

Институт: Энергетический

Направление подготовки: 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Кафедра: Атомных и тепловых электростанций

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Перевод ГТЭС Приобского месторождения в работу на парогазовом цикле

УДК 621.438.004-048.35.001.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4А	Жаренко Никита Валерьевич		

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	Кузьмина Н.Г	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Бородин Ю.В.	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	Матвеев А.С.	К.Т.Н., доцент		

Томск – 2016 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Универсальные компетенции		
Р1	Использовать представления методологических основах научного познания и творчества, анализировать, синтезировать и критически оценивать знания	Требования ФГОС (ОК- 8, 9; ПК-4), Критерий 5 АИОР (п.2.1), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
Р2	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-3; ПК-8, 24), Критерий 5 АИОР (п.2.2), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
Р3	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации, осуществлять педагогическую деятельность в области профессиональной подготовки	Требования ФГОС (ОК-4, 5; ПК-3, 16, 17, 25, 27, 28, 32), Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
Р4	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах устойчивого развития.	Требования ФГОС (ОК-7), Критерий 5 АИОР (пп.2.4, 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
Р5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, 2, 6), Критерий 5 АИОР (п.2.6), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI

	Профессиональные компетенции	
P6	Использовать глубокие естественнонаучные, математические и инженерные знания для создания и применения инновационных технологий в теплоэнергетике	Требования ФГОС (ПК-1, 5), Критерии 5 АИОР (п.1.1), согласованные с требованиями международными стандартов EUR-ACE и FEANI
P7	Применять глубокие знания в области современных технологий теплоэнергетического производства для постановки и решения задач инженерного анализа, связанных с созданием и эксплуатацией теплотехнического и теплотехнологического оборудования и установок, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов теплоэнергетики	Требования ФГОС (ПК-2, 7, 11, 18 – 20, 29, 31), Критерий 5 АИОР (пп.1.1, 1.2, 1.5), согласованный с требованиями международными стандартов EUR-ACE и FEANI
P8	Разрабатывать и планировать к разработке технологические процессы, проектировать и использовать новое теплотехнологическое оборудование и теплотехнические установки, в том числе с применением компьютерных и информационных технологий	Требования ФГОС (ПК-9, 10, 12 – 15, 30), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международными стандартов EUR-ACE и FEANI
P9	Использовать современные достижения науки и передовой технологии в теоретических и экспериментальных научных исследованиях, интерпретировать и представлять их результаты, давать практические рекомендации по внедрению в производство	Требования ФГОС (ПК-6, 22 – 24,), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международными стандартов EUR-ACE и FEANI
P10	Применять методы и средства автоматизированных систем управления производства, обеспечивать его высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на теплоэнергетическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС (ПК-21, 26), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международными стандартов EUR-ACE и FEANI

P11	Готовность к педагогической деятельности в области профессиональной подготовки	Требования ФГОС (ПК-32), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международными стандартами EUR-ACE и FEANI
-----	--	--

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

Институт Энергетический
Направление подготовки 13.04.01 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:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ3А	Жаренко Никита Валерьевич

Тема работы:

Перевод ГТЭС Приобского месторождения в работу на парогазовом цикле	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.04.2016 №3056/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

20 мая 2016 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
<i>(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.).</i>	Целью обзора является сбор и обобщение информации об опыте применения, современном уровне развития и потенциале парогазовой технологии в мире и в России. Объектом исследования в работе является Приобская ГТЭС. Предметом исследования выступают варианты развития станции с применением передовых технологий.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Введение 2. Обзор парогазовых технологий и опыта эксплуатации ПГУ. 3. Разработка ПГЭС <ol style="list-style-type: none"> 3.1. Обоснование тепловой схемы 3.2. Расчеты тепловой схемы 3.3. Расчеты котла-утилизатора 4. Расчеты оборудования 5. Технического водоснабжения 6. Расчет выбросов и концентраций 7. Общестанционные системы 8. Принципиальная тепловая схема ПГЭС 9. Генеральный план 10. Компоновка корпусов 11. Финансовый менеджмент 12. Социальная ответственность 13. Заключение
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Принципиальная тепловая схема, компоновка главного корпуса, генеральный план станции</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Н.Г. Кузьмина, Ст. преподаватель кафедры менеджмента</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Ю.В. Бородин, Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Введение, Обзор парогазовых технологий и опыта эксплуатации ПГУ, Заключение.</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>28 января 2016 года</p>
--	-----------------------------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4А	Жаренко Никита Валерьевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 141 страниц, 25 рисунков, 35 таблиц, 21 источника и 3 приложений.

Ключевые слова: котел–утилизатор, газотурбинная установка, паротурбинная установка, газотурбинная станция, парогазовая станция.

Объектом исследования является Приобская ГТЭС.

Цель работы – перевод Приобской ГТЭС в работу на парогазовом цикле.

В процессе исследования проводилось обоснование, выбор схемы котла–утилизатора, расчет парогазового цикла на нерасчетные температуры наружного воздуха. Также был выполнен тепловой конструкторский расчет котла–утилизатора и его аэродинамический расчет, было выбрано основное и вспомогательное оборудование, произведен расчет выбросов и концентраций вредных веществ в атмосфере, рассчитано техническое водоснабжение и выбрано оборудование для нее.

В результате проектирования были выявлены преимущества использования парогазового цикла.

Оглавление

Введение	9
1. Обзор парогазовых технологий и опыта эксплуатации ПГУ	11
1.1. Тепловые испытания ГТУ SGT–800 мощностью 45 МВт.....	11
1.2. Перспективы повышения экономичности ГТУ и ПГУ	17
1.3. Парогазовая установка ПГУ–410.....	20
2. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	25
Графический материал на отдельных листах:	
ФЮРА. 31 1124.001	
ФЮРА. 31 1124.002	
ФЮРА. 31 1124.003	
ФЮРА. 31 1124.004	

Введение

Новые энергетические установки в стране долгое время не строились в связи с возникшим после перестройки избытком генерирующих мощностей. Действующие тепловые электростанций (ТЭС) и их оборудование устарели. Низкие по сравнению с мировыми показателями

КПД, большой объём ремонтно-восстановительных работ, большая численность обслуживающего персонала, повышенные выбросы в окружающую среду [4].

Одним из важнейших мероприятий, для повышения эффективности ТЭС, является вывод из эксплуатации старого низкоэкономичного оборудования и замена его перспективным, которое, в свою очередь обеспечивает радикальное снижение затрат на производство электроэнергии и тепла, уменьшает выбросы в окружающую среду и ремонтные затраты, снижает расход топлива. Для электростанций, использующих природный газ, это означает постепенный вывод из эксплуатации всех конденсационных паросиловых установок, и заменить их парогазовыми (ПГУ). При наличии в стране 35 млн. кВт конденсационных паровых мощностей, в результате данной замены экономия будет составлять 12 млрд. м³ природного газа в год. Перевод ТЭС на парогазовые технологии также обеспечит огромные материальные выгоды [4].

Сегодня газотурбинные (ГТУ) и созданные с их использованием ПГУ заняли прочное место в мировой энергетике. Серийно выпускаются ГТУ мощностью 300 – 400 МВт с КПД до 40%. На их основе строятся ПГУ мощностью 500 – 600 МВт с одной ГТУ и 1000 – 1200 МВт с двумя ГТУ при КПД нетто до 60% [4].

На базе ГТУ серии H фирмы General Electric Energy построено шесть ПГУ (одна в Великобритании (Уэллс), три в Японии, две в США), имеющих КПД свыше 60%. Фирма Siemens создала ГТУ мощностью 375 МВт, построила ПГУ мощностью 575 МВт с КПД более 60 %. Фирма Mitsubishi Heavy Industries (МНИ) объявила о создании ГТУ мощностью 470 МВт на начальную температуру газов 1600 °С, на базе которой будет создана и введена в эксплуатацию в 2016 г. одновальная ПГУ мощностью 680 МВт с КПД 61 %. В амбициозном национальном японском проекте предсказывается создание к 2020 г. ГТУ на начальную температуру газов 1700 °С и ПГУ с КПД 62 – 65 % [7].

Ежегодно вводится в среднем 300 новых энергетических ГТУ суммарной мощностью 50 – 70 ГВт и стоимостью более 10 млрд. дол. Примерно такой же объём вводов прогнозируется на 10-летнюю перспективу [4].

Данная тема актуальна, т.к. в настоящее время строительство мощных ПГУ на базе высокотемпературных ГТУ, которые используют природный газ в качестве топлива, является преобладающей направленностью в наращивании энергетических мощностей в мире и в нашей стране. Это связано с такими факторами, как, высокая экономичность и экологическая чистота, относительно малая стоимость природного газа и ГТУ, короткое время возведения электростанции.

В нашей дипломной работе рассматривается Приобская газотурбинная станция (ГТЭС) установленной электрической мощностью 315 МВт, тепловой – 37,2 МВт (32 Гкал/ч), и перевод данной станции в работу по парогазовому циклу. Режим работы – базовый, непрерывный, количество часов использования установленной мощности составляет 7400 ч/год. Потребителям отпускается электроэнергия напряжением 110 кВ, а на собственные нужды ГТЭС – напряжением 10,5 кВ и 0,4 кВ.

На станции установлено семь ГТУ типа SGT 800 компании «Siemens». Номинальная мощность ГТУ составляет 45 МВт. Также установлено четыре водогрейных котла Vitomax 200 компании «Viessmann», предназначенные для получения горячей воды температурой до 120°C, которая используется в системах отопления, вентиляции, а также для горячего водоснабжения и технологических нужд.

1. Обзор парогазовых технологий и опыта эксплуатации ПГУ

Целью данного раздела является рассмотрение передовых технологий в области газотурбинных установок и рассмотрение их в работе по парогазовому циклу.

1.1. Тепловые испытания ГТУ SGT–800 мощностью 45 МВт

Газотурбинная теплоэлектростанция Коломенское, сооруженная для выработки электрической и тепловой энергии, расположена в промышленной зоне Южного административного округа г. Москвы [1].

Принципиальная схема газотурбинных блоков ГТЭС Коломенское, спроектированной по блочному принципу, приведенная на рисунке 1. В состав каждого блока входят: ГТУ типа SGT–800 производитель «Siemens» номинальной мощностью 45 МВт; водогрейный котел–утилизатор КУВ-60/150 производительностью 57 Гкал/ч производства ОАО«Подольский машиностроительный завод»; дымовая труба высотой 3,1 м; два (один резервный) сетевых насоса СЭ–1250–140–11 производительностью 1250м³/ч и напором 140 м; один насос рециркуляции ТР–100–820 производительностью от 45 до 225 м³ и напором 50 м с частотно–регулируемым приводом для обеспечения точного регулирования. Установленная мощность электрическая – 135 МВт, тепловая – 171 Гкал/ч [1].

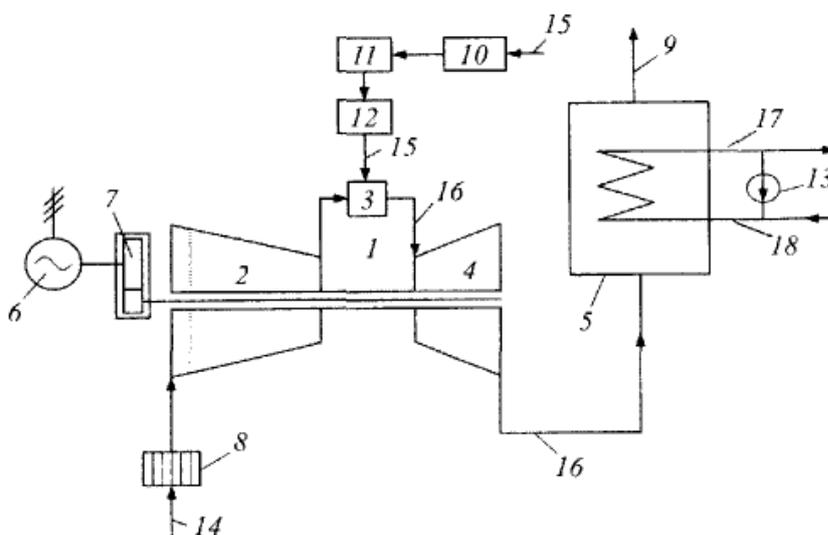


Рисунок 1 – Принципиальная схема газотурбинного энергоблока

1– ГТУ; 2 – компрессор; 3 – камера сгорания; 4 – турбина; 5 – котел-утилизатор; 6 – электрогенератор; 7 – редуктор; 8 – воздухозаборное устройство (КВОУ); 9 – в дымовую трубу; 10 – пункт подготовки газа; 11– газодожимной компрессор; 12 – блок измерения; 13 – насос рециркуляции; 14 – воздух из атмосферы; 15 – природный газ; 16 – продукты сгорания; 17 – трубопровод прямой сетевой воды; 18 – трубопровод обратной сетевой воды.

На ГТЭС Коломенское испытания трех ГТУ были проведены при различных атмосферных условиях: летом ($+15 < t_{\text{рас}} < +33^{\circ}\text{C}$), весной – осенью ($-2 < t_{\text{рас}} < +3^{\circ}\text{C}$) и зимой ($-10 < t_{\text{рас}} < -23^{\circ}\text{C}$) в процессе штатной эксплуатации ГТУ. Характеристики ГТУ полученные при разных наружных температурах представлены на рисунке 2 [1].

При номинальной нагрузке 45 МВт КПД ГТУ составляет 36,9 – 37,7%, при половинной нагрузке – примерно 29%; относительный расход тепла топлива на холостом ходу $Q_{\text{хх}}=0,26Q_{\text{ном}}$ [1].

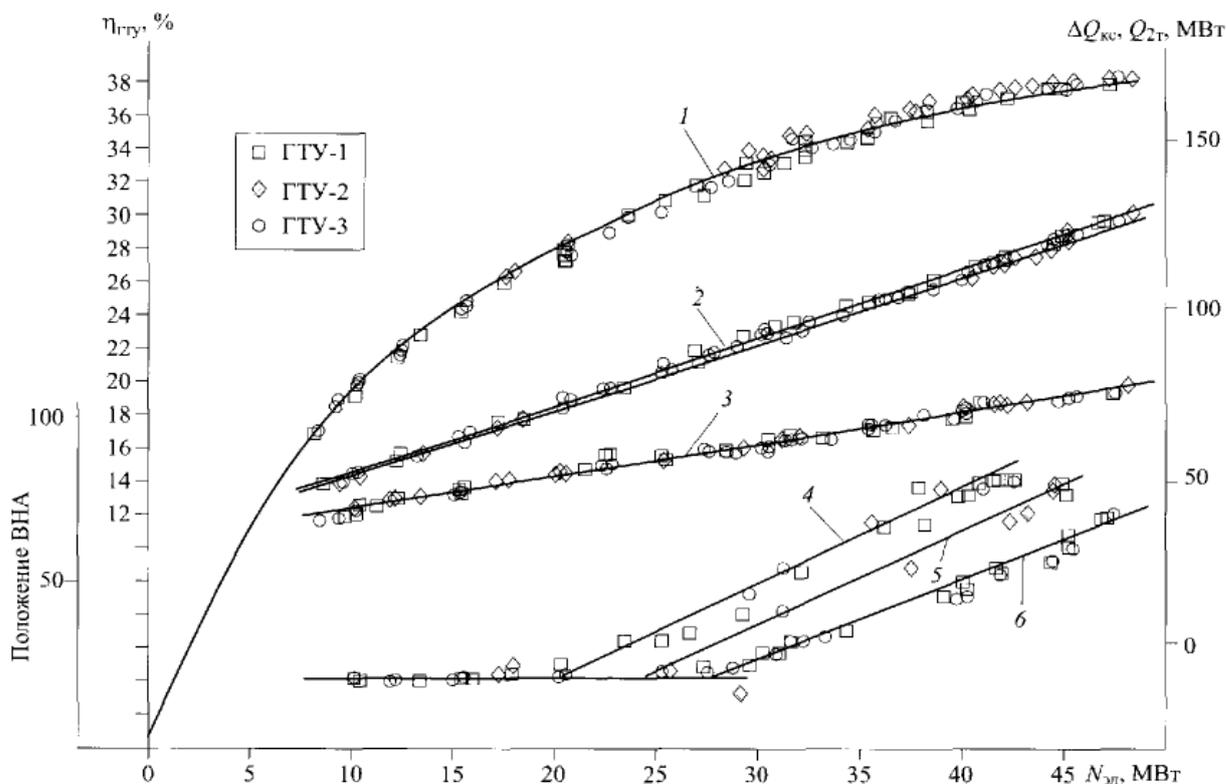


Рисунок 2 – Зависимости расходов тепла, КПД ГТУ и положения ВНА от электрической нагрузки:

1 – КПД ГТУ; 2 – расход тепла, подведенного с топливом в камеру сгорания;
 3 – энтальпия отработавших газов в турбине газов; 4,5,6 – перемещение
 указателя положения ВНА при температуре наружного воздуха, равного 20 –
 30°C, 0°C и – 20°C соответственно

Изменение других характеристик параметров установки SGT-800 при
 частичных нагрузках показаны на рисунке 2 и 3 [1].

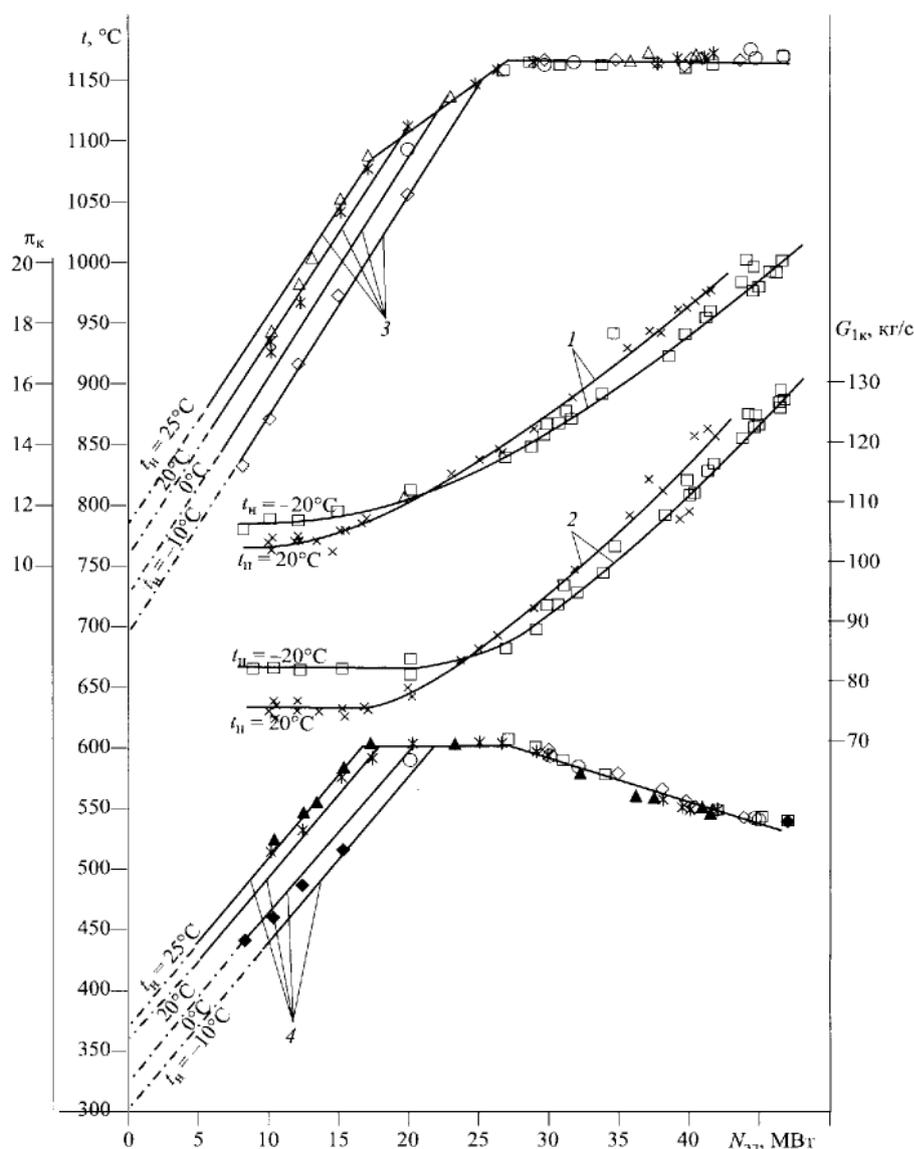


Рисунок 3 – Зависимости параметров ГТУ-1 при различной температуре
 наружного воздуха от электрической нагрузки:

1 – степень сжатия; 2 – расход воздуха; 3 – температура газов на входе в

турбину; 4 – температура газов за турбиной

Нагружение ГТУ от холостого хода начинается при закрытом ВНА компрессора путем увеличения расхода топлива и продолжается до повышения температуры газов за турбиной до 600°С [1].

При дальнейшем нагружении с увеличением расхода топлива температура газов за турбиной поддерживается постоянной. Для этого начинается открытие ВНА компрессора, увеличивающее расход воздуха и степень сжатия. Температура газов перед турбиной при этом возрастает до номинального значения 1170 – 1180°С [1].

Нагружение ГТУ до номинального значения продолжается до полного открытия ВНА при постоянной температуре газов перед турбиной. Зависимости расхода тепла в камеру сгорания и энтальпии отработавших в турбине газов строго линейны, и независимы от наружных условий [1].

Теплофикационные характеристики ГТУ показаны на рисунке 4. При номинальной нагрузке ГТУ может вырабатывать 53–57 Гкал/ч тепла. Также тепловые нагрузки ГТУ привязаны к электрическим и не могут независимо изменяться [1].

Для теплофикационных ГТУ характерны очень высокие коэффициенты использования тепла топлива:

$$\eta_{\text{ТТ}} = \frac{(N_{\text{эл}} + Q_{\text{ТФ}})}{Q_{\text{ТОПЛ}}} = 89 \div 94\%. \quad (1.1.1)$$

Увеличение выработки тепла и коэффициента использования тепла топлива при повышении температуры наружного воздуха объясняется снижением температуры обратной сетевой воды на 15 – 25°С и вследствие этого более глубоким охлаждением газов в котле–утилизаторе.

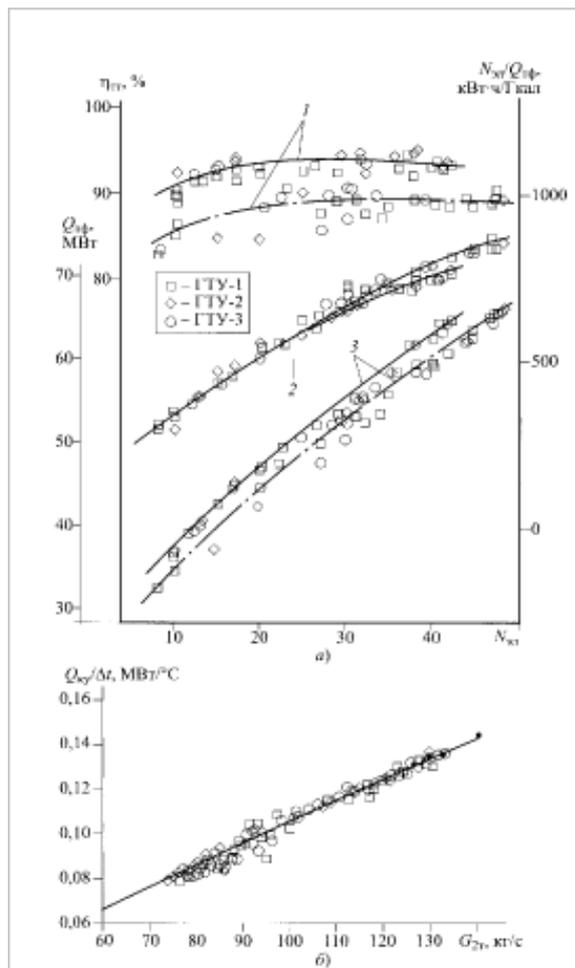


Рисунок 4 – Теплофикационные характеристики ГТУ :

а – зависимость показателей от электрической нагрузки; б – удельная теплопроизводительность котла–утилизатора; 1 – коэф. использования тепла топлива; 2 – выработка электроэнергии на тепловом потреблении; 3 – тепловая нагрузка; 4 – прямая линия при $t_{нар} = 25-30^\circ C$; штрихпунктирная – при $t_{нар} = -20^\circ C$

Для газотурбинных установок ГТЭС Коломенское характерны высокие параметры цикла: температура газов перед турбиной $1180^\circ C$, степень повышения давления 19 и высокая экономичность: электрический КПД 37,5 %, коэффициент использования тепла топлива 89 – 94 %.

Показатели ГТУ оставались стабильными , когда на них проводились испытания.

1.2. Перспективы повышения экономичности ГТУ и ПГУ

Исторически основными способами повышения экономичности газотурбинных циклов было промежуточное охлаждение воздуха при сжатии и подогрев продуктов сгорания при расширении, регенерация тепла и различные формы введения воды в рабочее тело ГТУ .

В настоящее время такие способы утратили актуальность. Накоплен большой опыт проектирования, производства и эксплуатации газотурбинных установок. Сложился конструктивный облик мощных энергетических ГТУ. Любые новации за пределами этого опыта требуют длительного времени и связаны с большими рисками, поэтому перспективные ГТУ большой мощности целесообразно разрабатывать по простому термодинамическому циклу.

На тепловые показатели ГТУ влияет начальная температура газов. За рубежом сегодня серийно производят ГТУ с начальной температурой 1350–1500°С, спроектированы и осваиваются ГТУ с более высоким уровнем температуры –1600°С; проводятся разработки ГТУ на 1700°С [2].

Для того чтобы отечественные ГТУ были конкурентоспособны, их также не обходимо проектировать на начальную температуру газов $t_{1T} > 1600$ °С. Для повышения температуры необходимо решить много проблем: разработать эффективные системы охлаждения деталей, усовершенствовать их материалы и покрытия, разработать и освоить экономически приемлемые технологии изготовления деталей, прежде всего лопаток турбин, создать системы сжигания топлив, обеспечивающие допустимые выбросы NO_x и CO на рабочих режимах .

Другой важный параметр – степень повышения давления в цикле. При заданных значениях начальной температуры газов и внутренних показателей, влияющих на совершенство ГТУ (КПД турбомашин, расходов воздуха на охлаждение, потерь давления в трактах и др.), имеются два оптимума степени сжатия – по удельной работе и по КПД.

Оптимальное значение степени сжатия, при котором удельная стоимость агрегата оказывается минимальной, в перспективных ГТУ составляет 20–25. Он близок также к оптимальному значению по КПД бинарных парогазовых установок с соответствующими ГТУ. [2].

В перспективной ГТУ температура отработавших в турбине газов t_{2T} должна быть на уровне 630–650°C, что позволяет свободно выбрать параметры свежего пара в паровом контуре и уменьшить поверхность нагрева пароперегревателей [2].

Первые разработки газотурбинных двигателей 80 лет назад начинались с водяного охлаждения лопаток турбины. В СССР работы в этом направлении на крупных экспериментальных установках проводились в 1965–1975 гг. в ВТИ, ЦКТИ и МВТУ. Также проект ГТУ с водоохлаждаемой турбиной, был выполнен в США компанией General Electric. Практической реализации проекты с водяным охлаждением турбин не получили.

В 1990-х годах в США и Японии были развёрнуты программы создания мощных ГТУ с паровым охлаждением турбин.

Компанией General Electric была построена ГТУ 9Н, компанией Mitsubishi – 501Н. Полученный при применении парового охлаждения опыт показал, что оно усложняет конструкцию и эксплуатацию и ограничивает маневренность ГТУ [2].

С учётом результатов работ по охлаждению деталей газовой турбины водой и паром, при разработке перспективной ГТУ следует применять воздушное охлаждение деталей.

Для более эффективного охлаждения деталей ГТ необходимо разработать: конструкции трактов внутреннего конвективного охлаждения лопаток, системы выпуска воздуха на омываемые газами поверхности для создания защитных плёнок, конструкции трактов подвода.

Высокотемпературные детали современных ГТУ изготавливают из жаропрочных сложнелегированных сплавов на основе никеля. На лопатки в современных ГТУ наносят сложное многослойное покрытие, которое

увеличивает термическое сопротивление стенки лопатки и снижает температурное напряжение металла. Современные лопатки турбин изготавливают методом точного литья: в обычных условиях равноосными, в более жёстких – с направленной кристаллизацией, в экстремальных – монокристаллическими .

Для проектирования современных ГТУ применяют трёхмерное проектирование проточной части компрессора и турбины, также учитываются концевые эффекты и смещения с охлаждающим воздухом.

При проектировании компрессора балансируется напорность и экономичность ступеней так, чтобы при их небольшом числе сохранить высокий КПД и запас устойчивости при номинальных оборотах.

С помощью поворотных направляющих аппаратов компрессора должно обеспечиваться снижение его производительности на 40% или более при приемлемых значениях КПД компрессора [2].

В камере сгорания должно происходить полное сгорание топлива с образованием NOx в количестве не более 50 мг/м при нормальных условиях. Для сохранения полноты сгорания, в широком диапазоне изменений нагрузки предусматривается распределение топлива по нескольким каналам и дискретное включение или отключение их в зависимости от режима [2].

В таблице 1 представлены перспективные ГТУ фирм–разработчиков.

Таблица 1 – Перспективные ГТУ фирм–разработчиков [2]

Параметр	Тип ГТУ и фирма–производитель							
	GT–26 Alstom	V94, 3A Ansaldo	9FA General Electric	9FB General Electric	701FA Mitsubishi	701G2 Mitsubishi	SGT5–400F Siemens	SGT5–8000H Siemens
Мощность ПГУ нетто, МВт	424/850,3	411/820,3	390,8/786,9	437,2/872	46435/932,1	498/999,4	423/848	570/1140
КПД ПГУ, %	58,3/584,2	57,8/57,1	56,7/57,1	58,6/58,4	59,5/59,7	58,4/58,6	58,4/58,5	60/60
Мощность ГТУ, МВт	292,1/584,2	256,2/512,3	284,2/68,4	312,1/624,2	312,1/624,2	334/668	288/576	375/750
Мощность ПТ, МВт	131,9/267,9	134,6/274,3	134,6/274,3	153/303,6	152,4/307,9	164/331,4	135/272	195/390
Температура газов за ГТ, °С	615	599	599	614,7	597	587	577	625
Расход газов за ГТ, °С	653,8/130,7	643,5/1287	643,5/1287	655,7/1311,4	703,2/1406,4	737,8/1475,6	692,8/1386,5	830/1660
Удельная работа ПТ, кДж/кг	201,8/204,9	209/213	209/213	223/235	216/219	222,3/224,6	189/191	235/235

1.3. Парогазовая установка ПГУ–410

Основу парогазовой установки ПГУ-410 на Краснодарской ТЭЦ составляет современная мощная высокоэффективная ГТУ типа M701F4 японской фирмы Mitsubishi. Кроме неё, в состав ПГУ, работающей по схеме 1+1, входит также котёл-утилизатор производства ОАО «ЭМАльянс» и теплофикационная паровая турбина типа Т-1137145-12,4 производства ОАО "Уральский турбинный завод" [3].

Газотурбинная установка представляет собой одновальный однокорпусный агрегат на частоту вращения 3000 об/мин, соединённый с электрическим генератором, охлаждаемым водородом. Горячие газы из турбины через осевой диффузор поступают в КУ, из которого, проходя глушитель, отводятся в атмосферу через дымовую трубу. ГТУ может работать только с пропуском газов через КУ, байпасирования его не предусмотрено [3].

Котёл-утилизатор трёх давлений выполнен вертикальным (башенного типа) с естественной циркуляцией и змеевиковыми поверхностями нагрева.

Парогазовая установка Краснодарской ТЭЦ при работе на природном газе имеет следующие основные показатели [3]:

- мощность ГТУ – 303,8 МВт;
- мощность ПТ – 145,7 МВт;
- мощность ПГУ брутто – 449,5 МВт;
- электрический КПД ПГУ – 57,8%.

Принципиальная тепловая схема ГТУ типа М701F4 показана на рисунке 5.

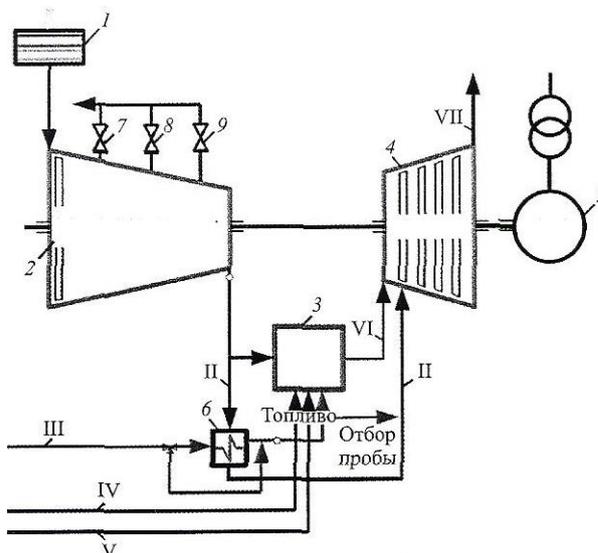


Рисунок 5 – Принципиальная тепловая схема ГТУ:

- 1 — комплексное воздухоочистительное устройство; 2 — компрессор;
- 3 — камера сгорания; 4 — турбина; 5 — электрический генератор; 6 — подогреватель природного газа; 7, 8 и 9 — антипомпажные клапаны; I — воздух из атмосферы; II — воздух на охлаждение ротора турбины; III — природный газ; IV — жидкое топливо; V — обессоленная вода для смешения с жидким топливом; VI – продукты сгорания ; VII — в котел-утилизатор

Засасываемый из атмосферы через комплексное воздухоочистительное устройство (КВОУ) воздух сжимается в

17-ступенчатом осевом компрессоре с поворотными лопатками входного направляющего аппарата (ВНА). Для обеспечения надёжной, устойчивой и эффективной работы компрессора при пусках и остановах за 6, 11 и 14-й ступенями устроены сбросы воздуха через антипомпажные клапаны [3].

Трубчато–кольцевая камера сгорания (КС) состоит из 20 жаровых труб, расположенных вокруг оси машины. Она выполнена малоэмиссионной, с подавлением вредных выбросов оксидов азота путём сжигания предварительно подготовленной топливовоздушной смеси. Для повышения устойчивости работы камеры сгорания при частичных нагрузках предусмотрено байпасирование горелок через клапан, перепускающий использованный для горения воздух на выход из КС [3].

Особенностью тепловой схемы ГТУ является наличие теплообменника, в котором осуществляется подогрев газообразного топлива за счёт передачи тепла от воздуха полного давления, отбираемого из компрессора для охлаждения ротора турбины. Температура подаваемого в КС топлива может увеличиваться при этом приблизительно до 200 °С [3].

Турбина состоит из четырёх ступеней с лопатками реактивного типа. Турбинные лопатки первых ступеней выполнены с высокоэффективным охлаждением и термобарьерными покрытиями, обеспечивающими также их защиту от коррозии и механического износа. Рабочие лопатки третьей и четвёртой ступеней турбины обандажены [3].

Сборный дисковый ротор турбогруппы, стянутый по хиртовым соединениям стяжными болтами, опирается на две опоры через сегментные подшипники с двумя качающимися вкладышами. Опора со стороны компрессора неподвижна, тогда как опора со стороны турбины может перемещаться, компенсируя осевые тепловые расширения агрегата [3].

Вал ГТУ соединяется с электрическим генератором с холодной стороны компрессора жёсткой муфтой [3].

Корпус турбогруппы выполнен с горизонтальным разъёмом, облегчающим техническое обслуживание и обеспечивающим вместе с

соответствующими конструкциями направляющих аппаратов компрессора, диафрагм турбины и хвостовых соединений лопаток возможность (при необходимости) осмотра и снятия лопаток без выемки ротора [3].

Кроме турбогруппы, в комплект ГТУ входят: воздухозаборный тракт (с КВОУ), выходной диффузор, топливные системы, гидравлическая маслосистема регулирования, система смазки, система охлаждающего воздуха, антипомпажная система с пневматическим управлением клапанами, дренажная система, система вентиляции контейнера ГТУ, система промывки проточной части, система обнаружения возгораний и пожаротушения, системы контрольно-измерительных приборов, автоматического контроля и управления [3].

Регулирование электрической мощности ГТУ осуществляется согласованным изменением расходов воздуха через компрессор (с помощью ВНА) и топлива. ГТУ допускает изменение нагрузки от холостого хода до номинальной со скоростью до 20 МВт/мин [3].

Пуск ГТУ осуществляется собственным ЭГ, работающим в режиме синхронного двигателя с питанием током переменной частоты, через тиристорный преобразователь (ТПУ) с расчётной мощностью 3,5 МВт [3].

При пуске ГТУ факел в КС зажигается при частоте вращения ГТУ примерно 700 об/мин с помощью двух запальных устройств, установленных в восьмой и девятой жаровых трубах. Запальники приспособлены для работы на природном газе и жидком топливе, которые подаются в систему зажигания от соответствующих топливных систем. Совместная работа ГТУ с ТПУ продолжается до частоты вращения порядка 2000 об/мин. Помимо запуска ГТУ, ТПУ обеспечивает вентиляцию тракта ГТУ и КУ, а также вращение ротора при промывке компрессора [3].

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

Студент:

Группа	ФИО
5БМ4А	Жаренко Никита Валерьевич

Институт	ЭНИН	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	Теплоэнергетика и теплотехника

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	- Суммарная стоимость оборудования, монтажа и строительства - 10374 млн. руб. - тариф за электроэнергию в ХМАО составляет 2,44 руб/(кВт/ч)
2. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	- 20% от прибыли

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Перспективность научно-технической разработки выше среднего. Для дальнейшего повышения ее эффективности необходимо использование более современных технологий, а также привлечение высококвалифицированных специалистов в команду проекта.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	- План проекта (календарный план НИИ) - Бюджет проекта исследования (планируемые затраты на выполнения НИИ)
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Проект является экономически эффективным</i>

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	-		

2. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Составление таблицы занятости участников проекта

Для определения капитальных вложений на разработку системы определим объём и продолжительность необходимых работ. Перечень и сроки выполнения работ приведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Перечень работ и их продолжительность по времени, распределение по исполнителям

Наименование работ	Исполнители		кол-во дней
	Должность	Количество	
Получение задания	Инженер 10 р.	1	1
	Научный руководитель 15 р.	1	
Сбор и изучение материала	Инженер 10 р.	1	28
Обзор парогазовых технологий и опыта эксплуатации ПГУ	Инженер 10 р.	1	5
Разработка ПГ ТЭС	Инженер 10 р.	1	16
Расчет–котла утилизатора	Инженер 10 р.	1	8
Вопросы экологии	Инженер 10 р.	1	4
Консультация	Научный руководитель 15 р.	1	5
	Инженер 10 р.	1	5
Социальная ответственность	Инженер 10 р.	1	7
Составление отчета	Инженер 10 р.	1	10
Проверка отчета	Научный руководитель 13 р.	1	3
Исправление ошибок и замечаний	Инженер 10 р.	1	3
Сдача работы	Инженер 10 р.	1	1
Итого:	Научный руководитель 15 р.	1	9
	Инженер 10 р.	1	96

Смета затрат на разработку проекта

В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- амортизация;
- полная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- прочие расходы;
- накладные расходы.

а) Материальные затраты

Стоимость расходных материалов, используемых при разработке проекта, примем равным $I_{\text{мат}}=1000$ руб.

б) Амортизация

Рассчитаем отчисления на амортизацию компьютерной техники, используемой при разработке проекта.

$$I_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{КТ}}}{T_{\text{кал}}} \cdot \frac{Ц_{\text{КТ}}}{T_{\text{сл}}} = \frac{82}{365} \cdot \frac{40000}{8} = 1164 \text{ руб.},$$

где $T_{\text{КТ}}$ – время, использования компьютерной техники, 82 дней;

$T_{\text{кал}}$ – календарное время, 365 дней;

$Ц_{\text{КТ}}$ – стоимость компьютерной техники, 40000 руб.;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы компьютерной техники, 8 года.

в) Затраты на оплату труда

– выплаты заработной платы за фактически выполненную работу, исходя из сдельных расценок, тарифных ставок и должностных окладов в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда;

– выплаты стимулирующего характера по системным положениям;

– выплаты, обусловленные районным регулированием оплаты труда (выплаты по районным коэффициентам).

Зарботную плату инженера, участвующего в разработке проекта рассчитаем по формуле:

$$ЗП_{ин} = ЗП_о \cdot k_1 \cdot k_2 = 14500 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 20735 \text{ руб.},$$

где $ЗП_о$ – базовый оклад, 14 500 руб, k_1 – коэффициент, учитывающий неотработанное время (отпуск) $k_1=1,1$, k_2 – районный коэффициент; $k_2=1,3$.

Рассчитаем зарботную плату для научного руководителя:

$$ЗП_{нр} = (ЗП_о \cdot k_1 + Д) \cdot k_2 = (23300 \cdot 1,1 + 2200) \cdot 1,3 = 36179 \text{ руб.},$$

где $ЗП_о$ – базовый оклад, 23300 руб.;

Д – доплата за интенсивность труда, 2000 руб.

Зарботная плата исполнителей за выполнение проекта определится по следующей формуле:

$$ЗП_{проект} = \frac{ЗП_{осн}}{21} \cdot n, \text{ руб.},$$

где 21 – количество рабочих дней в месяце, n – количество рабочих дней, потраченных на выполнение проекта.

Зарботная плата руководителя за выполнение проекта:

$$ЗП_{проект} = \frac{36179}{21} \cdot 9 = 15505 \text{ руб.}$$

Зарботная плата инженера составит:

$$ЗП_{проект} = \frac{20735}{21} \cdot 96 = 94788 \text{ руб.}$$

Общий фонд зарботной платы исполнителей проекта составит:

$$\Phi ЗП = ЗП_{нр} + ЗП_{ин} = 15505 + 94788 = 110293 \text{ руб.}$$

г) Отчисления на социальные нужды

В данном разделе отражается размер обязательных отчислений по установленным законодательством нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда, государственного фонда занятости и медицинского страхования от элемента «затраты на оплату труда».

Отчисления на социальные нужды составят 30% от фонда оплаты труда, их величина составит:

$$I_{сн} = 0,3 \cdot \Phi ЗП = 0,3 \cdot 110293 = 33087 \text{ руб.}$$

д) Прочие расходы

Прочие расходы определяются как 10 % от суммы материальных затрат, отчислений на амортизацию, фонда заработной платы и социальных отчислений:

$$I_{пр} = 0,1 \cdot (I_{мат} + I_{ам} + \Phi ЗП + I_{сн}) = 0,1 \cdot (1000 + 1164 + 110293 + 33087) = 14554 \text{ руб.}$$

е) Накладные расходы

Накладные расходы определяются как 200 % от размера заработной платы и составят:

$$I_{нр} = 2 \cdot \Phi ЗП = 2 \cdot 110293 = 220586 \text{ руб.}$$

Все результаты расчетов сведем в таблицу 29.

Таблица 29 – Смета затрат на проект

Статьи расходов	Сумма, руб.	Структура затрат, %
Материальные затраты	1000	0,26
Отчисления на амортизацию	1164	0,31
Оплата труда исполнителей	110293	29
Отчисления на социальное страхование	33087	8,7
Прочие расходы	14554	3,8
Накладные расходы	220586	58
Себестоимость проекта	380684	100

В результате технико-экономического обоснования была составлена смета затрат из которой получили, что себестоимость проекта численно равна 380684 рубля.