

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

Институт: Электронного обучения
Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
Кафедра Атомных и тепловых электростанций

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проект реконструкции ГТУ-150 Кузнецкой ТЭЦ в парогазовую установку

УДК 621.18:621.438:621.311.22-048.35.001.6(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б11	БАБАНОВА Алена Валерьевна		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры менеджмента	Н.Г. Кузмина	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	М.Э. Гусельников	к.т.н., доцент		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры атомных и тепловых электростанций	В.Н. Мартышев	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2016 г.

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



Институт Энергетический
 Направление подготовки 140100 Теплоэнергетика и теплотехника
 Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

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

 (Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

ВКР бакалавра

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б11	Бабанова Алена Валерьевна

Тема работы:

Проект реконструкции ГТУ-150 Кузнецкой ТЭЦ в парогазовую установку
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10 июня 2016 года
--	--------------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы практик, литературы, справочников.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Введение. 2. Краткое описание Кузнецкой ТЭЦ. 3. Анализ и обоснование варианта реконструкции ГТУ-150 Кузнецкой ТЭЦ в парогазовую установку. 4. Расчет показателей тепловой экономичности ГТУ-150 до реконструкции. 5. Расчет показателей тепловой экономичности после реконструкции. 6. Социальная ответственность. 8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 9. Выводы и заключения
Перечень графического материала	1. Полная тепловая схема ГТУ-150 после реконструкции – 1 лист формата А1. 2. Компановка оборудования после реконструкции – 1 лист формата А1.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Старший преподаватель, кафедры Менеджмента. Кузьмина Н.Г
Социальная ответственность	Доцент кафедры Экологии и безопасности жизнедеятельности, к.т.н Гусельников М.Э

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18 февраля 2016 года
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б11	Бабанова Алена Валерьевна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа _____ 60 _____ с., _____ 3 _____ рис., _____ 4 _____ табл.,
_____ 12 _____ источников, _____ 0 прил.

Ключевые слова: Кузнецкая ТЭЦ, парогазовая установка, реконструкция, анализ, коэффициент полезного действия, тепловая экономичность.

Объектом исследования является (ются) Кузнецкая ТЭЦ.

Цель работы – Провести анализ реконструкции ГТУ-150 Кузнецкой ТЭЦ.

В процессе исследования проводились – Краткое описание Кузнецкой ТЭЦ, Анализ и обоснование варианта реконструкции ГТУ-150 Кузнецкой ТЭЦ в парогазовую установку, расчет показателей тепловой экономичности ГТУ-150 до реконструкции, Расчет показателей тепловой экономичности после реконструкции.

В результате исследования – Определена возможность реконструкции ГТУ-150 Кузнецкой ТЭЦ.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: В проекте предусматривается расширения станции двумя котлами утилизаторами типа П-96 (заводской проект изготовления Е-232/45-7,75/0,5-510/226), паровой турбины типа Т-150-7,7, в результате реконструкции предполагается достичь КПД станции по отпуску тепла 52%.

Степень внедрения: Проект расширения был частично реализован, на данный момент требуется максимально возможное внедрение нового модернизированного оборудования.

Область применения: Теплоэнергетическая область, топливно-энергетического комплекса г. Новокузнецка.

Экономическая эффективность/значимость работы: В результате экономических расчет был определен чистый доход денежных средств от проекта реконструкции, который составил 1263,87 миллиона рублей, от которого зависит срок окупаемости объекта 3,8 года.

В будущем планируется: взять за основу данный проект по расширению и применить его на практике.

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы бакалавриата по направлению 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
Р1	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе <i>на иностранном языке</i> , разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты <i>комплексной</i> инженерной деятельности.
Р2	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе междисциплинарном, с делением ответственности и полномочий при решении <i>комплексных</i> инженерных задач.
Р3	Демонстрировать <i>личную</i> ответственность, приверженность и следовать профессиональной этике и нормам ведения <i>комплексной</i> инженерной деятельности с соблюдением правовых, социальных, экологических и культурных аспектов.
Р4	Анализировать экономические проблемы и общественные процессы, участвовать в общественной жизни с учетом принятых в обществе моральных и правовых норм.
Р5	К достижению должного уровня экологической безопасности, энерго- и ресурсосбережения на производстве, безопасности жизнедеятельности и физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.
Р6	Осознавать необходимость и демонстрировать <i>способность к самостоятельному обучению в течение всей жизни</i> , непрерывному самосовершенствованию в инженерной профессии, организации обучения и тренинга производственного персонала.
<i>Профессиональные компетенции</i>	
Р7	Применять <i>базовые</i> математические, естественнонаучные, социально-экономические знания в профессиональной деятельности <i>в широком</i> (в том числе междисциплинарном) контексте в <i>комплексной</i> инженерной деятельности в производстве тепловой и электрической энергии.
Р8	Анализировать научно-техническую информацию, ставить, решать и публиковать результаты решения задач <i>комплексного</i> инженерного анализа с использованием <i>базовых и специальных</i> знаний, нормативной документации, современных аналитических методов, методов математического анализа и моделирования теоретического и экспериментального исследования.
Р9	Проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных разработок объектов производства тепловой и электрической энергии, выполнять <i>комплексные</i> инженерные проекты с применением <i>базовых и специальных</i> знаний, <i>современных</i> методов проектирования для достижения <i>оптимальных</i> результатов, соответствующих техническому заданию <i>с учетом</i> нормативных документов, экономических, экологических, социальных и других ограничений.
Р10	Проводить <i>комплексные</i> научные исследования в области производства тепловой и электрической энергии, включая поиск необходимой информации, эксперимент, анализ и интерпретацию данных, и их подготовку для составления обзоров, отчетов и научных публикаций с применением <i>базовых и специальных</i> знаний и <i>современных</i> методов.
Р11	Использовать информационные технологии, использовать компьютер как средство работы с информацией и создания новой информации, осознавать опасности и угрозы в развитии современного информационного общества,

	соблюдать основные требования информационной безопасности.
P12	Выбирать и использовать необходимое оборудование для производства тепловой и электрической энергии, управлять технологическими объектами, использовать инструменты и технологии для ведения комплексной практической инженерной деятельности с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений.
<i>Специальные профессиональные</i>	
P13	Участвовать в выполнении работ по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов теплоэнергетического производства, контролировать организацию метрологического обеспечения технологических процессов теплоэнергетического производства, составлять документацию по менеджменту качества технологических процессов на производственных участках.
P14	Организовывать рабочие места, управлять малыми коллективами исполнителей, к разработке оперативных планов работы первичных производственных подразделений, планированию работы персонала и фондов оплаты труда, организовывать обучение и тренинг производственного персонала, анализировать затраты и оценивать результаты деятельности первичных производственных подразделений, контролировать соблюдение технологической дисциплины.
P15	Использовать методики испытаний, наладки и ремонта технологического оборудования теплоэнергетического производства в соответствии с профилем работы, планировать и участвовать в проведении плановых испытаний и ремонтов технологического оборудования, монтажных, наладочных и пусковых работ, в том числе, при освоении нового оборудования и (или) технологических процессов.
P16	Организовывать работу персонала по обслуживанию технологического оборудования теплоэнергетического производства, контролировать техническое состояние и оценивать остаточный ресурс оборудования, организовывать профилактические осмотры и текущие ремонты, составлять заявки на оборудование, запасные части, готовить техническую документацию на ремонт, проводить работы по приемке и освоению вводимого оборудования.

Обозначения, сокращения

ВД – высокого давления

ГОСТ – государственные стандарты

ГПК – газовый подогреватель конденсата

ГТ – газовая турбина

ГТУ – газотурбинная установка

КИП – контрольно - измерительные приборы

КПД – коэффициент полезного действия

КУ – котел утилизатор

НД – низкого давления

ОВК – основной вспомогательный комплекс

ПГУ – парогазовая установка

ПСВ – подогреватель сетевой воды

ПСГ – подогреватель сетевой горизонтальный

РАО ЕЭС – Российское Акционерное общество единой энергетической системы

РОУ – редуционно-охладительная установка

РУ – редуционная установка

ТЭЦ – тепло электро централь

ЦВД – цилиндр высокого давления

ХВО – химическая водоочистка

Содержание

	Введение	9
1	Краткое описание Кузнецкой ТЭЦ	11
1.1	Основные и вспомогательные цеха и их назначение	12
2	Анализ и обоснование варианта реконструкции ГТУ-150 Кузнецкой ТЭЦ	15
3	Расчет показателей тепловой экономичности ГТУ-150 до реконструкции	20
3.1	Общие конструктивные признаки	20
3.2	Внутренняя и наружная конструкция	20
3.3	Камеры сгорания	21
3.4	Схема ГТУ	22
3.5	Расчет тепловой экономичности	22
4	Расчет показателей тепловой экономичности после реконструкции	25
4.1	Описание парогазовой установки	25
4.2	Схема парогазовой установки	26
4.3	Расчет парогазовой установки	27
4.4	Выбор оборудования	36
5	Социальная ответственность	43
5.1	Производственная безопасность	43
5.2	Опасные факторы	44
5.3	Экологическая безопасность	47
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	47
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	51
6.1	Расчет затрат на проектирование	51
6.2	Расчет эффективности реконструкции ГТУ-150	54
	Заключение	58
	Список литературы	59

Введение

В любой стране энергетика является базовой отраслью экономики, стратегически важной для государства. От её состояния и развития зависят соответствующие темпы роста других отраслей хозяйства, стабильность их работы и энерговооруженность. Энергетика создает предпосылки для применения новых технологий, обеспечивает наряду с другими факторами современный уровень жизни населения. На независимости страны от внешних, импортируемых энергоресурсов, также как и на развитом оборонном вооруженном комплексе основывается высокая позиция государства на международной политической арене.

В промышленности электрическая энергия из тепловой получается путем промежуточного преобразования её в механическую работу. Превращение тепла в электричество с достаточно высоким КПД без промежуточного преобразования его в механическую работу было бы крупным шагом вперед. Тогда отпала бы надобность в тепловых электростанциях, использовании на них тепловых двигателей, которые имеют относительно низкий КПД, весьма сложны и требуют довольно квалифицированного ухода при эксплуатации. Современная техника пока не позволяет создать более или менее мощные установки для получения электричества непосредственно из тепла. Все установки такого типа пока могут работать или только кратковременно, или при крайне малых мощностях, или при низких КПД, или зависят от временных факторов, таких как погодные условия, время суток, и т.п. В любом случае они не могут гарантировать достаточную стабильность в энергоснабжении страны. Поэтому на тепловых электростанциях нельзя обойтись без тепловых двигателей. Перспективным направлением развития энергетики связано с газотурбинными (ГТУ) и парогазовыми (ПГУ) энергетическими установками тепловых электростанций. Эти установки имеют особые конструкции

основного и вспомогательного оборудования, режимы работы и управление. ПГУ на природном газе – единственные энергетические установки, которые в конденсационном режиме работы отпускают электроэнергию с электрическим КПД более 58% .

В энергетике реализован ряд тепловых схем ПГУ, имеющих свои особенности и различия в технологическом процессе. Происходит постоянная оптимизация как самих схем, так и улучшение технических характеристик её узлов и элементов. Основными показателями, характеризующими качество работы энергетической установки, являются её производительность (или КПД) и надёжность.

1 Краткое описание Кузнецкой ТЭЦ

Кузнецкая ТЭЦ была построена в конце 1942 года. На станции были поставлен турбоагрегат мощностью 24 мВт и два котла с цепными решетками паро-производительностью по 75 т/час. После этого Кузнецкая ТЭЦ начала расширять свои масштабы и возможности, и в 2008 году был пущен в эксплуатацию последний турбоагрегат, новая турбина мощностью 12 МВт. А в 2011 году на территории Кузнецкой ТЭЦ началось строительство Новокузнецкой газотурбинной установки (ГТУ). И в 2014 году она была введена в эксплуатацию.

Кузнецкая ТЭЦ является неотъемлемым звеном единого производственно-хозяйственного комплекса Кузбасского открытого акционерного общества энергетики и электрификации по производству, распределению и реализации электрической и тепловой энергии, оказанию услуг промышленным потребителям, потребителям социальной сферы и населению.

Кузнецкая ТЭЦ отпускает два вида продукции: электроэнергию и тепло. Тепло отпускается в виде горячей воды для отопления и горячего водоснабжения населения Кузнецкого, Новобайдаевского, большей части Центрального и части Куйбышевского районов и промышленным предприятиям Кузнецкого района. Горячая вода отпускается в соответствии с тепловым графиком нагрузки, задаваемым диспетчером теплосети в зависимости от наружной температуры воздуха.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ – 108 МВт.

Установленная тепловая мощность ТЭЦ – 890 Гкал/ч.

Также тепловая энергия отпускается в виде пара для промышленных предприятий Кузнецкого района давлением 7 и 15 кг/см², температурой 240°С. Общий расход пара составляет 130 т/час.

1.1 Основные и вспомогательные цеха электростанции и их назначение.

1.1.1 Цех топливоподачи

Цех топливоподачи является основным цехом электростанции, с которого начинается технологический цикл. Его главнейшая задача - бесперебойно снабжать котлотурбинный цех топливом (углем).

Цех топливоподачи состоит из открытого склада топлива, емкостью 160 тыс. т.н.т., приемного разгрузочного устройства с двумя топливоразгрузчиками, откуда мостовым краном-перегрузателем «Блейхерт» уголь подается на открытый склад. Затем по системе ленточных конвейеров, через узлы пересыпки, дробилки уголь поступает в бункера котлов в главном корпусе и водогрейной котельной.

1.1.2 Котлотурбинный цех

Котлотурбинный цех образован в результате объединения котельного и турбинного цехов.

На шести очередях Кузнецкой ТЭЦ установлено 8 котлоагрегатов трех типов с различным способом сжигания топлива, суммарной паропроизводительностью 1200 т/ч. 7 турбоагрегатов среднего и высокого давления мощностью 108 МВт.

Для теплоснабжения города два водогрейных котла КВТК-100-150, теплопроизводительностью по 100 Гкал/ч и два паровых котла Е-160-1,4-250КБТ, теплопроизводительностью по 95 Гкал/ч .

Установленная тепловая мощность ТЭЦ – 890 Гкал/ч.

Пар на производство отпускается от противодавленческой турбины № 9 типа Р-12-90/18 через РУ 15/7 и резервные РОУ 30/15. Тепло с горячей водой отпускается от бойлерных установок №1,2,3, двух водогрейных котлов КВТК-100 и бойлерной на водогрейной котельной. Горячее водоснабжение осуществляется по открытой схеме с водоразбором из

обратного коллектора и подпиткой теплосети от подпиточных установок ТЭЦ.

Пар на подогрев сетевой воды в основных бойлерах поступает от отборов турбин № 3,6,4,11 и от РОУ 30/1,2. Сетевая вода греется также в конденсаторе турбины № 11, работающей в режиме ухудшенного вакуума. Турбины №12,13 работают как предвключенные для турбин среднего давления № 3, 4, 6. Недостающий пар для турбин среднего давления поступает от котлов II очереди или от котлов III очереди через РОУ 60/30.

Летом на ТЭЦ остается только производственная паровая нагрузка и горячее водоснабжение города. Это определяет выработку электроэнергии.

1.1.3 Химический цех

Химический цех является одним из технологических цехов станции. Подготовка добавочной воды для подпитки тепловых сетей осуществляется в двух корпусах (главный корпус ХВО и ОВК-1), работающих как самостоятельные подразделения. Также на ХВО идет подготовка воды для подпитки котлов.

Схема обработки воды для подпитки теплосети:

Исходная вода из реки Томь, пройдя подогревательные установки, подается в химцех на оборудование схемы предварительной очистки и ионного обмена на Na-катионитовых фильтрах. Обработанная вода поступает на подпиточные установки и насосами подается в сеть горячего водоснабжения с целью обеспечить город горячей водой и отоплением.

Схема подготовки воды для подпитки котлов: 2-х ступенчатое обессоливание с предварительной коагуляцией и доочисткой в механических фильтрах.

1.1.4 Электроцех

Наряду с эксплуатацией и ремонтом электрооборудования персонал цеха занимается модернизацией, реконструкцией и внедрением новой техники. Выдача мощности в энергосистему производится на напряжении 110 кВ девятью ВЛ-110 кВ. В последние годы проведена большая работа по модернизации электротехнического оборудования: проведена замена трансформатора собственных нужд, введены в эксплуатацию элегазовые выключатели 110 кВ вместо отработавший свой ресурс масляных выключателей, что повысило надежность снабжения потребителей и пожарную безопасность. Принята в промышленную эксплуатацию и аттестована система автоматического коммерческого учета электроэнергии и система телемеханики.

1.1.5 Цех ТАИ

На Кузнецкой ТЭЦ роль лаборатории КИП сводится в основном к контролю параметров технологических процессов.

Резко повысилось отпуская температура для промышленных и бытовых потребителей города, ввод в эксплуатацию нового оборудования потребовал применения многих технических решений, освоения новой аппаратуры, схем автоматики, блокировок, защит, сигнализаций, управления электроприводами, новых приборов хим. контроля и приборов контроля механических величин основного оборудования. С 2000 года разрабатывается и вводится информационная система оперативного контроля и коммерческого учёта тепловой энергии на оборудовании фирмы Endress+ Hauser (Германия) и система учёта электроэнергии (АСКУЭ). Широко начинается внедрение средств измерения на основе микропроцессорной техники.

2 Анализ и обоснование варианта реконструкции ГТУ-150 Кузнецкой ТЭЦ в парогазовую установку

В газотурбинном цикле КПД редко превышает 38%. Отработавшие в ГТУ, но все еще сохраняющие высокую температуру продукты горения поступают в так называемый котел-утилизатор. Там они нагревают пар до температуры и давления (500 градусов по Цельсию и 80 атмосфер), достаточных для работы паровой турбины, к которой подсоединен еще один генератор. В паросиловом цикле используется еще около 20% энергии сгоревшего топлива. В сумме КПД всей установки оказывается около 58%. Паровые энергоблоки хорошо освоены. Они надежны и долговечны. Их единичная мощность достигает 800-1200 МВт, а коэффициент полезного действия (КПД), представляющий собой отношение произведенной электроэнергии к теплотворности использованного топлива, составляет до 40-41%, а на наиболее совершенных электростанциях за рубежом — 45-48%. Также уже длительное время в энергетике используются газотурбинные установки (ГТУ). Это двигатель совершенно иного типа. В ГТУ атмосферный воздух сжимается до 15-20 атмосфер, в нем топливо сжигается с образованием высокотемпературных (1200-1500 °С) продуктов сгорания, которые расширяются в турбине до атмосферного давления. Вследствие более высокой температуры турбина развивает примерно вдвое большую мощность, чем необходимо для вращения компрессора. Избыток ее используется для привода электрического генератора. Температура отработавших в них газов составляет 550-620 °С. Вследствие принципиальной простоты цикла и схемы стоимость газотурбинных установок существенно ниже, чем паровых. Они занимают меньше места, не нуждаются в охлаждении водой, быстро запускаются и изменяют режимы работы. ГТУ легче обслуживать и полностью автоматизировать.

Так как рабочей средой газовых турбин являются продукты сгорания, сохранять работоспособность деталей, которые омываются ими, можно, только используя чистые виды топлива: природный газ или жидкие дистилляты

ГТУ быстро развиваются, с повышением параметров, единичной мощности и КПД.

Разумеется, тепло отработавших в ГТУ газов может быть использовано. Проще всего это сделать путем подогрева воды для отопления или выработки технологического пара. Количество произведенного тепла оказывается несколько больше, чем количество электроэнергии, а общий коэффициент использования тепла топлива может достигать 85-90%.

Есть другая, еще более привлекательная, возможность заставить это тепло работать. Из термодинамики известно, что КПД наиболее совершенного цикла теплового двигателя (принцип Карно) пропорционально отношению температур подвода и отвода тепла. В ГТУ подвод тепла происходит в процессе сгорания. Температура образующихся продуктов, которые являются рабочей средой турбин, не ограничивается стенкой (как в котле), через которую необходимо передавать тепло, и может быть существенно выше. Освоено охлаждение омываемых горячими газами деталей, позволяющее поддерживать их температуры на допустимом уровне.

В паровых энергоустановках температура перегретого пара не может превышать допустимую для металлатрубкотельных пароперегревателей и таких неохлаждаемых узлов, как паропроводы, коллекторы, арматура, — она составляет сейчас 540-565 °С, а в самых современных установках — 600-620 °С.

Зато отвод тепла в конденсаторах паровых турбин осуществляется циркуляционной водой при температурах, близких к температуре окружающей среды.

Указанные особенности позволяют существенно повысить КПД производства электроэнергии путем объединения водной парогазовой установки (ПГУ) высокотемпературного подвода (в ГТУ) и низкотемпературного отвода тепла (в конденсаторе паровой турбины). Для этого отработавшие в турбине газы подаются в котел-утилизатор, где генерируется и перегревается пар, поступающий затем в паровую турбину. Вращаемый ею электрический генератор при неизменном расходе топлива в камере сгорания ГТУ увеличивает выработку электроэнергии в 1,5 раза. В итоге КПД лучших современных ПГУ составляет 55-58%. Такие ПГУ называют бинарными потому, что в них осуществляется двойной термодинамический цикл: пар в котле-утилизаторе и работа паровой турбины производятся за счет тепла, подведенного в камере сгорания ГТУ и уже отработавшего в верхнем газотурбинном цикле.

С учетом всех достоинств ПГУ наиболее важной задачей для отечественной энергетики является перевод многочисленных паровых электростанций, работающих в основном на природном газе, в парогазовые.

Привлекательными особенностями таких ПГУ, помимо высоких КПД, являются умеренная удельная стоимость (в 1,5-2 раза ниже, чем паровых энергоблоков близкой мощности), возможность сооружения за короткое (два года) время, вдвое меньшая потребность в охлаждающей воде, хорошая маневренность.

Значительно повысить эффективность ТЭЦ, работающих на природном газе, можно путем использования в них газотурбинных и парогазовых установок.

Целесообразны следующие направления их применения:

1. Газотурбинные ТЭЦ, в которых газы после ГТУ сбрасываются в водогрейный или паровой котел-утилизатор, где используются для выработки тепла (подогрева воды или генерирования пара) для внешних

потребителей. Схемы ГТУ-ТЭЦ наиболее просты. КПД современных ГТУ без выработки тепла близок или даже выше кпд паротурбинных ТЭЦ докритического давления на конденсационном режиме. Выработка тепла не снижает этого кпд — в отличие от паротурбинных установок, где электрическая мощность и кпд вследствие производственных (особенно при высоком давлении) и теплофикационных отборов пара значительно уменьшаются. Для увеличения выработки тепла в периоды максимальных нагрузок применяются котлы-утилизаторы ГТУ, оснащенные горелками для сжигания дополнительного топлива. Однако сжигание топлива перед котлами-утилизаторами, как и снижение тепловой нагрузки (недоиспользование тепла отработавших в ГТУ газов), уменьшает эффективность ГТУ-ТЭЦ, которые наиболее привлекательны для промышленных ТЭЦ со значительной долей стабильной паровой нагрузки. Экономически они выгодны и при резко переменном графике тепловой и электрической нагрузки.

2. ПГУ-ТЭЦ бинарного цикла. Каждая ГТУ работает на свой котел-утилизатор, в котором генерируется и перегревается пар, поступающий, например, в общий коллектор, а из него — в имеющиеся паровые турбины. Конечно, мощность паровых турбин в составе ПГУ будет ниже номинальной, но общая мощность блока при этом возрастет более чем вдвое, а его экономичность по выработке электроэнергии не будет зависеть от режима и станет существенно более высокой, чем у лучших конденсационных энергоблоков.

Такое изменение показателей радикально влияет на экономичность ТЭЦ. Суммарные издержки на выработку электроэнергии и тепла в них снизятся, а конкурентоспособность на рынках электроэнергии и тепла возрастет.

Масштабы применения ГТУ разных типов и размеров в ГТУ-ТЭЦ, газотурбинных надстройках в составе высокоэкономичных парогазовых устано

в области технического перевооружения тепловых электростанций по оценкам проектных организаций РАО «ЕЭС России» в 2002-2015 гг. могут составить: по газотурбинным установкам 20-30 МВт — 57 шт., 60-80 МВт — 147 шт., 110 МВт — 146 шт., 160-180 МВт и более — 59 шт. Их общая мощность оценена в ~40 млн кВт. Приведенные цифры следует рассматривать как минимальные, поскольку они определены в условиях отсутствия собственно ГТУ, а тем более положительного опыта их применения и реальных источников инвестиций.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б11	Бабанова Алена Валерьевна

Институт	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Направление/специальность	13.0301
Бакалавр		

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Проект реконструкции ГТУ-150 Кузнецкой ТЭЦ в парогазовую установку Прочие расходы Проектировщик – инженер Руководитель-доцент
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять на основании произведенных расчетов и из анализа отчетов объекта исследования
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления на социальные нужды-30% Районный коэффициент-30%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет экономического эффекта Расчет затрат на проектирование Определение капитальных вложений на модернизацию котельной паропреобразовательной установкой
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Эксплуатационные расходы. Расчет себестоимости
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка экономической эффективности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры менеджмента	Кузьмина Н.Г.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б11	Бабанова Алена Валерьевна		

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.1 Расчет затрат на проектирование

Для внедрения проекта следует вложить капитальные затраты, которые пойдут на приобретение оборудования, а также ряд необходимых издержек.

Вкладываются и текущие затраты, которые включают в себя заработную плату проектировщику, руководителю и социальные отчисления.

Определяем затраты на проектирование по формуле:

$$K_{пр} = I_{\text{мат}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{соц}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{зн}} + I_{\text{накл}}, \quad (6.1)$$

где $I_{\text{мат}}$ - материальные затраты,

$I_{\text{ам}}$ - амортизация оборудования,

$I_{\text{соц}}$ - социальные отчисления,

$I_{\text{пр}}$ - прочие издержки,

$I_{\text{зн}}$ - затраты на заработную плату,

$I_{\text{накл}}$ - накладные издержки.

6.1.1. Материальные затраты

$I_{\text{мат}} = 3500$ руб.

6.1.2. Издержки на амортизацию оборудования:

$$I_{\text{ам}} = T_{\text{исп}} / T_{\text{кал}} \cdot C_{\text{т}} \cdot 1 / T_{\text{сл}} \quad (6.2)$$

$$I_{\text{ам}} = 60 / 365 \cdot 29000 \cdot 1 / 7 = 681 \text{ руб.}$$

где, $T_{\text{исп}} = 60$ дней, время использования оборудования,

$T_{\text{кал}} = 365$ дней - календарный год,

$C_{\text{т}} = 29000$ руб, стоимость оборудования,

$T_{\text{сл}} = 7$ лет - срок службы оборудования.

6.1.3 Затраты на заработную плату

$$\Phi ЗП = ЗП_{\text{рук}} + ЗП_{\text{инж}} \quad (6.3)$$

где: $ЗП_{\text{рук}}$ – заработная плата научного руководителя;

$ЗП_{\text{инж}}$ – заработная плата инженера.

Таблица №1 – Перечень работ и оценка времени их выполнения

Наименование работ	Количество исполнителей	Продолжительность, в днях
Постановка задачи	НР	1
Сбор данных. Изучение работы станции ГТУ-150 Кузнецкая ТЭЦ	Инженер	20
Анализ исходной информации	Инженер	10
Составление алгоритма расчетов	Инженер	10
Утверждение расчетов	НР	1
Расчет тепловой экономичности	Инженер	15
Проверка расчетов. Исправление замечаний.	НР	1
	Инженер	5
Утверждение работы ВКР	НР	1
Итого	НР	4
	Инженер	60

Заработанная плата руководителя рассчитывается как:

$$I_{3П}^{мес} = (3П_0 \cdot K_1 + Д) \cdot K_2; (6,4)$$

где:– месячный оклад 23300 руб;

K_1 – коэффициент учитывающий отпуск 10%;

$Д$ – доплата за интенсивность труда 2200 руб;

K_2 – районный коэффициент 30%;

$$I_{3П}^{рук.мес} = (23300 \cdot 1,1 + 2200) \cdot 1,3 = 36179 \text{ рублей.}$$

Фактическая зарплата руководителя:

$$I_{3П}^{рук.факт} = \frac{I_{3П}^{рук.мес}}{21} \cdot n_{ф}; (6.5)$$

где: $I_{3П}^{мес}$ – заработанная плата руководителя за месяц;

n_{ϕ} – количество дней консультации у руководителя по факту, принимаем из таблицы 1.

$$I_{3П}^{\phi} = \frac{I_{3П}^{мес}}{21} \cdot n_{\phi} = \frac{36179}{21} \cdot 4 = 6891 \text{ руб.} \quad (6.6)$$

Заработанная плата инженера рассчитывается как:

$$I_{3П}^{мес} = 3П_0 \cdot K_1 \cdot K_2; \quad (6.7)$$

где: $3П_0$ – месячный оклад 14500 руб;

K_1 – коэффициент учитывающий отпуск 10%;

K_2 – районный коэффициент 30%;

$$I_{3П}^{инж.мес} = 14500 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 20735 \text{ руб.}$$

Но так как работа для инженера длится 60 дней (согласно таблице 1), рассчитаем зарплату:

$$I_{3П}^{инж} = \frac{I_{3П}^{инж.мес}}{21} \cdot n_{\phi} = \frac{20735}{21} \cdot 60 = 59242,8 \text{ рублей.} \quad (6.8)$$

Тогда издержки на заработанную плату составят:

$$\Phi 3П = I_{3П}^{рук.факт} + I_{3П}^{инж.мес} + I_{3П}^{инж.факт} = 6891 + 20735 + 59242,8 = 86868,8 \text{ руб.} \quad (6.9)$$

6.1.4. Социальные отчисления

$$I_{со} = \Phi 3П \cdot 0,3 = 86868,8 \cdot 0,3 = 26060,64 \text{ руб.} \quad (6.10)$$

6.1.5. Прочие затраты рассчитываются как:

$$I_{проч} = 0,1 \cdot (I_{мат} + I_{ам} + I_{зн} + I_{со}) = 0,1 \cdot (3500 + 681 + 86868,8 + 26060,64) = 11711,04 \text{ руб.} \quad (6.11)$$

6.1.6. Накладные расходы

$$I_{накл} = 200\% \cdot \Phi 3П = 200\% \cdot 86868,8 = 173737,6 \text{ руб.} \quad (6.12)$$

Тогда смета затрат на проект составит:

$$K_{пр} = I_{мат} + I_{ам} + I_{зн} + I_{со} + I_{пр} + I_{накл} \quad (6.13)$$

$$K_{пр} = 3500 + 681 + 86868,8 + 26060,64 + 11711,04 + 173,737,6 = 302559,1 \text{ руб.}$$

Все расчеты по затратам на работу приведены в таблице №2

Таблица 2. – Данные затрат на выполнение ВКР

Вид затрат	Стоимость, руб.
Материальные затраты	3500
Амортизационные затраты	681
Затраты на заработанную плату	86868,8
Социальные отчисления	26060,64
Прочие затраты	11711,04
Накладные расходы	173737,6
Итого	302559,1

6.2 Расчет эффективности реконструкции ГТУ-150

6.2.1 Расчет годовой выработки электроэнергии и отпуска тепла

Годовая выработка электроэнергии

$$\mathcal{E}_{год} = N_H \cdot h_y \quad (6.14)$$

где h_y - число часов использования установленной мощности, $h_y = 6800$ ч

$$\mathcal{E}_{год} = 205000 \cdot 6800 = 1394 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$$

Расход электроэнергии на собственные нужды 12 %

где $\mathcal{E}_{омн}$ - отпуск электроэнергии, кВт·ч:

$$\mathcal{E}_{омн} = 0,88 \cdot \mathcal{E}_{год} = 0,88 \cdot 1394 = 1226,7 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч.}$$

Годовой отпуск тепла

$$Q_{год} = Q_T \cdot \tau_T = 90 \cdot 2157 = 194 \, 130 \text{ Гкал/год,} \quad (6.15)$$

где τ_T - число часов отпуска тепла,

Q_T – часовой отпуск тепла.

Годовой расход топлива

$$B_{ум} = 3600 \cdot B_{ГТУ} \cdot h_y = 3,6 \cdot 11 \cdot 6800 = 269280 \text{ т,}$$

где $B_{ГТУ} = 11$ кг/с – расход газа (из исходных данных)

6.2.2. Определение капиталовложений

Капиталовложения в расширяемую часть

$$K_{cm} = K_m + K_o + K_{общ} = 4183 + 500 + 150 = 4833 \text{ млн.руб.} \quad (6.16)$$

K_m - затраты, относимые соответственно на турбину $K_m = 4183$ млн.руб.,

K_o - затраты, относимые соответственно на монтаж $K_o = 500$ млн.руб.

Общестанционные затраты, $K_{общст} = 150$ млн.руб.,

Данные взяты у заказчика проекта ОАО «Кузбассэнерго»

Удельные капиталовложения в строительство нового блока

$$K_y = \frac{K_{cm}}{N_H}, \quad (6.17)$$

$$K_y = \frac{K_{cm}}{N_H} = \frac{4833}{205000} = 23576 \text{ руб./кВт.}$$

6.2.3. Расчет годовых эксплуатационных расходов

Норма амортизационных отчислений на строительство энергоблока по данным Новокузнецкой ГТС составляет 3,3 %. Так как средний срок службы 30 лет.

Норма отчислений на ремонт по данным Новокузнецкой ГТС составляет 6 %.

$$I_{ам} = 4833 \cdot 3,3 \cdot 10^{-2} = 159,5 \text{ млн.руб.}$$

$$I_{рем} = K \cdot u_{рем} \cdot 10^{-2} = 4833 \cdot 6 \cdot 10^{-2} = 290 \text{ млн.руб.} \quad (6.18)$$

Численность персонала

$$N_{перс} = N_H \cdot \overline{n_{ум}}, \quad (6.18)$$

где $\overline{n_{ум}}$ - штатный коэффициент для ТЭЦ мощностью для ПГУ-205 МВт принимаем 0,5 чел./МВт [10]

$$N_{перс} = N_H \cdot \overline{n_{ум}} = 205 \cdot 0,5 = 103 \text{ чел.}, \quad (6.19)$$

Фонд заработной платы

$$\Phi = 3 \cdot N_{перс}, \quad (6.20)$$

где 3- средняя заработная плата, 3 = 28320 руб. [из документации станции]

$$\Phi = 3 \cdot N_{\text{перс}} = 28320 \cdot 103 = 2,91 \text{ млн.руб./мес.} \quad (6.21)$$

Годовые затраты на заработную плату

$$I_{\text{зпл}} = \Phi \cdot 12 = 2,91 \cdot 12 = 34,92 \text{ млн.руб/год} \quad (6.22)$$

Отчисления на социальные нужды

$$I_{\text{соц}} = 0,3 I_{\text{зпл}} = 0,3 \cdot 34,92 = 10,476 \text{ млн. руб}$$

Годовые затраты тепловой электростанции на топливо

$$I_m = B_{\text{ум}} \cdot C_m, \quad (6.23)$$

где C_m – цена топлива, $C_m = 3426$ руб/тут, - из данных станции

$$I_m = B_{\text{ум}} \cdot C_m = 269280 \cdot 3426 = 922,5 \text{ млн.руб.}, \quad (6.24)$$

Прочие расходы

$$I_{\text{проч}} = 0,2(I_{\text{ам}} + I_{\text{зпл}} + I_{\text{рем}}) = 0,2(159,5 + 34,92 + 290) = 97 \text{ млн.руб} \quad (6.25)$$

Полная величина годовых эксплуатационных затрат

$$I = I_{\text{т}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{зпл}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{проч}} + I_{\text{соц}} = 922,5 + 159,5 + 34,92 + 290 + 97 + 10,476 = 1514,4 \text{ млн.руб.} \quad (6.26)$$

6.2.4. Определение прибыли

Прибыль валовая

$$\begin{aligned} P_{\text{б}} &= \tau_{\text{э/э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{омн}} + \tau_{\text{м/э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{омн}} - I \\ P_{\text{б}} &= \tau_{\text{э/э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{омн}} + \tau_{\text{м/э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{омн}} - I = \\ &= 2,05 \cdot 1226,7 \cdot 10^6 + 1385,85 \cdot 194130 - 1514,4 \cdot 10^6 = 1263,37 \\ &\text{млн.руб.}, (6.27) \end{aligned}$$

где $\tau_{\text{э/э}}$ - средняя цена ЭЭ по году, по данным оптового рынка электроэнергии

$$\tau_{\text{э/э}} = 2,05 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\tau_{\text{м/э}} = 1385,85 \text{ руб/Гкал} - \text{тариф на теплоэнергию.}$$

6.2.5. Расчет срока окупаемости инвестиций

Срок окупаемости проекта без учета фактора времени

$$T_{\text{окуп}} = \frac{K_{\text{ст}}}{P_{\text{б}}} = \frac{4833}{1263,37} = 3,8 \text{ лет} \quad (6.28)$$