

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

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

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы
Исследование системы аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки АЭС с ВВЭР-1000

УДК 621.311.25:621.039.524.002.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6101	ТИЦКИЙ Евгений Михайлович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	В.Е. Губин	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	Ю.А. Амелькович	к.т.н., доцент		

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

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

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		

Томск – 2017 г.

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

Институт Электронного обучения
Специальность подготовки **140404 Атомные электрические станции и установки**
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, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-6101	Тицкому Евгению Михайловичу

Тема работы:

**Исследование системы аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна
выдержки АЭС с ВВЭР-1000**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

20 января 2017 года

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.).

Актуальным вопросом эксплуатации атомных электрических станций является обеспечения безопасности. В свете этого, важным становится повышение надежности и эффективности работы систем безопасности, в частности насосных агрегатов и установок системы аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки. Для этого поставим задачи:

- рассчитать насосные агрегаты (определить КПД, показатели мощности, геометрические параметры, и другие переменные) АЦНА-60-185, ЦНА-90/100-Е, АЦНА-65-140, служащие для

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						2
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

	заполнения первого контура и гидроемкостей САОЗ, сделать их сравнительный анализ на предмет эффективности. • рассчитать геометрические параметры эжектора системы аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки;
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Принцип обеспечения безопасности в проекте АЭС с реактором ВВЭР-1000 2. Описание системы аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки 3. Назначение и функции комбинации насос-эжектор в системе аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки 4. Расчет геометрических параметров эжектора системы аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки 5. Расчетный и сравнительный анализ эффективности насосных агрегатов системы аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки 6. Определение себестоимости отпускаемой энергии 7. Система контроля теплоносителя первого контура реактора ВВЭР-1000 8. Безопасность и экологичность проектных решений 9. Заключение
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Схема продольного разреза эжектора, схема продольного и поперечного разреза центробежного насоса АЦНА-60-185, демонстрационный плакат со сравнением себестоимости электроэнергии реакторов ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200, функциональная схема системы контроля температуры теплоносителя первого контура.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Сергейчик С.И., доцент кафедры менеджмента, к.т.н.
Социальная	Амелькович Ю.А., доцент кафедры экологии и

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						3
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

ответственность	безопасности жизнедеятельности, к.т.н.
Автоматизация технологических процессов	Андык В.С., доцент кафедры автоматизации теплоэнергетических процессов, к.т.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10 июня 2016 года
---	--------------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	Губин В.Е.	к.т.н.		10.06.16

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-6101	Тицкий Евгений Михайлович		10.06.16

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						4
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-6101	Тицкому Евгению Михайловичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	140404 Атомные электрические станции и установки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Нормы и нормативы расходования ресурсов
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2. Планирование и формирование бюджета научных исследований
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной и экономической эффективности исследования	3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.10.16
--	----------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6101	Тицкий Е.М.		10.10.16

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист 5
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-6101	Тицкий Евгений Михайлович

Институт	Электронного обучения	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	140404 Атомные электрические станции и установки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

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)	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)
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения 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). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).	1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения 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). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество,
--	--

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист 6
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

	молниезащита – источники, средства защиты).
2. Экологическая безопасность: – 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.	2. Экологическая безопасность: – 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.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.10.16
--	----------

Задание выдал консультант:

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

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6101	Тицкий Евгений Михайлович		

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						8
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа _____ 132 _____ с., _____ 16 _____ рис., 23 _____ табл., _____ 34 _____ источников, _____ 1 _____ прил.

Ключевые слова: система аварийного и планового расхолаживания, энергоблок с реактором ВВЭР-1000, установка насос эжектора, бассейн выдержки.

Объектом исследования являются система обеспечения безопасности первого контура атомной электростанции с реактором ВВЭР-1000, функциональные показатели насосных агрегатов первого контура, а также система охлаждения бассейна выдержки.

Целью работы является определение эффективности систем безопасности первого контура, а также повышение надежности работы насосных агрегатов.

В процессе исследования проводились расчеты геометрических параметров эжектора системы аварийного и планового расхолаживания первого контура, и расчет качественных характеристик насосных установок первого контура станции.

В результате исследования были определены технические показатели насосов АЦНА-60-185, ЦНА-90/100-Е, АЦНА-65-140, служащие для заполнения первого контура и гидроемкостей САОЗ, и был произведен их сравнительный анализ, проведены расчеты эжекторной установки.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе MicrosoftWord 2007, программа расчета написана с помощью MathCad 15, параметры воды и пара определены с помощью WaterSteamPro Версия 6.0 rus.

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.

АЗ - активная зона

АС - атомная станция

АЭС - атомная электростанция

БВ - бассейн выдержки

БЗОВ - бак запаса охлаждающей воды

БЩУ - блочный щит управления

БПУ - блочный пульт управления

ВД - высокое давление

ВВЭР - водо-водяной энергетический реактор

ВКУ - внутрикорпусные устройства

ГЕ - гидроёмкость

ГО - гермообъём

ГЦК - главный циркуляционный контур

ГЦНА - лавный циркуляционный насосный агрегат

ГЦТ - главный циркуляционный трубопровод

ДГ - дизель-генератор

ДНУ - дизель-насосная установка

Ду - диаметр условный

КД - компенсатор давления

КИП - контрольно-измерительный приборы

МАГАТЭ - Международное Агентство по Атомной Энергетике

МПА - максимальная проектная авария

НД - низкое давление

ПГ - парогенератор

РУ - реакторная установка

РЩУ - резервный щит управления

САОЗ - система аварийного охлаждения зоны

СБ - системы безопасности

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

СУЗ - система управления и защиты
ТВС - тепловыделяющая сборка
ТВЭЛ - тепловыделяющий элемент

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ	6
ВВЕДЕНИЕ	10
1 ОБОСНОВАНИЕ ТЕМЫ ВКР	12
2 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ АВАРИЙНОГО И ПЛАНОВОГО РАСХОЛАЖИВАНИЯ ПЕРВОГО КОНТУРА И ОХЛАЖДЕНИЯ БАССЕЙНА ВЫДЕРЖКИ	13
2.1 Технические средства для обеспечения требований безопасности	13
2.2 Описание структуры САОЗ	15
2.3 Назначение и функции системы	21
2.4 Технологическая схема системы аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки	24
2.5 Арматура и трубопроводы	30
2.6 Перечень постулируемых событий	30
2.7 Функционирование системы в режимах нормальной эксплуатации	30
2.7.1 Режим работы блока на мощности	30
2.7.2 Режим планового и ремонтного расхолаживания	31
2.7.3 Функционирование системы при проектных авариях	33
2.7.4 Функционирование системы при запроектных авариях	35
2.7.5 Параметры окружающей среды	36
2.7.6 Радиационная защита и доступность элементов	36
2.7.7 Сейсмостойкость системы	37
2.8 Учет человеческого фактора	37
2.9 Управление и контроль работы системы	38
3 ПРИНЦИПЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ В ПРОЕКТЕ АЭС с РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКОЙ ВВЭР-1000	42

4 НАЗНАЧЕНИЕ И ФУНКЦИИ КОМБИНАЦИИ НАСОС-ЭЖЕКТОР В СИСТЕМЕ АВАРИЙНОГО И ПЛАНОВОГО РАСХОЛАЖИВАНИЯ ПЕРВОГО КОНТУРА И ОХЛАЖДЕНИЯ БАССЕЙНА ВЫДЕРЖКИ	45
4.1 Назначение и область применения	45
4.2 Описание и принцип работы насоса-эжектора	46
5 РАСЧЕТ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЭЖЕКТОРА СИСТЕМЫ АВАРИЙНОГО И ПЛАНОВОГО РАСХОЛАЖИВАНИЯ ПЕРВОГО КОНТУРА И БАССЕЙНА ВЫДЕРЖКИ	48
5.1 Заданные характеристики	48
5.2 Методика расчета параметров эжектора	51
6 РАСЧЕТНЫЙ И СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ	59
6.1 Заданные характеристики	59
6.2 Цель расчета и расчетная часть	59
6.3 Расчет насоса АЦНА-60-185	60
6.4 Расчет насоса ЦНА-90/100-Е	63
6.5 Расчет насоса АЦНА-65-140	66
6.6 Результаты расчетов и анализ полученных данных	70
7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ ОТПУСКАЕМОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	72
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	93
9. СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ПЕРВОГО КОНТУРА РЕАКТОРА ВВЭР-1000	119
10.ЗАКЛЮЧЕНИЕ	129
СПИСОК ИСПОЛЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	130
ПРИЛОЖЕНИЯ	133

Графический материал:

На отдельных листах

ФЮРА.693810.001ВО	Насос центробежный АЦНА-60-185.Общий вид.
ФЮРА.693810.002ВО	Насос центробежный АЦНА-60-185.Общий вид.
ФЮРА.693810.003СБ	Продольный разрез эжектора. Сборочный чертеж.
ФЮРА.311327.004 С2	Система контроля температуры ТН 1-го контура.

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение безопасности на атомной электростанции является одним из важнейших вопросов ядерной отрасли, в связи с высокой потенциальной опасностью производства электрической и тепловой энергии на АТЭЦ, и именно поэтому особое место уделяют системам безопасности, которые в свою очередь должны обеспечить безопасность персонала и населения в случае возможной аварии.

Атомная электростанция является объектом, представляющим особую опасность с точки зрения радиоактивного загрязнения и облучения персонала и населения в случае возможной аварии. Вследствие этого системам безопасности АЭС уделяется особое внимание при их проектировании и поддержании их постоянной работоспособности во время эксплуатации реакторной установки.

Обеспечение безопасности при возникновении аварийных режимов осуществляются введением в состав АЭС систем безопасности, предназначенных для предупреждения аварий и ограничения их последствий. Системы безопасности позволяют предотвратить развитие аварии, выполняя следующие основные функции: останов реактора, отвод остаточных тепловыделений, поддержание его в подкритическом состоянии и ограничение распространения радиоактивных продуктов в любых режимах нормальной эксплуатации и нарушений нормальной эксплуатации, включая проектные аварии.

Вместе с модернизацией реакторных установок и систем нормальной эксплуатации необходимо усовершенствование систем безопасности АЭС. Различают активный и пассивный принципы действия систем безопасности. Различия заключаются в том, что в существующих АЭС безопасность достигается при помощи энергозависимых (активных) систем и зависит от квалификации обслуживающего персонала. Современные АЭС в целях достижения приемлемого уровня самозащищенности используют для

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						14
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

обеспечения безопасности физические процессы, протекающие в оборудовании без энергоподвода (пассивно) и не зависящие от ошибок персонала и сбоев работы электрооборудования.

Пассивные системы функционируют под влиянием воздействий, которые, как правило, характеризуются более высокой надежностью по сравнению с активными.

В соответствии с принятым «принципом совмещения» система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки в проекте АЭС с реакторной установкой ВВЭР-1200, выполняет функции, которые в проектах с ВВЭР-1000 (В-320) выполнялись следующими системами:

системой САОЗ высокого давления;

системой САОЗ низкого давления;

системой охлаждения бассейна выдержки отработавшего топлива.

Одной из систем безопасности действующих АЭС является система аварийного охлаждения активной зоны (САОЗ), которая состоит из активных и пассивных элементов. Активная часть САОЗ и ее пассивная часть первой ступени используются на реакторах типа ВВЭР-1000, а в проекте НВАЭС-2 (АЭС 2006) впервые спроектирована схема применения комбинации насос-эжектор в системе аварийного планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки на реакторах ВВЭР-1200.

В системе применен не использовавшийся в отечественных проектах с ВВЭР агрегат «насос-эжектор». Агрегат представляет собой комбинацию из традиционного для проектов ВВЭР насоса высокого давления и, установленного на его напорном трубопроводе, струйного насоса (эжектора).

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						15
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

1. ОБОСНОВАНИЕ ТЕМЫ ВКР

Актуальным вопросом эксплуатации атомных электрических станций является повышение обеспечения безопасности. В связи с этим, важным становится увеличение надежности и эффективности работы систем безопасности, а именно насосных агрегатов и установок системы аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки.

В работе будет произведен расчет насосного оборудования первого контура АЭС и произведен их сравнительный анализ ,агрегата насос-эжектор в системе аварийного и планового расхолаживания первого контура, охлаждения бассейна выдержки, и обоснование их эффективности с точки зрения безопасности. А также, рассчитаны геометрические параметры эжектора, которые должны удовлетворять условиям проекта.

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						16
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ ОТПУСКАЕМОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1. Общие положения и исходные данные к расчету

Себестоимость является важнейшим показателем работы АЭС и представляет собой совокупность затрат в денежной форме связанных с выработкой и отпуском электрической и тепловой энергии.

Группировка затрат по экономическим элементам производится при определении общей потребности предприятия в материальных, трудовых и денежных ресурсах, необходимых для отпуска и распределения запланированного количества энергии. Величина этих издержек определяется в ходе составления сметы затрат на производство. В этом разделе показана методика и произведен расчет, себестоимости электрической энергии, показано распределение затрат. В таблице 7.1.1 представлены исходные данные к расчету.

Таблица 7.1.1– Исходные данные к расчету

Наименование	Величина	
Мощность блока, %	100	100
Топливная загрузка, вид ТВС	УТВС-2	УТВС-2М
Количество ТВС в загрузке, шт	163	163
Состав оборудования: – реактор – турбоустановка	1 блок ВВЭР-1000 К-1000-60/1500-2	1 блок ВВЭР-1200 К-1200-6,8/50
Ежегодная замена ТВС, шт	48	42
Тепловая мощность реактора, МВт	3000	3200
Электрическая мощность турбины, МВт	1000	1200
Длительность работы блока на мощности, сут	292	340

В активной зоне реакторов находятся УТВС-2 и УТВС-2М разного обогащения, стоимость сборок будет отличаться в зависимости от обогащения. Стоимость УТВС-2 и УТВС-2М приведём в таблице 7.1.2.

Таблица 7.1.2 – Стоимости ТВС в зависимости от обогащения

Наименование ТВС		Стоимость за одну ТВС C_{TBC} , руб.	Количество ТВС в топливной загрузке
УТВС-2	(1,1%)U ²³⁵	14200000	55
	(2,2%)U ²³⁵	18730000	30
	(2,5% + 2,4%)U ²³⁵ + 5%Gd ₂ O ₃	20053600	30
	(3,0% + 2,8%)U ²³⁵ + 5%Gd ₂ O ₃	20540000	13
	(3,3)U ²³⁵	25260600	12
	(3,3% + 3,7%)U ²³⁵ + 3%Gd ₂ O ₃	28300000	24
УТВС-2М	1,3%U ²³⁵	18000000	48
	2,4%U ²³⁵	20456400	42
	(3,3% + 2,4%)U ²³⁵ + 8%Gd ₂ O ₃	22115000	24
	(3,3% + 2,4%)U ²³⁵ + 8%Gd ₂ O ₃	22530000	13
	4%U ²³⁵	27250000	12
	(4,4% + 3,6%)U ²³⁵ + 5%Gd ₂ O ₃	30000000	24

7.2 Планирование капиталовложений в АЭС.

Капитальные вложения в проектируемую АЭС определяем укрупнено, на основании сведений о величине удельных капиталовложений в современные отечественные АЭС. Для перевода в рубли воспользуемся курсом 1\$ = 60 руб.

Капиталовложения можем определить приближенно по эмпирическим зависимостям:

$$K_{\text{яд}} = K_{\text{и}} \cdot (300 \cdot Q^{0,91} + 570 \cdot 10^3),$$

$$K_{\text{об}} = K_{\text{и}} \cdot (2250 \cdot (N_{\text{п}}^{\text{бл}})^{0,76} + 330 \cdot 10^3),$$

где $K_{\text{яд}}$, $K_{\text{об}}$ – капитальные вложения в ядерную и обычные части блока АЭС в долларах США. В ядерную часть блока входят реактор, парогенераторы, всё вспомогательное оборудование к ним;
 $K_{\text{и}}$ – коэффициент индексации, учитывающий рост цен на проектирование и строительство АЭС, оборудование и его монтаж, подбирается из расчета, что $K_{\text{бл}}/N_{\text{y}} = 2000 - 5000 \text{ \$/кВт } N_{\text{y}}$. Примем $K_{\text{и}} = 1$.

Рассчитаем $K_{\text{яд}}$, $K_{\text{об}}$ для реакторов ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200.
 ВВЭР-1000:

$$K_{\text{яд(I)}} = (300 \cdot (3000 \cdot 10^3)^{0,91} + 570 \cdot 10^3) \cdot 1 = 235\,696\,509 \text{ \$} = 14\,141\,790\,562 \text{ руб.};$$

$$K_{\text{об(I)}} = (2250 \cdot (1000 \cdot 10^3)^{0,76} + 330 \cdot 10^3) \cdot 1 = 82\,022\,562 \text{ \$} = 4\,921\,353\,738 \text{ руб.}$$

ВВЭР-1200:

$$K_{\text{яд(II)}} = (300 \cdot (3200 \cdot 10^3)^{0,91} + 570 \cdot 10^3) \cdot 1 = 249\,919\,059 \text{ \$} = 14\,995\,143\,586 \text{ руб.};$$

$$K_{\text{об(II)}} = (2250 \cdot (1200 \cdot 10^3)^{0,76} + 330 \cdot 10^3) \cdot 1 = 94\,164\,007 \text{ \$} = 5\,649\,840\,454 \text{ руб.}$$

Общие капитальные вложения в блок определяются как сумма:

$$K_{\text{бл}} = (K_{\text{яд}} + K_{\text{об}}) \cdot K_{\text{y}}$$

где $K_{\text{y}} = 10$ – коэффициент удорожания.

ВВЭР-1000:

$$K_{\text{бл(I)}} = (14\,141\,790\,562 + 4\,921\,353\,738) \cdot 10 = 190\,631\,443\,000 \text{ руб.}$$

$$K_{\text{бл(I)}}/N_{\text{y(I)}} = 3177 \text{ \$/кВт } N_{\text{y}}.$$

ВВЭР-1200:

$$K_{\text{бл(II)}} = (14\,995\,143\,586 + 5\,649\,840\,454) \cdot 10 = 206\,449\,840\,400 \text{ руб.}$$

$$K_{\text{бл(II)}}/N_{\text{y(II)}} = 2867 \text{ \$/кВт } N_{\text{y}}.$$

Так как АЭС имеет один блок, то капитальные вложения определяются:

$$K_{\text{АЭС}} = K_{\text{бл}},$$

$$K_{\text{АЭС(I)}} = 190\,631\,443\,000 \text{ руб.}$$

$$K_{\text{АЭС(II)}} = 206\,449\,840\,400 \text{ руб.}$$

В заключение данного раздела приводим структуру капиталовложений по видам затрат (строительные сооружения и работы, монтаж оборудования и

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

прочие расходы). За основу принимаем данные, приведенные в отчет Атомэнергопроекта.

Таблица 7.2.1. Структура капиталовложений в основные производственные фонды АЭС

Наименование капиталовложения	Процентное распределение капиталовложений	ВВЭР-1000	ВВЭР-1200
Строительные сооружения и работы	30 %	57 189 432 900 руб.	61 934 952 120 руб.
Тепломеханическое и электротехническое оборудование (без топливной загрузки реактора)	45 %	85 786 849 350 руб.	92 902 428 180 руб.
Монтаж оборудования	15 %	28 594 716 450 руб.	30 967 476 060 руб.
Прочие расходы	10 %	19 063 144 300 руб.	20 644 984 040 руб.

Также приводим структуру капиталовложений по объектам (реактор, парогенератор, турбоагрегат, прочие затраты), для чего воспользуемся диаграммой приведенные в отчет Атомэнергопроекта..

Таблица 7.2.2 Структура капиталовложений по объектам основного оборудования АЭС

№	Объект	Процентное распределение капиталовложений	ВВЭР-1000	ВВЭР-1200
1	Реактор	33,4 %	28 651 770 612 руб.	31 029 411 014 руб.
2	Парогенераторы	28,6 %	24 534 150 884 руб.	26 570 094 462 руб.
3	Блок регенерации	4,3 %	3 688 701 006 руб.	3 994 804 412 руб.
4	Турбогенератор	13,9 %	11 923 940 464 руб.	12 913 437 518 руб.
5	Межблочные трубопроводы	5,6 %	4 803 889 682 руб.	5 202 535 978 руб.
6	Разное оборудование	14,2 %	12 181 291 696 руб.	13 192 144 802 руб.

7.3 Планирование готовности электростанции к несению нагрузки.

Общий годовой объем фактически выработанной и отпущенной электроэнергии может быть определена по фактическому числу часов использованной мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{гот}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{выр}}}{K_3}$$

где K_3 – коэффициент загрузки, учитывающий режим работы электростанции в суточном графике нагрузки. Для АЭС, работающих исключительно в базисе суточного графика, можно принять $K_p = 0,7 \dots 0,8$.

По известной величине $\mathcal{E}_{\text{гот}}$ определяем фактический коэффициент готовности к несению нагрузки $K_{\text{гот}}$.

$$\mathcal{E}_{\text{выр}} = N_y \cdot h_y,$$

где h_y – фактическое число часов использования установленной мощности станции, час;

$$\mathcal{E}_{\text{выр(I)}} = 1000 \cdot 7140 = 7\,140\,000 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{\text{выр(I I)}} = 1200 \cdot 7140 = 8\,568\,000 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{\text{гот(I)}} = 7\,140\,000 / 0,8 = 8\,925\,000 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

$$\mathcal{E}_{\text{гот(I I)}} = 8\,568\,000 / 0,8 = 10\,710\,000 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

$$K_{\text{гот}} = \mathcal{E}_{\text{гот}} / (N_y \cdot h_y);$$

$$K_{\text{гот}}^{\Phi} (I) = 8\,925\,000 / (1000 \cdot 7140) = 1,25.$$

$$K_{\text{гот}}^{\Phi} (II) = 10\,710\,000 / (1200 \cdot 7140) = 1,25.$$

7.4 Разработка схемы управления, планирование штатов и фонда заработной платы АТЭЦ.

Для проектируемой электростанции с учетом технологической схемы и единичной мощности агрегатов разрабатываем организационную структуру управления. При этом пользуемся сведениями, приведенными ранее.

Общая численность персонала станции в укрупненном расчете определяем путем умножения штатного коэффициента на установленную мощность. Штатный коэффициент определяем из [34].

Общая численность персонала станции:

$$N_{\text{чел}} = n_{\text{шт}} \cdot N_y.$$

Основной годовой фонд зарплаты производственного персонала по АЭС определяем как

$$I_{\text{зп}}^{\text{осн}} = n_{\text{шт}} \cdot N_y \cdot \Phi_{\text{год}}^{\text{ср}} (1 + \alpha_{\text{пр}}),$$

где $n_{\text{шт}}$ – штатный коэффициент; N_y – установленная мощность; $\Phi_{\text{год}}^{\text{ср}}$ – среднегодовой фонд зарплаты на одного человека. Для АЭС величина $\Phi_{\text{год}}^{\text{ср}}$ составляет 30-50 МРОТ – минимальный месячный размер оплаты труда, где верхний предел берется для станций с большей установленной мощностью, $\alpha_{\text{пр}}$ – премиальный фонд (20-40%) от заработной платы;

$$n_{\text{шт}} = 1 \text{ чел/МВт}; \quad 1 \text{ МРОТ} = 6200 \text{ руб.}$$

$$N_{\text{чел(I)}} = 1 \cdot 1000 \approx 1000 \text{ чел};$$

$$N_{\text{чел(II)}} = 1 \cdot 1200 \approx 1200 \text{ чел};$$

$$I_{\text{зп}}^{\text{осн}} (II) = 1 \cdot 1000 \cdot 35 \cdot 6200 \cdot (1 + 0,3) = 282\,100\,000 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{зп}}^{\text{осн}} (II) = 1 \cdot 1200 \cdot 35 \cdot 6200 \cdot (1 + 0,3) = 338\,520\,000 \text{ руб.}$$

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						49
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Помимо фонда основной заработной платы АЭС формирует фонд дополнительной заработной платы $I_{зп}^{доп}$, 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:

$$I_{зп}^{доп} = I_{зп}^{осн} \cdot (0,08 \div 0,1),$$

$$I_{зп(I)}^{доп} = 282\,100\,000 \cdot 0,09 = 25\,389\,000 \text{ руб.}$$

$$I_{зп(II)}^{доп} = 338\,520\,000 \cdot 0,09 = 30\,466\,800 \text{ руб.}$$

Полный фонд заработной платы, включающий в себя $I_{зп}^{осн}$ и $I_{зп}^{доп}$ является объектом налогообложения страховыми взносами (СВ), ставка которых составляет 30%:

$$СВ = 0,3 \cdot (I_{зп}^{осн} + I_{зп}^{доп}),$$

$$СВ_{(I)} = 0,3 \cdot (282\,100\,000 + 25\,389\,000) = 92\,246\,700 \text{ руб.}$$

$$СВ_{(II)} = 0,3 \cdot (338\,520\,000 + 30\,466\,800) = 110\,696\,040 \text{ руб.}$$

Таким образом, полные затраты на заработную плату производственного персонала с учетом СВ, относимые на себестоимость отпущенной продукции составляют

$$I_{зп} = I_{зп}^{осн} + I_{зп}^{доп} + СВ$$

$$I_{зп(I)} = 282\,100\,000 + 25\,389\,000 + 92\,246\,700 = 399\,735\,700 \text{ руб.}$$

$$I_{зп(II)} = 338\,520\,000 + 30\,466\,800 + 110\,696\,040 = 479\,682\,840 \text{ руб.}$$

7.5 Расчет топливной составляющей себестоимости.

Определение нормативной стоимости топлива, затрачиваемого на производство тепловой энергии в реакторе в целом за год, млн. руб.:

$$I_T^H = C_{TBC} \cdot n_{TBC};$$

где $C_{i,TBC}$ – цена ТВС соответствующего обогащения (см. таблицу 1.2), млн. руб.

Для ВВЭР-1000:

$$I_{T1}^H(I) = 14200000 \cdot 55 = 781 \text{ млн. руб.};$$

$$I_{T2}^H(I) = 18730000 \cdot 30 = 561,9 \text{ млн. руб.};$$

$$I_{T3}^H(I) = 20053600 \cdot 24 = 481,3 \text{ млн. руб.};$$

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

$$I_{T\ 4}^H(I) = 20540000 \cdot 13 = 267.02 \text{ млн. руб.};$$

$$I_{T\ 5}^H(I) = 25260600 \cdot 12 = 303.13 \text{ млн. руб.};$$

$$I_{T\ 6}^H(I) = 28300000 \cdot 24 = 679.2 \text{ млн. руб.};$$

$$I_T(I) = \sum I_{T\ i}^H(I) = 781 + 561.9 + 481.3 + 267.02 + 303.13 + 679.2 = 3073.55 \text{ млн. руб.};$$

Для ВВЭР-1200:

$$I_{T\ 1}^H(II) = 18 \cdot 10^6 \cdot 48 = 864 \text{ млн. руб.};$$

$$I_{T\ 2}^H(II) = 20.456 \cdot 10^6 \cdot 42 = 859.152 \text{ млн. руб.};$$

$$I_{T\ 3}^H(II) = 22.115 \cdot 10^6 \cdot 24 = 530.76 \text{ млн. руб.};$$

$$I_{T\ 4}^H(II) = 22.53 \cdot 10^6 \cdot 13 = 292.89 \text{ млн. руб.};$$

$$I_{T\ 5}^H(II) = 27.25 \cdot 10^6 \cdot 12 = 327 \text{ млн. руб.};$$

$$I_{T\ 6}^H(II) = 30 \cdot 10^6 \cdot 24 = 720 \text{ млн. руб.};$$

$$I_T(II) = \sum I_{T\ i}^H(II) = 864 + 859.152 + 530.76 + 292.89 + 327 + 720 = 3593.802 \text{ млн. руб.};$$

Стоимость изготовления одного ТВС составляет:

$$I_{изг} = 250 \text{ долл/кг} = 250 \cdot 60,4 = 15100 \text{ руб/кг};$$

Масса всех ТВС в активной зоне составляет:

$$M_{TBC}(I) = m_{TBC} \cdot N_{TBC} = 621 \cdot 163 = 101223 \text{ кг};$$

$$M_{TBC}(II) = m_{TBC} \cdot N_{TBC} = 742 \cdot 163 = 120946 \text{ кг};$$

Определение стоимости горючего, руб/кг:

$$I_{гор}^{TBC}(I) = \frac{I_T}{M_{TBC}} - I_{изг} = \frac{3073.55 \cdot 10^6}{101223} - 15100 = 15264 \text{ руб / кг};$$

$$I_{гор}^{TBC}(II) = \frac{I_T}{M_{TBC}} - I_{изг} = \frac{3593.802 \cdot 10^6}{120946} - 15100 = 14614 \text{ руб / кг};$$

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии, вырабатываемая по конденсационному циклу в теплофикационных турбинах определяем как:

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						51
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

$$C_m^{ЭК} = \frac{1}{24} \cdot \frac{I_{гор}^{TBC}}{\bar{B} \cdot \eta_n^{кб}}, \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч},$$

$\bar{B}$ – средняя глубина выгорания топлива, МВт/кг·сут.

$$C_m^{ЭК}(I) = \frac{1}{24 \cdot 10^3} \cdot \frac{15264}{8,9 \cdot 0,34} = 0,21 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч};$$

$$C_m^{ЭК}(II) = \frac{1}{24 \cdot 10^3} \cdot \frac{14614}{9,7 \cdot 0,36} = 0,174 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

7.5.1 Планирование годовых издержек производства и себестоимости электрической энергии, отпускаемой АЭС.

Для планирования годовых издержек на производство продукции составляем смету со следующими основными экономическими элементами затрат:

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

7.5.2. Планирование годовых издержек на топливо

Годовые издержки на топливо:

$$I_{т(I)} = 3\,050\,800\,000 \text{ рублей}$$

$$I_{т(II)} = 3\,593\,802\,000 \text{ рублей}$$

7.5.3. Планирование годовых издержек на заработную плату

При калькуляции себестоимости энергии учитываем зарплату всего производственного персонала станции, за исключением зарплаты ремонтников, занятых на капитальном и текущем ремонте основного оборудования АЭС. Годовой фонд зарплаты производственного персонала станции рассчитываем на основе пункта 4.

$$I_{зп(I)} = 399\,735\,700 \text{ руб.}$$

$$I_{зп(II)} = 479\,682\,840 \text{ руб.}$$

7.5.4. Планирование годовых издержек на амортизацию

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						52
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Амортизационные отчисления на АЭС определяем на основе нормы амортизации $H_a = 3,2 \dots 3,7 \%$ в год (меньшее значение нормы берется для АЭС малой мощности). Годовые амортизационные отчисления определяем:

$$I_a = K_{\text{аэс}} \cdot H_a / 100;$$

$$I_{a(I)} = (190\,631\,443\,000 \cdot 3,5) / 100 = 6672100\,505 \text{ руб.}$$

$$I_{a(II)} = (206\,449\,840\,400 \cdot 3,5) / 100 = 7\,225\,744414 \text{ руб.}$$

7.5.5. Планирование прочих расходов

На АЭС доля прочих расходов, 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 определяем в следующих размерах (в процентах) от суммы на амортизацию и зарплату:

- для АЭС мощностью до 25 МВт – 40%;
- для АЭС мощностью до 25 – 50 МВт – 27%;
- для АЭС мощностью до 50 – 100 МВт – 20%;
- для АЭС мощностью до 300 – 1000 МВт – 12%;
- для АЭС мощностью до 1000 МВт и выше – 10%.

$$I_{\text{пр(I)}} = 0,1 \cdot (6672100\,505 + 399\,735700) = 707183\,621 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{пр(II)}} = 0,1 \cdot (7\,225\,744414 + 479\,682840) = 770\,542726 \text{ руб.}$$

7.5.6. Полные годовые издержки АЭС на производство энергии

$$I_{\text{АЭС(I)}} = I_{\text{т}} + I_{\text{зп}} + I_a + I_{\text{пр}} = 3\,050\,800\,000 + 399\,735700 + 6672100\,505 + 707183\,621 = 10829819\,826 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{АЭС(II)}} = I_{\text{т}} + I_{\text{зп}} + I_a + I_{\text{пр}} = 3\,593\,802\,000 + 479\,682840 + 7\,225\,744414 + 770\,542726 = 12\,069\,771\,980 \text{ руб.}$$

7.5.7. Сокращенная калькуляция себестоимости отпущенной электрической и тепловой энергии

Методику калькуляции себестоимости энергии на АЭС производим аналогично ТЭЦ и она основывается на физическом методе распределения затрат. При планировании себестоимости отпущенной электрической энергии

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						53
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

заполняем таблицу в Приложении[А], а также приводим все промежуточные расчеты, связанные с калькуляцией себестоимости энергии.

При расчете себестоимости отпущенной электрической энергии учитываем, что расход электроэнергии на собственные нужды АЭС составляет 5...7% от годовой выработки электрической энергии [11]:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}.$$

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

$$\mathcal{E}_{\text{сн(I)}} = 0,05 \cdot 7\,140\,000\,000 = 357\,000\,000 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{\text{сн(II)}} = 0,05 \cdot 8\,568\,000\,000 = 428\,400\,000 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{\text{отп(I)}} = 7\,140\,000\,000 - 357\,000\,000 = 6\,783\,000\,000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

$$\mathcal{E}_{\text{отп(II)}} = 8\,568\,000\,000 - 428\,400\,000 = 8\,139\,600\,000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Издержки на топливо:

$$И_{\text{T(I)}} = 3\,050\,800\,000 \text{ руб.}$$

$$И_{\text{T(II)}} = 3\,593\,802\,000 \text{ руб.}$$

Издержки на амортизацию по статьям:

$$И_{\text{а}}^{\text{P}}(\text{I}) = 0,5 \cdot И_{\text{а}} = 0,5 \cdot 6\,672\,100\,505 = 3\,336\,050\,253 \text{ руб.};$$

$$И_{\text{а}}^{\text{туп}}(\text{I}) = 0,45 \cdot И_{\text{а}} = 0,45 \cdot 6\,672\,100\,505 = 3\,002\,445\,227 \text{ руб.};$$

$$И_{\text{а}}^{\text{o}}(\text{I}) = 0,05 \cdot И_{\text{а}} = 0,05 \cdot 6\,672\,100\,505 = 333\,605\,025 \text{ руб.};$$

$$И_{\text{а}}(\text{I}) = 6\,672\,100\,505 \text{ руб.}$$

$$И_{\text{а}}^{\text{P}}(\text{II}) = 0,5 \cdot И_{\text{а}} = 0,5 \cdot 7\,225\,744\,414 = 3\,612\,872\,207 \text{ руб.};$$

$$И_{\text{а}}^{\text{туп}}(\text{II}) = 0,45 \cdot И_{\text{а}} = 0,45 \cdot 7\,225\,744\,414 = 3\,251\,584\,986 \text{ руб.};$$

$$И_{\text{а}}^{\text{o}}(\text{II}) = 0,05 \cdot И_{\text{а}} = 0,05 \cdot 7\,225\,744\,414 = 361\,287\,221 \text{ руб.};$$

$$И_{\text{а}}(\text{II}) = 7\,225\,744\,414 \text{ руб.}$$

Издержки на зарплату с начислениями по статьям:

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						54
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

$$И_{зп}^p(I) = 0,35 \cdot И_{зп} = 0,35 \cdot 399\,735\,700 = 139\,907\,495 \text{ руб.};$$

$$И_{зп}^{тур}(I) = 0,35 \cdot И_{зп} = 0,35 \cdot 399\,735\,700 = 139\,907\,495 \text{ руб.};$$

$$И_{зп}^o(I) = 0,3 \cdot И_{зп} = 0,3 \cdot 399\,735\,700 = 119\,920\,710 \text{ руб.};$$

$$И_{зп}(I) = 399\,735\,700 \text{ руб.}$$

$$И_{зп}^p(II) = 0,35 \cdot И_{зп} = 0,35 \cdot 479\,682\,840 = 167\,888\,994 \text{ руб.};$$

$$И_{зп}^{тур}(II) = 0,35 \cdot И_{зп} = 0,35 \cdot 479\,682\,840 = 167\,888\,994 \text{ руб.};$$

$$И_{зп}^o(II) = 0,3 \cdot И_{зп} = 0,3 \cdot 479\,682\,840 = 143\,904\,852 \text{ руб.};$$

$$И_{зп}(II) = 479\,682\,840 \text{ руб.}$$

Прочие издержки:

$$И_{пр}(I) = 707\,183\,621 \text{ руб.}$$

$$И_{пр}(II) = 770\,542\,726 \text{ руб.}$$

Полные годовые издержки по реакторному цеху:

$$\begin{aligned} И_p(I) &= И_t + И_a^p + И_{зп}^p = 3\,050\,800\,000 + 3\,336\,050\,253 + 139\,907\,495 = \\ &= 6\,526\,757\,748 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} И_p(II) &= И_t + И_a^p + И_{зп}^p = 3\,593\,802\,000 + 3\,612\,872\,207 + 167\,888\,994 = \\ &= 7\,374\,563\,201 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Полные годовые издержки по турбинному и электрическому цехам:

$$И_{тур}(I) = И_a^{тур} + И_{зп}^{тур} = 3\,002\,445\,227 + 139\,907\,495 = 3\,142\,352\,722 \text{ руб.}$$

$$И_{тур}(II) = И_a^{тур} + И_{зп}^{тур} = 3\,251\,584\,986 + 167\,888\,994 = 3\,419\,473\,980 \text{ руб.}$$

Полные годовые общестанционные издержки:

$$\begin{aligned} И_{o(I)} &= И_a^o + И_{зп}^o + И_{пр} = 333\,605\,025 + 119\,920\,710 + 707\,183\,621 = \\ &= 1\,160\,709\,356 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} И_{o(II)} &= И_a^o + И_{зп}^o + И_{пр} = 361\,287\,221 + 143\,904\,852 + 770\,542\,726 = \\ &= 1\,275\,734\,799 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Суммарные издержки:

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						55
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

$$\Sigma И(I) = И_p + И_{тур} + И_o = 6\,526\,757\,748 + 3\,142\,352\,722 + 1\,160\,709\,356 = 10\,829\,819\,826 \text{ руб.}$$

$$\Sigma И(II) = И_p + И_{тур} + И_o = 7\,374\,563\,201 + 3\,419\,473\,980 + 1\,275\,734\,799 = 12\,069\,771\,980 \text{ руб.}$$

Распределение затрат на электроэнергию по статьям:

По реакторному цеху:

$$И_{р.э} = И_p;$$

$$И_{р.э(I)} = 6\,526\,757\,748 \text{ руб.};$$

$$И_{р.э(II)} = 7\,374\,563\,201 \text{ руб.};$$

По турбинному и электрическому цехам:

$$И_{э.тур} = И_{тур} = 3\,142\,352\,722 \text{ руб.}$$

$$И_{э.тур} = И_{тур} = 3\,419\,473\,980 \text{ руб.}$$

Общестанционные издержки:

$$И_{о.э(I)} = И_o \cdot [(И_{р.э} + И_{э.тур}) / (И_p + И_{тур})] = 1\,160\,709\,356 \cdot [(6\,526\,757\,748 + 3\,142\,352\,722) / (6\,526\,757\,748 + 3\,142\,352\,722)] = 1\,160\,709\,356 \text{ руб.};$$

$$И_{о.э(II)} = И_o \cdot [(И_{р.э} + И_{э.тур}) / (И_p + И_{тур})] = 1\,275\,734\,799 \cdot [(7\,374\,563\,201 + 3\,419\,473\,980) / (7\,374\,563\,201 + 3\,419\,473\,980)] = 1\,255\,892\,193 \text{ руб.};$$

Тогда затраты на электроэнергию:

$$И_э = И_{р.э} + И_{э.тур} + И_{о.э} = 6\,526\,757\,748 + 3\,142\,352\,722 + 1\,160\,709\,356 = 10\,829\,819\,826 \text{ руб.};$$

$$И_э = И_{р.э} + И_{э.тур} + И_{о.э} = 7\,374\,563\,201 + 3\,419\,473\,980 + 1\,255\,892\,193 = 11\,882\,040\,380 \text{ руб.};$$

Все остальные статьи расходов распределяются пропорционально тому, как распределились общие затраты на АЭС, за вычетом издержек по топливу.

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						56
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Распределение этих статей расходов между электроэнергией и теплом производится с помощью коэффициента

$$K_{э,р} = 1.$$

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

$$И_{э.а} (I) = И_а \cdot K_{э,р} = 6672100 \text{ 505руб};$$

$$И_{э.зп} (I) = И_{зп} \cdot K_{э,р} = 399 \text{ 735700руб};$$

$$И_{э.пр} (I) = И_{пр} \cdot K_{э,р} = 707183 \text{ 621руб};$$

$$И_{э.а} (II) = И_а \cdot K_{э,р} = 7 \text{ 225 744414руб};$$

$$И_{э.зп} (II) = И_{зп} \cdot K_{э,р} = 479 \text{ 682840руб};$$

$$И_{э.пр} (II) = И_{пр} \cdot K_{э,р} = 770 \text{ 542726руб}.$$

В результате, разделив данные распределения издержек на электроэнергию на годовой отпуск электроэнергии, получаем соответственно составляющие себестоимости и полную себестоимость 1 кВт·ч и 1 ГДж, отпущенных потребителям.

По электроэнергии:

$$S_{э.т} (I) = И_т^э / Э_{отп} = 3 \text{ 050 800 000} / 6 \text{ 783 000 000} = 0,4497 \text{ руб/кВт·ч};$$

$$S_{э.а} (I) = И_{э.а} / Э_{отп} = 6672100 \text{ 505} / 6 \text{ 783 000 000} = 0,9836 \text{ руб/кВт·ч};$$

$$S_{э.зп} (I) = И_{э.зп} / Э_{отп} = 399 \text{ 735700} / 6 \text{ 783 000 000} = 0,0589 \text{ руб/кВт·ч};$$

$$S_{э.пр} (I) = И_{э.пр} / Э_{отп} = 707183 \text{ 621} / 6 \text{ 783 000 000} = 0,1042 \text{ руб/кВт·ч}.$$

$$S_{э.т} (II) = И_т^э / Э_{отп} = 3 \text{ 593 802 000} / 8 \text{ 139 600 000} = 0,4415 \text{ руб/кВт·ч};$$

$$S_{э.а} (II) = И_{э.а} / Э_{отп} = 7 \text{ 225 744414} / 8 \text{ 139 600 000} = 0,8877 \text{ руб/кВт·ч};$$

$$S_{э.зп} (II) = И_{э.зп} / Э_{отп} = 479 \text{ 682840} / 8 \text{ 139 600 000} = 0,058 \text{ руб/кВт·ч};$$

$$S_{э.пр} (II) = И_{э.пр} / Э_{отп} = 770 \text{ 542726} / 8 \text{ 139 600 000} = 0,0946 \text{ руб/кВт·ч}.$$

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						57
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Общая себестоимость электроэнергии и тепла, определяем как:

$$S_{\text{э}} = S_{\text{э.т}} + S_{\text{э.а}} + S_{\text{э.зп}} + S_{\text{э.пр}};$$

$$S_{\text{э}} (I) = 0,4497 + 0,9836 + 0,0589 + 0,0104 = 1,502 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч};$$

$$S_{\text{э}} (II) = 0,4415 + 0,8877 + 0,058 + 0,0946 = 1,481 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч};$$

Удельный расход тепла на выработанную или отпущенную единицу электроэнергии:

$$q_{\text{э}}^{\text{вып}} = \frac{q_{\text{эк}} \cdot \mathcal{E}_{\text{к}}}{\mathcal{E}_{\text{год}} \cdot \eta_{\text{п}}}, \text{ кДж/кВт}\cdot\text{ч}$$

$q_{\text{эк}}$ – удельный расход тепла на выработку электроэнергии по конденсационному циклу:

$$q_{\text{эк}} = 3600 / (\eta_{\text{эм}} \cdot \eta_{\text{т}}^{\text{п}}), \text{ кДж/кВт}\cdot\text{ч};$$

$\eta_{\text{эм}}$ – электромеханический КПД установки, лежит в пределах 0,95...0,98.

$$q_{\text{эк}} (I) = 3600 / (0,96 \cdot 0,34) = 11\,029 \text{ кДж/кВт}\cdot\text{ч}.$$

$$q_{\text{эк}} (II) = 3600 / (0,96 \cdot 0,36) = 10\,526 \text{ кДж/кВт}\cdot\text{ч}.$$

$$q_{\text{э}}^{\text{вып}} (I) = \frac{11029 \cdot 7140000000}{7140000000 \cdot 0,95} = 11609$$

$$q_{\text{э}}^{\text{отп}} (I) = \frac{11029 \cdot 7140000000}{6783000000 \cdot 0,95} = 12220$$

$$q_{\text{э}}^{\text{вып}} (II) = \frac{10526 \cdot 8568000000}{8568000000 \cdot 0,95} = 11080$$

$$q_{\text{э}}^{\text{отп}} (II) = \frac{10526 \cdot 8568000000}{8139600000 \cdot 0,95} = 11663$$

где $\mathcal{E}_{\text{год}}$ – годовая выработка или отпуск электроэнергии АЭС.

Из расчётов видно, что применение УТВС-2М выгоднее, чем УТВС-2. Такой факт объясняется тем, что себестоимость отпускаемой электроэнергии ниже в случае применения УТВС-2М при работе блока мощностью 1200МВт. С одной стороны стоимость топливных кассет УТВС-2М больше стоимости УТВС-2, но при этом прибыль выше из-за увеличения объёма выработанной и отпускаемой электроэнергии. В целом переход концерна к строительству энергоблоков с реакторами ВВЭР-1200 экономически выгоден для развития экономики страны.

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						58
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

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. Так как с 1 января 2016 года значение ставки рефинансирования Банка России приравнивается к значению Ключевой ставки Банка России. Совет директоров Банка России 11 декабря 2015 года принял решение сохранить ключевую ставку на уровне 11,00% годовых, учитывая увеличение инфляционных рисков при сохранении рисков охлаждения экономики. Принимаю $D_{ик} = 10\%$

Величина долгосрочного инвестированного капитала принимается равной капиталовложениям в АТЭЦ.

Тогда экономически обоснованный уровень балансовой прибыли АТЭЦ определяется следующий образом:

$$Pr_{\delta(I)} = K_{ас} \cdot \frac{D_{ик}}{100\%} = 190,631 \cdot 10^9 \cdot \frac{10\%}{100\%} = 19063 \text{ млн.руб.}$$

$$Pr_{\delta(II)} = K_{ас} \cdot \frac{D_{ик}}{100\%} = 206,449 \cdot 10^9 \cdot \frac{10\%}{100\%} = 20644 \text{ млн.руб.}$$

Налог на прибыль, который уплачивается электростанцией:

$$H_{np(I)} = 0,2 \cdot Pr_{\delta} = 0,2 \cdot 19063 = 3813 \text{ млн.руб.}$$

$$H_{np(II)} = 0,2 \cdot Pr_{\delta} = 0,2 \cdot 20644 = 4129 \text{ млн.руб.}$$

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

$$Pr_{ч(I)} = Pr_{\delta} - H_{np} = 19063 - 3813 = 15250 \text{ млн.руб.}$$

$$Pr_{ч(II)} = Pr_{\delta} - H_{np} = 20644 - 4129 = 16515 \text{ млн.руб.}$$

7.6 Чистый приведенный доход (NPV)

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						59
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Данный критерий опирается на два положения

1) лучший проект обеспечивает большее значение

2) разновременные затраты (доходы) имеют неодинаковую стоимость для инвестора.

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

$$NPV_{(I)} = \sum_{t=1}^T \frac{D_{t(I)}}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^5 \frac{-16204}{(1+0,11)^t} + \sum_{t=6}^{30} \frac{21922}{(1+0,11)^t} = 49680 \text{ млн.руб.},$$

$$NPV_{(II)} = \sum_{t=1}^T \frac{D_{t(II)}}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^5 \frac{-17550}{(1+0,11)^t} + \sum_{t=6}^{30} \frac{23740}{(1+0,11)^t} = 53790 \text{ млн.руб.},$$

где второе слагаемое учитывает затраты на первоначальную загрузку АТЭЦ;

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

$$D_t = Pr_t + A_t - K_t,$$

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

$$T = T_{стр} + T_{экспл} = 5 + 25 = 30 \text{ лет.}$$

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

$$K_{t(I)} = \frac{K_{аэс(I)}}{5} = \frac{190631}{5} = 38126 \text{ млн.руб.};$$

$$D_{t(I)} = Pr_{ч(I)} + A_{t(I)} - K_{t(I)} = 15250 + 6672 - 38126 = -16204 \text{ млн.руб.}$$

$$K_{t(II)} = \frac{K_{аэс(II)}}{5} = \frac{206449}{5} = 41290 \text{ млн.руб.};$$

$$D_{t(II)} = Pr_{ч(II)} + A_{t(II)} - K_{t(II)} = 16515 + 7225 - 41290 = -17550 \text{ млн.руб.}$$

В последующие годы чистый доход определяется как:

$$D_{t(I)} = Pr_{ч(I)} + A_{t(I)} = 15250 + 6672 = 21922 \text{ млн.руб.}$$

$$D_{t(II)} = Pr_{ч(II)} + A_{t(II)} = 16515 + 7225 = 23740 \text{ млн.руб.}$$

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

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						60
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

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:

$$r = r_{\delta} + r_{\text{риск}} = 7 + 4 = 11\%,$$

где r_{δ} – доходность государственных долговых обязательств РФ, которая определяет минимальный уровень доходности по безрисковому инвестированию средств(6-7%)

$r_{\text{риск}}$ – премия за риск, зависящая от отраслевой особенности реализуемого проекта, а также склонности инвесторов к риску в разных условиях рыночной конъюнктуры.(От 4-8%)

На практике обычно принимается, что значение r не может быть ниже доходности по депозитам надежного банка.

7.7 Срок окупаемости инвестиций

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

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

$$\sum_{t=1}^5 \frac{-16204}{(1+0,11)^t} + \sum_{t=6}^{T_{ок}(I)} \frac{21922}{(1+0,11)^t} = 0$$

$$\sum_{t=1}^5 \frac{-17550}{(1+0,11)^t} + \sum_{t=6}^{T_{ок}(II)} \frac{23740}{(1+0,11)^t} = 0$$

$$T_{ок(I)} = 11 \text{ лет.}$$

$$T_{ок(II)} = 11 \text{ лет.}$$

Как видно из уравнения срок окупаемости проекта – это значение t , при котором NPV равен 0. Лучшим будет вариант инвестирования средств, обеспечивающий минимальное значение $T_{ок}$.

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

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:

$$T_{ок(I)} = \frac{K_{ас(I)}}{П_{t(I)}} = \frac{190631}{21922} = 8,7 \text{ лет.}$$

$$T_{ок(II)} = \frac{K_{ас(II)}}{П_{t(II)}} = \frac{206449}{23740} = 8,6 \text{ лет.}$$

Сравнив два результата видно, что, не учитывая фактор удешевления денег срок окупаемости ниже, следовательно, упрощенный расчет в данном случае недопустим.

7.8 Внутренняя норма доходности (IRR)

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

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

$$\sum_{t=1}^{30} \frac{16509}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^5 \frac{29747}{(1+r)^t} \longrightarrow r = 14,5\%.$$

Экономический смысл IRR заключается в том, что 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.

Таблица 7.9.1 – Экономические показатели работы турбины

Наименование статей	Единица измерения	УТВС2	УТВС2М
---------------------	-------------------	-------	--------

					ФЮРА.693100.001 ПЗ	Лист
						62
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

1.Капитальные вложения	Млн.руб	190631	206449
2.Элементы затрат:			
2.1.Топливо	Млн.руб	3050	3593
2.2.Заработная плата	Млн.руб/год	399	479
2.3.Амортизация	Млн.руб	6672	7225
2.4.Прочие расходы	Млн.руб	707	770
2.5.Полные годовые издержки	Млн.руб	1160	1275
3.Удельные приведенные затраты	Млн.руб/год кВт час	25532,2	26901,4
4. Чистый приведенный доход	Млн.руб	49680	53790
5.Внутренняя норма доходности	%	14,5	14,5
6.Срок окупаемости инвестиций	Год	8,7	8,6
7.Годовой экономический эффект	Млн.руб/год	1855	

$$K_{\text{бл(I)}} = (14\,141\,790\,562 + 4\,921\,353\,738) \cdot 10 = 190\,631\,443\,000 \text{ руб.}$$

$$K_{\text{бл(II)}} = (14\,995\,143\,586 + 5\,649\,840\,454) \cdot 10 = 206\,449\,840\,400 \text{ руб.}$$

$$K_{\text{АЭС}} = K_{\text{бл}},$$

$$K_{\text{АЭС(I)}} = 190\,631\,443\,000 \text{ руб.}$$

$$K_{\text{АЭС(II)}} = 206\,449\,840\,400 \text{ руб.}$$

$$I_a = K_{\text{аэс}} \cdot H_a / 100;$$

$$I_{a(I)} = (190\,631\,443\,000 \cdot 3,5) / 100 = 6672100\,505 \text{ руб.}$$

$$I_{a(II)} = (206\,449\,840\,400 \cdot 3,5) / 100 = 7\,225\,744414 \text{ руб.}$$

$$I_{o(I)} = I_a^o + I_{\text{зп}}^o + I_{\text{пр}} = 333\,605025 + 119920710 + 707183\,621 = \\ = 1\,160\,709\,356 \text{ руб.}$$

$$I_{o(II)} = I_a^o + I_{\text{зп}}^o + I_{\text{пр}} = 361\,287221 + 143\,904852 + 770\,542726 = \\ = 1\,275\,734\,799 \text{ руб.}$$

$$NPV_{(I)} = \sum_{t=1}^T \frac{D_{t(I)}}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^5 \frac{-16204}{(1+0,11)^t} + \sum_{t=6}^{30} \frac{21922}{(1+0,11)^t} = 49680 \text{ млн.руб.},$$

$$NPV_{(II)} = \sum_{t=1}^T \frac{D_{t(II)}}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^5 \frac{-17550}{(1+0,11)^t} + \sum_{t=6}^{30} \frac{23740}{(1+0,11)^t} = 53790 \text{ млн.руб.},$$

$$T_{\text{ок(I)}} = \frac{K_{\text{аэс(I)}}}{\Pi_{t(I)}} = \frac{190631}{21922} = 8,7 \text{ лет.}$$

$$T_{\text{ок(II)}} = \frac{K_{\text{аэс(II)}}}{\Pi_{t(II)}} = \frac{206449}{23740} = 8,6 \text{ лет.}$$

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

$$\sum_{t=1}^{30} \frac{16509}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^5 \frac{29747}{(1+r)^t} \longrightarrow r = 14,5\%.$$

Полные годовые издержки

$$И_{o(I)} = И_a^o + И_{зп}^o + И_{пр} = 333\,605\,025 + 11\,992\,0710 + 7\,071\,83\,621 =$$

$$= 1\,160\,709\,356 \text{ руб.}$$

$$И_{o(II)} = И_a^o + И_{зп}^o + И_{пр} = 361\,287\,221 + 143\,904\,852 + 770\,542\,726 =$$

$$= 1\,275\,734\,799 \text{ руб.}$$

Удельные приведенные затраты на единицу годового выпуска продукции

$$З_{УТВС2} = K_{азс(I)} \cdot r + И_{УТВС2}^{zod} = 190631 \cdot 0,11 + 1160 = 22129,4 \text{ млн.руб.}$$

$$З_{УТВС2М} = K_{азс(II)} \cdot r + И_{УТВС2М}^{zod} = 206449 \cdot 0,11 + 1275 = 23984,4 \text{ млн.руб.}$$

Годовой сравнительный экономический эффект

$$\mathcal{E}_{zod} = З_{УТВС2} - З_{УТВС2М} = 23984,4 - 22129,4 = 1855 \text{ млн.руб.}$$