

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

Институт: Энергетический
Направление подготовки 130401 Теплоэнергетика и теплотехника
Кафедра Атомных и тепловых электростанций

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЭС С ВНУТРИЦИКЛОВОЙ ГАЗИФИКАЦИЕЙ НА БАЗЕ ГАЗОГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ ПРЯМОТОЧНО-ВИХРЕВОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЕЙ (ПВГУ)

УДК 621.311.22.003.13:662.76.032

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4Б	АРНСТ Юлия Александровна		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	А.А. Фигурко	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподавателька- кафедры атомных и теп- ловых электростанций	М.А. Вагнер	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2016 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	Универсальные компетенции	
P1	Использовать представления о 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 <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P2	<i>Активно владеть иностранным языком</i> 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 <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P3	Эффективно работать индивидуально, в качестве <i>члена и руководителя группы</i> , состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность <i>следовать корпоративной культуре</i> 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 <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P4	Демонстрировать <i>глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов</i> инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i> .	Требования ФГОС (ОК-7), Критерий 5 АИОР (пп.2.4, 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P5	<i>Самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, 2, 6), Критерий 5 АИОР (п.2.6), согласованный с требованиями международных стан-

		дартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
	Профессиональные компетенции	
P6	Использовать <i>глубокие</i> естественно-научные, математические и инженерные <i>знания</i> для создания и применения <i>инновационных</i> технологий в теплоэнергетике	Требования ФГОС (ПК-1, 5), Критерии 5 АИОР (п.1.1), согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P7	Применять <i>глубокие знания</i> в области современных технологий теплоэнергетического производства для постановки и решения задач <i>инженерного анализа</i> , 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 международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P8	Разрабатывать и планировать к разработке технологические процессы, <i>проектировать</i> и использовать <i>новое теплотехнологическое</i> 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 международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
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 международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P10	Применять методы и средства автоматизированных систем управления производства, обеспечивать его <i>высокую эффективность</i> , соблюдать	Требования ФГОС (ПК-21, 26), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных

	правила охраны здоровья и безопасности труда на теплоэнергетическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P11	Готовность к педагогической деятельности в области профессиональной подготовки	Требования ФГОС (ПК-32), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального 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:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ4Б	АРНСТ Юлия Александровна

Тема работы:

Технико-экономическое обоснование ТЭС с внутрицикловой газификацией на базе газогенераторной установки прямоточно-вихревой газификации угле (ПВГУ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22 мая 2016 года
--	-------------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Целью работы является определение технических и экономических показателей энергоблока тепловой электрической станции с внутрицикловой газификацией. В установке используется синтез-газ, получаемый в газификаторе прямоточно-вихревого типа. Исходными данными для выполнения работы являются материалы научно-исследовательской работы в предыдущих семестрах и данные научно-технической и учебной литературы, периодических изданий.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Введение. 2. Промышленная газификация углей (Аналитический обзор современного состояния решения задачи газификации в мире). 2.1. Задачи газификации. 2.2. Существующие способы газификации. 2.3. Промышленные установки по газификации углей. 3. Газогенераторная установка прямоточно-вихревой газификации углей. 3.1. Технологическая схема установки ПВГУ и принцип ее работы.

	3.2. Характеристики газогенераторной установки с ПВГУ. 4. Тепловая электрическая станция с внутрицикловой газификацией углей. 4.1. Выбор технологической схемы ТЭС с внутрицикловой газификацией углей (Возможные схемы использования синтез-газа для выработки электроэнергии, их преимущества и недостатки, выбор технологической схемы для дальнейшей проработки). 4.2. Определение показателей тепловой экономичности установки с внутрицикловой газификацией. 5. Технико-экономическое обоснование ТЭС с внутрицикловой газификацией. 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 7. Социальная ответственность 8. Заключение.
Перечень графического материала	Тепловая схема ТЭС с внутрицикловой газификацией.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	А.А. Фигурко, доцент кафедры менеджмента
Социальная ответственность	М.В. Василевский, доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Промышленная газификация углей	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	3 декабря 2015 года
---	----------------------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4Б	Арнст Ю.А.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 119 с., 16 рисунков, 32 таблицы, 31 источник, 2 приложения.

Ключевые слова: газификация угля, прямоточно-вихревой газогенератор, тепловая электрическая станция, технико-экономические показатели, синтез-газ, парогазовая установка, газотурбинная установка.

Объектом исследования является установка газификации угля с газогенератором прямоточно-вихревого типа в составе тепловой электрической станции.

Цель работы – определение технических и экономических показателей энергоблока тепловой электрической станции с внутрицикловой газификацией.

В процессе исследования проводилось изучение действующих и разрабатываемых установок газификации угля, выбор технологической схемы ТЭС и определение технико-экономических показателей ПГУ.

В результате исследования были определены способы увеличения эффективности ПГУ и технико-экономические показатели ПГУ. Проведен расчет срока окупаемости станции с прямоточно-вихревым газификатором.

Объект исследования относится к области теплоэнергетики и предназначен для сжигания угля в газогенераторах под давлением с применением парокислородного дутья и для получения синтез-газа с целью замены природного газа.

Применение прямоточно-вихревых газогенераторов на практике позволит сократить расходы природного газа, получать более дешевое альтернативное топливо и приведет к снижению содержания вредных веществ в выхлопных газах ГТУ.

В будущем планируется снижение доли использования природного газа, сопровождаемое адекватным увеличением доли угля в структуре внутреннего потребления топливно-энергетических ресурсов, за счет применения установок газификации угля на энергетических станциях.

Сокращения

ТЭС	–	тепловая электрическая станция
ГТУ	–	газотурбинная установка
КУ	–	котел-утилизатор
ПТУ	–	паротурбинная установка
ПГУ	–	парогазовая установка
ПВГУ	–	прямоточно-вихревой газификатор
ВЦГ	–	внутрицикловая газификация
ПКС	–	пузырьковый кипящий слой
ЦКС	–	циркулирующий кипящий слой
ВРУ	–	воздухоразделительное устройство
КПД	–	коэффициент полезного действия
ЦВД	–	цилиндр высокого давления
ЦНД	–	цилиндр низкого давления
КНД	–	компрессор низкого давления
КВД	–	компрессор высокого давления
ОВ	–	охладитель воздуха
КС	–	камера сгорания
ЭВД	–	экономайзер высокого давления
ИВД	–	испаритель высокого давления
ИНД	–	испаритель низкого давления
ППВД	–	пароперегреватель высокого давления
ППНД	–	пароперегреватель низкого давления
КН	–	конденсатный насос
ПЭН	–	питательный электронасос

Оглавление

Введение	10
1 Промышленная газификация углей	11
1.1 Задачи газификации	11
1.2 Существующие способы газификации	14
1.3 Промышленные установки по газификации углей	19
2 Газогенераторная установка прямоточно-вихревой газификации углей	27
2.1 Технологическая схема установки ПВГУ и принцип ее работы	27
2.2 Характеристики газогенераторной установки с ПВГУ	28
3 Тепловая электрическая станция с внутрицикловой газификацией углей	28
3.1 Выбор технологической схемы ТЭС с внутрицикловой газификацией углей	31
3.2 Определение показателей тепловой экономичности установки с внутрицикловой газификацией	44
4 Техничко-экономическое обоснование ТЭС с внутрицикловой газификацией	66
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	76
6 Социальная ответственность	94
Заключение	115
Список использованных источников	117
Приложение А - Industrial coal gasification	120
Приложение В – Тепловая схема ТЭС с внутрицикловой газификацией	

Введение

Развитие энергетики в России на ближайшие 20-30 лет связано с увеличением доли использования угля. Это связано с истощением запасов природного газа и его удорожанием. Для широкого использования угля, в качестве энергетического топлива, следует решить экологические проблемы, связанные с выбросами в атмосферу оксидов азота, серы и также образованием шлака в процессе сжигания.

Одним из перспективных направлений широкого вовлечения в топливно-энергетический баланс России угольного топлива является применение парогазовых (ПГУ) ТЭЦ с внутрицикловой газификацией угля при комбинированном производстве электро-, теплоэнергии, синтез-газа и водорода. Множество таких станций были разработаны и уже эксплуатируются в зарубежных странах. Мировым лидером по числу действующих заводов по газификации угля является Китай. Второе место занимают США, третье – Германия.

Одно из направлений этой технологии разработано и запатентовано сотрудниками Института высоких температур (ИВТ) РАН. Ряд исследований и разработок выполнен специалистами ЦКТИ и ВНИПИ Энергопром. Однако действующих заводов газификации угля в России нет.

Целью работы является определение технических и экономических показателей энергоблока тепловой электрической станции с внутрицикловой газификацией. В установке используется синтез-газ, получаемый в газификаторе прямоточно-вихревого типа.

Объектом исследования энергоблок станции ТЭС малой мощности с прямоточно-вихревой внутрицикловой газификацией угля. Разработка высокоэффективных газогенераторных установок позволит решать вопрос о создании ТЭС с внутрицикловой газификацией, что позволит решить ряд проблем теплоэнергетики на твердом органическом топливе.

1 Промышленная газификация углей

Целью обзора является сбор и анализ информации об опыте применения, современном уровне развития и потенциале технологий внутрицикловой газификации угля в мире. Объектом исследования в работе является совокупность способов и установок получения горючих газов из угля для выработки электрической и тепловой энергии с использованием парогазовых установок.

Задачи:

- Изложить задачи газификации;
- Описать существующие способы газификации угля;
- Рассмотреть примеры действующих промышленных установок по газификации углей.

Основой для исследования являются труды отечественных и зарубежных ученых, по вопросам газификации угля.

1.1 Задачи газификации

Энергетическая стратегия Российской Федерации (распоряжение правительства №1715-р от 13 ноября 2009 г) в будущем будет направлена на снижение доли газа, сопровождаемое адекватным увеличением доли угля в структуре внутреннего потребления топливно-энергетических ресурсов. Уголь в скором времени должен стать основным топливом тепловых электрических станций (ТЭС) [1].

Необходимо отметить, что для широкого использования угля следует решить экологические проблемы, связанные с выбросами в атмосферу оксидов азота, серы и также образованием шлака в процессе сжигания [2]. Слабая проработанность таких научно-технических проблем

стимулирует развитие новых «чистых» [1] угольных технологий (энергo- и экологoэффективных).

Одним из перспективных способов глубокой переработки угля по «чистой» угольной технологии является газификация. Основное преимущество процесса газификации угля состоит в том, что можно удалить из угля загрязняющие окружающую среду вещества прежде, чем он будет сожжен, таким образом, ограничивается выброс вредных веществ в атмосферный воздух [3].

Сжигание угля оказывает значительное негативное влияние на экологию, при этом контроль за выбросами и улавливание CO₂ реализовать на практике крайне сложно. Постоянный рост цен на нефть и газ во всём мире обусловил интерес к альтернативным технологиям использования энергоресурсов, таким как конверсия природного газа в жидкие топлива (GTL) и газификация.

Технология газификации даёт значительные экономические и экологические преимущества за счёт применения более комплексного подхода к переработке угля и низкосортных углеводородов (нефтяные остатки, древесина, нефтяные сланцы и др.)

Таким образом, газификацию нефти и природного газа применяют для производства синтез-газа, предназначенного для последующей переработки в химические продукты с высокой добавленной стоимостью, такие как метанол, метил-третбутиловый эфир и др. Газификация нефтяного кокса является вынужденной необходимостью при производстве жидких моторных топлив. Газификация растительной биомассы благотворно сказывается на глобальных изменениях климата. Ее основным драйвером является концепция глобального потепления. Газификация отходов выступает не столько способом получения энергии, сколько способом утилизации отходов,

и по этой причине оказывается наиболее дорогим из разновидностей газификации.

Газификации угля представляет собой процесс частичного окисления, в результате которого уголь и низкокачественный бурый уголь преобразуются в синтез-газ. Синтез-газ используется в составе тепловых электрических станциях для получения тепла и электроэнергии.

Процесс газификации угля характеризуется практически нулевым уровнем выбросов, по сравнению с традиционным сжиганием угля, а побочные продукты газификации (азот, аргон, сера и шлак) являются безопасными для окружающей среды. Кроме того, они востребованы в металлургических, химических и других производствах.

На электростанциях с внутрицикловой газификацией (IGCC) используют значительно меньше воды, чем на традиционных угольных станциях. Применяемая в цикле технология извлечения CO_2 позволяет использовать его в процессе повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) или извлечения метана из угольных пластов (ПИМУП), а также продавать сторонним организациям или использовать для собственных нужд предприятия.

В настоящее время в странах Западной Европы сложился еще один стимул к разработке технологий класса IGCC-CCS. Он связан с политическим намерением Евросоюза полностью отказаться от импорта природного газа из России и СНГ к 2050 году. Принятые рядом стран ЕС ограничения на прямое сжигание угля и развитие ядерной энергетики делают этот план напряженным, однако беспрецедентные затраты в разработку новых энергетических технологий и быстрый прогресс в технологиях возобновляемой энергетики могут заметно помочь в его реализации.

Исходя из выше перечисленного, задачами газификации являются:

1. Снижение уровня вредных выбросов в атмосферу.
2. Альтернативный источник получения топлива.
3. Утилизация отходов жизнедеятельности человека.
4. Использование побочных продуктов газификации в других промышленных отраслях.
5. Использование низкосортных топлив для получения синтез-газа и получения из него в дальнейшем электрической и тепловой энергии.
6. Импортзамещение природного газа в странах ЕЭС.

1.2 Существующие способы газификации

Основные существующие разновидности способов организации процесса газификации угля проиллюстрированы на рисунок 1. Характеристика указанных способов газификации и основные технологии-представители приведены таблице 1.

Помимо представленных на рисунке и в таблице, существуют еще несколько способов газификации, считающиеся нетрадиционными. Они включают газификацию ступенчатую, периодическую с непрямым нагревом, сверхадиабатическую, плазменную, в сверхкритической воде, в шлаковой ванне и несколько других.

Главным требованием к газогенераторному газу, предназначенному для получения электроэнергии, является даже не его калорийность, а содержание в нем примесей, в первую очередь твердых частиц. При этом очистка газов требует предварительного охлаждения газа до температур 300-400°С, что снижает тепловую эффективность установки. По этому параметру безусловным преимуществом среди перечисленных в таблице 1 способов газификации обладает газификация в потоке.

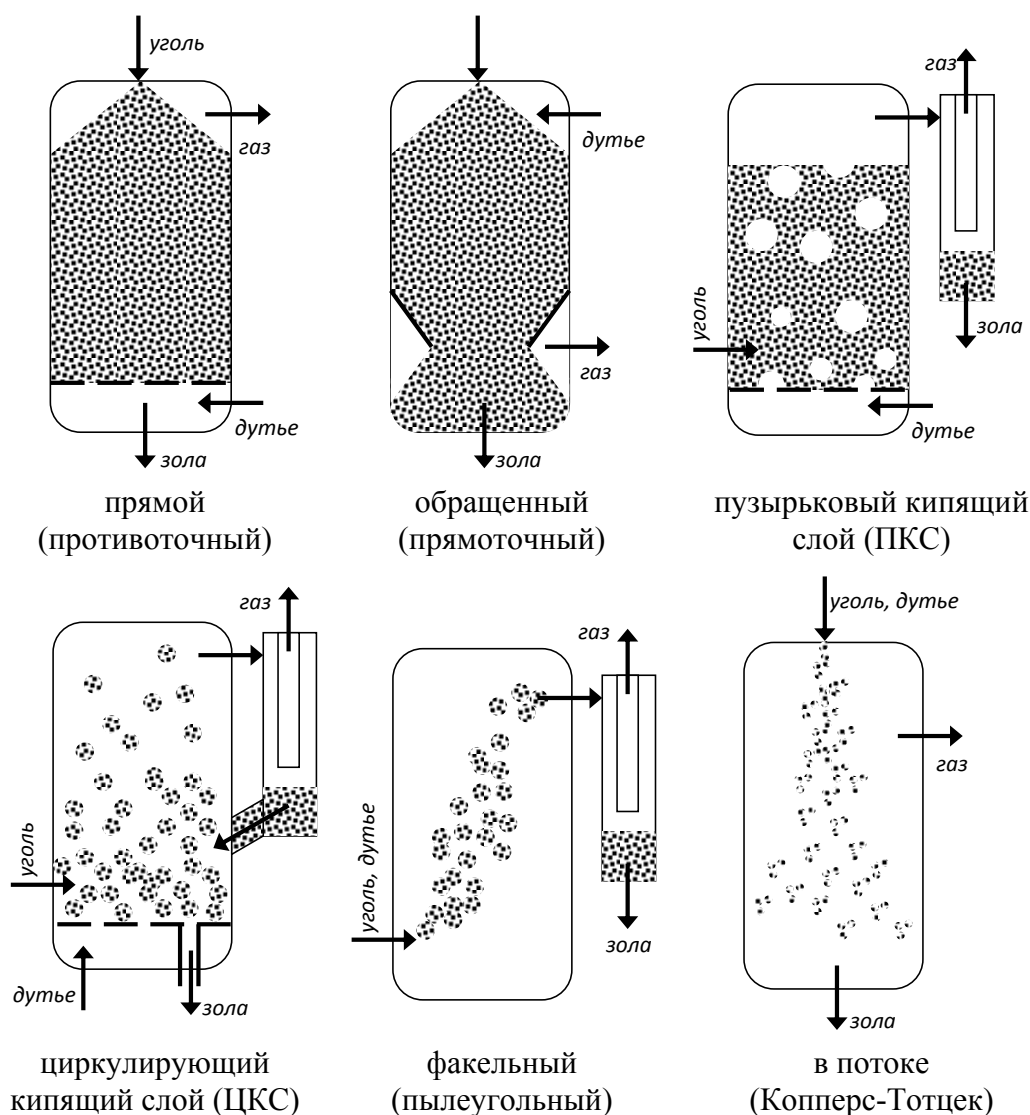


Рисунок 1 – Способы организации процесса газификации угля [6]

Из данных таблицы 1 можно увидеть, что с ростом уровня мощности установок повышаются требования к размеру частиц угля и растет средняя калорийность газа. Кроме того, возрастают средние температуры в ядре реактора газификации, которые равны: для слоевых противоточных – около 900°C , для обращенных – $1100-1200^{\circ}\text{C}$, для кипящих слоев – $1000-1100^{\circ}\text{C}$, для потоковых установок на кислородном дутье – $1500-1600^{\circ}\text{C}$, для горнового способа – до 1900°C . Соответственно, возрастают требования к футеровочным материалам, становится необходимостью переход на жидкое шлакоудаление [6].

Таблица 1 – Характеристика способов газификации и основные технологии-представители [6]

Способ	Ед. мощность, МВт (т)	Размер частиц, мм	Вид дутья	Калорийность газа, МДж/нм ³	Содержание смолы в газе, мг/нм ³	Преимущества	Недостатки	Типичное применение	Типичные представители
Прямой (противоточный)	0,03 – 10,0	10 – 300 *)	воздух	4,2 – 5,0	35 000	техническая простота, низкая чувствительность к влажности топлива, диапазон нагрузки 15-100%	высокое содержание и запыленность газа, часто: низкая готовность из-за отложений смолы	получение газов отопительного качества – бытового или для обогрева промпечей	Volund, Babcock and Wilcox; Wärtsilä, Lurgi, BGL
Обращенный (прямоточный)	0,003 – 1,5	10 – 40	воздух, воздух/пар	4,5 – 5,2	500 – 1000	сравнительная чистота газа, возможность работы на тощем топливе	малая единичная мощность, высокие удельные эксплуатационные затраты	в комплексе с ДВС по газопоршневому или газодизельному циклу	Ankur, Imbert, IISc, Bioneer
ПКС	0,3 – 3,0	10 – 20	воздух, воздух/пар, кислород/пар	4,5 – 7,1 4,2 – 6,2 5,5 – 13,0	13 000	высокая интенсивность процесса (до 700-800 кг/м ² /ч), возможность связывания серы в слое, применимость для низкокалорийных топлив; для ЦКС меньше требования к качеству помола	абразивный износ поверхностей, зашлаковывание сопел и межсопловых пространств, большой расход энергии на собственные нужды, продолжительный запуск	получение газов отопительного качества	Renugas, BIOSYN, Metso, U-Gas
ЦКС	1,0 – 35,0	1 – 10	воздух, воздух/пар, кислород/пар	4,5 – 7,1 4,2 – 6,2 5,5 – 13,0	13 500			возможность использования с ПГУ при достаточной очистке газа	Studsvik, Pyroflow, U-Gas, Lurgi, HTW
Факельный	10 – 100	1 – 10	воздух, воздух/кислород	4,2 – 5,5 5,5 – 7,2	1000 – 1500	сравнительная простота процесса	невысокие показатели эффективности	производство химических продуктов	Shell
В потоке	10 – 300..	менее 1	кислород/пар, воздух/пар	10,1 – 10,7	менее 5	высокая чистота синтез-газа	большие габариты, высокая стоимость	производство аммиака и СЖТ, есть опыт IGCC	Shell, Texaco, Carbo-V, Prenflo, E-Gas

Важным показателем при выборе способов газификации является размер частиц угля. При использовании мелкозернистого или пылевидного топлива, систематизируют процессы по принципу организации потока. Газификация кускового угля проводится в стационарном состоянии: загружаемое сырье медленно опускается, а газифицирующие агенты вводят снизу. Преимуществом этого способа является хорошая теплопередача, также снижаются расходные показатели, и увеличивается общая эффективность процесса.

К недостаткам данной технологии можно отнести: выделение загрязняющих синтез-газ веществ (фенолы, смола, масло) при полукоксовании угля. Также можно обнаружить проблемы при процессе переработки спекающихся углей. Данные факторы приводят к усложнению процесса газификации, увеличению материалоемкости и стоимости установки.

На сегодняшний день существуют разрабатываемые технологии газификации в потоке пылевидного топлива и псевдоожиженном слое. По сравнению с предыдущим методом, новые способы газификации имеют ряд достоинств. Снижение расходов на компрессию синтез-газа наблюдается при всех процессах газификации топлив под давлением[12].

Выбор состава дутья продиктован следующими соображениями. С одной стороны, замена воздушного дутья кислородным позволяет в 4-5 раз снизить объем производимого газа, подлежащего очистке и охлаждению, в некоторых случаях и компримированию, а также повысить температуру реакции и, соответственно, удельную производительность установки (на единицу сечения аппарата). С другой стороны воздухоразделение с целью производства кислорода затратно как по энергии, так и по стоимости. На долю воздухоразделительной установки (ВРУ) приходится до 30% капитальных затрат и до 70% от потребления энергии на собственные нужды (до 15% от брутто-выработки станции). По этой причине применение ВРУ

оправдано при единичной мощности энергоустановки порядка 10-20 МВт и выше [6].

Применение пара в составе дутья позволяет эффективно перерабатывать угли с высокой степенью метаморфизма – каменные и антрациты. Пар выступает как окислитель и конвертируется в водород. Пар применяется для регулирования соотношения H_2/CO в синтез-газе и, а при производстве промышленного водорода он необходим по материальному балансу. Еще в середине 1990-х годов воду нередко подавали в реактор с угольной пылью, причем такая необходимость была обусловлена не столько химизмом процесса, сколько трудностями с подачей сухого угля. В нулевых годах имел место прогресс в области так называемых «сухих насосов» (drypumps), позволяющих обеспечить достаточную надежность и газовую плотность при подаче сухой пыли в аппарат под давлением. Для обеспечения пожарной безопасности угольную пыль можно подавать в реактор в смеси с перегретым паром. Производство пара за счет утилизации избыточного тепла генераторного газа позволит повысить общую энергетическую эффективность установки.

Высокое содержание водорода не всегда положительно влияет на газовую турбину. Подавляющее число имеющихся на рынке ГТУ оптимизированы для сжигания природного или попутного газа. Поскольку синтез-газ имеет заметно меньшую теплотворную способность, его необходимо подавать в турбину больше, что на практике означает повышение давления на входе в турбину. Это, в свою очередь, может повлечь нестабильную работу компрессора и недостаточное охлаждение лопаток турбины [28, 29]. Несколько производителей, включая компании Ansaldo (Италия), Siemens и Mitsubishi Heavy Industries, создали коммерческие турбины, оптимизированные для сжигания синтез-газа. Развиваются несколько разработок, направленных на создание специализированных водородных турбин, в том числе и в России (ОИВТ РАН).

В 2003 году эффективность коммерческих ВЦГ-ПГУ установок в США была оценена на уровне 39-41% [30]; для сравнения, установки с пылеугольным сжиганием в том же году имели средний КПД(э) брутто – 43-44% [31]. Для лучших современных IGCC КПД(э) брутто составляет 48-50%, а к 2020 году прогнозируется его рост до 55%.

Для полной картины вариантов применения газификации угля следует отметить, что в мире реализуются около десяти проектов, направленных на применение газогенераторов кипящего слоя в составе ПГУ-станций. Почти все они используют технологию ЦКС под давлением, имеют мощность порядка 70-100 МВт и находятся пока в экспериментальной фазе. Их преимуществом является связывание серы в слое, а недостатком – высокая запыленность газа, требующая его очистки и предварительного охлаждения.

1.3 Промышленные установки по газификации углей

На сегодняшний день по всему миру существует более 272 объектов использующих газификацию, на которых установлено 686 газогенераторов. В стадии строительства находятся 74 завода, которые в общей сложности будут иметь 238 газогенераторов. Мировым лидером по числу действующих заводов по газификации угля является Китай. В настоящее время Китай имеет 46 таких заводов, суммарная мощность которых составляет 12918 МВт. Второе место занимают США, которые имеют 33 действующих завода по газификации [7].

При текущем развитии технологий газификации угля, проекты ПГУ с внутрицикловой газификацией (ВЦГ) все ещё далеки от коммерческой эффективности и, в первую очередь, имеют целью освоение и совершенствование соответствующих технологий. Объекты единичной мощностью до 300 МВт, построенные и введенные в эксплуатацию в Европе,

в США и других странах, имеют государственную поддержку от соответствующих правительств.

На большинстве объектов ПГУ с ВЦГ в эксплуатации нетто-эффективность (нетто-КПД) цикла находится на уровне 40%. В современных ПГУ «классического» типа эффективность находится на уровне 55 % и выше.

Более низкий КПД ПГУ с ВЦГ объясняется эффектами процесса газификации. Для того, чтобы процесс в газификаторе проходил при температурах выше плавления золы, топливо (уголь) частично сжигается, т.е. часть его химической энергии превращается в тепло. В результате отношение химической энергии в полученном генераторном газе к химической энергии в исходном топливе (уголь) составляет примерно 70 – 80 %. В зависимости от технологического процесса часть тепла может быть утилизирована (предусматривается установка газоохладителя). При этом тепло является энергией более низкого порядка, чем химическая энергия. Также производство окислителя (кислород или в отдельных технологиях сжатый воздух) требует затрат энергии на сжатие.

По статистике эксплуатации уже введенных электростанций с внутрицикловой газификацией достигнуты следующие коэффициенты готовности основных узлов газификации и станций в целом (таблица 2).

Таблица 2 – Коэффициенты готовности электростанций с ВЦГ

Узел электростанции	Коэффициент готовности
Модуль разделения воздуха	93,8 – 94,5 %
Узел подачи угля	98,8 %
Узел газификации	83,3 – 92,5 %
Суммарно по блоку газификации	77,8 – 85,1 %
Газотурбинный и паросиловой блоки	89,9 – 95,3 %
Суммарно по электростанции	74,1 – 75,0 %

К настоящему времени разработано и предложено множество различных технологий газификации углей. Западные компании и производители выделяют четыре основных, которые, по их мнению, являются наиболее привлекательными с коммерческой точки зрения:

- Sasol-Lurgi Dry Ash;
- GE (первоначально разработан Техасо);
- Shell;
- ConocoPhillipsE-gas (первоначально разработан Dow);

Далее представлены примеры некоторых ПГУ с ВЦГ, введенных в разное время в эксплуатацию.

Nakoso, Япония, 2013 г.

Электростанция Nakoso представляет собой комбинированный парогазовый цикл с ВЦГ на базе газотурбинной установки M701DA

производства компании Mitsubishi. На рисунке 2 представлена тепловая схема электростанции [8].

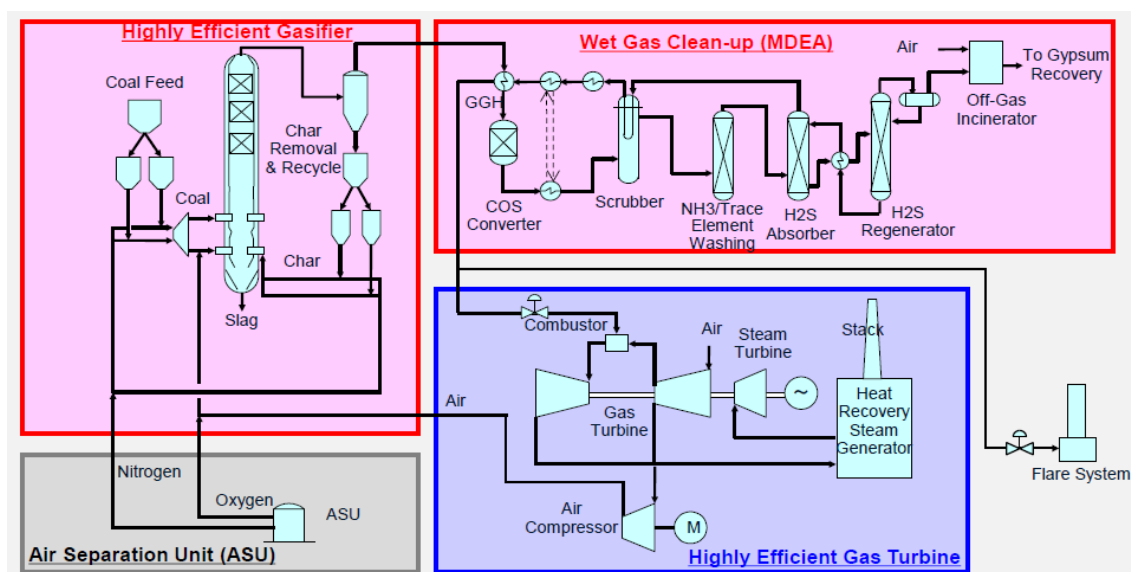


Рисунок 2 –Тепловая схема станции Nakoso [8]

Таблица 3 – Достигнутые технико-экономические показатели в эксплуатации

Показатель	Ед. изм.	Значение
Установленная электрическая мощность	МВт	250
Электрический КПД, нетто	%	42,9
Отношение связанного углерода в генераторном газе к углероду в исходном сырье	%	> 99,9
Выбросы Sox - 16% O ₂	ppm	1.0
Выбросы NOx - 16% O ₂	ppm	3.4
Выбросы Пыли - 16% O ₂	мг/м ³	<0,1
Время пуска	час	15
Технический минимум нагрузки	%	36
Скорость сброса / набора нагрузки	%/мин	3,0

Edwardsport, США, 2013г.

Проект начат в 2004г., ввод электростанции в коммерческую эксплуатацию осуществлен летом 2013г. Электростанция построена по парогазовому принципу на базе двух газотурбинных установок типа 7FB производства компании GE единичной мощностью 232 МВт каждая. Котлы-утилизаторы двухконтурные с промежуточным перегревом производства компании Doosan. Паровая турбина с промежуточным перегревом единичной мощностью 320 МВт производства компании GE. Технология газификации – GE. Этот проект заменяет угольную электростанцию мощностью 160 МВт, ранее стоявшую на этой площадке. Новая электростанция IGCC более экологически чистая и обеспечивает большую мощность в отличие от угольной станции.

Таблица 4 – Достигнутые технико-экономические показатели в эксплуатации:

Показатель	Ед. изм.	Значение
Установленная электрическая мощность	МВт	632
Электрический КПД	%	<40
Общая стоимость проекта	млрд\$	2,35

Таean, Юж.Корея, 2014г.

Электростанция Таean представляет собой комбинированный парогазовый цикл с ВЦГ. Технология газификации – Shell. Бюджет проекта составил 1,5 млрд \$ [9].

Sarlux, Италия, 2001г.

Электростанция номинальной мощностью 550 МВт. Исходным сырьем являются отходы нефтепереработки НПЗ, расположенного рядом с электростанцией. По этой причине в дополнении к выработке электроэнергии ТЭС также производит около 40 000 нм³/час водорода и 185 т/ч пара для технологических целей НПЗ. Схема электростанции представлена на рисунке 4 [7].

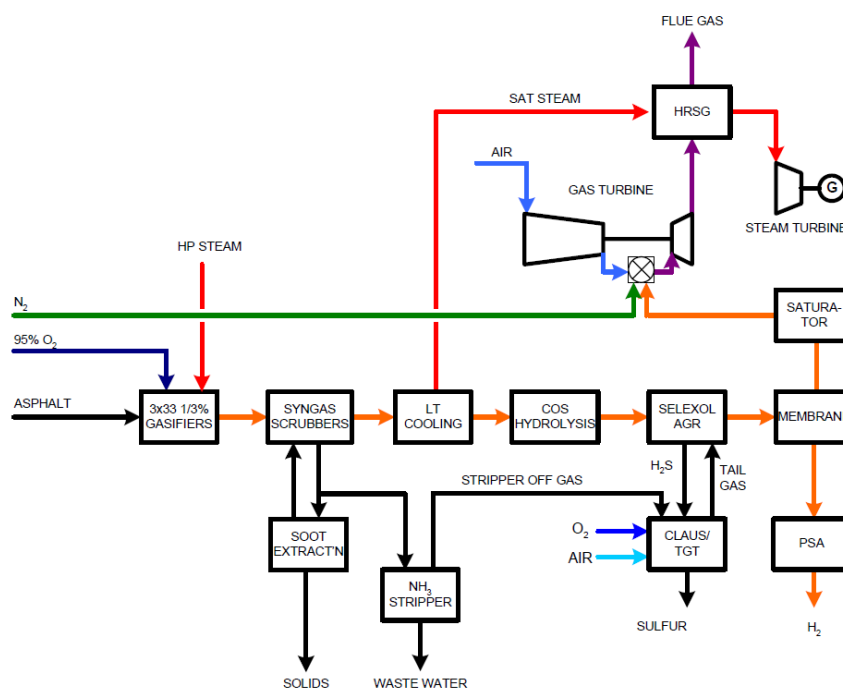


Рисунок 4 – Тепловая схема станции Sarlux [7]

Таблица 6 – Характеристики основных узлов электростанции

Модуль разделения воздуха	Кислород производится на двух установках производительностью 2 300 т/день каждая. Интеграции с газовой турбиной по воздуху нет. Качество кислорода 95 %.
Узел газификации	Представляет собой три газификатора каждый 33,3% от номинальной производительности. Рабочее давление 38 бар. рабочая температура 1 300 °С. Отношение связанного углерода в генераторном газе к углероду в исходном сырье около 99,5%. Температура генераторного газа за газоохладителем составляет 240 °С.

Продолжение таблицы 6 – Характеристики основных узлов электростанции

Узел удаления кислых газов	Содержание Sox после узла очистки не превышает 30 ppmv. Водород удаляется при помощи мембранной технологии. Производительность установки 40 000 нм³/час. Калорийность очищенного генераторного газа составляет 1 700 – 1 850 ккал/кг.
Комбинированный цикл	Установлены три ГТУ типа 9E производства GE. Параметры генераторного газа – 20 бар(и) и 200 °С. Для снижения выбросов NOx в генераторный газ добавляется азот. Котлы-утилизаторы двухконтурные производительностью по пару высокого давления 100 т/ч и пару низкого давления 85 т/ч.

Таблица 7 – Достигнутые технико-экономические показатели в эксплуатации

Показатель	Ед. изм.	Значение
Мощность газотурбинной установки (всего 3 ед.)	МВт	136,3
Мощность паротурбинной установки (всего 3 ед.)	МВт	50,8
Суммарная установленная мощность электростанции	МВт	561,3
Мощность собственных нужд электростанции	МВт	115,3
Выбросы NOx - 15% O ₂	мг/нм ³	<60
Выбросы SOx - 15% O ₂	мг/нм ³	<60
Выбросы CO - 15% O ₂	мг/нм ³	< 25
Выбросы Пыли - 15% O ₂	мг/нм ³	<10

2 Газогенераторная установка прямоточно-вихревой газификации углей

2.1 Технологическая схема установки ПВГУ и принцип ее работы

Парогазовая установка с внутрицикловой газификацией (ПГУ с ВЦГ) отличается от традиционной ПГУ использованием твёрдого топлива в качестве основного. Так как газовые турбины способны работать только на газовом и/или жидком топливах, то первоначально уголь в цикле ПГУ с ВЦГ преобразуют в специальных установках (газификаторах) в генераторный газ, который представляет собой главным образом смесь водорода и монооксида углерода.

На рисунке 5 показана классическая блок-схема ПГУ с ВЦГ. Уголь подается в газификатор, где он частично окисляется под высоким давлением (30 – 80 бар). Если в цикле в качестве окислителя используется кислород, то для его получения предусматривается отдельный модуль разделения воздуха. В газификаторе температура может достигать 1 500 °С. Высокая температура процесса является гарантией того, что зола, содержащаяся в угле, будет в расплавленном виде с низкой вязкостью, что позволит легко удалить ее из газификатора.

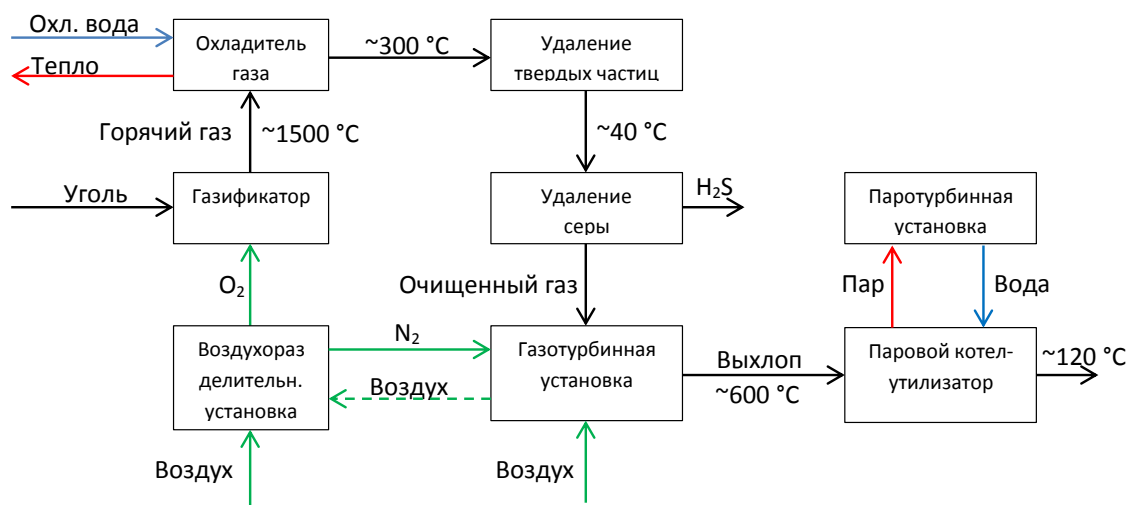


Рисунок 5 –Блок-схема процессов в цикле ПГУ с ВЦГ [10]

Получаемый в газогенераторе газ помимо его химической энергии, также обладает тепловой энергией (вследствие высоких температур процесса газификации). Эта тепловая энергия может быть полезно использована путем установки газоохладителей для того, чтобы получить водяной пар с параметрами, достаточными для его подачи в паровую турбину. Использование газоохладителя увеличивает эффективность цикла ПГУ с ВЦГ, но одновременно с этим увеличивает капитальные затраты.

Охлаждённый генераторный газ направляется на узел очистки. Здесь из газа удаляются твердые частицы, сера и другие нежелательные примеси. Одновременно с этим для улучшения экологических характеристик из газа может быть удален углекислый газ (CO_2).

Очищенный генераторный газ подается в камеру сгорания газовой турбины для производства электричества.

Для повышения эффективности цикла продукты сгорания после газовой турбины направляются в паровой котел-утилизатор, где их тепло используется для выработки пара, который далее направляется в паровую турбину для дополнительной выработки электрической и тепловой энергии.

2.2 Характеристики газогенераторной установки с ПВГУ

Прямоточно-вихревой газификатор состоит из камеры сгорания и головки. По протеканию процесса сгорания камеру газогенератора условно можно разбить на три зоны по ее длине.

Первая зона – зона распыливания, подогрева, испарения и смешения компонентов топлива. В этой зоне начинается частичное сгорание топлива. Тепло, необходимое для подогрева и испарения компонентов топлива в этой зоне, подводится к каплям топлива за счет радиации от ядра потока и обратных вихревых потоков газа.

Вторая зона – зона сгорания, в которой протекает процесс сгорания. В первой части этой зоны процесс выгорания топлива определяется скоростью химической реакции. Рост температуры смеси приводит к резкому возрастанию скорости химической реакции и, начиная с некоторого значения температуры, все топливо сгорает практически мгновенно и далее в смеси продуктов сгорания устанавливается термодинамическое равновесие (третья зона).

Для улучшения энергетических характеристик генераторного газа в качестве окислителя при горении используется воздух, обогащенный повышенным содержанием кислорода (до 50 %). Процессы горения протекают при повышенном давлении в камере до 6,6 кгс/см².

Горение водоугольной суспензии проходит при температуре ~1 000°С, что обеспечивает получение на выходе из газогенератора в составе газа «сухой» золы, легко удаляемой в специальный сборник.

Внутренняя стенка газогенератора защищена от воздействия высокой температуры слоем термостойкого бетона.

Очистка энергетического газа после выхода его из камеры газогенератора обеспечивается аэродинамическим сепаратором при течении газа через его сужающуюся проточную часть. Очищенный газ поступает в другие системы комплекса, а зола из аэросепаратора через специальный трубопровод поступает в сборник.

Разогрев конструкции газогенератора перед началом процессов горения ВУС обеспечивает автономная система подачи природного газа и горение его с воздухом до момента повышения конструкции газогенератора до заданного значения (~450 °С).

Прямоточно-вихревой газогенератор предназначен для газификации энергетических углей марок Д, Б1, Б2, Б3, Т по ГОСТ 25543-88.

Характеристики генераторного газа, получаемого в прямоточно-вихревом газогенераторе:

- Углекислый газ, CO_2 : 0,05 – 0,1 % (об.);
- Угарный газ, CO : 25,5 – 28,5 % (об.);
- Водород, H_2 : 18,5 – 21,5 % (об.);
- Азот, N_2 : 49 – 56 % (об.);
- Метан, CH_4 : 0,02 – 1,0 % (об.);

Калорийность генераторного газа составляет 4 815 кДж/кг. Масса механических примесей в 1 м³ не более 0,001 г.

Плотность генераторного газа, приведенная к нормальным условиям (1,013 бар и 25 °C), составляет 1,034 кг/м³.

Производительность узла газификации по генераторному газу определяется потребностями газотурбинной установки в топливном газе.

Для получения энергетического газа в объеме 25 000 нм³/ч (25,85 т/ч) в среднем требуется расход энергетического угля в размере 6,0 т/ч. Для осуществления процесса газификации на указанные расходы исходного угля требуется около 16 000 нм³/ч воздуха или воздушно-кислородной смеси. Расход технической воды 4,0 т/ч. Расход водоугольной суспензии 10,0 т/ч.

Таким образом, из 1 т угля рассматриваемым методом газификации получается 4,3 т генераторного газа, что с учетом прогнозируемой его калорийности (1 150 ккал/кг) эквивалентно 0,706 т у.т.

Затраты электроэнергии на собственные нужды газификатора составляют 320 кВт. Затраты электроэнергии на собственные нужды на дожим генераторного газа до требуемого давления на вход газовой турбины составляют дополнительно 2,73 МВт.

3 Тепловая электрическая станция с внутрицикловой газификацией углей

3.1 Выбор технологической схемы ТЭС с внутрицикловой газификацией углей

Схемы ПГУ с внутрицикловой газификацией можно классифицировать по:

- составу дутья;
- по степени интеграции газогенераторной установки в схему ГТУ;
- по способу очистки синтез-газа.

Принципиальные схемы ПГУ с ВЦГ с кислородным и воздушным дутьем представлены на рисунке 6.

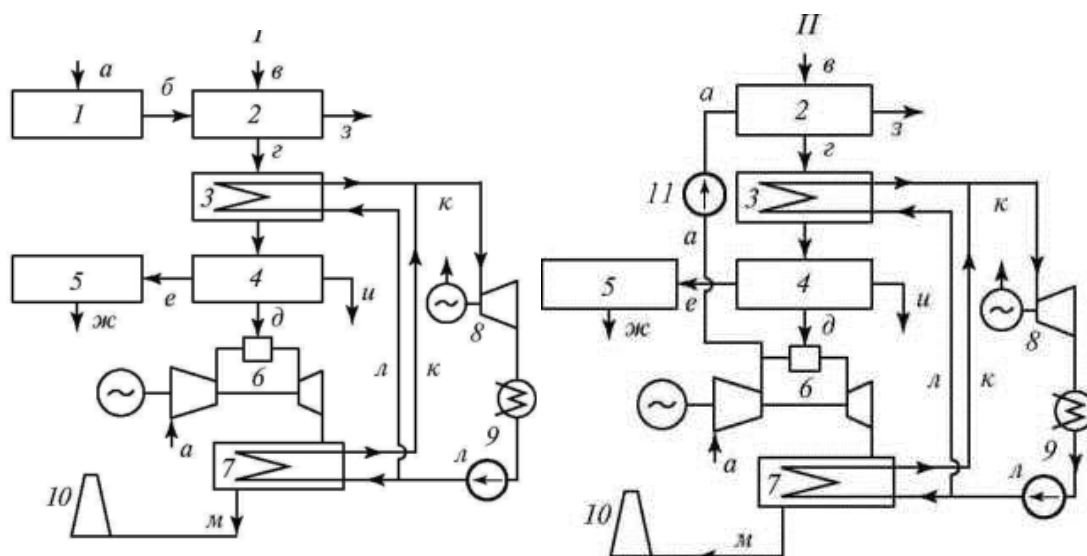


Рисунок 6 – Принципиальные схемы ПГУ с ВЦГ

I — кислородное дутье; II — воздушное дутье; основные элементы схемы:

1 — ВРУ; 2 — газификация; 3 — охлаждение сырого газа;

4 — очистка газа; 5 — выделение серы; 6 — ГТУ; 7 — котел-утилизатор;

8 — парогазовая турбина; 9 — конденсатор; 10 — дымовая труба;

11 — нагнетатель, повышающий давление воздуха; Материальные потоки:

а — воздух; б — кислород; в — уголь; г — сырой газ; д — очищенный газ;

е — сорбент; ж — сера; з — зола; и — пыль; к — пар; л — вода;

м — уходящие газы

В газогенератор подается кислород (или сжатый воздух) и предварительно подготовленный уголь. Там осуществляется процесс частичного окисления угля с образованием синтез-газа. Далее синтез-газ поступает в газоохладитель, где охлаждается питательной водой поступающей из цикла паровой турбины, с дальнейшим преобразованием в пар высоких параметров. После газоохладителя синтез-газ поступает в фильтры, где очищается от остатков золы и соединений серы, после чего сжигается в камере сгорания ГТУ. Отработавшие в ГТУ газы используют для генерации пара, поступающего в паровую турбину.

Состав газогенераторного газа и его калорийность зависят от температуры, давления и вида применяемого дутья в газогенераторе.

В качестве окислителя при газификации угольной пыли в потоке обычно используется кислород, обеспечивающий, при коротком времени пребывания угля в аппарате, необходимую для полной газификации углерода температуру и достаточно высокую теплоту сгорания генераторного газа. Вследствие высокой температуры газа на выходе из газификатора он свободен от смол и других конденсирующихся соединений [11].

3.1.1 Схемы с использованием воздушного дутья

Синтез-газ, образующийся при окислении угля воздушным дутьем имеет низкую теплоту сгорания в пределах 4 – 6 МДж/кг, а также содержит высокий процент балласта – азота (до 40-50%). Эти недостатки приводят к увеличению объема газа необходимого для работы ГТУ, а следовательно, и к увеличению материалоемкого блока очистки.

К достоинствам такой схемы можно отнести низкие капитальные затраты на сооружение такой станции, вследствие отказа от воздухоразделительной установки, и повышение надежности станции в целом [12].

Можно привести пример успешного использования воздушного дутья в промышленных установках. Этот проект создала Японская компания

Mitsubishi Heavy Industries (MHI). MHI, создавая технологию ВЦГ-ПГУ, развивает идею пылеугольного газогенератора с воздушным дутьем, жидким шлакоудалением и двухступенчатой подачей топлива. В нижней камере шахтного аппарата происходит сжигание угольной пыли, продукты сгорания поднимаются в верхнюю камеру, куда подводится свежее топливо. Смесь генераторного газа с коксовой пылью разделяется в циклоне, откуда кокс возвращается в нижнюю камеру. Получаемый газ имеет невысокую калорийность – порядка $4,8 \text{ МДж/нм}^3$, однако достаточную для работы ПГУ [5].

Демонстрационный проект на станции Nakoso Power Station имеет КПД до 48% и мощность 250МВт. Программа испытаний станции завершилась в марте 2013 года. Станция должна быть запущена в коммерческую эксплуатацию в 2020 году и будет иметь мощность от 500 до 900 МВт. В проекте предусмотрено использование турбины MHI 501G с входной температурой 1500°C [5].

В компании MHI считают, что исключение ВРУ целесообразно по причине улучшения эффективности станции в целом и повышении ее надежности. Схема демонстрационной установки показана на рисунке 7.

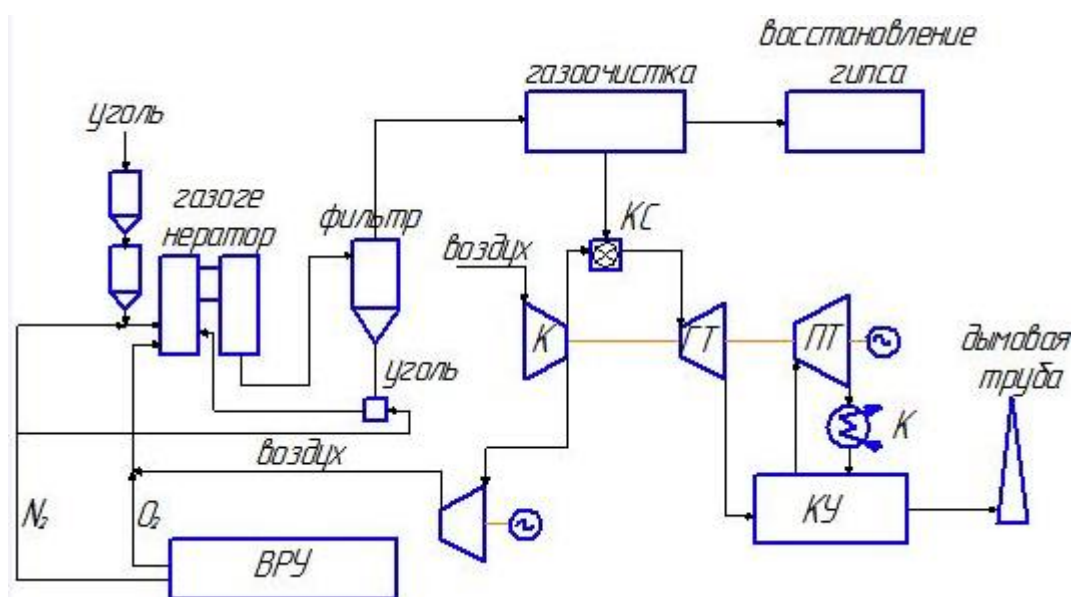


Рисунок 7 – Схема демонстрационной установки Mitsubishi

ВРУ в данном случае служит для разделения воздуха на азот и кислород. Азот, как инертная среда, используется для транспортировки угольной пыли, что обеспечивает взрывобезопасность. А кислород, в качестве побочного продукта, смешивают с воздухом и эффективно используют для усиления реакции газификации.

3.1.2 Схемы с использованием кислородного дутья

В мире большее распространение получили проекты ПГУ с ВЦГ на кислородном дутье. Такой выбор с целью снижения габаритов, материалоемкости и стоимости блока очистки синтез-газа. Схема ПГУ-ВЦГ с кислородным дутьем приведена на рисунке 8 [13].

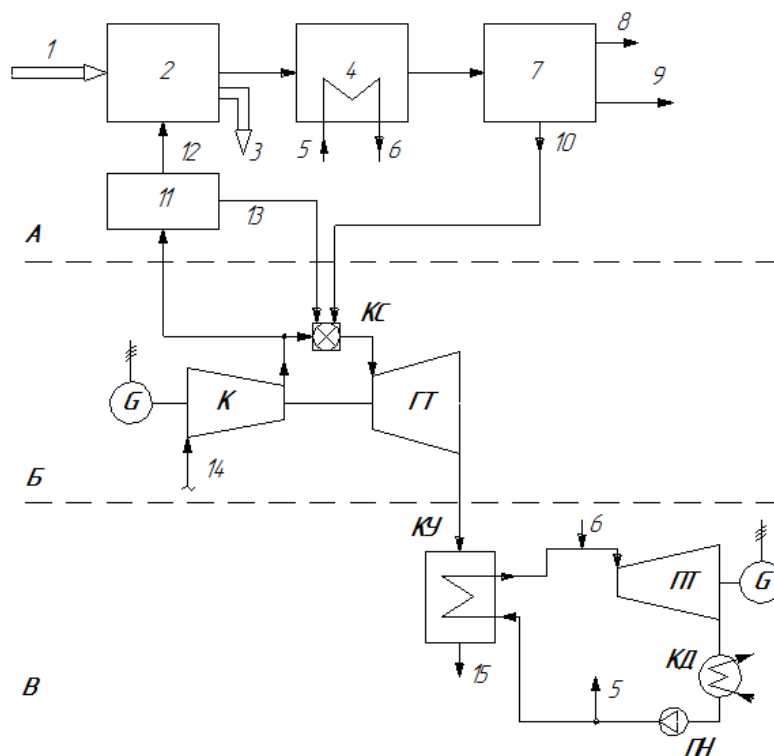


Рисунок 8 – Схема ПГУ-ВЦГ с кислородным дутьем [13]

А – секция газификации угля и получения синтетического газа; Б – секция ГТУ; В – секция паросиловой установки; 1 – подача измельченного угля; 2 – газогенератор; 3 – удаление шлака; 4 – газоохладитель; 5 – питательная вода; 6 – пар; 7 – газоочистка; 8 – элементарная сера; 9 – пыль; 10 – очищенный синтетический газ; 11 – ВРУ; 12 – O_2 ; 13 – N_2 ; 14 – воздух; 15 – выходные газы в дымовую трубу

Часть воздуха из компрессора подается в ВРУ, где происходит разделение воздуха на кислород и азот. В газогенератор поступает кислород

в качестве окислителя (зачастую вместе с некоторым количеством пара) и через шлюз-бункерную систему подается размельченный сортированный уголь. Там же происходит частичное окисление угля за счет парокислородного дутья. Окисление происходит в турбулентном кипящем слое при температуре от 1000 до 1900 и давлении от 0,1 до 4,0 МПа в зависимости от применяемого технологического процесса газификации. Летучая зола и остаточный углерод отделяются в циклонах и возвращаются в газогенератор.

Полученный газ после газогенератора направляется в газоохладитель, куда подается питательная вода из цикла ПТУ и осуществляется снижение температуры синтез-газа, а также генерируется пар с параметрами, как и на входе в паровую турбину. Далее синтез-газ подвергается очистке от золы и сероводорода. Очищенный газ поступает в КС ГТУ, а выхлопные газы после ГТУ направляют в двухконтурный котел-утилизатор, где за счет температуры уходящих газов генерируется пар для цикла ПТУ и дальнейшей выработки электроэнергии. Таким образом, в ПГУ с ВЦГ условно можно выделить три основные зоны: газогенераторную с системами подачи топлива и очистки синтетического газа; ГТУ с отводом части циклового воздуха компрессора в систему его расщепления на кислород и азот; паросиловую установку с КУ и ПТ [13].

Также возможен вариант такой схемы с дополнительным подводом атмосферного воздуха в ВРУ и подачей азота не в КС, а в газовую турбину.

3.1.3 Интеграция

Интеграция в схеме производства электроэнергии осуществляется для максимального увеличения эффективности. Для ПГУ с ВЦГ существует несколько возможностей для связи блока ВРУ, газогенератора, ГТУ и ПГУ. Цель интеграции - это максимальное увеличение эффективности установки. Высокая степень интеграции, однако, обладает рядом недостатков,

используются для подачи в камеру сгорания ГТУ. Полная интеграция осуществляется, когда весь поток воздуха, необходимый для ВРУ, отводят после компрессора газовой турбины (рисунок 10). Более высокая эффективность сжатия воздуха для газовой турбины позволяет снизить энергозатраты на отдельный компрессор воздуха для ВРУ. Блок разделения воздуха работает с давлением, которое необходимо для газификации угля в газогенераторе. Степень интеграции, определяется процентом от общего потока воздуха для ВРУ, поступающего из компрессора газовой турбины.

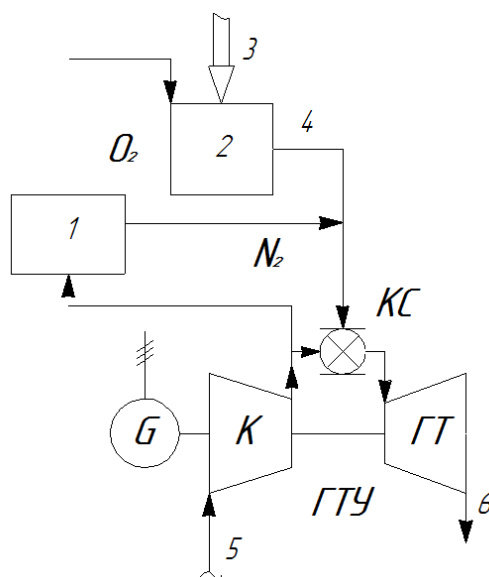


Рисунок 10 – Пример схемы с полной интеграцией ВРУ

1 – ВРУ; 2 – газогенератор; 3 – подача измельченного угля; 4 – очищенный синтетический газ; 5 – воздух; 6 – выходные газы ГТУ поступают в КУ

К достоинствам интеграции можно отнести повышенную эффективность, увеличение выходной мощности, за счет снижения электроэнергии на собственные нужды станции и уменьшение капитальных затрат на оборудование (экономия на воздушном компрессоре ВРУ). К недостаткам высокой степени интеграции относятся снижения доступности процесса, меньшая эксплуатационная гибкость, длительное время запуска и тот факт, что ВРУ не может работать без ГТ. К тому же полная интеграция всегда будет давать максимальную эффективность, но не обязательно максимальную мощность.

К наиболее удачным проектам использования полной интеграции ВРУ в схеме ПГУ можно отнести Испанскую станцию Puertollano (рисунок 11). Уголь измалывается в мельницах для получения мелкой угольной пыли. Количество подаваемого окислителя (O_2) в газификатор с установки ВРУ после компрессора ГТУ контролируется. Принципиальная тепловая схема включает в себя установку подготовки угля, газификатор с системой очистки газа, ВРУ, ГТУ, КУ и ПТУ. КПД производства электроэнергии составляет 45%. Газификация осуществляется под давлением в потоке на кислородном дутье. Используется доработанный газогенератор KruppKoppers. Температура газификации составляет 1200-1600°C, давление – 25 атм. Используется способ жидкого шлакоудаления. В газотурбинном блоке установлена газовая турбина V94.3 мощностью 200 МВт, производитель компания Siemens AG. Паровая часть использует двухсекционную одновальную турбину мощностью 135 МВт с начальными параметрами пара 12,2 МПа и 506°C. Воздухоразделение осуществляется криогенным способом [13,14].

Блок разделения воздуха имеет высокую степень интеграции и подается с частичным потоком из воздушных компрессоров. Часть потока азота, полученного при разделении воздуха, используется для транспортировки сухой и размолотой смеси топлива в газификатор, в то время как другая часть используется для удаления пыли из фильтров. Остальной поток азота смешивается с газами перед входом в ГТ для снижения температуры горения[13].

Анализ зарубежного опыта показывает, что применяется также комбинация таких схем, когда часть воздуха отбирается от компрессора ГТУ – около 80% от потребности газификатора. Остальной воздух подается автономным компрессором, с помощью которого возможны независимый от ГТУ запуск газификатора и улучшение динамических свойств системы ГТУ – газификатор. Частичная интеграция (рисунок 11) может привести к более высокой эксплуатационной гибкости, например, в процессе запуска[15].

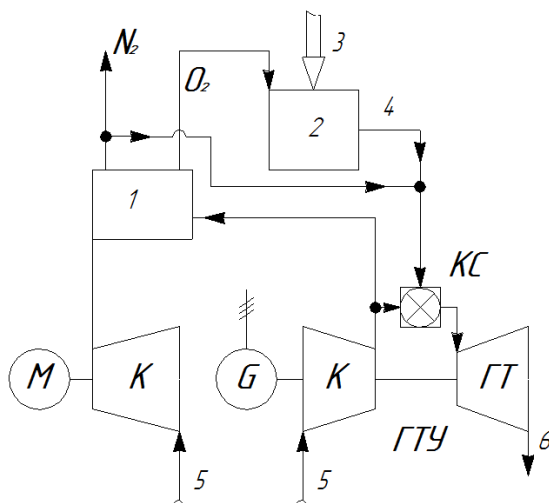


Рисунок 11– Схема ПГУ-ВЦГ с частичной интеграцией ВРУ [15]

1 – ВРУ; 2 – газогенератор; 3 – подача измельченного угля; 4 – очищенный синтетический газ; 5 – воздух; 6 – выходные газы ГТУ поступают в КУ

Из-за низкой доступности процесса и эксплуатационной гибкости схем с полной интеграцией, частичная схема интеграции реализуется в новых установках как компромисс между возможностью реализации и эксплуатационной гибкостью, с одной стороны, и эффективностью, с другой стороны. В таких схемах, только часть потока воздуха для ВРУ берется из газовой турбины, и остальная часть воздуха подается с помощью отдельного компрессора [11].

Интеграция со стороны азота

Азот подают в камеру сгорания газовой турбины для снижения температуры пламени и выбросов оксидов азота. Так же как и при интеграции воздуха, давления азота повышают до давления газификации угля. При этом если интеграция воздуха будет составлять 0%, то азот из ВРУ можно использовать для снижения выбросов NO_x , путем его подачи в камеру сгорания ГТ.

3.1.4 Улавливание CO_2

Технология ПГУ с ВЦГ позволяют улавливать большой процент CO_2 и при этом разделение CO_2 под давлением требует меньших затрат энергии,

чем при удалении этого компонента из выхлопных газов после КУ. Процесс захвата CO_2 требует две дополнительных установки (рисунок 12):

- преобразователь, который способствует преобразованию СО синтез-газа в CO_2 и водород;
- устройство для удаления CO_2 с помощью химического или физического поглощения, которое удаляет CO_2 из смеси диоксида водорода / углерода.

Установки с улавливанием CO_2 имеют эффективность ниже, чем в других рассмотренных ранее случаях. Так как процесс преобразования химической энергии топлива в тепло протекает при низкой температуре, то выработка электричества из такой тепловой энергии будет низкоэффективной. Кроме того, для сжатия и разделения CO_2 требуются дополнительные энергозатраты.

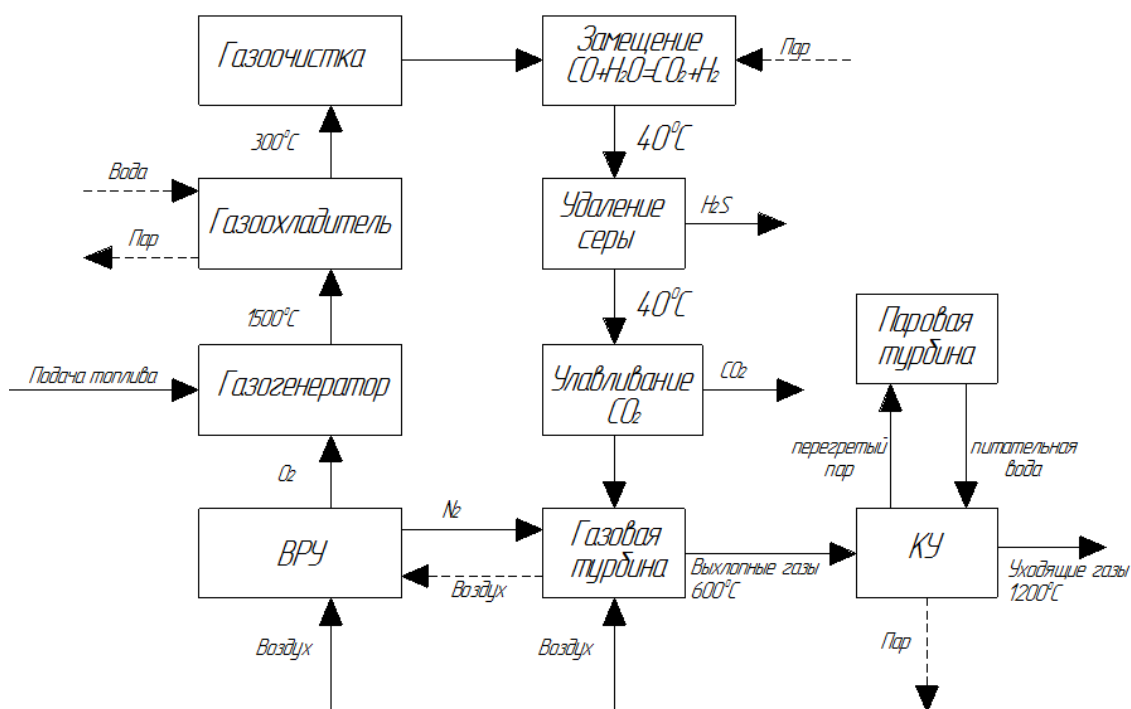


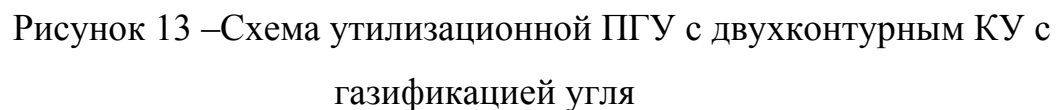
Рисунок 12 – Схема с улавливанием CO₂ [11]

3.1.5 Выбор технологической схемы ТЭС

Парогазовая установка, принятая за основу для дальнейшей оценки технико-экономических показателей проекта применения газогенераторных установок в электроэнергетике (на ПГУ с ВЦГ), имеет конфигурацию моноблок: ПГУ построена на базе одной газотурбинной установки ГТЭ-16ПА, одного парового котла-утилизатора двух давлений и одной паровой турбины конденсационного типа. Такие схемы в настоящее время наиболее перспективны для производства электроэнергии. Выбор ГТУ обосновывается простотой монтажа и эксплуатации установки, ведет к полному импортозамещению, что повлияет на снижение капитальных затрат и развитие отечественных технологий в данной отрасли.

Принятая двухконтурная схема, обусловлена недостаточной экономичностью одноконтурных схем и неоправданной сложностью и стоимостью трехконтурных. Схемы с двумя контурами экономичны и позволяют значительно снизить температуру уходящих газов, при этом полученный КПД ПГУ составляет 50-52% [16].

Отсутствие промперегрева пара при умеренном числе контуров обеспечат более высокую надежность установки среди других типов ПГУ.



Использование кислородного дутья (95 % чистоты) и интенсивное смешение реагентов (угля, подогретых кислорода и пара) создает благоприятные условия для высокотемпературного турбулентного массообмена, что обеспечивает высокую скорость реакций и степень конверсии топлива за малое время их пребывания в реакторе. Получаемый синтез-газ состоит в основном из H_2 и CO_x а также следов метана и практически не содержит высших углеводородов [3].

Подача топлива в газогенератор осуществляется в виде сухой пыли, так как это позволит получить газ с более высокой теплотой сгорания, а вследствие приведет к увеличению КПД, чем при подаче в виде водоугольной суспензии. Также в [17] отмечается, что высокая степень интеграции ВРУ в сочетании с газификацией сухой угольной пыли позволяет достичь большей тепловой эффективности. В наибольшей степени это достигается при использовании мощных перспективных ПГУ (КПД более 50%).

Эффективность процесса газификации ВУС ограничена необходимостью внешнего подвода энергии. К тому же газификация ВУС при высоком давлении нецелесообразна, так как повышение давления приводит к увеличению адиабатической температуры, что сопровождается ростом выхода свободного углерода и соединений связанного азота [18].

Пар для паровой турбины вырабатывается дополнительно в газоохладителе неочищенного генераторного газа. В газоохладитель поступает питательная вода из циркуляционного контура ПТУ и вырабатывается пар, который подается по паропроводу высокого давления в паровую турбину. Таким образом, повышается эффективность производства пара. Такая интеграция хорошо освоена и достаточно широко применяется в промышленных установках.

В ВРУ воздух разделяется на кислород и азот. Сжатый азот подается в КС ГТ для того, чтобы уменьшить температуру пламени и выбросы оксидов азота, а также служит транспортирующим агентом при подаче угольной пыли в газогенератор.

Общая стоимость газификационной установки определяется ее технологической схемой. Исходя из этого, для расчета выбрана наиболее простая схема, в которой отсутствуют дополнительные узлы для удаления CO_2 .

Большинство успешно эксплуатируемых зарубежных ПГУ с ВЦГ, работающих по схеме, принятой нами, имеют в своем составе ПГУ трех фирм-производителей: General Electric, Siemens и Mitsubishi.

Одним из основных элементов ПГУ с газификацией угля, определяющих ее КПД, является газовая установка. Самые мощные на сегодняшний день ГТУ (более 300 МВт, КПД – 40%) работают с температурой на входе в газовую турбину около 1500–1600 °С. Эффективность ПГУ на природном газе, использующих ГТУ такого класса, приближается к 60% [16].

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ4Б	Арнст Юлия Александровна

Институт	Энергетический	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Теплоэнергетика и теплотехника

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

1. Стоимость материальных ресурсов на выполнение выпускной квалификационной работы	Месячный оклад для научного руководителя ВКР (к.т.н., доцент), составляет 30244 рублей. Месячный оклад исполнителя (студент 2 курса магистратуры) составляет 2788,5 рублей.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Отчисления во внебюджетные фонды – 30% от оплаты труда от размера заработной платы; прочие расходы – 16% от единовременных затрат на выполнение ВКР.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Планирование этапов и работ по выполнению ВКР	Составление перечня этапов и работ по выполнению ВКР, провести распределение исполнителей по видам работ.
2. Экономические затраты на выполнение ВКР	Расчет материальных затрат; амортизационных отчислений; заработных плат научного руководителя и исполнителя, определить фонд заработной платы; затрат на социальные отчисления; затрат на услуги сторонних организаций; затрат на электроэнергию и прочие расходы.
3. Смета затрат	Определение затрат на выполнение ВКР производится путем составления калькуляции по отдельным статьям затрат всех видов необходимых ресурсов.
4. FAST-анализ	Функционально-стоимостной анализ объекта, для выявления ненужных функций, не имеющих прямого отношения к назначению объекта
5. Оценка эффективности выполнения ВКР	Основные результаты исследований.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	19.02.16
--	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	А.А. Фигурко	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4Б	Ю.А. Арнст		

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Существует множество факторов, определяющих перспективность научного исследования. Одним из таких факторов является коммерческая ценность разработки.

Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно знать для анализа перспектив проводимых научных исследований.

Таким образом, целью данного раздела является технико-экономическое обоснование научно-исследовательской работы (НИР), определение его перспективности и научно-технической результативности, определение и анализ трудовых и денежных затрат.

Научно-исследовательская работа включает в себя исследование прямоточно-вихревой газификации углей (ПВГУ) в составе парогазовой установки. При создании комплекса использовалась программа WaterSteamPro для определения теплофизических параметров процесса парогазовой установки. На основе НИР оформлена диссертационная работа в пакете программ MicrosoftOffice.

Для достижения поставленных целей данного раздела поставлены следующие задачи:

- организация работ по НИР;
- определение этапов работы;
- определение трудоемкости работы;
- расчет нарастания технической готовности работ;
- составление план-графика, сметы затрат;
- FAST-анализ проекта;
- оценка экономической эффективности НИР.

5.1 Организация и планирование работ

При организации процесса реализации конкретного проекта необходимо оптимально планировать занятость каждого из его участников и сроки проведения отдельных работ. Залогом успешной реализации любого проекта является оптимальное планирование занятости каждого из его участников и сроков проведения отдельных работ на этапе организации процесса.

На данном этапе были установлены полный перечень проводимых работ, их исполнителей и оптимальная продолжительность. Научным руководителем (НР) проекта является Беляев Леонид Александрович. Руководитель выполняет координацию деятельности участников проекта, производит опытно-конструкторскую работу. Исполнителем (И) является Арнст Юлия Александровна. Исполнитель производит поиск и представление информации, проводит экспериментальные измерения по теме проекта. А также выполняет необходимые задания и указания руководителя.

Перейдем к расчету продолжительности этапов работ, который осуществляется опытно-статистическим методом, реализуемый вероятностным способом. Основные формулы для расчета (4.1)-(4.4) взяты из [17]. Для определения ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож}$ воспользуемся формулой:

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5},$$

где t_{min} – минимальная трудоемкость работ, чел/дн.;

t_{max} – максимальная трудоемкость работ, чел/дн.

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести в календарные дни. Расчет продолжительности выполнения каждого этапа в рабочих днях, $T_{рд}$ выполняется по формуле:

$$T_{рд} = \frac{t_{ож}}{K_{вн}} \cdot K_{д},$$

где $t_{ож}$ – трудоемкость работы, чел/дн.;

$K_{вн}$ – коэффициент выполнения работ ($K_{вн} = 1$);

$K_{д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ($K_{д} = 1, 2$).

Продолжительность этапа в календарных днях $T_{кд}$:

$$T_{кд} = T_{рд} \cdot T_{к},$$

где $T_{к}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности $T_{к}$ рассчитывается по формуле:

$$T_{к} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вд} - T_{пд}},$$

где $T_{кал}$ – календарные дни ($T_{кал} = 365$);

$T_{вд}$ – выходные дни ($T_{вд} = 52$);

$T_{пд}$ – праздничные дни ($T_{пд} = 12$).

$$T_{к} = \frac{365}{365 - 52 - 12} = 1,213.$$

5.2 Расчет нарастания технической готовности работ

Следующим этапом является расчет нарастания технической готовности работ. Величина нарастания технической готовности работы H_i показывает на сколько процентов выполнена работа на каждом этапе. Данная величина вычисляется по формуле [22]:

$$H_i = \frac{t_{H_i}}{t_o} \cdot 100\%,$$

где t_{H_i} – нарастающая трудоемкость с момента начала работы i -го этапа;

t_o – общая трудоемкость.

Общая трудоемкость t_o [14]:

$$t_o = \sum_{i=1}^n t_{ож_i},$$

где $t_{ож_i}$ – ожидаемая продолжительность i -го этапа.

Удельный вес каждого этапа Y_i [14]:

$$Y_i = \frac{t_{ож_i}}{t_o} \cdot 100\%.$$

Результаты вычислений H_i и Y_i отражены в таблице 18.

Таблица 18 – Нарастание технической готовности работы и удельный вес каждого этапа.

№ п/п	Этап	H_i , %	Y_i , %
1	Формулирование и утверждение задачи	0,36	0,36
2	Составление технического задания на проект	0,55	0,18
3	Подбор и изучение материалов по тематике	11,86	11,31
4	Разработка календарного плана	17,52	5,66
5	Разработка общего алгоритма построения форсунки в программном комплексе	29,74	12,23
6	Реализация алгоритма в среде программного комплекса	52,37	22,63
7	Отладка полученного результата	63,69	11,31
8	Проведение численных экспериментов	83,58	19,89
9	Обработка результатов	89,05	5,47
10	Оформление расчетно-пояснительной записки	94,53	5,47
11	Подведение итогов	100,00	5,47

5.3 Расчет сметы затрат на исследование

В состав затрат на создание проекта включается стоимость всех расходов, необходимых для реализации комплекса работ, составляющих содержание данной разработки. При планировании бюджета необходимо провести полную оценку всех расходов, необходимых для ее выполнения. Расчет сметной стоимости на выполнение данной разработки производится по следующим статьям затрат:

- материалы и покупные изделия;
- основная заработная плата;
- дополнительная заработная плата
- отчисления в социальные фонды;
- расходы на электроэнергию;

- амортизационные отчисления;
- работы, выполняемые сторонними организациями;
- прочие расходы.

5.3.1 Материалы и покупные изделия

Оценим затраты на материалы. К данной статье расходов относится стоимость материалов, покупных изделий, полуфабрикатов и других материальных ценностей, расходуемых непосредственно в процессе выполнения работ. Цена материальных ресурсов определяется по средней рыночной стоимости на 2015 год по соответствующим ценникам и приведена в таблице 19.

Таблица 19 – Специальное оборудование [23],[24]

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Количество	Сумма, руб.
Офисная техника			
Персональный компьютер	25000	1	25000
Клавиатура	500	1	500
Мышка	500	1	500
Принтер	4000	1	4000
Офисная мебель			
Стол	2000	1	2000
Стул	700	1	700
Программное обеспечение			
WaterSteamPro	10000	1	4000
MicrosoftOffice 2010	21000	1	21000
Итого:	52700		

В эту же статью расходов включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов).

Таблица 20 – Сырье, материалы и комплектующие изделия

п/п	Наименование	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
1	Блокнот	2 шт.	40	80
2	Бумага для принтера формата А4	1 уп.	200	200
3	Ручка шариковая	2 шт.	10	20
4	Карандаш	2 шт.	10	20
5	Картридж	1 шт.	500	500
Всего за материалы				820
Всего				53520

5.3.2 Основная заработная плата

Данная статья расходов включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта (научный руководитель, исполнитель). Расчет основной заработной платы выполняется на основе трудоемкости выполнения каждого этапа и величины месячного оклада исполнителя.

Основная заработная плата работника определяется по формуле [22]:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}},$$

где $З_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

$T_{\text{раб}}$ – продолжительность работ в рабочих днях.

Среднедневная заработная плата $З_{\text{дн}}$ рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}},$$

где $З_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года (при отпуске в 24 раб. дня $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя);

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Месячный должностной оклад работника [22]:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{б}} \cdot k_{\text{р}},$$

где k_p – районный коэффициент в Томске.

Таким образом, месячный должностной оклад научного руководителя (доцент, к.т.н.) составляет:

$$З_{м.нр.} = 23264,86 \cdot 1,3 = 30244 \text{ руб.}$$

Месячный должностной оклад исполнителя, как студента второго курса магистратуры:

$$З_{м.и.} = 2145 \cdot 1,3 = 2788,5 \text{ руб.}$$

Определим действительный годовой фонд рабочего времени F_d научного руководителя, исполнителя, исходя из того, что они работают по 6-дневной неделе (таблица 21).

Таблица 21 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	74	74
- выходные дни	52	52
- праздничные дни	22	22
Потери рабочего времени	48	0
- отпуск	48	0
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	291

Среднедневная заработная плата научного руководителя:

$$З_{дн.нр.} = \frac{30244 \cdot 10,4}{243} = 1294 \text{ руб.}$$

Среднедневная заработная плата исполнителя:

$$З_{дн.и.} = \frac{2788,5 \cdot 10,4}{291} = 99,7 \text{ руб.}$$

Исходя из количества рабочих, основная заработная плата для научного руководителя составит:

$$З_{осн.нр.} = 1294 \cdot 96 = 124224 \text{ руб.}$$

для исполнителя:

$$З_{\text{осн.и.}} = 99,7 \cdot 304 = 30308,8 \text{ руб.}$$

Итоговый расчёт основной заработной платы приведён в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{\text{м}}$, руб.	$З_{\text{дн.}}$, руб.	$T_{\text{раб.}}$, раб.дн.	$З_{\text{осн.}}$, руб.
Научный руководитель	30244	1294	96	124224
Исполнитель	2788,5	99,7	291	30308,8

5.3.3 Расчет дополнительной заработной платы

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы [22].

Таким образом, дополнительная заработная плата:

для научного руководителя:

$$З_{\text{д.нр.}} = 0,12 \cdot 124224 = 14907 \text{ руб.}$$

для исполнителя:

$$З_{\text{д.нр.}} = 0,12 \cdot 30308,8 = 3637 \text{ руб.}$$

Фонд заработной платы[1]:

$$\Phi ЗП_{\text{д.нр.}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{д}}; \quad (11)$$

для научного руководителя:

$$\Phi ЗП_{\text{нр.}} = 124224 + 14907 = 139131 \text{ руб.}$$

для исполнителя:

$$\Phi ЗП_{\text{нр.}} = 30308,8 + 3637 = 33945,8 \text{ руб.}$$

Общий фонд заработной платы:

$$\Phi ЗП = \Phi ЗП_{\text{нр.}} + \Phi ЗП_{\text{и.}} = 139131 + 33945,8 = 173076,8 \text{ руб.}$$

5.3.4 Расчет отчислений на социальные нужды

Затраты по этой статье составляют отчисления по единому социальному налогу (ЕСН). Отчисления на социальные нужды включают в себя отчисления во внебюджетные фонды: пенсионный фонд, фонд ОМС и т.д. Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды $k_{\text{внеб}}$ составляет 30% [22].

$$C_{\text{соц}} = k_{\text{внеб}} \cdot \PhiЗП.$$

Отчисления по заработной плате для научного руководителя:

$$C_{\text{соц}} = 0,3 \cdot 139131 = 41739,3 \text{ руб.}$$

для исполнителя:

$$C_{\text{соц}} = 0,3 \cdot 33945,8 = 10183,7 \text{ руб.}$$

5.3.5 Расчет затрат на электроэнергию

Данный вид расходов включает в себя затраты на электроэнергию при работе оборудования, а также затраты на электроэнергию, потраченную на освещение. Затраты на электроэнергию при работе оборудования для технологических целей $\mathcal{E}_{\text{об}}$:

$$\mathcal{E}_{\text{об}} = P_{\text{об}} \cdot \Pi_{\text{эл}} \cdot t_{\text{об}},$$

где $P_{\text{об}}$ – мощность, потребляемая оборудованием, кВт;

$\Pi_{\text{эл}}$ – тарифная цена за 1 кВт·час, принимаем $\Pi_{\text{эл}} = 2,93 \text{ руб/кВт} \cdot \text{час}$;

$t_{\text{об}}$ – время работы оборудования, час.

Из календарного плана следует, что научный руководитель проекта занят календарных 208 дней (181 рабочих дня), исполнитель проекта занят календарных 525 дней (369 рабочих дня).

Время работы оборудования вычисляется на основе календарного плана из расчета, что продолжительности рабочего дня – 8 часов:

$$t_{\text{об}} = T_{\text{рд}} \cdot 8;$$

$$t_{\text{об.нр.}} = 96 \cdot 8 = 768 \text{ ч};$$

$$t_{\text{об.и.}} = 291 \cdot 8 = 2328 \text{ ч.}$$

Мощность, потребляемая оборудованием $P_{об}$, принимаем равную мощности блока питания компьютера и монитора [15]:

$$P_{об} = P_{БП} + P_{м};$$

$$P_{об} = 0,4 + 0,1 = 0,5 \text{ кВт.}$$

$$\mathcal{E}_{об} = 0,5 \cdot 2,93 \cdot (768 + 2328) = 4535,6 \text{ руб.}$$

Затраты на электроэнергию для освещения помещения, где осуществлялось выполнение проекта $\mathcal{E}_{ос}$:

$$\mathcal{E}_{ос} = P_{ос} \cdot \Pi_{эл} \cdot t_{ос},$$

где $P_{ос}$ – мощность, потребляемая осветительными приборами, кВт;

$t_{ос}$ – время работы осветительных приборов, час.

Мощность, потребляемая освещением $P_{ос}$:

$$P_{ос} = P_{уст.ос.} \cdot K_C,$$

где $P_{уст.ос.}$ – установленная мощность осветительных приборов, принимаем $P_{уст.ос.} = 1,28 \text{ кВт}$;

K_C – коэффициент спроса для внутреннего освещения, принимаем $K_C = 0,9$.

$$P_{ос} = 1,28 \cdot 0,9 = 1,15 \text{ кВт.}$$

Время работы освещения $t_{ос}$:

$$t_{ос} = T_{рд} \cdot t_{сут},$$

где $t_{сут}$ – длительность работы освещения за смену, час.

$$t_{ос} = 5 \cdot 291 = 1455 \text{ ч.}$$

$$\mathcal{E}_{ос} = 1,15 \cdot 2,93 \cdot 1455 = 4902,6 \text{ руб.}$$

Общие затраты на электроэнергию $\mathcal{E}$:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{об} + \mathcal{E}_{ос};$$

$$\mathcal{E} = 4535,6 + 4902,6 = 9438,2 \text{ руб.}$$

5.3.6 Расчет амортизационных расходов

Амортизационные отчисления рассчитывались на время использования ЭВМ по формуле [14]:

$$C_{\text{ам}} = \frac{N_{\text{ам}} \cdot C_{\text{об}}}{F_{\text{д}}} \cdot t_{\text{вТ}},$$

где $N_{\text{А}}$ – годовая норма амортизации, принимаем $N_{\text{А}}=25\%$;

$C_{\text{об}}$ – цена оборудования, из таблицы 4 $C_{\text{об}}=25000$ руб.;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени, $F_{\text{д}}=2416$ ч.;

$t_{\text{вТ}}$ – время работы вычислительной техники при создании программного продукта:

$$t_{\text{вТ}} = 291 \cdot 8 = 2328 \text{ ч};$$

$$C_{\text{ам}} = \frac{0,25 \cdot 25000}{2416} \cdot 2328 = 6022,4 \text{ руб.}$$

5.3.7 Оплата работ, выполняемых сторонними организациями

Оплата работ, выполняемых сторонними организациями, включает в себя:

- Услуги Internet 300 руб. в месяц. За 20 месяцев – 6000 руб.
- Переплет – 100 руб.

Суммарные расходы на оплату работ, выполняемых сторонними организациями: 6100 руб.

5.3.8 Прочие расходы

Для оценки не учтённых в предыдущих статьях расходов рассчитаем прочие расходы [22]. Прочие расходы составляют 16 % от единовременных затрат на выполнение технического продукта и проводятся по формуле:

$$C_{\text{проч}} = 0,16 \cdot (C_{\text{мат}} + Z_{\text{осн}} + C_{\text{соц}} + Э + C_{\text{ам}});$$

$$C_{\text{проч}} = 0,16 \cdot (53520 + 154532,8 + 51923 + 9438,2 + 6022,4) = 44069,8 \text{ руб.}$$

5.3.9 Плановая себестоимость проекта

Определим общую себестоимость НИР путем сведения рассчитанных статей расчета в смету (таблица 23).

Таблица 23 – Смета затрат на НИР

п/п	Статья затрат	Условное обозначение	Сумма, руб.
1	Материалы и покупные изделия	$C_{\text{мат}}$	53520
2	Фонд оплаты труда	ФЗП	173076,8
3	Отчисления из ФОТ	$C_{\text{соц}}$	51923
4	Расходы на электроэнергию	Э	9438,2
5	Амортизационные отчисления	$C_{\text{ам}}$	6022,4
6	Работы, выполняемые сторонними организациями	$C_{\text{стор}}$	6100
7	Прочие расходы	$C_{\text{проч}}$	44069,8
Итого:		C	344150,2

Таким образом, расходы на НИР составили $C = 344150,2$ руб.

5.4 FAST-анализ проекта

FAST – анализ проведен в качестве оценки эффективности проекта. Он выступает как синоним функционально-стоимостного анализа. Суть этого метода базируется на том, что затраты, связанные с созданием и использованием любого объекта, выполняющего заданные функции, состоят из необходимых для его изготовления и эксплуатации и дополнительных, функционально неоправданных, излишних затрат, которые возникают из-за введения ненужных функций, не имеющих прямого отношения к назначению объекта, или связаны с несовершенством конструкции, технологических процессов, применяемых материалов, методов организации труда и т.д.[22]

Первоначально обозначим объект FAST-анализа. В рамках данной работы производилось исследование прямоточно-вихревой газификации углей (ПВГУ) для определения технико-экономических показателей ТЭС, в

состав которой входит ПВГУ. Установка прямоточно-вихревой газификации углей подлежит FAST-анализу.

Опишем главную, основную и вспомогательную функции, выполняемых объектом. В рамках данной стадии FAST-анализа объект анализируется с позиции функционального устройства. Главная функция определяет назначение, сущность и главную цель создания объекта в целом. Основные функции обеспечивают принцип работы объекта и создают необходимые условия для осуществления главной функции. Вспомогательные функции способствуют реализации основных функций. Функции программного комплекса приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Классификация функций программного комплекса

№	Наименование детали (узла, процесса)	Выполняемая функция	Главная	Основная	Вспомогательная
1	Прямоточно-вихревой газогенератор на кислородном дутье	Для преобразования твердого топлива (угля) в экологически чистый синтез-газ			
2	Газоохладитель синтез-газа	Охлаждение генераторного газа для дальнейшей очистки его от примесей и использование тепла для преобразования в пар для паровой турбины			
3	Воздухо-разделительная установка (ВРУ)	Для создания благоприятных условий для процесса газификации и для разделения O_2 и N_2 , которые полезно используются в цикле			
4	Газоочистительная установка	Для уменьшения вредных выбросов в атмосферу и производство побочных продуктов для дальнейшего использования их в других отраслях промышленности			
5	Интеграция ВРУ	Снижает затраты на установку дополнительных компрессоров и энергозатраты на собственные нужды станции			

Определим значимости выполняемых программным комплексом функций. Для оценки значимости функций используется метод расстановки приоритетов, предложенный Блюмбергом В.А. и Глущенко В.Ф. Первоначально строим матрицу смежности функций программного комплекса из условия что знак «=» означает одинаковые функции по значимости; «<» – менее значимая; «>» – более значимая.

Матрица смежности функций программного комплекса представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Матрица смежности функций программного комплекса

№ функции	1	2	3	4	5
1	=	>	>	>	>
2	<	=	>	>	>
3	<	<	=	>	>
4	<	<	<	=	>
5	<	<	<	<	=

Примечание: Номера функций взяты по таблице 24.

Преобразуем матрицу смежности в матрицу количественных соотношений функций программного комплекса (таблица 25) при условии замены знака «<» на 0,5; знака «>» на 1,5; знака «=» на 1.

Определим значимость функций Z_n путем деления балла, полученного по каждой функции, на общую сумму баллов по всем функциям[22]:

$$Z_n = \frac{\sum_i i}{\sum}$$

где $\sum_i$ – суммарный бал по каждой функции (таблица 26);

$\sum$ – общая сумма баллов по всем функциям.

Таблица 26 – Матрица количественных соотношений функций программного комплекса [14]

№ функции	1	2	3	4	5	Итого
1	1	1,5	1,5	1,5	1,5	7
2	0,5	1	1,5	1,5	1,5	6
3	0,5	0,5	1	1,5	1,5	5
4	0,5	0,5	0,5	1	1,5	4
5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	3
Σ						25

Сведем значимости функций программного комплекса в таблицу 27.

Таблица 27 – Значимости функций программного комплекса [14]

№ функции	Наименование функции	Σ_i	Зн
1	Прямоточно-вихревой газогенератор на кислородном дутье	7	0,28
2	Газоохладитель синтез-газа	6	0,24
3	Воздухоразделительная установка (ВРУ)	5	0,20
4	Газоочистительная установка	4	0,16
5	Интеграция ВРУ	3	0,12
	Σ	25	1,00

Заключительным этапом FAST-анализа является анализ стоимости функций, выполняемых программным комплексом. Для этого рассчитаем себестоимость каждой из функций программного комплекса. Так как расчеты и анализ функций прямоточно-вихревой газификации исполняются инженером, то себестоимость i -функции определяется:

$$C_{\text{б}} = T_i \cdot \frac{C}{\Sigma T_i},$$

где T_i – трудоемкость создания функции, час.

C – затраты на НИР, из таблицы 6 $C=173076,8$ руб.;

ΣT_i – суммарная трудоемкость создания функций.

Сведем анализ стоимости функций, выполняемых ПВГУ в таблицу 28.

Таблица 28 – Анализ стоимости функций, выполняемых ПВГУ

№ функции	Наименование функции	T_i , час	Сб, руб
1	Прямоточно-вихревой газогенератор на кислородном дутье	18	58780,8
2	Газоохладитель синтез-газа	17	55515,2
3	Воздухоразделительная установка (ВРУ)	10	32656
4	Газоочистительная установка	4	13062,4
5	Интеграция ВРУ	4	13062,4
Σ		53	173076,8

На основе данных таблиц 26 и 27 построим функционально-стоимостную диаграмму исследования ПВГУ, представленную на рисунке 17.

Как видно из рисунка 17 главная и основные функции установки (№1-7) имеют большую значимость для проекта и составляют примерно 87% себестоимости программного комплекса. Оставшиеся вспомогательные функции установки не требуют больших вложений и повышают эффективность прямоточно-вихревой газификации.

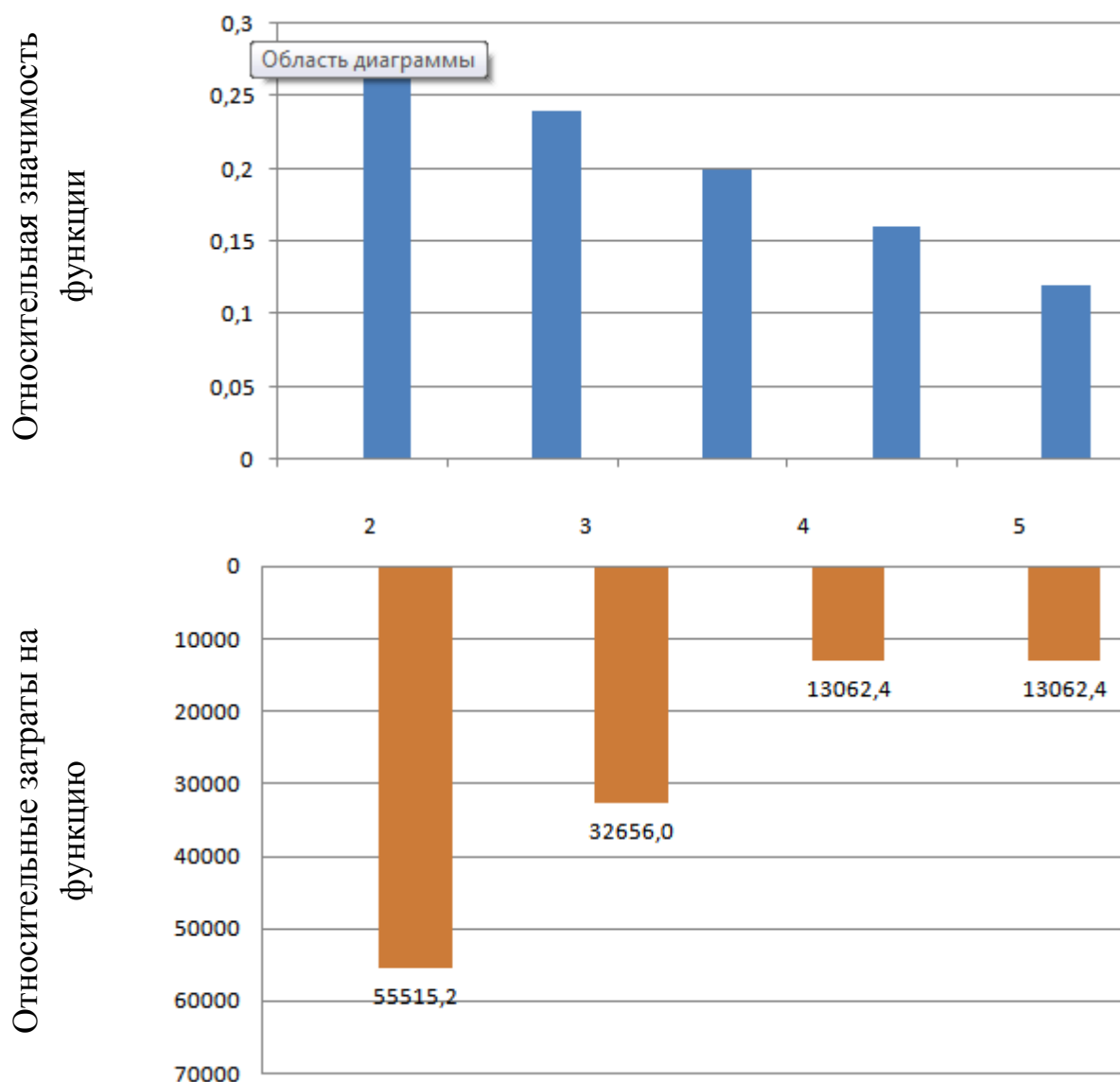


Рисунок 17 – Функционально-стоимостная диаграмма прямоточно-вихревой газификации

5.5 Выводы

В данной части работы рассмотрен FAST-анализ ПВГУ, определены этапы и трудоемкость работ, составлена смета затрат, произведен расчет нарастания технической готовности установки и осуществлено технико-экономическое обоснование НИР.

FAST-анализ показал значимость прямоточно-вихревой газификации, использование которой в будущем, позволит улучшить эффективность всей электростанции в целом.