

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

Институт Энергетический  
 Специальность 14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг  
 Кафедра Атомных и тепловых электростанций

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

Тема работы
<b>Проект теплофикационной АЭС с реакторами ВВЭР-580</b>

УДК 621.311.25:621.039.56.001.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5012	Воробьев Иван Леонидович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	Гвоздяков Д.В.	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

По разделу «Автоматизация технологических процессов»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры автоматизации технологических процессов	Андык В.С.	к.т.н., доцент		

Нормоконтроль

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2017 г.

**Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы 14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг, специализация подготовки «Проектирование и эксплуатация атомных станций»**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВО, критериев и/или заинтересованных сторон
	<b>Универсальные компетенции</b>	
P1	Использовать методологические основы современной картины мира для научного познания и творчества, выявлять естественнонаучную сущность проблем, возникающих в профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ОК- 1, ПК-10),  Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P2	Анализировать социально-значимые процессы и явления, экономические проблемы и общественные процессы, ответственно участвовать в общественно-политической жизни, применять методы социального взаимодействия на основе принятых моральных и правовых норм	Требования ФГОС (ОК-2, 5, 9), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P3	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе на иностранном языке, разрабатывать документацию, презентовать и публично защищать результаты, владеть методами пропаганды научных достижений	Требования ФГОС (ОК-3 – 5), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P4	Использовать системный подход в профессиональной деятельности, ставить цели и выбирать пути их достижения, обобщать, анализировать, критически осмысливать, систематизировать	Требования ФГОС (ОК-6, ПК-1), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P5	Осознавать необходимость и демонстрировать способность к самостоятельному обучению в течение всей жизни, непрерывному самосовершенствованию, развитию социальных и профессиональных компетенций, использовать	Требования ФГОС (ОК-7 ПК-3), Критерий 5 АИОР (п. 2.6), согласованный с требованиями международных стандартов

Код резул ь- тата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВО, критериев и/или заинтересованных сторон
	полученные знания для обучения и воспитания новых кадров	<i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р6	К достижению должного уровня физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности и должного уровня безопасности жизнедеятельности, в том числе, защиты персонала и населения от последствий аварий, катастроф, стихийных бедствий	Требования ФГОС (ОК-8; ОПК-1, ПК-7, 19), Критерий 5 АИОР (п. 2.5), согласованный с требованиями международными стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе, многонациональном, принимать ответственность за свои решения, в том числе, нестандартные, управлять коллективом, находить организационно-управленческие решения в нестандартных ситуациях	Требования ФГОС (ОК-10, 13, 14, ПК-3), Критерий 5 АИОР (пп.2.3, 2.4), согласованный с требованиями международными стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р8	Использовать информационные технологии для работы с информацией, управления ею и создания новой информации; работать с информацией в глобальных компьютерных сетях, осознавать и соблюдать основные требования информационной безопасности	Требования ФГОС (ОК-12, ПК-2, 6, 13, 26, ПСК-1.5), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международными стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
	<b>Профессиональные компетенции</b>	
Р9	Понимать значимость своей специальности, стремиться к ответственному отношению к своей трудовой деятельности, демонстрировать особые компетенции, связанные с уникальностью задач, объектов в области проектирования и эксплуатации АС	Требования ФГОС (ПК-4), Критерий 5 АИОР (п. 1.6), согласованный с требованиями международными стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р10	Использовать глубокие математические, естественнонаучные знания в профессиональной деятельности с применением математического моделирования объектов и процессов в области проектирования и эксплуатации АС	Требования ФГОС (ОК-1, ПК-9 – 11), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованные с требованиями международными стандартов

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВО, критериев и/или заинтересованных сторон
		<i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P11	Проводить <i>инновационные</i> научные исследования систем и оборудования атомных электрических станций и ядерных энергетических установок, участвовать во внедрении результатов исследований	Требования ФГОС (ОПК-2, ПК-5, 9, 14, 15, 16), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P12	Анализировать и использовать научно-техническую информацию, формулировать цели проекта, ставить и решать инновационные задачи <i>комплексного</i> инженерного анализа в области проектирования и эксплуатации АС	Требования ФГОС (ПК-12; 17, 20), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P13	Выбирать, создавать и использовать оборудование атомных электрических станций и ядерных энергетических установок, средства измерения теплофизических параметров и автоматизированного управления, защиты и контроля технологических процессов	Требования ФГОС (ОПК-3, ПК-18), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P14	Проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных разработок систем и оборудования АС и ядерных энергетических установок, готовить исходные данные для выбора и обоснования научно-технических и организационных решений, выполнять <i>инновационные</i> инженерные проекты с применением <i>базовых</i> и специальных знаний, современных методов проектирования для достижения оптимальных результатов с учетом принципов и средств обеспечения ядерной и радиационной безопасности	Требования ФГОС (ПК-20, 21, 23 – 25, ПСК-1.5, 1.6, 1.8, 1.10), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P15	Разрабатывать проектную и рабочую техническую документацию, оформлять законченные проектно-конструкторские работы в области проектирования АС	Требования ФГОС (ПК-22), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВО, критериев и/или заинтересованных сторон
		<i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P16	Анализировать нейтронно-физические, технологические процессы и алгоритмы контроля, диагностики, управления и защиты, проводить нейтронно-физические, теплогидравлические и прочностные расчеты оборудования АС и его элементов в стационарных и нестационарных режимах работы	Требования ФГОС (ПК-27, 28, ПСК-1.4), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P17	Делать оценку ядерной и радиационной безопасности при эксплуатации ядерных энергетических установок, а также при обращении с ядерным топливом и другими отходами	Требования ФГОС (ПК-29), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P18	Применять основы обеспечения оптимальных режимов работы ядерного реактора, тепломеханического оборудования и энергоблока АС в целом при пуске, останове, работе на мощности и переходе с одного уровня мощности на другой с соблюдением требований безопасности, выполнять типовые операции по управлению реактором и энергоблоком на функционально-аналитическом тренажере	Требования ФГОС (ПК- 28, 10, 11, , ПСК-1.14, 1.15), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P19	Анализировать технологии монтажа, ремонта и демонтажа оборудования АС применительно к условиям сооружения, эксплуатации и снятия с эксплуатации энергоблоков АС	Требования ФГОС (ПК-13,14), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P20	Осуществлять и анализировать технологическую деятельность как объект управления, организовывать рабочие места, обеспечивать их техническое оснащение, размещать технологическое оборудование, контролировать соблюдение технологической дисциплины и обслуживать технологическое оборудование, исследовать причины его неисправностей,	Требования ФГОС (ПСК-1.9), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВО, критериев и/или заинтересованных сторон
	принимать меры по их устранению	
P21	Составлять техническую документацию и организовывать экспертизу технической документации, составлять установленную отчетность по утвержденным формам, управлять малыми коллективами исполнителей, планировать работу персонала и фонды оплаты труда	Требования ФГОС (ПСК-1.9), Критерий 5 АИОР (пп. 2.2, 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P22	Выполнять работы по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов ядерных энергетических установок, проводить анализ производственных затрат на обеспечение необходимого качества продукции	Требования ФГОС (ПСК-1.11), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P23	Составлять и использовать тепловые схемы и математические модели процессов и аппаратов ядерно-энергетических и тепломеханических установок различных типов АС, готовить исходные данные для расчета тепловых схем	Требования ФГОС (ПСК-1.1, 1.3, 1.7), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P24	Проводить физические эксперименты на этапах физического и энергетического пуска энергоблока с целью определения нейтронно-физических параметров реакторной установки и АС в целом	Требования ФГОС (ПСК-1.2), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P25	Применять на практике принципы организации эксплуатации современного оборудования и приборов АС, понимать принципиальные особенности стационарных и переходных режимов реакторных установок и энергоблоков и причины накладываемых ограничений при нормальной эксплуатации, при её нарушениях, при ремонте и перегрузках	Требования ФГОС (ПК-8, ПСК-1.12, 1.13), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

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



Институт: Энергетический  
Специальность: 14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг  
Кафедра: Атомных и тепловых электростанций

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой АТЭС ЭНИН  
А.С. Матвеев

\_\_\_\_\_  
(Подпись)

\_\_\_\_\_  
(Дата)

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

**ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

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

Студенту:

Группа	ФИО
<b>5012</b>	<b>Воробьеву Ивану Леонидовичу</b>

Тема работы:

**Проект теплофикационной АЭС с реакторами ВВЭР-580**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

**11.11.2016 г. №9734**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

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

Материалы специальной технической литературы.  
Режим работы – непрерывный.  
Исходные данные для расчета – Основные технические характеристики ВВЭР-1000  
Прототип–ВВЭР-1000  
Климатические условия – г. Полярные Зори.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Выбор типа реактора и оценка основных характеристик активной зоны. Определение параметров теплоносителя.</li> <li>2. Выбор и обоснование конструктивной схемы ПГ. Определение параметров рабочего тела.</li> <li>3. Составление и расчет принципиальной тепловой схемы ПТУ на конденсационный режим работы. Расчет показателей тепловой экономичности.</li> <li>4. Расчет принципиальной тепловой схемы ПТУ на теплофикационный режим. Расчет показателей тепловой экономичности.</li> <li>5. Оценка технико-экономических показателей.</li> </ol>
--	--

<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Функциональная схема КИП – 1л. формата А2</li> <li>2. Компоновка главного корпуса – 1л. формата А1</li> <li>3. Принципиальная тепловая схема турбоустановки – 1л. формата А1</li> <li>4. Сборочный чертеж реактора – 2л. формата А1</li> <li>5. Таблица технико-экономических показателей – 1л. формата А1</li> </ol>
--	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
<b>1. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Сергейчик С.И., доцент кафедры менеджмента
<b>2. Социальная ответственность</b>	Амелькович Ю.А., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности
<b>3. Автоматизация</b>	Андык В.С., доцент кафедры автоматизации теплоэнергетических процессов

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	<b>22 июня 2016 г.</b>
---	------------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры АТЭС	Д.В. Гвоздяков	к.т.н.		22.06.2016

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5012	Воробьев Иван Леонидович		22.06.2016



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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5012	Воробьеву Ивану Леонидовичу

<b>Институт</b>	<b>Энергетический</b>	<b>Кафедра</b>	<b>АТЭС</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Специалист</b>	<b>Направление/специальность</b>	<b>14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг</b>

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

1. Тепловая мощность реактора и параметры рабочего тела	
2. Мощность теплофикационных отборов	
3. Фактическое число часов использования установленной электрической мощности АЭС	
4. Плановое и фактическое число часов использования мощности теплофикационных отборов	
5. Длительность кампании и величина топливной загрузки	

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

1. Планирование капиталовложений в АЭС	
2. Планирование готовности электростанции к несению нагрузки	
3. Разработка схемы управления, планирование штатов и фонда заработной платы	
4. Планирование стоимости первоначальной загрузки топлива и топливной составляющей себестоимости электрической и тепловой энергии, отпускаемой на АЭС	
5. Планирование годовых издержек производства и себестоимости электрической и тепловой энергии, отпускаемой АЭС	
6. Планирование тарифов на отпускаемую тепловую и электрическую энергию, прибыли и рентабельности АЭС	
7. Планирование годовых издержек производства и себестоимости электрической и тепловой энергии, отпускаемой на АЭС	

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Календарный график ремонта оборудования АЭС
2. Линейный график вывода реактора и турбоагрегата в ремонт
3. Калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии АЭС
4. Технико-экономические показатели АЭС

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	10.10.16
---	----------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент кафедры менеджмента	Сергейчик С.И.	к.т.н., доцент		10.10.16

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5012	Воробьев Иван Леонидович		10.10.16

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5012	Воробьеву Ивану Леонидовичу

<b>Институт</b>	<b>Энергетический</b>	<b>Кафедра</b>	<b>АТЭС</b>
<b>Уровень образования</b>	Специалист	<b>Направление/специальность</b>	<b>14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг</b>

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:

- вредных проявлений факторов производственной среды (метеословия, 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)
- чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)

2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме

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

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:
- 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)

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности
- 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)

3. Охрана окружающей среды:

- 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>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	
<b>Перечень графического материала:</b>	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	10.10.16
---	----------

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Ю.А. Амелькович	к.т.н., доцент		10.10.16

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5012	Воробьев Иван Леонидович		10.10.16

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 122 страницы, 38 рисунков, 17 таблиц, 33 источника, 6 графических материалов.

Перечень ключевых слов: АЭС, ВВЭР, энергоблок, проект, реактор, парогенератор, турбина, расчет, тепловая мощность, балансы, нагрузка, показатели, КАЭС-2.

Объектом разработки является проект энергоблока АЭС с комбинированной выработкой энергии.

Цель работы – определение эффективности экономической модели энергоблока ВВЭР-580 для Кольского полуострова, подбор и проектирование теплотехнического оборудования, выбор оптимальных параметров теплоносителя и рабочего тела.

В процессе разработки провели выбор и обоснование конструктивной схемы реактора и парогенератора. Проводились расчеты для определения основных характеристик активной зоны, парогенератора. Спроектировали тепловую схему на заданные параметры. Провели расчет принципиальной схемы на конденсационный и теплофикационные режимы.

В результате были получены конкурентноспособные технико-экономические показатели для референтного блока средней мощности на будущей КАЭС-2.

Степень внедрения: полная.

Область применения: проектные бюро и институты.

Экономическая эффективность: снижение удельных капиталовложений.

					ФЮРА.430011.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		7

## СПИСОК ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

АЭС – атомная электрическая станция;  
АРМ – автоматизированное рабочее место оператора;  
БЩУ – блочный щит управления;  
ИМ – исполнительный механизм;  
КИМ – коэффициент изменения мощности;  
КПД – коэффициент полезного действия;  
ОД – охладитель дренажа;  
КЦТ – коэффициент ценности теплоты;  
ПВ – питательная вода;  
ПВД – подогреватель высокого давления;  
ПСВ – подогреватель сетевой воды;  
ПНД – подогреватель низкого давления;  
ПП – промежуточный пароперегреватель;  
ПНС – подогреватель низкого давления смешивающего типа;  
ПТУ – паротурбинная установка;  
РО – регулирующий орган;  
РППВ – регенеративный подогрев питательной воды;  
РК – регулирующий клапан;  
СК – стопорный клапан;  
СП – сетевой подогреватель;  
СПП – сепаратор-пароперегреватель;  
СУЗ – система управления и защиты реактора;  
ТУ – турбоустановка;  
ТЦ – турбинный цех;  
ТВЭД – тепловыделяющий элемент;  
ЭБ – энергоблок;  
ЯППУ – ядерная паропроизводящая установка.

					ФЮРА.430011.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		8

## ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ.....	10
ВВЕДЕНИЕ.....	11
2.ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕАКТОРА .....	13
2.1. Выбор и обоснование конструктивной схемы реактора .....	13
2.2. Оценка основных характеристик активной зоны.....	13
3.ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПАРОГЕНЕРАТОРА .....	15
3.1. Выбор и обоснование конструктивной схемы ПГ .....	15
3.2. Расчет и построение тепловой диаграммы.....	16
4.РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ.....	19
4.1. Определение состава и параметров расчетной принципиальной тепловой схемы .....	19
4.2. Определение давлений отбираемого пара на каждую ступень регенеративного подогрева .....	22
5.РАСЧЕТ ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ .....	26
5.1. Составление сводной таблицы параметров пара и воды.....	32
5.2. Составление и решение уравнений материального и теплового балансов всех элементов схемы.....	35
5.3. Определение расхода пара на турбину и всех остальных расходов пара .....	42
5.4. Определение показателей тепловой экономичности .....	43
5.5. Температурный график теплосети.....	46
5.6. Расчет принципиальной тепловой схемы на теплофикационный режим работы.....	47
6. СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ УРОВНЯ В КОНДЕНСАТОРЕ.....	72
6.1. Описание объекта регулирования .....	72
6.2. Вопрос выбора закона регулирования.....	73
6.3. Разработка структуры автоматической системы регулирования ..	73
6.4. Разработка функциональной схемы АСР .....	75

					ФЮРА.430011.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		9

6.5.	Выбор технических средств АСР и составление заказной спецификации .....	76
7.	РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ .....	77
7.1.	Планирование капиталовложений .....	77
7.2.	Планирование готовности электростанции к несению нагрузки.....	78
7.3.	Разработка схемы управления, планирование штатов и фонд заработной платы.....	80
7.4.	Планирование стоимости первоначальной загрузки топлива и топливной составляющей себестоимости электрической и тепловой энергии .....	82
7.5.	Планирование годовых издержек производства и себестоимости электрической и тепловой энергии .....	83
7.6.	Планирование тарифов на отпускаемую тепловую и электрическую энергию, прибыли и рентабельности .....	89
7.7.	Оценка экономической эффективности инвестиций .....	91
8.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	96
8.1.	Производственная безопасность .....	96
8.2.	Экологическая безопасность.....	110
8.3.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	113
8.4.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	115
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	119
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	120
	ГРАФИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ:	
	ФЮРА.421000.002 С2. Функциональная схема системы автоматического регулирования уровня в конденсаторе.	
	ФЮРА.693100.003 МЧ. Компоновка главного корпуса.	
	ФЮРА.311115.004 ТЗ. Принципиальная тепловая схема турбоустановки.	
	ФЮРА.693100.005 СБ. Сборочный чертёж реактора мощностью 580 МВт.	
	ФЮРА.693000.007 ТБ. Таблица технико-экономических показателей.	

## ВВЕДЕНИЕ

Кольская АЭС является крупнейшим энергетическим предприятием на Кольском полуострове, ее установленная мощность - 1760 МВт. Кроме поставок электроэнергии российским потребителям, АЭС осуществляет экспорт в Финляндию и Норвегию.

Потребность в атомных энергоблоках малой и средней мощности существует в регионах со слабо развитой сетевой инфраструктурой, в удаленных районах, куда доставка топлива извне затруднена.

За счет внедрения реакторных установок средней мощности энергетики смогут решить задачу надежного и бесперебойного обеспечения потребителей Мурманской области электроэнергией.

Одним из основных достоинств проекта ВВЭР-580 является применение оборудования и конструкторско-технологических решений, использованных в проектах реакторных установок ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200.

Уже давно существует линия электропередачи напряжением 330 кВ от Кольской АЭС для Мурманска. Но она фактически не действует, потому что в Мурманске нет подстанции, которая могла бы это напряжение принять.

Потребности Мурманской области и республики Карелия в электроэнергии, особенно в пиковые периоды потребления, делают актуальным продление сроков эксплуатации энергоблоков №1 и 2 на период до ввода в эксплуатацию Кольской АЭС-2 из-за отсутствия замещающих энерго мощностей. Состояние оборудования энергоблоков обеспечивает возможность продления срока службы ещё на 15 лет при соблюдении всех норм безопасности, как национальных, так и норм МАГАТЭ. В настоящее время ведётся разработка инвестиционных проектов по продлению сроков эксплуатации энергоблоков.

Кольская АЭС является филиалом ОАО «Концерн Росэнергоатом». Станция расположена в 200 км к югу от г. Мурманска на берегу озера Имандра. Вырабатывает около 60% электроэнергии Мурманской области. В эксплуатации находятся 4 энергоблока с реактором типа ВВЭР, мощностью 440 МВт каждый. Кольская АЭС является поставщиком электроэнергии для Мурманской области и Карелии.

					ФЮРА.430011.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		11



Площадка для станции неподалеку от действующей станции была выбрана ещё в советское время. Однако в 1994 году планы строительства были приостановлены в связи с падением промышленного производства и энергопотребления на Кольском полуострове.

Назначение Кольской АЭС-2 заключается в замещении выбывающих мощностей действующей КАЭС.

					ФЮРА.430011.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		12

## 2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕАКТОРА

### 2.1 Выбор и обоснование конструктивной схемы реактора

Конечно, как и большая часть технологий, эта система выработки энергии не может быть однотипной. В мире существует различные типы АЭС, которые отличаются друг от друга особенностями конструкции, хотя некоторые элементы сходны у всех типов ядерных реакторов. Но на территории нашей страны и странах бывшего СССР по большей части распространен только один тип АЭС. И именно – водо-водяные.

Это корпусной реактор, то есть давление, которое есть в нем, держится самим корпусом, а не какими-то дополнительными устройствами в нем. В качестве замедлителя и теплоносителя используется обычная вода. Это является одной из причин наибольшего распространения в нашей стране, так как теплоносители очень дешевые. Реактор работает на обогащенном уране. ВВЭР является потенциально безопаснее, нежели другие. Это зависит от реактивности, например от того как устройство реагирует на различные ситуации. А именно на повышение плотности и температуры воды, или наличие пара в самой активной зоне. При появлении таких штатных ситуаций реактор ВВЭР отключается, а РБМК наоборот разгоняется. Также кроме потенциальной опасности РБМК отличается еще и увеличенным количеством выбросов в атмосферу. По причине отсутствия у него второго контура, который присутствует у реакторов ВВЭР.

Основной физической особенностью данного реактора, которая отличает его от других, является тесная решетка твэлов. Необходимостью ее использования является обязательной из-за нейтронно-физических свойств воды. Соотношение значений объемов воды и топлива равняется примерно 2, что в свою очередь при сочетании с хорошими теплофизическими свойствами воды обеспечивает компактность активной зоны и высокие значения объемного энерговыделения и возможность изготовления корпуса в заводских условиях, рассчитанный на работу под давлением 160 атмосфер.

### 2.2 Оценка основных характеристик активной зоны

Давление в первом контуре составляет  $P_1 = 16 \text{ МПа}$ .

Недогрев до температуры насыщения  $\theta = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

					ФЮРА.430011.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		13

Нагрев теплоносителя в активной зоне  $\Delta t = 30 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Температура насыщения теплоносителя  $t_s = f(P_1) = 347,4 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Температуры теплоносителя на входе и выходе из активной зоны:

$$t^{6x} = t^{6bx} - \Delta t = 322,4 - 30 = 292,4 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$t^{6bx} = t_s - \theta = 347,4 - 25 = 322,4 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Энтальпии теплоносителя на входе и выходе из АЗ:

$$h_1^{6x} = f(P_1, t^{6x}) = 1296 \text{ кДж / кг};$$

$$h_1^{6bx} = f(P_1, t^{6bx}) = 1467 \text{ кДж / кг}.$$

Расход теплоносителя через реактор:

$$G_P = \frac{Q}{\Delta h} = \frac{Q}{(h_1^{6bx} - h_1^{6x})} = \frac{1800 \cdot 10^3}{(1467 - 1296)} = 10526,3 \text{ кг / с}.$$

С помощью обобщенных значений объемных тепловыделений определим объем активной зоны, приведенных в [2] в зависимости от типа реактора.

Принимаем  $\omega = 90 \text{ кВт / л.}$ :

$$V_{A.3.} = \frac{Q}{\omega} = \frac{1800}{90} = 20 \text{ м}^3;$$

Высота активной зоны:

$$H_{A.3.} = 2,9 \text{ м};$$

Диаметр активной зоны:

$$D_{A.3.} = \sqrt{\frac{4V_{A.3.}}{H_{A.3.} \pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 20}{2,9 \cdot 3,14}} = 2,96 \text{ м}.$$

					ФЮРА.430011.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		14

### 3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПАРОГЕНЕРАТОРА

#### 3.1 Выбор и обоснование конструктивной схемы парогенератора

Парогенератор блоков АЭС с реакторами ВВЭР-580 представляют собой горизонтально расположенный теплообменный аппарат корпусного типа.

Генерация и сепарация пара и его перегрев осуществляется в одном корпусе, который состоит из центральной (утолщённой) и двух боковых цилиндрических обечаек с приваренными к ним эллиптическими днищами. Материалом корпуса служит сталь 12Х18Н10Т.

Снизу к днищу корпуса приварены два U-образных стояка для подвода теплоносителя, изготовленные из стали 10ГН2МФА. Стояки расположены симметрично относительно вертикальной оси парогенератора. Трубный пучок теплопередающей поверхности состоит из U-образных змеевиков с шахматным расположением их внутри пучка. Максимальная длина змеевика в пучке не превышает 14 м, что позволяет применять трубы без сварных стыков. Материал труб теплопередающей поверхности – аустенитная сталь 10ГН2МФА. Трубы в пучке дистанционируются с помощью фигурных и плоских пластин, причём последние обеспечивают жёсткость дистанционирующей решётки.

Питательная вода подводится к парогенератору с помощью трубопровода, который приваривается к патрубку входа питательной воды. Конструкция патрубка обеспечивает изоляцию трубы, по которой подаётся питательная вода, от корпуса, температура которого близка к температуре кипения воды в парогенераторе.

На расстоянии 300 мм от верхнего ряда труб расположен дырчатый погружённый щит, предназначенный для выравнивания скорости выхода пара с зеркала испарения.. По всему периметру к щиту приварены листы, препятствующие выходу пара из межтрубного пространства через проходы для воды. При заполнении парогенератора водой уровень его устанавливается на расстоянии 100 мм над погруженным дырчатым щитом.

За секциями сепаратора установлен дырчатый пароприёмные щиты.

Устройство для непрерывной продувки парогенератора состоит из трубы с отверстиями, расположенной в нижней части корпуса вдоль нижней образующей.

					ФЮРА.430011.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		15

К трубе приварен штуцер, через который вода продувки выводится из парогенератора.

На корпусе ПГ имеются устройства со штуцерами для присоединения уровнемеров, контролирующих высоту уровня при эксплуатации парогенератора и при заполнении его водой, а также для ввода датчиков приборов, измеряющих давление, температуру и влажность пара.

					ФЮРА.430011.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		16

## 7. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

### 7.1 Планирование капиталовложений

Капитальные вложения в проектируемую могут быть определены на основе постановления Правительства РФ от 20.09.2008 N 705 (ред. от 31.12.2015) "О Программе деятельности Государственной корпорации по атомной энергии "Росатом" на долгосрочный период (2009 - 2015 годы)":

Кольская АЭС-2, энергоблок N 1 2009 - 2017 годы капитальные вложения 245343млн. руб

(г. Полярные Зори, Мурманская область)

Кольская АЭС-2, энергоблок N 2 2013 - 2018 годы капитальные вложения 119277млн. руб

(г. Полярные Зори, Мурманская область)

Кольская АЭС-2, энергоблок N 3 2010 - 2019 годы капитальные вложения 105101млн. руб

(г. Полярные Зори, Мурманская область)

Кольская АЭС-2, энергоблок N 4 2015 - 2020 годы капитальные вложения 9780млн. руб

(г. Полярные Зори, Мурманская область)

Общие капиталовложения на 4 энергоблока определяются как:

$$K_{АТЭЦ} = 245343 + 119277 + 105101 + 9780 = 479501 \text{ млн.руб.},$$

Тогда удельные капиталовложения будут равны:

$$\frac{K_{АТЭЦ}}{N_y} = \frac{479501 \cdot 10^6}{2068 \cdot 10^3} = 231867 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}.$$

В заключение данного раздела приводим структуру капиталовложений по видам затрат (строительные сооружения и работы, монтаж оборудования и прочие расходы). За основу могут быть взяты данные, приведенные в [5, с.181].

Таблица 5 – Структура капиталовложений по видам затрат

Виды работ	Стоимость работ, млн. руб.
Строительные сооружения и работы	158234
Тепломеханическое и электротехническое	225364
Монтаж оборудования	52740
Прочие расходы	43150

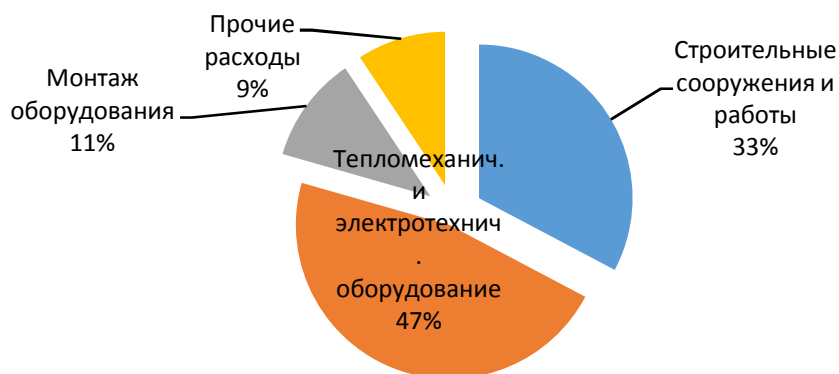


Рисунок 7.1 - Структура капиталовложений по видам затрат

Также приводим структуру капиталовложений по объектам (реактор, парогенератор, турбоагрегат, прочие затраты), для чего можно воспользоваться диаграммой, приведенной в [5, с.361].

Таблица 6 – Структура капиталовложений по объектам

Основное оборудование	Стоимость, млн. руб.
Реактор	115079
Парогенераторы	1,007*10 <sup>5</sup>
Турбогенератор	47950
Блок регенерации	1,486*10 <sup>5</sup>
Межблочные трубопроводы	19180
Разное оборудование	47950

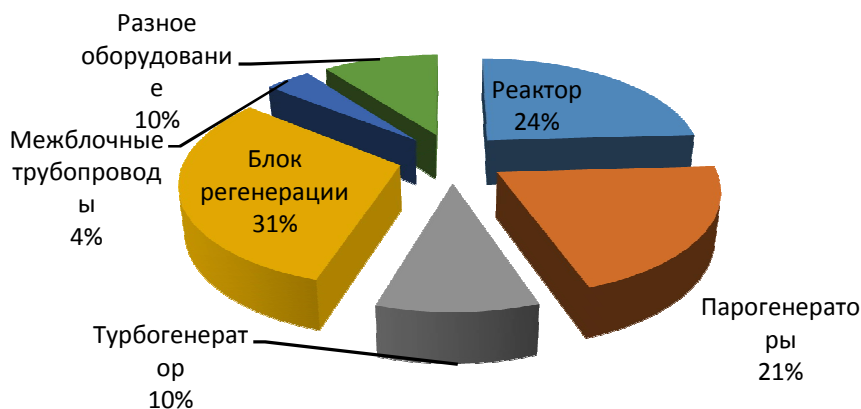


Рис. 7.2– Структура капиталовложений по объектам

## 7.2. Планирование готовности электростанции к несению нагрузки

Планирование готовности электростанции к несению нагрузки выполняется на основе системы плано-предупредительного ремонта (ППР) основного оборудования станции. Система ППР включает в себя капитальный (КР), средний (СР) и текущий (ТР) ремонты оборудования.

Система ППР должна учитывать особенности и тип оборудования каждой конкретной АЭС. Определяют объем и вид намечаемых ремонтов и сводят в годовые комплексные графики ППР, на основании которых осуществляется ежемесячное планирование работ. При этом необходимо иметь в виду, что годовой объем ремонтного обслуживания в значительной степени зависит от структуры ремонтного цикла, принятого для основного оборудования. Примерная структура ремонтного цикла для основных агрегатов АЭС с реакторами ВВЭР-580 приведена в таблице 7 [6, с.107].

Таблица 7 – Примерная структура ремонтного цикла основного оборудования энергоблоков АЭС с реакторами ВВЭР-580

Наименование основного оборудования	Виды ремонта в зависимости от продолжительности эксплуатации				
	1ый год	2ой год	3ий год	4ый год	5ый год
Реакторная установка	КР+ТР	СР+ТР	СР+ТР	СР+ТР	КР+ТР
Турбоагрегат К-580-70/1500	КР+ТР	СР+ТР	ТР+ТР	КР+ТР	СР+ТР

Плановые нормы продолжительности ремонта основного оборудования энергоблоков АЭС приведены в [6, с.108]. На основе данных этой таблицы и таблицы 7, показанной выше, составим общую таблицу вывода реакторов и турбоагрегатов в ремонт.

Таблица 8 – Вывод реакторов и турбоагрегатов в ремонт

Тип основного оборудования	Капитальный ремонт			Текущий ремонт		
	Дата начала	Продолжительность	Дата окончания	Дата начала	Продолжительность	Дата окончания
Реактор 1	1 май	55	25 июн	17 дек	5	22 дек
Турбоагрегат 1	1 май	50	20 июн	17 дек	3	20 дек
Реактор 2	26 июн	55	20 авг	23 дек	5	28 дек
Турбоагрегат 2	26 июн	50	15 авг	23 дек	3	26 дек
Реактор 3	21 авг	55	15 окт	29 дек	5	3 янв
Турбоагрегат 3	21 авг	50	10 окт	29 дек	3	1 янв
Реактор 4	17 окт	55	16 дек	4 янв	5	9 янв
Турбоагрегат 4	17 окт	50	11 дек	4 янв	3	7 янв

На основании этих данных построим линейный график вывода реактора и турбоагрегатов в ремонт и график готовности электростанции к несению нагрузки на планируемый календарный год. Далее определим плановые значения эксплуатационной готовности и коэффициента эксплуатационной готовности.



Эксплуатационная готовность определяем как:

$$\mathcal{E}_{\text{гом}}^{\text{пл}} = N_y \cdot t_{\text{пл}} - \sum_{i=1}^n N_i^{\text{рем}} \cdot t_i^{\text{рем}} = 2,068 \cdot 10^9 \cdot (8760 - 55 \cdot 24) = 15,39 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где  $t_{\text{пл}} = 8760 \text{ ч}$  – планируемый период (календарный год);  $t_i^{\text{рем}}$  – время простоя в плановом ремонте  $i$ -го блока;  $N_i^{\text{рем}}$  – мощность блока, выводимого в плановый ремонт.

Плановый коэффициент готовности:

$$K_{\text{гом}}^{\text{пл}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{гом}}^{\text{пл}}}{N_y \cdot t_{\text{пл}}} = \frac{1,539 \cdot 10^{13}}{2,068 \cdot 10^9 \cdot 8760} = 0,85.$$

В заключение раздела определяется плановая выработка электроэнергии и плановое число часов использования установленной мощности.

Плановая выработка электроэнергии может быть определена следующим образом:

$$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{пл}} = \mathcal{E}_{\text{гом}}^{\text{пл}} \cdot K_3 = 1,539 \cdot 10^{13} \cdot 0,75 = 1,154 \cdot 10^{13} \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$K_3 = 0,7 \dots 0,8$  – коэффициент загрузки, учитывает режим работы электростанции в суточном графике нагрузки для АЭС, работающих исключительно в базисе суточного графика. Плановое число часов использования установленной мощности станции определяется как:

$$h_y^{\text{пл}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{пл}}}{N_y} = \frac{1,154 \cdot 10^{13}}{2,068 \cdot 10^9} = 5580 \text{ ч}.$$

### 7.3. Разработка схемы управления, планирование штатов и фонда заработной платы

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

Общая численность персонала станции в укрупненных расчетах определяется путем умножения штатного коэффициента на установленную мощность. Штатный коэффициент может быть определен из [5, с.208]:

$$n_{\text{перс}} = n_{\text{шт}} \cdot N_y = 5 \cdot 2068 = 10339 \text{ чел}.$$

Основной годовой фонд заработной платы производственного персонала определяется как:

					ФЮРА.430011.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		20

$$I_{зн}^{осн} = n_{шт} \cdot N_y \cdot \Phi_{год}^{cp} \cdot (1 + \alpha_{пр}) = 5 \cdot 2068 \cdot 50 \cdot 5554 \cdot (1 + 0,3) = 3733 \text{ млн.руб.},$$

где:  $\Phi_{год}^{cp}$  – среднегодовой фонд зарплаты на одного человека;

для АЭС величина  $\Phi_{год}^{cp}$  составляет 30...50 МРОТ (минимальной месячный размер оплаты труда).

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

Помимо фонда основной заработной платы 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 (8-10%) от фонда основной заработной платы:

$$I_{зн}^{доп} = (0,08...0,1) \cdot I_{зн}^{осн} = 0,09 \cdot 3733 = 336 \text{ млн.руб.}$$

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

$$CтВз = 0,3 \cdot (I_{зн}^{доп} + I_{зн}^{осн}) = 0,3 \cdot (3733 + 336) = 1220 \text{ млн.руб.},$$

из которого 22% подлежит перечислению в Пенсионный фонд, 5,1% - 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:

$$I_{зн} = I_{зн}^{доп} + I_{зн}^{осн} + CтВз = 336 + 3733 + 1220 = 5289 \text{ млн.руб.}$$

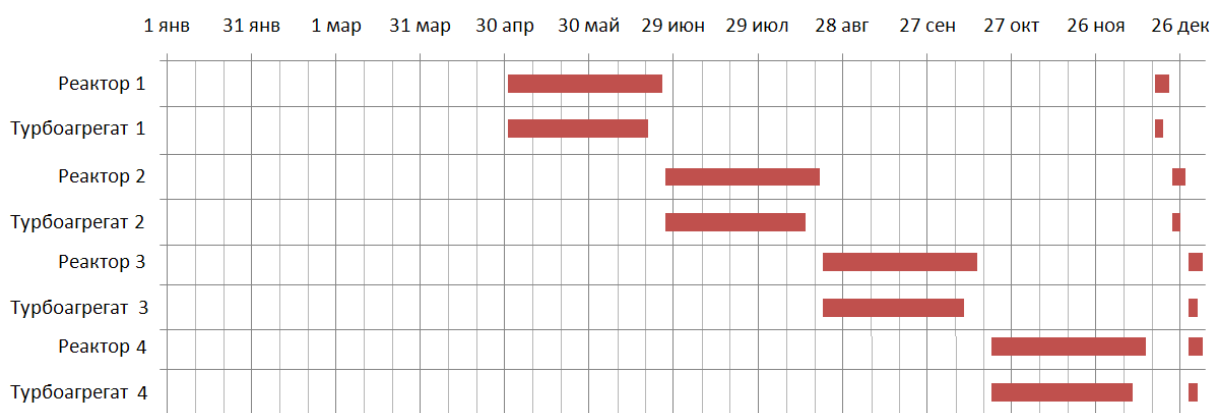


Рис. 7.3– Линейный график вывода реактора и турбоагрегатов в ремонт

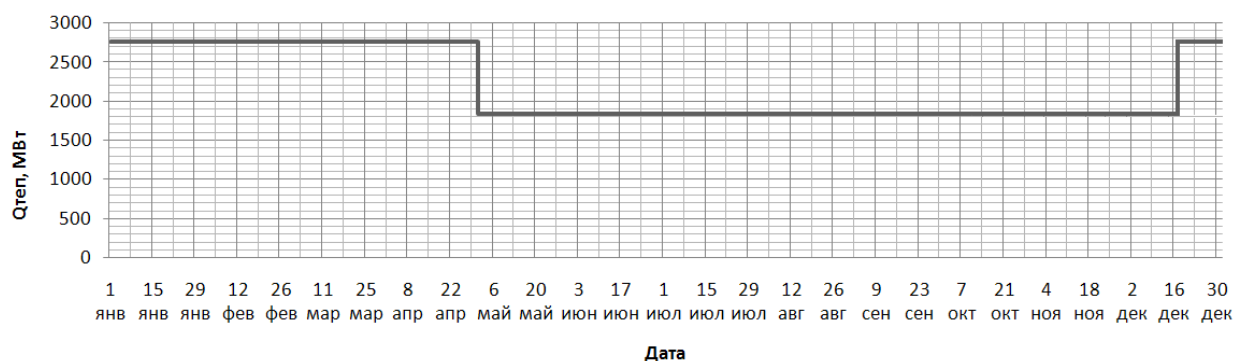


Рис. 7.4– График готовности электростанции к несению нагрузки

#### 7.4. Планирование стоимости первоначальной загрузки топлива и топливной составляющей себестоимости электрической и тепловой энергии

Затраты на ядерное топливо в соответствии с [7] 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. В издержки на топливо входят также расходы по выдержке отработанного топлива в бассейнах. Тогда удельная стоимость ядерного топлива за период кампании с однородной топливной загрузкой:

В июне 2015 года, приблизительная стоимость (US\$) 1 кг урана как UO<sub>2</sub> реакторного топлива (по текущей спотовой цене на уран) рассчитывалась так:

Уран:	8,9кг U <sub>3</sub> O <sub>8</sub> x \$130	1160 \$
Преобразование:	7,5кг U X \$11	83 \$
Обогащение:	7,3 SWU X \$120	880 \$
Изготовление топлива:	за кг	240 \$
Всего, приблизительно:		2360 \$

$$\bar{I}_T = 2360 \cdot 67 = 158120 \text{ руб.}$$

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии, вырабатываемой по конденсационному циклу в теплофикационных турбинах, определяется:

$$C_T^k = \frac{1}{24} \cdot \frac{\bar{I}_T}{\bar{B} \cdot \eta_n^{k.б.}} = \frac{1}{24} \cdot \frac{1,581 \cdot 10^5}{2,8 \cdot 10^4 \cdot 0,31} = 0,76 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}},$$

где:  $\bar{B}$  – средняя глубина выгорания ядерного топлива, МВт·сут/т [7, с.100];

$\eta_n^{k.б.}$  – к.п.д. конденсационного блока (конденсационной части блока).

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии, вырабатываемой на тепловом потреблении, определяется в следующей последовательности.

Топливная составляющая тепловой энергии, отпускаемой на турбоагрегаты:

$$C_T^n = \frac{1}{24} \cdot \frac{\bar{I}_T}{\bar{B} \cdot \eta_{III}} = \frac{1}{24} \cdot \frac{1,581 \cdot 10^5}{2,8 \cdot 10^4 \cdot 0,9} = 0,261 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}},$$

где:  $\eta_{III}$  – к.п.д. парогенератора и транспорта тепла.

Согласно физическому методу распределения затрат между электрической и тепловой энергией при комбинированном производстве условно принимается, что тепло отпускается не из теплофикационных отборов турбоагрегатов, а непосредственно из парогенератора. Топливная составляющая себестоимости тепловой энергии будет:

$$C_T^q = C_T^n = 0,261 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Топливная составляющая себестоимости эл-и, вырабатываемой на тепловом потреблении:

$$C_T^{эТ} = \frac{C_T^n \cdot q_{эТ}}{3600} = \frac{0,261 \cdot 3673}{3600} = 0,27 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

## 7.5. Планирование годовых издержек производства и себестоимости электрической и тепловой энергии

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

1. топливо;
2. заработная плата со всеми начислениями;

					ФЮРА.430011.001 ПЗ	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

3. амортизация;
4. прочие расходы.

### 7.5.1. Планирование годовых издержек на топливо

$Q_{omn}$  – количество тепловой энергии, отпущенной потребителям в течение года:

$$Q_{omn} = Q_m \cdot h_m \cdot n_{bl} = 160 \cdot 10^3 \cdot 2300 \cdot 4 = 1,472 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$Q_m$  – мощность теплофикационного отбора турбоагрегата;

$h_m$  – число часов использования мощности теплофикационных отборов;

$n_{bl}$  – число теплофикационных блоков;

$\mathcal{E}_T$  – выработка электроэнергии на тепловом потреблении:

$$\mathcal{E}_T = 3600 \cdot \bar{\mathcal{E}}_T \cdot Q_{omn} = 3600 \cdot 3,81 \cdot 10^{-5} \cdot 1,472 \cdot 10^9 = 2,019 \cdot 10^8 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$\mathcal{E}_K$  – выработка электроэнергии по конденсационному циклу:

$$\mathcal{E}_K = \mathcal{E}_{год}^{nl} - \mathcal{E}_T = N_y \cdot h_y^{nl} - \mathcal{E}_T = 2,068 \cdot 10^9 \cdot 5580 - 2,019 \cdot 10^8 = 1,13^{10} \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$\mathcal{E}_{год}^{nl}$  – годовая выработка электрической энергии;

$h_y$  – плановое число часов использования установленной мощности станции.

Годовые издержки на топливо могут быть определены следующим образом:

$$\begin{aligned} I_T &= C_T^k \cdot \mathcal{E}_K + C_T^{\mathcal{E}T} \cdot \mathcal{E}_T + C_T^q \cdot Q_{omn} = \\ &= 0,76 \cdot 1,13 \cdot 10^{10} + 0,27 \cdot 2,019 \cdot 10^8 + 0,261 \cdot 1,472 \cdot 10^9 = 9027 \text{ млн.руб}, \end{aligned}$$

Первые две составляющие выражения годовых издержек определяют плановые годовые издержки на топливо  $I_T^{\mathcal{E}}$ , затраченные на выработку запланированного объема электроэнергии, а последняя составляющая – плановые годовые издержки на топливо  $I_T^q$ , затраченного на выработку тепловой энергии.

### 7.5.2 Планирование издержек на заработную плату

При калькуляции себестоимости энергии учитывается зарплата всего производственного персонала станции.

Годовой фонд зарплаты производственного персонала станции  $I_{зп}$  рассчитывается на основе пункта 7.4.

$$I_{зп} = 5289 \text{ млн.руб.}$$

					ФЮРА.430011.001 ПЗ	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

### 7.5.3. Планирование годовых издержек на амортизацию

Амортизационные отчисления на АЭС  $I_a$  определяются на основе нормы амортизации  $H_{ам} = 3,2...3,7\%$  в год (меньшее значение нормы берется для АЭС малой мощности). Годовые амортизационные отчисления определяются:

$$I_{ам} = \frac{K_{АТЭЦ} \cdot H_{ам}}{100} = \frac{4,795 \cdot 10^{11} \cdot 3,2}{100} = 15340 \text{ млн.руб.}$$

### 7.5.4. 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:

$$I_{пр} = 0,12 \cdot (I_{зн} + I_{ам}) = 0,12 \cdot (5289 + 15340) = 2475 \text{ млн.руб.}$$

### 7.5.5. Полные годовые издержки на производство электрической и тепловой энергии

$$I_{АТЭЦ} = I_T + I_{зн} + I_{ам} + I_{пр} = 9027 + 5289 + 15340 + 2475 = 32140 \text{ млн.руб.}$$

### 7.5.6. Сокращенная калькуляция себестоимости отпущенной электрической и тепловой энергии

Методика калькуляции себестоимости энергии производится аналогично ТЭЦ и она основывается на физическом методе распределения затрат, приведенного в [8, с. 167]. При расчете себестоимости отпущенной электрической энергии необходимо учитывать, что расход электроэнергии на собственные нужды составляет 5...7% от годовой выработки электрической энергии:

$$\mathcal{E}_{отп} = \mathcal{E}_{выр} - 0,06 \cdot \mathcal{E}_{выр} = 1,154 \cdot 10^{13} - 0,06 \cdot 1,154 \cdot 10^{13} = 1,085 \cdot 10^{13} \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

При приближенном расчете себестоимости тепловой энергии можно расход тепла на собственные нужды не учитывать.

Таблица 9–Калькуляция себестоимости и тепловой энергии

Стадии производства и себестоимость энергии	Статьи калькуляции					Распределение затрат на	
	топл иво	аморт изаци	зарпла та	проч ие	всего	электрозн ергию	теплоту

	я								
Затраты по реакторному цеху (с ПГ), млн. руб.	9027	7670	1851	0	18548	17741	96	810	4
Затраты по турбинному и электрическому цехам, млн. руб.	0	6903	1851	0	8754	8754	10 0	0	0
1. Общестанционные расходы, млн. руб.	0	767	1587	2480	4834	4691	97	143	3
2. Всего по АЭС, млн. руб., из них:	9027	15340	5289	2480	32136	31186	10 0	952	100
на электроэнергию	8634	14970	5161	2420	31186				
на тепло	393	370	128	60	950				
Себестоимость:									
электроэнергии, руб/кВт*ч	0,80	1,38	0,48	0,22	2,87				
то же, %	28	48	17	8	100				
тепла, руб/ кВт*ч	0,267	0,251	0,087	0,041	0,645				
то же, %	41	39	13	6	100				

Произведем пересчет некоторых показателей в условное топливо согласно постановлению Госкомстата РФ от 23 июня 1999 г. №46 "Об утверждении "Методологических положений по расчету топливно-энергетического баланса Российской Федерации в соответствии с международной практикой":

$$\mathcal{E}_{отн} = 1,085 \cdot 10^3 \cdot 0,3445 = 3,738 \cdot 10^9 \text{ усл. кВт} \cdot \text{ч};$$

$$Q_{отн} = 1,472 \cdot 10^9 \cdot 0,3445 = 5,1 \cdot 10^8 \text{ усл. кВт} \cdot \text{ч} = 1,8 \cdot 10^6 \text{ ГДж}.$$

Удельный расход на единицу энергии составит [8, с. 161]:

$$b_3 = \frac{860}{7000 \cdot \eta_n^{к.б.}} = \frac{860}{7000 \cdot 0,31} = 0,4 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Удельный расход условного топлива на отпускаемую потребителям теплоту:

$$b_q = \frac{10^6}{4,19 \cdot 7000 \cdot \eta_{ПГ}} = \frac{10^6}{4,19 \cdot 7000 \cdot 0,9} = 37,9 \frac{\text{кг}}{\text{ГДж}},$$

где:  $\eta_m = \eta_{ПГ}$  - к.п.д. электростанции по отпуску тепловой энергии.

Годовые расходы условного топлива на производство электрической и тепловой энергии:

$$B_э = b_э \cdot \mathcal{E}_{\text{омн}} = 0,4 \cdot 3,738 \cdot 10^9 = 1,495 \cdot 10^9 \text{ кг};$$

$$B_q = b_q \cdot Q_{\text{омн}} = 37,9 \cdot 1,8 \cdot 10^6 = 6,822 \cdot 10^7 \text{ кг}.$$

Очевидно, годовой общий расход условного топлива составит величину:

$$B = B_э + B_q = 1,495 \cdot 10^9 + 6,822 \cdot 10^7 = 1,563 \cdot 10^9 \text{ кг}.$$

Издержки на амортизацию по элементам затрат:

$$I_{\text{ам}}^p = 0,5 \cdot I_{\text{ам}} = 0,5 \cdot 15340 = 7670 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{ам}}^{\text{мвр}} = 0,45 \cdot I_{\text{ам}} = 0,45 \cdot 15340 = 6900 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{ам}}^{\text{общ}} = 0,05 \cdot I_{\text{ам}} = 0,05 \cdot 15340 = 770 \text{ млн.руб.}$$

Издержки на зарплату по элементам затрат:

$$I_{\text{зн}}^p = 0,35 \cdot I_{\text{зн}} = 0,35 \cdot 5289 = 1851 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{зн}}^{\text{мвр}} = 0,35 \cdot I_{\text{зн}} = 0,35 \cdot 5289 = 1851 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{зн}}^{\text{общ}} = 0,3 \cdot I_{\text{зн}} = 0,3 \cdot 5289 = 1586 \text{ млн.руб.}$$

Полные годовые издержки по цехам:

$$I_p = I_T + I_{\text{ам}}^p + I_{\text{зн}}^p = 9027 + 7670 + 1851 = 18550 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{мвр}} = I_{\text{ам}}^{\text{мвр}} + I_{\text{зн}}^{\text{мвр}} = 6900 + 1851 = 8753 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{общ}} = I_{\text{ам}}^{\text{общ}} + I_{\text{зн}}^{\text{общ}} + I_{\text{пр}} = 770 + 1586 + 819 = 4832 \text{ млн.руб.}$$

Суммарные издержки:

$$\sum I = I_p + I_{\text{мвр}} + I_{\text{общ}} = 18550 + 8753 + 4832 = 32130 \text{ млн.руб.}$$

В соответствии с физическим методом затраты реакторного цеха распределяются между двумя видами энергии проп-но расходам условного топлива на эти виды энергии:

$$I_э^p = I_p \cdot \frac{B_э}{B} = 18550 \cdot \frac{1,495 \cdot 10^9}{1,563 \cdot 10^9} = 17740 \text{ млн.руб.};$$

$$I_q^p = I_p \cdot \frac{B_q}{B} = 18550 \cdot \frac{6,822 \cdot 10^7}{1,563 \cdot 10^9} = 810 \text{ млн.руб.}$$

					ФЮРА.430011.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		27



Общестанционные затраты распределяются между двумя видами энергии пропорционально распределению затрат по цехам:

$$I_3^{общ} = I_{общ} \cdot \frac{I_3^p + I_{мвр}}{I_p + I_{мвр}} = 4832 \cdot \frac{17740 + 8753}{18550 + 8753} = 4689 \text{ млн.руб.};$$

$$I_q^{общ} = I_{общ} - I_3^{общ} = 4832 - 4689 = 143 \text{ млн.руб.}$$

Суммированием определяются затраты на электроэнергию и теплоту:

$$I_3 = I_3^p + I_{мвр} + I_3^{общ} = 17740 + 8753 + 4689 = 31180 \text{ млн.руб.};$$

$$I_q = I_q^p + I_q^{общ} = 810 + 143 = 953 \text{ млн.руб.}$$

Далее производится распределение составляющих издержек производства между двумя видами энергии. Затраты на топливо распределяются пропорционально расходу топлива на каждый из видов энергии:

$$I_3^T = \frac{B_3}{B} \cdot I_T = \frac{1,495 \cdot 10^9}{1,563 \cdot 10^9} \cdot 9027 = 8634 \text{ млн.руб.};$$

$$I_q^T = I_T - I_3^T = 9027 - 8634 = 393 \text{ млн.руб.}$$

Все остальные статьи расходов распределяются пропорционально тому, как распределились общие затраты, за вычетом издержек по топливу. Распределение этих статей расходов между электроэнергией и теплом производится с помощью коэффициента:

$$K_3^p = \frac{I_3 - I_3^T}{\sum I - I_T} = \frac{31180 - 8634}{32130 - 9027} = 0,976.$$

Таким образом, на электроэнергию относятся составляющие издержек по амортизации, заработной плате и прочим расходам:

$$I_3^{ам} = I_{ам} \cdot K_3^p = 15340 \cdot 0,976 = 14970 \text{ млн.руб.};$$

$$I_3^{зн} = I_{зн} \cdot K_3^p = 5289 \cdot 0,976 = 5162 \text{ млн.руб.};$$

$$I_3^{нр} = I_{нр} \cdot K_3^p = 2480 \cdot 0,976 = 2420 \text{ млн.руб.}$$

На теплоту относятся разности:

$$I_q^{ам} = I_{ам} - I_3^{ам} = 15340 - 14970 = 370 \text{ млн.руб.};$$

$$I_q^{зн} = I_{зн} - I_3^{зн} = 5289 - 5162 = 127 \text{ млн.руб.};$$

					ФЮРА.430011.001 ПЗ	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$I_q^{np} = I_{np} - I_3^{np} = 2480 - 2420 = 60 \text{ млн.руб.}$$

Составляющие себестоимости:

$$S_3^T = \frac{I_3^T}{\mathcal{E}_{omn}} = \frac{8634 \cdot 10^6}{1,085 \cdot 10^{10}} = 0,8 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}; S_q^T = \frac{I_q^T}{Q_{omn}} = \frac{393 \cdot 10^6}{1,472 \cdot 10^9} = 0,267 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}};$$

$$S_3^{am} = \frac{I_3^{am}}{\mathcal{E}_{omn}} = \frac{1493 \cdot 10^6}{1,085 \cdot 10^{10}} = 0,138 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}; S_q^{am} = \frac{I_q^{am}}{Q_{omn}} = \frac{370 \cdot 10^6}{1,472 \cdot 10^9} = 0,251 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}};$$

$$S_3^{zn} = \frac{I_3^{zn}}{\mathcal{E}_{omn}} = \frac{5162 \cdot 10^6}{1,085 \cdot 10^{10}} = 0,476 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}; S_q^{zn} = \frac{I_q^{zn}}{Q_{omn}} = \frac{127 \cdot 10^6}{1,472 \cdot 10^9} = 0,086 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}};$$

$$S_3^{np} = \frac{I_3^{np}}{\mathcal{E}_{omn}} = \frac{2420 \cdot 10^6}{1,085 \cdot 10^{10}} = 0,22 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}; S_q^{np} = \frac{I_q^{np}}{Q_{omn}} = \frac{60 \cdot 10^6}{1,472 \cdot 10^9} = 0,041 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Полная себестоимость:

$$S_3 = S_3^T + S_3^{am} + S_3^{zn} + S_3^{np} = 0,8 + 0,138 + 0,476 + 0,22 = 1,634 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}};$$

$$S_q = S_q^T + S_q^{am} + S_q^{zn} + S_q^{np} = 0,267 + 0,251 + 0,086 + 0,041 = 0,645 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

## 7.6. Планирование тарифов на отпускаемую тепловую и электрическую энергию, прибыли и рентабельности

При планировании тарифов на отпускаемую электрическую и тепловую энергию используется метод экономически обоснованного уровня доходности инвестированного капитала. Экономически обоснованный уровень доходности инвестированного капитала определяется Федеральной службой по тарифам (ФСТ) на основании прогноза официального уровня инфляции на планируемый период с учетом стоимости долгосрочного заемного капитала, сложившейся на рынке. Указанный уровень доходности не должен превышать действующую ставку рефинансирования Центрального банка Российской Федерации, но не может быть ниже минимальной доходности государственных облигаций Российской Федерации. Величина долгосрочного инвестированного капитала принимается равной капиталовложениям.

Экономически обоснованный уровень балансовой прибыли определяется:

$$Pr_6 = K_{ATЭЦ} \cdot \frac{D_{ик}}{100\%} = 4,795 \cdot 10^{10} \cdot \frac{9\%}{100\%} = 4316 \text{ млн.руб.}$$

Необходимая годовая валовая выручка определяется как:

					ФЮРА.430011.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		29

$$BB = I_{ATЭЦ} + Pr_{\sigma} = 3,214 \cdot 10^{10} + 4,316 \cdot 10^9 = 75290 \text{ млн.руб.}$$

Производители, осуществляющие комплексное производство электрической и тепловой энергии, устанавливают для потребителей следующие виды тарифов. Для потребителей электрической энергии:

1. одноставочный тариф, включающий в себя полную стоимость электрической энергии.
2. двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 кВт час электрической энергии и ставку 1 кВт заявленной электрической мощности.
3. одноставочный тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

Потребители самостоятельно выбирают для проведения расчетов за электрическую энергию один из указанных вариантов тарифов. Для потребителей тепловой энергии предусматривается определение одноставочных и двухставочных тарифов. В курсовой работе принимается, что электрическая и тепловая энергия потребителям реализуется только по одноставочным тарифам. Экономически обоснованный уровень одноставочных тарифов на электрическую и тепловую энергию рассчитывается следующим образом:

$$K_{\text{эз}} = \frac{I_{\text{эз}}}{I_{\text{азс}}} = \frac{3,118 \cdot 10^{10}}{3,214 \cdot 10^{10}} = 0,97.$$

$$T_{\text{э}} = \frac{I_{\text{эз}} + K_{\text{эз}} \cdot Pr_{\sigma}}{\mathcal{E}_{\text{отп}}} = \frac{3,118 \cdot 10^{10} + 0,7 \cdot 4,316 \cdot 10^{10}}{1,085 \cdot 10^{10}} = 6,732 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}};$$

$$T_{\text{т}} = \frac{I_{\text{тэ}} + (1 - K_{\text{эз}}) \cdot Pr_{\sigma}}{Q_{\text{отп}}} = \frac{5,53 \cdot 10^8 + (1 - 0,7) \cdot 4,316 \cdot 10^{10}}{1,472 \cdot 10^9} = 1,527 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}},$$

$I_{\text{эз}}$ ,  $I_{\text{тэ}}$  – плановые годовые издержки на производство эл-ой и тепловой энергии;

Налог на прибыль, который уплачивается электростанцией:

$$H_{\text{пр}} = 0,2 \cdot Pr_{\sigma} = 0,2 \cdot 4,316 \cdot 10^{10} = 8632 \text{ млн.руб.}$$

Чистая прибыль, остающаяся у электростанции, после уплаты налога на прибыль:

					ФЮРА.430011.001 ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$Пр_ч = Пр_б - Н_{np} = 4,316 \cdot 10^{10} - 8,63 \cdot 10^8 = 34520 \text{ млн.руб.}$$

Общая рентабельность электростанции определяется как:

$$R_0 = \frac{Пр_б}{ОФ + НОС} = \frac{4,316 \cdot 10^{10}}{4,795 \cdot 10^{11} + 9,03 \cdot 10^9} = 0,0883,$$

где: *ОФ* – балансовая стоимость основных фондов (для новой электростанции может быть принята равной величине капитальных вложений в АЭС);

*НОС* – сумма нормируемых оборотных средств (может быть принята равной стоимости первоначальной топливной загрузки в реактор).

Расчетная рентабельность электростанции:

$$R_p = \frac{Пр_ч}{ОФ + НОС} = \frac{3,452 \cdot 10^{10}}{4,795 \cdot 10^{10} + 9,03 \cdot 10^9} = 0,0707.$$

### 7.7. Оценка экономической эффективности инвестиций

Рассчитанные выше плановые показатели хозяйственной деятельности не позволяют инвестору принять окончательное решение о целесообразности инвестирования средств в частности потому, что проектирование и строительство энергетических объектов осуществляется в длительные сроки. Поэтому для оценки экономической эффективности инвестиций в энергетические объекты необходимо учитывать фактор времени. Под последним понимается учет одновременности осуществления инвестиций, производственных издержек и получения прибыли.

В качестве критериев экономической эффективности инвестиций наибольшее распространение получили чистый дисконтированный доход, индекс рентабельности проекта, срок окупаемости и внутренняя норма доходности проекта.

Чистый приведенный доход (NPV):

Данный критерий опирается на два положения:

1. лучший проект обеспечивает большее значение дохода;
2. одновременные затраты (доходы) имеют неодинаковую стоимость для инвестора.

					ФЮРА.430011.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		31

В соответствии с этим критерием лучшим проектом будет тот, который обеспечивает большие значения ЧПД:

$$ЧПД = \sum_{t=1}^{T_{эксп}} \frac{Pr_t + A_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^{T_{смп}} \frac{K_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^{25} \frac{3,452 \cdot 10^{10} + 1,534 \cdot 10^{10}}{(1+0,12)^{25}} - \sum_{t=1}^5 \frac{9,59 \cdot 10^{10}}{(1+0,12)^5} = 45361 \text{ млн.руб.},$$

где второе слагаемое учитывает затраты на первоначальную загрузку;

$D_t = Pr_t + A_t - K_t$  - чистый доход в  $t$ -ом году, существования проекта;

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

$T = T_{стр} + T_{эксп}$  - время строительства и эксплуатации проектируемого объекта.

Значение ЧПД должно быть положительно, что означает, что в результате реализации проекта будет получен доход с учетом фактора временного обесценивания денег.

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:

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

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.

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:

где:  $PI = \frac{Pr_t + A_t}{K_t} = \frac{3,452 \cdot 10^{10} + 1,534 \cdot 10^{10}}{9,59 \cdot 10^{10}} = 49860 \text{ млн.руб.}$

										Лист
										32
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.430011.001 ПЗ					

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{\Pi_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{T_{cmp}} \frac{K_t}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_{t=1}^{30} \frac{4,986 \cdot 10^{10}}{(1+0,12)^t}}{\sum_{t=1}^5 \frac{9,59 \cdot 10^{10}}{(1+0,12)^t}} = 1,16,$$

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

$$NPV = \sum_{t=1}^{T_{ок}} \frac{D_t}{(1+r)^t} = 0; T_{ок} = 16 \text{ лет.}$$

Срок окупаемости проекта – это значение  $t$ , при котором  $NPV$  равен 0. Лучшим будет вариант инвестирования средств, обеспечивающий минимальное значение  $T_{ок}$ . В случаях, когда срок инвестирования средств в реализуемый проект относительно небольшой (несколько лет), а величина денежных поступлений по годам меняется незначительно, срок окупаемости инвестиций можно определить без учета фактора времени:

$$T_{ок} = \frac{K_{АТЭЦ}}{\Pi_t} = \frac{4,795 \cdot 10^{11}}{4,986 \cdot 10^{10}} = 9,6 \text{ лет.}$$

Внутренняя норма доходности (IRR):

IRR определяется как значение ставки дисконтирования  $r$ , при которой выполняется:

$$\sum_{t=1}^T \frac{\Pi_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^{T_{cmp}} \frac{K_t}{(1+r)^t};$$

$$\sum_{t=1}^{30} \frac{2,208 \cdot 10^{10}}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^5 \frac{4,247 \cdot 10^{10}}{(1+r)^t} \longrightarrow r = 15,5\%.$$

Экономический смысл  $IRR$ : значение  $IRR$  соответствует действительной эффективной доходности инвестиций в проект с учетом фактора времени. Обычно проект считается экономически эффективным, если  $IRR$  превышает действующее на момент оценки значение ставки по депозитам надежного банка.

					ФЮРА.430011.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		33

Таблица 10 – Техничко-экономические показатели работы

№	Наименование показателей	Показатели	
		Плановые	Факт.
1	Установленная электрическая мощность, МВт	2067	
	Установленная тепловая мощность, МВт	7200	
2	Эксплуатационная готовность электростанции, кВт·ч	1,539*10 <sup>10</sup>	1,82*10 <sup>10</sup>
3	Коэффициент готовности электростанции, %	0,85	1
4	Длительность кампании, лет	2,5	
5	Величина первоначальной топливной загрузки, т.	200	
6	Стоимость первоначальной топливной загрузки, млн. руб.	9027	10660
7	Стоимость основных фондов, млн. руб.	479500	
8	Удельные капиталовложения, руб/кВт	231900	
9	Процент стоимости первоначальной топливной загрузки от стоимости основных фондов, %	1,883	2,223
10	Годовое число часов использования установленной мощности, час/год	5580	6600
11	Годовая выработка: - электроэнергии, кВт·ч	1,154*10 <sup>10</sup>	1,365*10 <sup>10</sup>
12	Годовой расход электроэнергии на собственные нужды, кВт·ч	5,77*10 <sup>8</sup>	6,825*10 <sup>8</sup>
13	Годовой отпуск: - электроэнергии, кВт·ч	1,085*10 <sup>10</sup>	1,3*10 <sup>10</sup>
	- тепловой энергии, кВт·ч	1,472*10 <sup>9</sup>	
14	Удельный расход тепла на выработанную: - электроэнергию, кДж/кВт·ч	1,146*10 <sup>4</sup>	1,152*10 <sup>4</sup>
	- тепловую энергию, кДж/МВт·ч	4*10 <sup>6</sup>	
15	Удельный расход тепла на отпущенную: - электроэнергию, кДж/кВт·ч	1,219*10 <sup>4</sup>	1,209*10 <sup>4</sup>
	- тепловую энергию, кДж/МВт·ч	4*10 <sup>6</sup>	
16	К.п.д. электростанции по отпуску	29,5	
	- электроэнергии, % - тепловой энергии, %	90	
17	Средний процент амортизации основных фондов, %	3,2	
18	Штатный коэффициент, чел/МВт	5	
19	Годовой фонд заработной платы	5289	
	в т.ч. основная заработная плата	3732	
	дополнительная заработная плата	335	
	страховые взносы, млн. руб/год	1220	

Продолжение таблицы 10

15	Удельный расход тепла на отпущенную:	1,219*10 <sup>4</sup>
	- электроэнергию, кДж/кВт·ч - тепловую энергию, кДж/МВт·ч	4*10 <sup>6</sup>
16	К.п.д. электростанции по отпуску	29,5
	- электроэнергии, % - тепловой энергии, %	90
17	Средний процент амортизации основных фондов, %	3,2
18	Штатный коэффициент, чел/МВт	5
19	Годовой фонд заработной платы	5289
	в т.ч. основная заработная плата	3732
	дополнительная заработная плата	335
	страховые взносы, млн. руб/год	1220
20	Годовые условно-постоянные эксплуатационные издержки, млн. руб/год	23110
21	Годовые условно-переменные эксплуатационные издержки, млн. руб/год	9027
22	Топливная составляющая себестоимости:	
	- электроэнергии, руб/кВт·ч - тепловой энергии, руб/ГДж	0,791 8,87
23	Постоянная составляющая себестоимости:	0,8
	- электроэнергии, руб/кВт·ч - теплоэнергии, руб/кВт·ч	0,267
24	Балансовая прибыль, млн. руб/год	43160
25	Налог на прибыль, млн. руб/год	8630
26	Чистая прибыль, млн. руб/год	3,5*10 <sup>10</sup>
27	Общая рентабельность, %	8,83
28	Расчетная рентабельность, %	7,07
29	Чистый приведенный доход проекта, млн. руб.	4,536*10 <sup>10</sup>
30	Рентабельность проекта, %	1,16
31	Внутренняя норма доходности проекта, %	15,5
32	Срок окупаемости проекта, лет	9,6