

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Проект энергоблока с ВВЭР и предвключенным парогенератором

УДК 621.039.524.002.5.001.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6101	Комаров Аркадий Анатольевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры АТЭС	Антонова А.М.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель 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 и производств»

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
Ст. преподаватель кафедры АТЭС	М.А.Вагнер	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Институт 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:

дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
З-6101	Комарову Аркадию Анатольевичу

Тема работы:

Проект энергоблока с ВВЭР и предвключенным парогенератором

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

26января 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.).

Цель работы : создание, расчет проекта с целью повышения тепловой экономичности АЭС с ВВЭР промежуточный перегрев пара осуществляется паром из предвключённого парогенератора.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов

(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,

1. Аналитический обзор литературы по заданной тематике.
2. Проектирование тепловой схемы с предвключённым парогенератором.
3. Получение значений тепловых расчетов на экономичность целесообразность нововведения и сравнение с данными действующих АЭС.
4. Заключение.

ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ

Лист

2

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-6101	Комарову Аркадию Анатольевичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	инженер	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.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Используемая система 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.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Определение финансовой, бюджетной и экономической эффективности исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6101	Комаров А.А.		

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Подпись и дата

Изм	Лист	№Док.	Подпись	Дата	ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ	Лист
						4

Реферат

Дипломный проект состоит из 142 страниц, 22 рисунков, 16 таблиц, двух приложений, 19 источников, пяти листов графического материала.

При выполнении выпускной квалификационной работы были использованы программные продукты: Майкрософтворлд, ВатерСтимПро 6.5 , АдобеРедер, АвтоКАД.

Ключевые слова: предвключённый парогенератор, экономически эффективный, тепловая схема, конденсат, метод относительных расходов.

Тип внедряемого предвключённого парогенератора насыщенного пара, с естественной циркуляцией, обогреваемый водой под давлением, корпусной, вертикальный, со змеевиковыми трубками.

Целью дипломного проекта является оценить по технико-экономическим показателям целесообразность внедрения предвключённого парогенератора в тепловую схему АЭС с ВВЭР 1000.

По выполнении дипломного проекта были получены результаты, анализируя которые можно сказать, что тепловая экономичность блока повышается при внедрении предвключённого парогенератора для повышения параметров промежуточного перегрева.

Выполнен конструкторский расчет предвключённого парогенератора, и поверочный у основного парогенератора.

Проведен анализ по установке предвключённых парогенераторов в существующие здания АЭС.

Сформулирован вывод об экономичности данной схемы и её довольно скорой окупаемости.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм	Лист	№Док.	Подпись	Дата	ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ	Лист
											5

Определения, обозначения, сокращения

- ЦТП– целевая техническая программа;
- ПГ– парогенератор;
- ППГ– предвключённый парогенератор;
- ПП – пароперегреватель;
- Д – деаэратор;
- ЦНД – цилиндр низкого давления;
- ЦВД– цилиндр высокого давления;
- ПН – питательный насос;
- ТН – теплоноситель.

Мнемосхема –совокупность сигнальных устройств и сигнальных изображений оборудования и внутренних связей контролируемого объекта, размещаемых на диспетчерских пультах, операторских панелях или выполненных на персональном компьютере.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Взам. инв. №	Подпись и дата	ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ					Лист
										6
Изм	Лист	№Док.	Подпись	Дата						

Оглавление

Введение.....	10
1 Обзор литературы	13
1.1Объект и методы исследования.....	20
2 Расчеты тепловых схем энергоблока АЭС	22
2.1 Расчет тепловой схемы энергоблока АЭС на базовые параметры.....	22
2.2 Расчеты тепловой схемы энергоблока АЭС с использованием предвключённого парогенератора.....	45
2.3 Анализ результатов расчета тепловых схем энергоблока.....	50
3 Конструкторский расчет предвключённого парогенератора.....	53
4 Поверочный расчет основного парогенератора.....	56
5 Компоновочные вопросы	60
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение....	62
7 Социальная ответственность.....	72
8 Автоматическое регулирование уровня воды в предвключённом парогенераторе.....	102
9 Результаты приведенного исследования.....	109
Заключение.....	110
Список используемых источников.....	111
Приложение А.....	113
Приложение Б.....	114
Графический материал:	
ФЮРА.XXXXXXX.002 ТЗ Тепловая схема энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 с использованием ППГ	
ФЮРА.693410.003 СБ Предвключённый парогенератор для энергоблока АЭС с ВВЭР-1000	
ФЮРА.693410.004 МЧ План расположения оборудования в реакторном отделении	
ФЮРА.421000.005С2 Система автоматизированного контроля и управления предвключённого парогенератора	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Взам. инв. №	7 Нормативные документы по проектированию парогенераторов.....60	
					5 Компонировочные вопросы60	
					6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение....62	
					7 Социальная ответственность.....72	
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Взам. инв. №	8 Автоматическое регулирование уровня воды в предвключённом парогенераторе.....102	
					9 Результаты приведенного исследования.....109	
					Заключение.....110	
					Список используемых источников.....111	
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Взам. инв. №	Приложение А.....113	
					Приложение Б.....114	
					Графический материал:	
					ФЮРА.XXXXXXX.002 ТЗ Тепловая схема энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 с использованием ППГ	
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Взам. инв. №	ФЮРА.693410.003 СБ Предвключённый парогенератор для энергоблока АЭС с ВВЭР-1000	
					ФЮРА.693410.004 МЧ План расположения оборудования в реакторном отделении	
					ФЮРА.421000.005С2 Система автоматизированного контроля и управления предвключённого парогенератора	
Изм	Лист	№Док.	Подпись	Дата	ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ	Лист
						7

Введение

На сегодняшний день суммарная установленная мощность всех энергоблоков составляет 26,7 ГВт. Они вырабатывают более 18% всего производимого электричества.

Важной задачей в сфере эксплуатации российских АЭС является повышение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) работающих станций. Для решения этой задачи была разработана специальная программа, которая обеспечивает существенный рост выработки электроэнергии.

Дмитрий Медведев 01.08. 2016г. своим распоряжением Председателя Правительства РФ № 1634-р утвердил план строительства восьми новых АЭС. Согласно распоряжению, до 2030 года в России будут построены восемь крупных АЭС.

По прогнозам Россия будет иметь 39,324 ГВт установленной мощности к 2030 году на 36 энергоблоках на 14 АЭС.

На 31.12.2013 г. уже более половины действующих энергоблоков АЭС работали сверх проектного срока службы. Установленный в проекте 30-летний срок эксплуатации был определен в 60–70 годах прошлого века с консервативной расчетной базой обоснований, когда отсутствовали фактические эксплуатационные данные по износу оборудования.

В процессе эксплуатации оборудования и незаменимых элементов энергоблоков была подтверждена и соответствующим образом обоснована возможность продления срока эксплуатации на дополнительный период от 15 до 30 лет, в зависимости от типов энергоблоков, состояния оборудования и экономической оправданности.

Суммарная мощность энергоблоков с продленным сроком эксплуатации в настоящее время составляет 44,8 % от установленной мощности действующих энергоблоков АЭС России.

Существует целевая техническая программа ЦТП-4 «Программа повышения экономической эффективности действующих энергоблоков АЭС»

Инв. № подл.	Подпись и дата				Взам. инв. №	Взам. инв. №	Подпись и дата	
Правительства РФ № 1634-р утвердил план строительства восьми новых АЭС. Согласно распоряжению, до 2030 года в России будут построены восемь крупных АЭС. По прогнозам Россия будет иметь 39,324 ГВт установленной мощности к 2030 году на 36 энергоблоках на 14 АЭС. На 31.12.2013 г. уже более половины действующих энергоблоков АЭС работали сверх проектного срока службы. Установленный в проекте 30-летний срок эксплуатации был определен в 60–70 годах прошлого века с консервативной расчетной базой обоснований, когда отсутствовали фактические эксплуатационные данные по износу оборудования. В процессе эксплуатации оборудования и незаменимых элементов энергоблоков была подтверждена и соответствующим образом обоснована возможность продления срока эксплуатации на дополнительный период от 15 до 30 лет, в зависимости от типов энергоблоков, состояния оборудования и экономической оправданности. Суммарная мощность энергоблоков с продленным сроком эксплуатации в настоящее время составляет 44,8 % от установленной мощности действующих энергоблоков АЭС России. Существует целевая техническая программа ЦТП-4 «Программа повышения экономической эффективности действующих энергоблоков АЭС»								
					ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ			Лист
								8
Изм	Лист	№Док.	Подпись	Дата				

Исполнение ЦТП-4 предусматривает:

- замену оборудования с целью повышения установленной мощности и увеличения выработки электроэнергии на действующих энергоблоках АЭС;
- внедрение современных энергосберегающих технологий и оборудования;
- оптимизацию технологических процессов с целью повышения энергетической эффективности эксплуатации энергоблоков АЭС;
- внедрение автоматизированных систем управления энергоэффективностью АЭС.

Формирование этой программы обусловлено необходимостью повышения экономической эффективности действующих энергоблоков АЭС путем увеличения выработки электроэнергии, повышения КИУМ, энергосбережения и повышения энергетической эффективности АЭС, обеспечения их конкурентоспособности на федеральном рынке электроэнергии при безусловном приоритете обеспечения безопасности атомных станций.

Именно двухконтурные энергоблоки АЭС с ВВЭР имеют наибольшую перспективу и совершенствовать их - актуальная задача.

Цель моего проекта заключается в исследовании серийного реактора ВВЭР-1000 для исполнения ЦПТ-4, при внедрении в схему паро-производящей установки (ППУ) предвключённого парогенератора(ППГ). Пар с ППГ будет использован для промежуточного перегрева.

Инв. № подл.	Подпись и дата					
	Взам. инв. №					
	Взам. инв. №					
	Подпись и дата					
ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ						Лист
						9
Изм	Лист	№Док.	Подпись	Дата		

1 Обзор литературы

Одной из основных проблем эксплуатации АЭС с влажнопаровыми турбинами является негативное влияние влажности на экономичность и надёжность работы турбоустановки. Повышенная влажность в проточной части турбин насыщенного пара, по сравнению с турбинами ТЭС, работающими на перегретом паре, приводит к уменьшению КПД цилиндров турбины и увеличению эрозионного износа лопаточного аппарата ступеней, работающих во влажном паре.

Радикальным способом уменьшения влажности и повышения тепловой экономичности является увеличение температуры промперегрева до более высоких значений – порядка 280-310°C. Это может быть обеспечено за счёт подачи на СПП греющего пара более высокого давления (10-12 МПа), генерируемого в специальном предвключённом парогенераторе (ППГ), который устанавливается перед основным парогенератором. Впервые такая схема была рассмотрена в [2] применительно к турбоустановке К-1250-6,0/25 с целью обоснования отказа от ПВД.

Несмотря на дополнительные потери при теплообмене в пароперегревателях, вследствие более высоких значений η_{oi} проточной части турбины по сравнению с классическим циклом двух давлений, применение цикла с перегревом посредством пара предвключённого ПГ может оказаться весьма эффективным средством повышения тепловой экономичности турбоустановок АЭС насыщенного пара.[3]

Есть пример установки ППГ на АДЭ-4 и АДЭ-5 сибирской АЭС, там пар с повышенным давлением около 10 МПа использовался на уплотнения турбин и для подогрева пиковых бойлеров(ПБ) теплофикации в холодное время года.

Есть мнемо-схема см. приложение А.

1.1 Объект и методы исследования

В тепловой схеме серийного реактора ВВЭР-1000 возможно следующее изменение :

-установка ППГ перед каждым ПГ;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Взам. инв. №	Подпись и дата	ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ	Лист
						10
						Изм

-использование пара с ППГ с повышенными параметрами для промежуточного перегрева.

-циркуляция в ППГ замкнутая по рабочему телу, с установкой насоса после пароперегревателя(ПП).

Целями дипломного проекта является повышения тепловой экономичности энергоблока за счет пароперегрева после ПП первой ступени в ПП второй ступени паром полученным из предвключённого парогенератора с повышенными параметрами давления и температуры.

Основные задачи проектирования:

- сравнение тепловой эффективности энергоблока при базовой схеме и при внедрении ППГ;
- обоснование возможности реализации новой схемы;
- оценка возможности использования в новой тепловой схеме элементов основного стандартного оборудования, таких как парогенератор, турбина, ГЦН.
- Вычисление технико-экономических показателей выбранной тепловой схемы;
- разработка автоматизированной системы управления предвключённого парогенератора;
- рассмотрение вопросов социальной ответственности.

Инв. № подл.	Подпись и дата		Взам. инв. №		Подпись и дата		
ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ							Лист
							11
Изм	Лист	№Док.	Подпись	Дата			

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение

Целью данного раздела является определение экономического эффекта от внедрения предвключённых парогенераторов в тепловую схему АЭС с ВВЭР без учета изменения затрат в строительную часть.

Годовой сравнительный экономический эффект может быть рассчитан по формуле:

$$\Delta I = \Delta I_{\text{т}} - \Delta I_{\text{экспл}} - r \cdot \Delta K, \quad (6.1)$$

где $\Delta I_{\text{т}} = I_{\text{т}}^{\text{баз}} - I_{\text{т}}^{\text{нов}}$ – разница годовых издержек на топливо за счет техники, руб;

$\Delta I_{\text{эксп}} = I_{\text{эксп}}^{\text{нов}} - I_{\text{эксп}}^{\text{баз}}$ – разница в ежегодных издержках на эксплуатацию базовой и новой техники, руб;

$\Delta K = K^{\text{нов}} - K^{\text{баз}}$ – разница капиталовложений в базовую и новую технику, руб;

$r = 0,15$ – ставка дисконтирования.

Вариант с базовой техникой в тепловой схеме представляет собой четыре основных парогенератора ПГВ 1000. Новая техника – четыре предвключённых парогенератора, работающих совместно с основными парогенераторами.

6.1 Расчет годовых издержек на топливо

Годовые издержки на топливо могут быть определены следующим образом:

$$I_{\text{т}}^{\text{баз}} / \text{нов} = C_{\text{т}}^{\text{баз}} / \text{нов} \cdot \Delta_{\text{отп}}, \quad (6.2)$$

где $C_{\text{т}}^{\text{баз/нов}}$ – топливная составляющая себестоимости электроэнергии, руб / кВт · ч ;

$\Delta_{\text{отп}}$ – количество отпускаемой электроэнергии потребителю за год, кВт · ч.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Взам. инв. №	Подпись и дата	ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ					Лист
										12
					Изм	Лист	№Док.	Подпись	Дата	

Количество отпускаемой электроэнергии рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = N_y \cdot h_y, \quad (6.3)$$

где $N_y = 1100 \cdot 10^3$ – установленная мощность блока, кВт;

$h_y = 7000$ – число часов работы АЭС в год, ч.

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии:

$$C_T^{\text{баз/нов}} = \frac{1}{24} \cdot \frac{\bar{I}_T}{\bar{B} \cdot \eta^{\text{баз/нов}}} \quad (6.4)$$

где $\bar{B} = 35000$ – средняя глубина выгорания ядерного топлива, МВт · сут/т ;

$\eta^{\text{баз/нов}}$ – КПД блока по отпуску электроэнергии (нетто);

$\eta^{\text{баз}} = 0,306$ – для блока с базовой техникой;

$\eta^{\text{нов}} = 0,352$ – для блока с новой техникой;

I_T – удельные издержки на ядерное топливо, руб /кг.

Удельные издержки на ядерное топливо можно определить по формуле:

$$\bar{I}_T = (\bar{I}_{\text{исх.пр.}} + \bar{I}_{\text{об}} + \bar{I}_{\text{изг}} + \bar{I}_{\text{тр}} + \bar{I}_{\text{выд}}) \cdot 65$$

где

$\bar{I} = 80$ – удельная стоимость исходного продукта (природного урана), дол/кг;

$I_{\text{об}} = 700$ – удельная стоимость обогащенного урана, дол/кг ;

$I_{\text{изг}} = 100$ – удельная стоимость изготовления ТВС, включая стоимость КМ, дол/кг;

$I_{\text{тр}} = 3$ – удельная стоимость транспортировки ТВС к АЭС, дол/кг;

$I_{\text{выд}} = 25$ – удельная стоимость выдержки отработанного топлива в бассейне АЭС не менее 5 лет, дол/кг;

65рублей – курс доллара.

6.2 Расчет капитальных вложений

Расчет капитальных вложений в ПГ определяется по методу укрупненного калькулирования [6]. По этому методу стоимость

Инв. № подл.	Подпись и дата				ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ	Лист		
	Взам. инв. №					13		
	Взам. инв. №							
Подпись и дата				Изм	Лист	№Док.	Подпись	Дата

изготовления отдельных узлов и деталей рассчитывается по следующей зависимости:

$$Ц_i = B_n \cdot [(B_{1i} \cdot G_i \cdot C_i / I_i) + B_{2i} \cdot П_i \cdot G_i],$$

где $Ц_i$ – стоимость изготовления узла и детали, руб;

G_i – масса узла или детали, т;

I_i – коэффициент использования металла данного сортамента;

C_i – цена сорта размера металла, идущего на изготовление узла или детали, руб/т ;

$I_i = 0,75$ – для труб; $I_i = 0,7$ – для проката; $I_i = 0,6$ – для штамповок; $I_i = 0,35$ – для поковок.

$П_i$ - усредненная производственная заработная плата с начислениями в расчете на 1т металлоконструкций, руб/т;

$П_i = 120000$ руб/т – при изготовлении теплообменной поверхности из гладких труб; $П_i = 40000$ руб/т – для деталей корпуса, изготовленных из углеродистой стали; $П_i = 80000$ руб/т – для деталей корпуса, изготовленных из легированной стали.

$B_n = 1, 2$ – неучтенные затраты при проектировании;

B_{1i} – коэффициент, учитывающий накопления, внепроизводственные расходы, транспортно–заготовительные расходы, стоимость покупных полуфабрикатов и др.;

B_{2i} – коэффициент, учитывающий отношение общезаводских и цеховых расходов к заработной плате.

Значения B_{1i} и B_{2i} зависят от вида деталей и цеха, в котором они изготавливаются ($B_{1i} = 2,05$ и $B_{2i} = 14$ для деталей корпуса и коллекторов, изготавливаемых в кузнечнопрессовом цехе; $B_{1i} = 1,48$ и $B_{2i} = 5,95$ для

Соответственно, стоимость деталей орпуса и коллекторов,изготавливаемых в кузнечно–прессовом цехе:

Инв. № подл.	Подпись и дата					ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ	Лист
	Взам. инв. №						14
	Взам. инв. №						
Подпись и дата		Взам. инв. №		Взам. инв. №		Изм	Лист
						№Док.	Подпись
						Дата	

$$Ц_i = [(2,46 \cdot C_i / И_i) + 16,79 \cdot П_i] \cdot G_i.$$

Стоимость деталей, изготавливаемых из труб:

$$Ц_i = [(1,78 \cdot C_i / И_i) + 7,14 \cdot П_i] \cdot G_i$$

Стоимость основных узлов, деталей и ПГ, некоторые характеристики заготовок и цена сорта размера металла представлены в таблице 6.1.

Для того чтобы при определении стоимости ПГ учесть стоимость «неосновных» деталей, стоимость корпуса увеличена на 5 %, коллектора теплоносителя на 30%.

Таблица 6.1 – Стоимость, тип и цена сорта размера металла основных узлов, деталей и ПГ.

Наименование деталей и узлов	Тип заготовки/ марка стали	Цена сорта-размера, руб/т	Обозначение и расчетная формула	Стоимость, руб
Основной парогенератор				
Цилиндрическая обечайка	Лист/ 10ГН2МФА	62000	$Ц_{11} - (6.7)$	227810842
Днища	Штамповка/ 10ГН2МФА	88000	$Ц_{12} - (6.7)$	53676000
Трубы теплопередающей поверхности	Труба 16x1,5/ 12X18Н10Т	548700	$Ц_{13} - (6.8)$	164095072
Система дистанционирования			$Ц_{14} = 0,02Ц_{13}$	3281901
Коллектор теплоносителя	Поковка/ 10ГН2МФА	93000	$Ц_{15} - (6.7)$	120914877
Коллектор питательной воды	трубы		$Ц_{16} - (6.8)$	3440659
Коллектор пара	трубы		$Ц_{17} - (6.8)$	2136964
Весь ПГ			$K_{осн} = \sum_{i=1}^7 Ц_{1i}$	575356316
Предвключённый парогенератор				
Цилиндрическая обечайка	Лист/ 10ГН2МФА	62000	$Ц_{21} - (6.7)$	94581691
Днища	Штамповка/ 10ГН2МФА	88000	$Ц_{22} - (6.7)$	28627200

Инв. № подл.	Подпись и дата				Взам. инв. №	Подпись и дата				Взам. инв. №	Подпись и дата			
Изм Лист №Док. ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ Лист 15														

Продолжение таблицы 6.1

Трубы теплопередающей поверхности	Труба 16x1,8/ 12X18H10T	548700	$I_{23}-(6.8)$	72311354
Система дистанционирования			$C_{24}=0,02C_{23}$	1446227
Коллектор теплоносителя	Поковка/ 10ГН2МФА	93000	$C_{25}-(6.7)$	23354185
Коллектор питательной воды	трубы		$C_{26}-(6.8)$	220223
Коллектор пара	трубы		$C_{27}-(6.8)$	292995
Весь ПГ			$K_{\text{пгг}} = \sum_{i=1}^7 C_{1i}$	220833875

Капитальные вложения в базовую технику:

$$K^{\text{баз}} = 4 \cdot K_{\text{осн}} \quad (6.9)$$

Капитальные вложения в новую технику:

$$K^{\text{нов}} = 4 \cdot K_{\text{осн}} + 4 \cdot K_{\text{пгг}} \quad (6.10)$$

6.3 Расчет годовых эксплуатационных издержек

Годовые эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I_{\text{экс}}^{\text{нов/баз}} = I_{\text{ам}}^{\text{нов/баз}} + I_{\text{тр}}^{\text{нов/баз}} + I_{\text{пр}}^{\text{нов/баз}}, \quad (6.11)$$

где $I_{\text{ам}}^{\text{нов/баз}} = 0,04 \cdot K^{\text{нов/баз}}$ – амортизационные отчисления;

$I_{\text{тр}}^{\text{нов/баз}} = 0,2 \cdot I_{\text{ам}}^{\text{нов/баз}}$ – затраты на текущий ремонт;

$I_{\text{пр}}^{\text{нов/баз}} = 0,35 \cdot I_{\text{ам}}^{\text{нов/баз}}$ – прочие расходы

6.4 Определение экономического эффекта

Расчеты годовых издержек на топливо, эксплуатационных издержек и капиталовложений в базовую и новую технику представлены в таблице 6.2.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Взам. инв. №	Подпись и дата	ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ					Лист
										16
					Изм	Лист	№Док.	Подпись	Дата	

Таблица 6.2 – Сводная таблица расчетов.

Наименование	Базовая техника	Новая техника
$\Xi_{\text{отп}}$, кВт · ч	$\Xi_{\text{отп}} = 7,7 \cdot 10^9$	
$\bar{\Pi}_T$, руб/кг	59020	
C_T , руб / кВт · ч	0,2296	0,1966
I_T , руб	1767920000	1536979167
K , руб	2301425262	3184760761
$I_{\text{ам}}$, руб	92057010	127390430
$I_{\text{тр}}$, руб	18411402	25478086
$I_{\text{пр}}$	32219954	44586651
$I_{\text{экс}}$	142688366	197455167

Разница годовых издержек на топливо за счет применения новой техники:

$$\Delta I_T = 1767920000 - 1536979167 = 230940833 \text{ руб.}$$

Разница в ежегодных издержках на эксплуатацию базовой и новой техники:

$$\Delta I_{\text{экс}} = 197455167 - 142688366 = 54766801 \text{ руб.}$$

Разница капиталовложений в базовую и новую технику:

$$\Delta K = 3184760761 - 2301425262 = 883335499 \text{ руб.}$$

Рассчитаем экономический эффект по формуле (6.1):

$$\Xi = 230940833 - 54766801 - 0,15 \cdot 883335499 = 43673707 \text{ руб.}$$

6.5 Оценка экономической эффективности инвестиций

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

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Подпись и дата

Изм	Лист	№ Док.	Подпись	Дата	ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ	Лист
						17

Чистый приведенный доход (NPV)

Данный критерий опирается на два положения:

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

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

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+r)^t} = -\Delta K + \sum_{t=1}^{30} \frac{\Delta И_t - \Delta И_{эклл}}{(1+r)^t}, \quad (6.12)$$

где NPV – чистый приведенный доход, млн. руб;

D_t – чистый приведенный доход в t -ом году, млн. руб.; r – ставка дисконтирования.

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:

$$r = r_б + r_{\text{риск}} = 7 + 8 = 15\%, \quad (6.13)$$

где $r_б$ – доходность государственных долговых обязательств РФ, которая определяет минимальный уровень доходности по без рисковому инвестированию средств;

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

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

Инв. № подл.	Подпись и дата				ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ	Лист
	Взам. инв. №					18
	Взам. инв. №					
	Подпись и дата					
Изм.	Лист	№ Док.	Подпись	Дата		

где NPV – чистый приведенный доход, млн. руб;

D_t – чистый приведенный доход в t -ом году, млн.

руб.; r – ставка дисконтирования.

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:

$$r = r_б + r_{\text{риск}} = 7 + 8 = 15\%, \tag{6.13}$$

где $r_б$ – доходность государственных долговых обязательств РФ, которая определяет минимальный уровень доходности по без рисковому инвестированию средств;

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

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

$$NPV = -883,33 + \sum_{t=1}^{30} \frac{230,94 - 54,76}{(1 + 0,15)^t} = 275 \text{ млн.руб.}$$

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

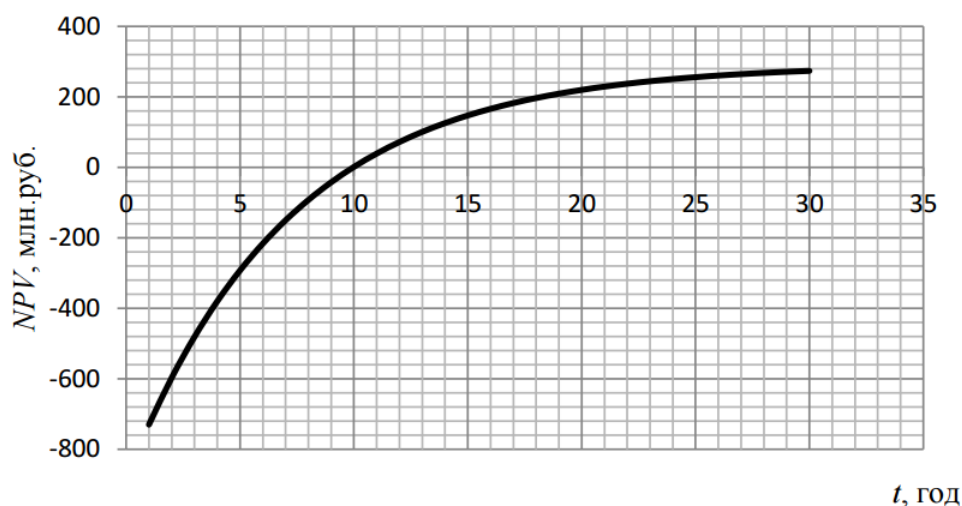


Рисунок 6.1 – Зависимость чистого приведенного дохода от времени

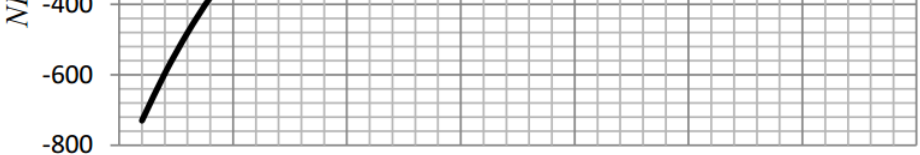
Индекс рентабельности проекта (PI)

В соответствии с этим критерием лучший проект обеспечивает максимальное значение индекса рентабельности проекта. Индекс рентабельности инвестиционного привлекательного проекта должен быть больше единицы:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{\Delta И_t - \Delta И_{\text{эклл}}}{(1+r)^t}}{\Delta K} = \frac{\sum_{t=1}^{30} \frac{230,94 - 54,76}{(1+0,15)^t}}{883,33} = 1,31. \quad (6.14)$$

Срок окупаемости инвестиций.

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

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Взам. инв. №	Подпись и дата	
Рисунок 6.1 – Зависимость чистого приведенного дохода от времени 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: $PI = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{\Delta I_t - \Delta I_{\text{эклл}}}{(1+r)^t}}{\Delta K} = \frac{\sum_{t=1}^{30} \frac{230,94 - 54,76}{(1+0,15)^t}}{883,33} = 1,31. \tag{6.14}$ Срок окупаемости инвестиций. Срок окупаемости инвестиций с учетом фактора времени может быть найден путем решения следующего уравнения относительно T_{ок}:					

$$NPV = -\Delta K + \sum_{t=1}^{T_{ок}} \frac{\Delta И_t - \Delta И_{эклл}}{(1+r)^t} = 0;$$

$$-883,33 + \sum_{t=1}^{T_{ок}} \frac{230,94 - 54,76}{(1+0,15)^t} = 0;$$

$$T_{ок} = 10 \text{ лет.}$$

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

В случаях, когда срок инвестирования средств в реализуемый проект относительно небольшой (несколько лет), величина денежных поступлений по годам меняется незначительно, а капиталовложения в проект осуществляются единовременно, срок окупаемости инвестиций можно определить без учета фактора времени:

$$T_{ок} = \frac{\Delta K}{\Delta И_t - \Delta И_{экс}} = \frac{833,33}{230,94 - 54,76} = 5 \text{ лет} \quad (6.16)$$

Сравнив два результата видно, что, не учитывая фактор удешевления, срок окупаемости ниже, следовательно, для данной ситуации упрощенный расчет недопустим.

Внутренняя норма доходности (IRR)

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

$$\Delta K = \sum_{t=1}^T \frac{\Delta И_t - \Delta И_{эклл}}{(1+r)^t};$$

$$883,33 = \sum_{t=1}^{30} \frac{230,94 - 54,76}{(1+r)^t} \longrightarrow r = 0,1985.$$

Экономический смысл IRR следующий: 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.

Инв. № подл.	Подпись и дата				ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ	Лист		
	Взам. инв. №					20		
	Взам. инв. №							
Подпись и дата				Изм	Лист	№Док.	Подпись	Дата

Таблица 6.3 Итоговая таблица

Наименование	Базовая техника	Новая техника
Топливная составляющая себестоимости энергии, руб / кВт · ч	0,2296	0,1966
Разница годовых издержек на топливо за счет применения новой техники , руб	1767920000	1536979167
Капитало-вложение, руб	2301425262	3184760761
Амортизационные отчисления ,руб	92057010	127390430
Затраты на текущий ремонт ,руб	18411402	25478086
Прочие расходы	32219954	44586651
Издержки на эксплуатацию	142688366	197455167
Разница годовых издержек на топливо за счет применения новой техники , руб	230940833	
Разница в ежегодных издержках на эксплуатацию базовой и новой техники ,руб	54766801	
Разница капиталовложений в базовую и новую технику , руб	883335499	
Экономический эффект , руб	43673707	
Срок окупаемости инвестиций с учетом новой техники, год	10	

Инав. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Подпись и дата

Изм	Лист	№Док.	Подпись	Дата

ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ