \cdot (h_0 - h_{e4})}$		0,3539

Таблица А.21 – Базовый расчет методом КИМов

Параметр	Уравнение КИМ	Значение
П1	$e_1 = \frac{h_1 - h_K}{h_1 - h_{dp1}}$	$e_1 = 0,1918$
П2	$1 - e_2 = (1 - e_1) \cdot \frac{h_1 - h_{dp2}}{h_2 - h_{dp2}}$	$e_2 = 0,2452$
П3	$1 - e_3 = (1 - e_2) \cdot \frac{h_2 - h_{dp3}}{h_3 - h_{dp3}} - \frac{A_{oc}}{h_3 - h_{dp3}}$	$e_3 = 0,3199$
П4	$1 - e_4 = (1 - e_3) \cdot \frac{h_3 - h_{dp4}}{h_4 - h_{dp4}}$	$e_4 = 0,3621$
С	$e_{ocI} = e_3$	$e_{ocI} = 0,3199$
ПП1	$(1 - e_{ocII}) = (1 - e_3) \cdot \frac{h_3 - h_{dp4}}{h_4 - h_{dp4}}$	$e_{ocII} = 0,3621$

Продолжение таблицы А.21

Параметр	Уравнение КИМ	Значение
ПП2	$(1 - e_{ocIII}) = (1 - e_4) \cdot \frac{h_4 - h_{op0}}{h_0 - h_{op0}}$	$e_{ocIII} = 0,4305$
A_{OC}	$A_{OC} = (1 - e_{ocl}) \cdot (h_c - h_3) + (1 - e_{ocII}) \cdot (h_{III1} - h_c) + (1 - e_{ocIII}) \cdot (h_{III2} - h_{III1})$	$A_{OC} = 3,38 \cdot 10^5$
	$\eta_i = \frac{h_0 - h_K + A_{OC} - \left[\sum e \cdot \Delta h_e \right]}{h_0 - h_{e4}}$	0,3667

Таблица А.22 – Параметры питательной воды при увеличении недогрева

Элементы тепловой схемы	Питательная вода	
	h_{ng}	
	кДж/кг	
	$\theta = 8$	$\theta = 13$
П4	949,9	949,9
П3	775,1	753,3
П2	601,1	601,1
П1	468,9	468,9
К	137,8	137,8

Таблица А.23 – Расчет методом балансов при изменении недогрева

Элемент схемы	Значение	
	$\theta = 8$	$\theta = 13$
П4	$\alpha_4 = 0,103$	$\alpha_4 = 0,117$

Продолжение таблицы А.23

Элемент схемы	Значение	
	$\theta = 8$	$\theta = 13$
П3	$\alpha_3 = 0,089$	$\alpha_3 = 0,074$
П2	$\alpha_2 = 0,027$	$\alpha_2 = 0,027$
П1	$\alpha_1 = 0,133$	$\alpha_1 = 0,133$
С	$\alpha_c = 0,113$	$\alpha_c = 0,113$
ПП1	$\alpha_{III1} = 0,051$	$\alpha_{III1} = 0,051$
ПП2	$\alpha_{III2} = 0,04$	$\alpha_{III2} = 0,04$
η_i	0,3534	0,3529

Таблица А.24 – Расчет методом КИМов при изменении недогрева

Параметр	Значение	
	$\theta = 8$	$\theta = 13$
η_i	0,3662	0,3657

Определение базовой внутренней мощности турбоустановки методом балансов:

$$N_i = H_i^{\text{баз}} \cdot G_0 = 717,8 \cdot 793,1 = 532 \text{ МВт}, \quad (\text{А.22})$$

где H_i - действительный теплоперепад на турбину;

G_0 – расход пара на турбину.

При увеличении недогрева на 5 °С:

$$N_i^8 = H_i^8 \cdot G_0 = 602,6 \cdot 793,1 = 531,3 \text{ МВт}, \quad (\text{A.23})$$

$$\Delta N_i^{+5} = N_i^{\text{баз}} - N_i^8 = 532 - 531,3 = 700 \text{ кВт}, \quad (\text{A.24})$$

где $N_i^8, \Delta N_i^{+5}$ - внутренняя мощность и изменение мощности при увеличении недогрева;

Так же при увеличении недогрева на 10 °С:

$$N_i^{13} = H_i^{13} \cdot G_0 = 668,9 \cdot 793,1 = 530,5 \text{ МВт}, \quad (\text{A.25})$$

$$\Delta N_i^{+10} = N_i^{\text{баз}} - N_i^{10} = 532 - 530,5 = 1500 \text{ кВт}, \quad (\text{A.26})$$

При увеличении недогрева воды на 5 °С:

$$\begin{aligned} \Delta N_{+5} &= \Delta \theta \cdot c_p \cdot G_{\text{не}} (e_3 - e_4) = 5 \cdot 4379 \cdot 824,7 \cdot (0,32 - 0,362) = \\ &= -760,5 \text{ кВт}, \end{aligned} \quad (\text{A.27})$$

Также при увеличении на 10 °С:

$$\begin{aligned} \Delta N_{+10} &= \theta \cdot c_p \cdot G_{\text{не}} (e_3 - e_4) = 10 \cdot 4361 \cdot 824,7 \cdot (0,32 - 0,362) = \\ &= -1515 \text{ кВт}, \end{aligned} \quad (\text{A.28})$$

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		117

Таблица А.25 – Параметры рабочего тела

Элементы тепловой схемы	Пар отбора		Конденсат греющего пара	Питательная вода
	$p_{отб}$	$h_{отб}$	$h_{оп}$	$h_{нс}$
	МПа	кДж/кг	кДж/кг	кДж/кг
«0»	7	2773	-	-
П5	2,5	2611	962	949,9
П4	1,25	2509	806,8	797
П3	0,49	3015	636,9	629,2
П2	0,155	2801	471,3	464,9
П1	0,037	2592	309,8	304,3
К	0,005	2353	137,8	137,8
С	1,25	2785	806,8	-
ПП1	2,5	2611	962	-
ПП2	7	2773	1267	

Таблица А.26 – Базовый расчет методом балансов к рисунку А.5

Элемент схемы	Балансовое уравнение	Значение
П5	$\alpha_5 \cdot (h_5 - h_{оп5}) + \alpha_{ПП2} \cdot (h_{оп0} - h_{оп5}) = (1 + \alpha_{ПП2}) \cdot (h_{е5} - h_{е4})$	$\alpha_5 = 0,0826$
П4	$\alpha_4 \cdot (h_4 - h_{оп4}) + (\alpha_5 + \alpha_{ПП2}) \cdot (h_{оп5} - h_{оп4}) + \alpha_C \cdot (h_{оп_с} - h_{оп4}) + \alpha_{ПП1} \cdot (h_{оп5} - h_{оп4}) = (1 + \alpha_{ПП}) \cdot (h_{е4} - h_{е3})$	$\alpha_4 = 0,0895$
П3	$\alpha_3 \cdot (h_3 - h_{оп3}) + (\alpha_{ПП1} + \alpha_{ПП2} + \alpha_5 + \alpha_4 + \alpha_C) \cdot (h_{оп4} - h_{оп3}) = (1 + \alpha_{ПП2}) \cdot (h_{е3} - h_{е2})$	$\alpha_3 = 0,0464$

Продолжение таблицы А.26

Элемент схемы	Балансовое уравнение	Значение
П2	$\alpha_2 \cdot (h_2 - h_{оп2}) + (\alpha_{III1} + \alpha_{III2} + \alpha_5 + \alpha_4 + \alpha_c + \alpha_3) \cdot (h_{оп3} - h_{оп2}) = (1 + \alpha_{III2}) \cdot (h_{e3} - h_{e2})$	$\alpha_2 = 0,0449$
П1	$\alpha_1 \cdot (h_1 - h_{оп1}) + (\alpha_{III2} + \alpha_{III1} + \alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_3 + \alpha_2 + \alpha_c) \cdot (h_{оп2} - h_{оп1}) = (1 + \alpha_{III2}) \cdot (h_{e1} - h_{eK})$	$\alpha_1 = 0,0445$
С	$(1 - \alpha_5 - \alpha_4) \cdot h_4 = \alpha_c \cdot h_{оп_c} + (1 - \alpha_5 - \alpha_4 - \alpha_c) \cdot h_c$	$\alpha_c = 0,1156$
ПП1	$(1 - \alpha_5 - \alpha_4 - \alpha_c) \cdot (h_{III1} - h_c) = \alpha_{III1} \cdot (h_5 - h_{оп5})$	$\alpha_{III1} = 0,0262$
ПП2	$(1 - \alpha_5 - \alpha_4 - \alpha_c) \cdot (h_{III2} - h_{III1}) = \alpha_{III2} \cdot (h_0 - h_{оп0})$	$\alpha_{III2} = 0,1087$
$\eta_i = \frac{H_i}{(1 + \alpha_m) \cdot (h_0 - h_{e5})}$		0,3193

Таблица А.27 – Базовый расчет методом КИМов

Параметр	Уравнение КИМ	Значение
П1	$e_1 = \frac{h_1 - h_K}{h_1 - h_{оп1}}$	$e_1 = 0,105$
П2	$1 - e_2 = (1 - e_1) \cdot \frac{h_1 - h_{оп2}}{h_2 - h_{оп2}}$	$e_2 = 0,185$
П3	$1 - e_3 = (1 - e_2) \cdot \frac{h_2 - h_{оп3}}{h_3 - h_{оп3}}$	$e_3 = 0,258$
П4	$1 - e_4 = (1 - e_3) \cdot \frac{h_3 - h_{оп4}}{h_4 - h_{оп4}} - \frac{A_{OC}}{h_4 - h_{оп4}}$	$e_4 = 0,246$

Продолжение таблицы А.27

Параметр	Уравнение КИМ	Значение
П5	$1 - e_5 = (1 - e_4) \cdot \frac{h_4 - h_{оп5}}{h_5 - h_{оп5}}$	$e_5 = 0,293$
С	$e_{ocl} = e_4$	$e_{ocl} = 0,246$
ПП1	$(1 - e_{ocII}) = (1 - e_4) \cdot \frac{h_4 - h_{оп5}}{h_5 - h_{оп5}}$	$e_{ocII} = 0,293$
ПП2	$(1 - e_{ocIII}) = (1 - e_5) \cdot \frac{h_5 - h_{оп0}}{h_0 - h_{оп0}}$	$e_{ocII} = 0,369$
A_{OC}	$A_{OC} = (1 - e_{ocl}) \cdot (h_c - h_4) + (1 - e_{ocII}) \cdot (h_{III1} - h_c) + (1 - e_{ocIII}) \cdot (h_{III2} - h_{III1})$	$A_{OC} = 3,54 \cdot 10^5$
$\eta_i = \frac{h_0 - h_K + A_{OC} - [\sum e \cdot \Delta h_g]}{h_0 - h_{г5}}$		0,372

Таблица А.28 – Параметры питательной воды при увеличении недогрева

Элементы тепловой схемы	Питательная вода	
	$h_{нг}$	
	кДж/кг	
	$\theta = 8$	$\theta = 13$
П5	949,9	949,9
П4	775,1	753,3
П3	629,2	629,2
П2	464,9	464,9
П1	304,3	304,3
К	137,8	137,8

Таблица А.29 – Расчет методом балансов при изменении недогрева

Элемент схемы	Значение	
	$\theta = 8$	$\theta = 13$
П5	$\alpha_5 = 0,0973$	$\alpha_5 = 0,112$
П4	$\alpha_4 = 0,0739$	$\alpha_4 = 0,0583$
П3	$\alpha_3 = 0,0465$	$\alpha_3 = 0,0465$
П2	$\alpha_2 = 0,0449$	$\alpha_2 = 0,045$
П1	$\alpha_1 = 0,0446$	$\alpha_1 = 0,0446$
С	$\alpha_c = 0,1157$	$\alpha_c = 0,1158$
ПП1	$\alpha_{III1} = 0,0262$	$\alpha_{III1} = 0,0263$
ПП1	$\alpha_{III2} = 0,1089$	$\alpha_{III2} = 0,109$
η_i	0,3187	0,3182

Таблица А.30 – Расчет методом КИМов при изменении недогрева

Параметр	Значение	
	$\theta = 8$	$\theta = 13$
η_i	0,3276	0,3271

Определение базовой внутренней мощности турбоустановки методом балансов:

$$N_i = H_i^{баз} \cdot G_0 = 645,3 \cdot 793,1 = 511,8 \text{ МВт}, \quad (\text{А.29})$$

где H_i - действительный теплоперепад на турбину;

G_0 – расход пара на турбину.

При увеличении недогрева на 5 °С:

$$N_i^8 = H_i^8 \cdot G_0 = 644,2 \cdot 793,1 = 510,9 \text{ МВт}; \quad (\text{A.30})$$

$$\Delta N_i^{+5} = N_i^{\text{баз}} - N_i^8 = 511,8 - 510,9 = 900 \text{ кВт}; \quad (\text{A.31})$$

где $N_i^8, \Delta N_i^{+5}$ - внутренняя мощность и изменение мощности при увеличении недогрева;

Так же при увеличении недогрева на 10 °С:

$$N_i^{13} = H_i^{13} \cdot G_0 = 643,1 \cdot 793,1 = 510 \text{ МВт}, \quad (\text{A.32})$$

$$\Delta N_i^{+10} = N_i^{\text{баз}} - N_i^{10} = 511,8 - 510 = 1800 \text{ кВт}, \quad (\text{A.33})$$

При увеличении недогрева воды на 5 °С:

$$\begin{aligned} \Delta N_{+5} &= \Delta \theta \cdot c_p \cdot G_{\text{не}} (e_4 - e_5) = 5 \cdot 4379 \cdot 879,4 \cdot (0,246 - 0,293) = \\ &= -876 \text{ кВт}, \end{aligned} \quad (\text{A.34})$$

Также при увеличении на 10 °С:

$$\begin{aligned} \Delta N_{+10} &= \theta \cdot c_p \cdot G_{\text{не}} (e_4 - e_5) = 10 \cdot 4361 \cdot 879,4 \cdot (0,246 - 0,293) = \\ &= -1749 \text{ кВт}, \end{aligned} \quad (\text{A.35})$$

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		122

Приложение Б

(Обязательное)

Исходные данные к разделу финансовый менеджмент.

Таблица Б.1 – Технические характеристики подогревателей низкого давления поверхностного типа

Наименование	ПНД1	ПНД2
Рабочее давление воды в трубной системе P_{OK} , МПа	1,59	1,59
Рабочее давление пара в корпусе P_{II} , МПа	0,022	0,082
Номинальный расход воды подогревателя G_{II} , кг/с	1002	1123
Номинальный расход воды подогревателя G_{II} , т/ч	3607,2	4042,8

В таблице Б.2 приведены основные технические характеристики, выбранных поверхностных подогревателей низкого давления системы регенерации.

Таблица Б.2 – Подогреватели низкого давления поверхностного типа

Наименование	ПНД1	ПНД2
	ПН-1900-42-13-IVA	ПН-3000-25-16-IVA
Рабочее давление воды в трубной системе P_{OK} , МПа	4,2	2,5
Рабочее давление пара в корпусе P_{II} , МПа	1,3	1,6

Продолжение таблицы Б.2.

Наименование	ПНД1	ПНД2
	ПН-1900-42-13- IVA	ПН-3000-25-16- IVA
Номинальный массовый расход воды подогревателя G_B , т/ч	3785	5214
Полная площадь поверхности теплообмена F_{II} , м ²	1900	3000
Масса сухого подогревателя, т	70	99,3

Таблица Б.3 – Технические характеристики дренажного насоса

Наименование	КсВА-500-220
Напор $P_{дн}$, м	220
Подача насоса Q , м ³ /ч	500
КПД %, не менее	75
Мощность N , кВт	375
Частота вращения, об/мин	1480
Масса насоса, т	4,03

Таблица Б.4 – Поверхностные подогреватели смешивающего типа

Наименование	ПНД1	ПНД2
Рабочее давление пара в корпусе P_{II} , МПа	0,022	0,082
Номинальный расход воды подогревателя G_B , кг/с	1058	1128

В таблице Б.5 приведены основные технические характеристики, выбранных смешивающих подогревателей низкого давления системы регенерации. Первый подогреватель по ходу воды подключен по гравитационной схеме включения, а второй подогреватель имеет конденсатные насосы в количестве 2 штук, которые также были выбраны.

Таблица Б.5 – Технические характеристики подогревателе низкого давления смешивающего типа

Наименование	ПНД1	ПНД2
	ПНСГ-2000-ПА	ПНСГ-4000-ПА
Рабочее давление пара в корпусе P_{II} , МПа	0,023	0,086
Номинальный массовый расход воды подогревателя G_B , т/ч	2000	4000
Масса подогревателя заполненного водой, т	44	166

Таблица Б.6 – Технические характеристики конденсатного насоса

Наименование	КсВА-2200-170
Напор $P_{дн}$, м	170
Подача насоса Q , м ³ /ч	2200
КПД %, не менее	80
Мощность N , кВт	1195
Частота вращения, об/мин	1500
Масса насоса, т	18,25

Приложение В (обязательное)

К разделу социальная ответственность

В.1 Ионизирующее излучение

Ионизирующими излучениями называются такие виды лучистой энергии, которые, попадая в определенные среды или проникая через них, производят в них ионизацию. Такими свойствами обладают радиоактивные излучения, излучения высоких энергий. Эффект воздействия источников ионизирующих излучений на организм зависит от ряда причин, главными из которых принято считать уровень поглощенных доз, время облучения и мощность дозы, объем тканей и органов, вид излучения.

По [13] основные дозовые пределы облучения и допустимые уровни устанавливаются для следующих категорий облучаемых лиц:

- персонал - лица, работающие с техногенными источниками (группа А) или находящиеся по условиям работы в сфере их воздействия (группа Б);
- население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их производственной деятельности.

Для указанных категорий облучаемых предусматриваются три класса нормативов:

- основные дозовые пределы (предельно допустимая доза - для категории А, предел дозы — для категории Б);
- допустимые уровни (допустимая мощность дозы, допустимая плотность потока, допустимое содержание радионуклидов в критическом органе и др.);
- контрольные уровни (дозы и уровни), устанавливаемые администрацией учреждения по согласованию с Госсанэпиднадзором на уровне ниже допустимого.

В [13] в качестве основных дозовых пределов используется эффективная доза, которая используется в качестве меры риска отдаленных

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		127

последствий облучения человека. Основные пределы доз указаны в таблице В.1.

Основные пределы доз, как и все остальные допустимые уровни облучения персонала группы Б равны 1/4 значений для персонала группы А.

Таблица В.1 – Основные пределы доз

Нормируемые величины	Пределы доз	
	персонал (группа А)	население
Эффективная доза	20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год	1 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 5 мЗв в год
Эквивалентная доза за год в хрусталике глаза	150 мЗв	15 мЗв
коже	500 мЗв	50 мЗв
кистях и стопах	500 мЗв	50 мЗв

Основные принципы обеспечения радиационной безопасности:

- уменьшение мощности источников до минимальных величин («защита количеством»);
- сокращение времени работы с источниками («защита временем»);
- увеличение расстояния от источников до работающих («защита расстоянием»);
- экранирование источников излучения материалами, поглощающими ионизирующие излучения («защита экранами»);
- герметизация производственного оборудования для изоляции процессов, которые могут быть источниками поступления радиоактивных веществ во внешнюю среду;
- применение санитарно-технических устройств и оборудования, использование защитных материалов;
- использование средств индивидуальной защиты и санитарная обработка персонала.

В.2 Электробезопасность помещения

Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний.

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия электрического тока или электромагнитного поля на организм человека;
- условий внешней среды.

Требования электробезопасности при воздействии электрических полей промышленной частоты по ГОСТ 12.1.002-84. Электробезопасность должна обеспечиваться:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную);
- изоляцию рабочего места;
- защитное отключение;
- предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности.

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		129

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

В.3 Статическое электричество

В рабочей зоне оператора может быть повышенный уровень статического электричества. Суть повышенного уровня статического электричества (электризации) заключается в том, что нейтральные тела, не проявляющие в нормальном состоянии электрических свойств, в условиях отрицательного контакта или взаимодействия становятся электростатически заряженными. На рассматриваемом рабочем месте оператора электризация возникает на поверхности экранов видеомониторов при длительной их работе.

Статическое электричество оказывает вредное воздействие на организм человека, причем не только при непосредственном контакте с зарядом, но и за счет действия электрического поля, возникающего вокруг заряженных поверхностей. Защита от статического электричества производственного происхождения основана на исключении, устранении и уменьшении интенсивности зарядов. Требования по защите от статического электричества приведены в системе стандартов безопасности труда [14]. В частности, уменьшение и устранение интенсивности электрических зарядов, достигается конструктивным выполнением, подбором материалов, изменением технологических режимов. Напряженность электростатического поля на рабочем месте оператора не превышает допустимого значения 15 кВ/м согласно СанПиН 9-131 РБ 2000.

Например, применяют:

- заземление с сопротивлением заземляющих устройств не более 100 Ом и соединением с общей системой заземления электроустановок не менее чем в двух местах;
- повышение влажности воздуха свыше 65%, добавку антистатических присадок и нанесение электропроводящего слоя, что

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		130

приводит к уменьшению объемного и поверхностного сопротивлений материала;

– нейтрализацию электростатических зарядов с помощью ионизации воздуха между заряженными телами. С этой целью используют индукционные, высоковольтные и радиоизотопные ионизаторы. Для помещения оператора турбинного отделения выбраны индукционные или высоковольтные ионизаторы. Индукционные нейтрализаторы применяют в тех случаях, когда достаточно снизить величину заряда до известного, по довольно высокого значения. Иногда с их помощью можно значительно уменьшить искрообразование, предупредить электрический удар и другие эффекты.

Лучше применять высоковольтные ионизаторы, чем радиоизотопные, так как проблема радиационной защиты сложнее, чем все меры по технике безопасности при использовании высоковольтных нейтрализаторов.

В качестве индивидуальных средств защиты могут применяться: антистатическая обувь, антистатический халат, заземляющие браслеты для защиты рук и другие средства, обеспечивающие электростатическое заземление тела человека.

В.4 Пожаровзрывобезопасность рабочего места

Возможность возникновения пожара обусловлена наличием на рабочем месте оператора возгорающихся предметов (изоляция электрических проводов и т.д.). Причиной возгорания могут быть следующие факторы: короткое замыкание проводов, перегрузка в сети и др. [15], вычислительные центры должны располагаться в зданиях не ниже II степени огнестойкости, залы ЭВМ — не ниже первого этажа (допускается III степень огнестойкости).

Помещения с ПЭВМ должны оснащаться аптечкой первой помощи и угле-кислотными огнетушителями. Количество и состав огнетушителей выбирают согласно Правилам пожарной безопасности ППБ-01-93.

Основным первичным средством пожаротушения являются огнетушители (ручные, передвижные и др.). В настоящее время применяются огнетушители различных конструкций: порошковые (ПСБ, ПФ, ОП, ОСП и др.), пенные (ОХП- 10; ОВП и др.), углекислотные (ОУ-2, ОУ-5 и др.).

Помещения с ПЭВМ, как правило, оснащают автоматической системой газового пожаротушения, однако в труднодоступных местах (короба, кабельные тоннели, межпольное пространство) или местах хранения информации также рекомендуется устанавливать огнетушители ОСП.

Комплекс помещений вычислительных центров должен иметь не менее двух самостоятельных эвакуационных выходов. Источники электрической энергии (распределительные устройства, трансформаторы) располагают в обособленных помещениях.

В.5 Защита в чрезвычайных ситуациях

Предупреждение и ликвидация последствий чрезвычайных ситуаций (ЧС) — одна из актуальных проблем современности. Чрезвычайными ситуациями называют обстоятельства, возникающие в результате природных стихийных бедствий, аварий и катастроф техногенного, экологического происхождения, военного, социального и политического характера, вызывающие резкое отклонение от нормы жизнедеятельности людей, экономики, социальной сферы или природной среды.

Перечень возможных ЧС на пульте управления оператора машинным залом:

- техногенные ЧС, происхождение которых связано с техническими объектами, — пожары, взрывы, аварии технологического оборудования, выбросы радиоактивных веществ, обрушение зданий, аварии на системах жизнеобеспечения;
- природные ЧС, связанные с проявлением стихийных сил природы, — землетрясения, наводнения, извержения вулканов, оползни, сели, ураганы, смерчи, бури, природные пожары;

- социальные ЧС, к которым относятся события, происходящие в обществе, — межнациональные конфликты, терроризм, войны;
- антропогенные ЧС являются следствием ошибочных действий людей, ошибок операторов.

Наиболее типичные ЧС для рабочей зоны операторов машинного зала техногенные и антропогенные. Техногенные опасности могут быть следствием воздействия внешних природных факторов, в том числе стихийных бедствий, проектно-производственных факторов, нарушений технологических процессов производства, правил эксплуатации транспорта, оборудования, машин,

механизмов и т. п. Однако наиболее распространенными причинами являются нарушения технологического процесса производства и правил техники безопасности.

Антропогенные опасности возникают из-за невнимательности человека к проблеме безопасности, склонности к риску и пренебрежения опасностью. Воздействие антропогенных опасностей может быть сведено к минимуму за счет обучения населения и работающих основам безопасности жизнедеятельности.

Очевидно, что решить проблемы помогут знания в области безопасности жизнедеятельности и поведения в чрезвычайных ситуациях, которые должны:

- повысить подготовку всего населения России;
- обеспечить учет всех видов ЧС и их последствий;
- дать полное представление населению о способах защиты от опасностей;
- обеспечить режимы личной и коллективной безопасности в обычных условиях и условиях ЧС.

В.6 Правовое обеспечение безопасности жизнедеятельности на производстве

Эффективный и безопасный труд возможен только в том случае, если производственные условия на рабочем месте отвечают всем требованиям международных стандартов в области охраны труда.

Основная задача по созданию здоровых и безопасных условий труда и защите окружающей природной среды возложена на администрацию предприятия и инженерные кадры, которые обязаны выявлять и предупреждать, ограничивать или устранять опасные и вредные факторы производства, решать вопросы гуманизации техники, технологии и организации труда, нормализации санитарно-гигиенических параметров производственной среды, эргономичности помещений и рабочих мест, организации санитарно-бытового обслуживания работающих.

На пункте оператора турбинного отделения блочный пункт управления (БПУ) размещается автоматизированное рабочее место сменного инженера управления турбинным отделением (СИУТ), включающее в себя две двухдисплейные рабочие станции, предназначенные для контроля и управления подсистемами турбинного отделения.

Основным рабочим положением оператора является положение сидя, из-за необходимости управления технологическими процессами. Рабочее место для выполнения работ в положении сидя организуется в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78. В этом пространстве оператор проводит большую часть своего времени.

Из ГОСТа следует, что конструкция рабочего места и взаимное расположение всех его элементов должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям. Также стоит принимать во внимание характер работы.

Так, при организации рабочего места оператора должны соблюдаться следующие условия:

– соблюдение общих средних антропометрических показателей женщин и мужчин;

					ФЮРА.311350.001.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		134

- требуемое для работы оборудование должно быть оптимально размещено;
- рабочее пространство должно быть достаточным и позволять производить необходимые движения в ходе работы;
- для выполнения поставленных задач необходимо наличие естественного и искусственного освещения;
- рабочее пространство должно быть достаточно вентилируемым;

Эргономичность – главное требование при проектировании рабочего места оператора турбинным отделением. К требованиям эргономичного рабочего пространства можно отнести следующее:

- размеры рабочего пространства;
- высота рабочей поверхности стола;
- положение кресла и размеры пространства для ног;
- возможность регулирования рабочего места и положений кресла;
- расстояние и углы обзора средств отображения информации.