

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Заочный факультет
Кафедра промышленной теплоэнергетики
Направление 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,
технический директор ЧТЭЦ-3
_____/ М.Н. Михайлов /
« ____ » _____ 2016 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой,
к.т.н., доцент
_____/ К.В. Осинцев /
« ____ » _____ 2016 г.

М.П.

**МОДЕРНИЗАЦИЯ ЧЕЛЯБИНСКОЙ ТЭЦ-3 С УСТАНОВКОЙ
КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА ПР 224/52-7,6/058-503/202 (П-137)
В СОСТАВЕ ПГУ-230Т С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01. 2017.048.03 ПЗ ВКР

Консультант
по разделу «Экономика и управление»,
старший преподаватель
_____/ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2017 г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент
_____/ А.И. Грибанов
« ____ » _____ 2017 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель
_____/ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2017 г.

Автор работы,
студент группы ПЗ – 580с
_____/ С.В. Осипов
« ____ » _____ 2017 г.

Челябинск 2017

АННОТАЦИЯ

Осипов С.В. Модернизация Челябинской ТЭЦ-3 с установкой котла-утилизатора ПР 224/52-7,6/058-503/202(П-137) в составе ПГУ-230Т с целью повышения энергоэффективности предприятия. – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ-580с; 2017, 103 с., 4 ил., библиогр. список – 64 наименований, 6 листов чертежей ф. А1., 3 листа спец. ф. А4.

В выпускной квалификационной работе (ВКР) предложен вариант модернизации Челябинской ТЭЦ-3 с установкой котла-утилизатора П-137 в составе энергоблока ПГУ-230Т производства ОАО «ИК» «ЗИОМАР. За счет этого была увеличена эффективность предприятия; снижен удельный расход топлива на 5,9%, снижена себестоимость производства электроэнергии на 8,1%.

Целью проекта является увеличение энергоэффективности Челябинской ТЭЦ-3 как единицы коммерческой эксплуатации, для повышения конкурентоспособности на объединённом рынке электроэнергии России (ОРЭМ России).

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, девяти глав, заключения, библиографического списка и графической части. Во введении описывается месторасположение станции, техническая характеристика объекта, основного оборудования ПГУ-230Т. Первая глава посвящена обоснованию выбранной темы проекта. Во второй главе проведён обзор литературных источников. В третьей главе приводится сравнение отечественных и зарубежных котлов-утилизаторов. В четвертой главе описываются технические характеристики основного оборудования: котла-утилизатора П-137, ГТЭ-160, паровой турбины Т-50/70-7,6/0,12 произведены расчёты тепловой схемы котла-утилизатора, тепловой схемы паровой турбины, проведена оценка энергоэффективности установки КУ в составе ПГУ-230Т. В пятой главе рассматриваются вопросы энергосбережения. В шестой главе анализируются проблемы рассеивания вредных веществ в отходящих газах и проводится расчет высоты дымовой трубы. В седьмой главе рассмотрены вопросы автоматизации. В восьмой главе рассматривается экономическая часть проекта. В девятой главе проанализированы опасные и вредные производственные факторы, влияющие на сотрудников станции. В заключении представлены развернутые выводы по теме модернизации ЧТЭЦ-3. Графическая часть ВКР состоит из 7 листов формата А1, 3 листов формата А4, которые выполнены в графическом редакторе AutoCAD.

13 03 01 2017 048 03 ПЗ

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Разраб.		Осипов С.В.			Модернизация Челябинской ТЭЦ-3 с установкой котла-утилизатора ПР224/52-7,6/0,58-503/202 (П-137) в составе ПГУ- 230Т с целью повышения энергоэффективности предприятия	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Грибанов А.И,				ВКР	3	103
Н. Контр.		Алабугина Р.А				ЮУрГУ Кафедра промышленной теплоэнергетики		
Зав. каф.		Осинцев К.В.						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ОБОСНОВАНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ЧЕЛЯБИНСКОЙ ТЭЦ-3 С УСТАНОВКОЙ КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА П-137 В СОСТАВЕ ЭНЕРГОБЛОКА ПГУ-230Т И ЕЁ АКТУАЛЬНОСТЬ.....	9
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	13
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КОТЛОВ- УТИЛИЗАТОРОВ.....	17
4 УСТАНОВКА КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА (П-137) В СОСТАВЕ ЭНЕРГОБЛОКА ПГУ-230Т.....	25
4.1 Технические характеристики котла-утилизатора П-137.....	25
4.2 Технические характеристики ГТЭ-160.....	28
4.3 Технические характеристики паровой турбины Т-50/70-6,8/0,12...	29
4.4 Принципиальная тепловая схема блока ПГУ-230Т.....	30
4.5 Топливо, расчёт расхода топлива.....	32
4.6 Расчет тепловой схемы котла-утилизатора П-137 установленного в составе ПГУ230Т.....	35
4.7 Расчёт тепловой схемы паровой турбины Т-50/70-6,8/0,12.....	47
4.8 Оценка энергоэффективности модернизации Челябинской ТЭЦ-3.....	52
5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	55
6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ.....	57
6.1 Рассеивание в атмосфере газообразных горячих выбросов промышленных предприятий из дымовых труб.....	57
6.2 Контроль за соблюдением нормативов ПДВ.....	57
6.3 Определение высоты дымовой трубы.....	58
7 АВТОМАТИЗАЦИЯ.....	64
8 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ.....	74
8.1 Технико-экономический расчет.....	74
8.2 SWOT- анализ для реализации проекта модернизации Челябинской ТЭЦ-3 с установкой котла-утилизатора П-137 в составе энергоблока ПГУ-230Т.....	78
8.3 Планирование целей предприятия и проекта.....	80
9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	83
9.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	83
9.2 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса. Организация мероприятий защиты.....	84
9.3 Безопасность производственных процессов и оборудования.....	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	94
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	95

					12 02 01 2017 012 02	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		2

ВВЕДЕНИЕ

Одной из важнейших стратегических задач для нашей страны, является сокращение энергоёмкости отечественной экономики к 2020 году на 20%. Для её реализации необходимо создание совершенной системы управления энергоэффективностью и энергосбережением.

Энергоэффективность российских электростанций в сравнении с зарубежными можно оценить по следующим критериям: меньший средний электрический КПД приблизительно на 10 процентов, чем на современных западных станциях, выше потребление топлива на 30%, на тепловых электростанциях станциях построенных в советское время, чем на западных станциях, при выработке одинакового объёма электроэнергии.

В настоящее время рассматривается множество видов и способов энергосбережения в энергетической отрасли, однако приоритетным можно считать направление в котором осуществляется перевод тепловых электростанций на более экономичное основное оборудование обладающее повышенным КПД по сравнению с существующим и меньшими затратами условного топлива на вырабатываемые электроэнергию и тепло. Если программно внедрять такие виды оборудования, возможно, повысить энергоэффективность энергетической отрасли Российской Федерации в целом не менее чем на 20%.

Основным документом в сфере энергосбережения является Федеральный закон № 261–ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23 ноября 2009 года. Закон направлен на создание условий для сохранения невозобновляемых природных ресурсов России.

Энергетическая эффективность – характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю. Этим законом определены принципы правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности:

- 1) эффективное и рациональное использование энергетических ресурсов;
- 2) поддержка и стимулирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- 3) системность и комплексность проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;
- 4) планирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

									Лист
									4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

5) использование энергетических ресурсов с учетом ресурсных, производственно-технологических, экологических и социальных условий.

Из выше указанного, можно сформулировать основной вопрос, что определяет энергоэффективность предприятия? Прежде всего, она зависит от доли энергоносителей в себестоимости продукта. Обычно доля энергоносителей в производстве энергии составляет порядка 50–60% от общих затрат.

Местоположение нашей страны находится в неблагоприятной зоне с точки зрения выживания человека природной среде, что накладывает свой отпечаток на уклад жизни в нашем регионе проживания. Для обеспечения нормальной жизнедеятельности любого человека приходится тратить, очень много энергии. Энергия также необходима для нормального функционирования экономики.

В предыдущие годы на протяжении определённого периода развития энергетической отрасли вводилось в строй энергетическое оборудование с относительно низким КПД порядка 35–42 %. Таким оборудованием являются паротурбинные установки (ПСУ), работающие по циклу Ренкина. Паротурбинные технологии эффективны при непрерывной большой выработке тепла и электричества. Однако при работе летом эффективность этих установок резко снижается в силу объективных причин высокая температура воздуха и охлаждающей воды.

Современные тенденции развития энергетической отрасли Российской Федерации выставляют определённые требования, которым приходится соответствовать предприятиям энергетической отрасли. Прежде всего, это действие рыночных отношений в плане реализации выпускаемой продукции: электрической и тепловой энергии. Условия продажи энергии на рынке подчас, не благоприятствуют бурному развитию энергетики. Эти условия достаточно жёсткие, они вынуждают владельцев тепловых электростанций постоянно повышать энергоэффективность, чтобы сохранять конкурентоспособность. Для этого необходимо снижать себестоимость выпускаемой продукции. Способов для её снижения не так и много.

Рассмотрим некоторые из них:

- снижение удельного расхода топлива на выработку электрической и тепловой энергии;
- снижение расхода энергии на собственные нужды электростанции, например, внедрение частотных приводов для регулирования мощности электродвигателей вспомогательного оборудования;
- использование энергии вторичных энергоресурсов отработанных в технологических циклах электростанций;
- оптимизация технологических процессов основного и вспомогательного оборудования электростанции путем изменения режима работы;

					<i>12 02 01 2017 012 02</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		5

– внедрение генерирующего оборудования, обладающего более высокими критериями энергоэффективности: например строительство современных парогазовых установок утилизационного типа.

На ввод новых современных мощностей требуются существенные капиталовложения. В нашей стране в настоящий момент осуществляется переход в рамках осуществляемой реформы электроэнергетики от государственной собственности к частной. Созданы частные генерирующие компании, привлечены инвесторы, как отечественные, так и иностранные.

Правительство установило значения цен на мощность в электроэнергетике, которые будут использоваться для определения спроса при проведении в 2017 году долгосрочного конкурентного отбора мощности.

Значения установлены *от 114 до 218 тысяч рублей за 1 Мвт установленной мощности в месяц* для разных ценовых зон с началом периода поставки с первого января 2020 года.

В 2015 году власти изменили модель конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электроэнергии, также изменился порядок торговли мощностью. Отныне в российской энергетике проводится долгосрочный конкурентный отбор мощности на четыре года (в 2016 году отбор будет проводиться на 2020 год).

Это позволяет участникам оптового рынка прогнозировать финансовые потоки в долгосрочной перспективе, обеспечивает оптимизацию операционных и инвестиционных затрат в отрасли, стимулирует генерирующие компании выводить неэффективное генерирующее оборудование из эксплуатации.

С учётом всех условий, с развитием научно-технического прогресса появляется возможность внедрения энергогенерирующего оборудования для тепловых электростанций, обладающего более высоким КПД по сравнению с оборудованием предыдущего поколения, обеспечивающего соответственно более низкую себестоимость выпускаемой продукции. Используя такое оборудование можно получать более высокую прибыль. К такому оборудованию относится, парогазовая установка (ПГУ). Преимущества использования ПГУ очевидны:

– обладает более высоким коэффициентом полезного действия КПД порядка 65-70%,

– имеет более высокий коэффициент использования топлива, что при постоянно дорожающих энергоносителях важно,

– облегчён монтаж, конструктивные элементы данной установки обладают меньшей металлоемкостью, меньшими размерами по сравнению с оборудованием предыдущего поколения, что в свою очередь, сокращает сроки установки.

В целом внедрение парогазовых установок для модернизации теплоэнергетики России является шагом вперед в развитии энергетической отрасли России.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					6

Внедрение данных установок позволит снизить потребление энергоресурсов на 25–30% по сравнению с действующим положением.

Челябинская ТЭЦ-3 находится на Бродокалмакском тракте в северо-восточной части города Челябинска. Удачное местоположение электроцентрали позволяет обеспечивать потребности в электроэнергии металлургических и других промышленных предприятий мегаполиса с минимальными потерями и осуществлять около 30% теплоснабжения г. Челябинска.

Генерирующим оборудованием на электростанции являются 3 энергоблока суммарной установленной мощностью 590 МВт.

Энергоблок №1 – паросиловой, мощностью 180 МВт запущен в эксплуатацию, 1 апреля 1996 года.

Энергоблок № 2– также паросиловой, мощностью 180 МВт запущен в эксплуатацию, 25 декабря 2006 года.

Энергоблок № 3 – парогазовая установка (ПГУ) установленной электрической мощностью 230 МВт, обладающий более высоким КПД по отпуску электроэнергии, по сравнению с ранее построенными энергоблоками.

Для выдачи вырабатываемой электрической мощности потребителю ЧТЭЦ-3 оснащена ОРУ – 110 кВ, имеющем 6 отходящих воздушных линий электропередач, и ОРУ – 220 кВ, имеющем также 6 отходящих воздушных линий электропередач.

Топливом для генерирующего оборудования ЧТЭЦ–3 является природный газ Тюменского месторождения.

Суммарная тепловая мощность ЧТЭЦ-3 –1210 Гкал/ч. Основное теплофикационное оборудование:

– 4 горизонтальных сетевых подогревателя работающих в паросиловых циклах 1 и 2– го энергоблоков суммарной мощностью 520 Гкал/ч по 260 Гкал/ч для каждого энергоблока;

– 2 горизонтальных сетевых подогревателя мощностью – 150 Гкал/ч энергоблока №3.

В данной выпускной квалификационной работе дана общая характеристика оборудования Челябинской ТЭЦ-3, описаны основные характеристики оборудования парогазовой установки ПГУ-230Т. Представлены тепловые расчёты оборудования котла-утилизатора П-137, тепловой схемы ПГУ-230Т. Проведён оценочный анализ повышения энергоэффективности Челябинской ТЭЦ-3.

										<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>12 02 01 2017 012 02</i>					<i>7</i>

1 ОБОСНОВАНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ЧЕЛЯБИНСКОЙ ТЭЦ-3 С УСТАНОВКОЙ КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА П-137 В СОСТАВЕ ЭНЕРГОБЛОКА ПГУ-230Т И ЕЕ АКТУАЛЬНОСТЬ

Пик развития и строительства парогазовых установок (ПГУ) во всем мире пришелся на 1980-1990 гг. «К тому времени в СССР уже был накоплен существенный опыт по разработке схем блоков ПГУ. В частности, был создан ряд пилотных блоков по различным схемам (сбросные схемы ПГУ, ПГУ с высоконапорными парогенераторами, естественно, и газотурбинные установки – тепловая электростанция (ГТУ–ТЭС) с водогрейными котлами–утилизаторами и т.п.), разрабатывались классические бинарные ПГУ, ПГУ с прямоточными котлами утилизаторами. Но самое главное – в тот период уже были созданы, осваивались и внедрялись в промышленную эксплуатацию достаточно экономичные и перспективные для своего времени советские газотурбинные установки, в т.ч. и крупные ГТУ мощностью 150 МВт производства «Ленинградского Металлического завода» (на ГРЭС им. Классона)».

Реализовать все задумки, впрочем, так и не удалось. В СССР развитие ПГУ в тот момент сдерживалось целым рядом факторов, основным из которых была низкая стоимость природного газа, равно как и других видов топлива – угля, мазута. При наличии же дешевых энергоресурсов особой необходимости в развитии парогазовых технологий, которые требовали больших инвестиций, не было. Государственная политика в сфере энергетики в СССР определялась таким образом, что приоритетными в структуре объектов генерации являлись теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии и, соответственно, высоким значением КПД (до 80%) и низким удельным расходом топлива».

В странах Запада, напротив, энергоресурсы стоили дорого. Поэтому паросиловыми блоками (на суперсверхкритические параметры пара) в это время комплектовались в основном угольные станции. На газовых и жидкотопливных ставились ПГУ. В России же строительство ПГУ было сокращено до минимума.

Пущенный в эксплуатацию в середине 90-х годов 20-го века 1-й энергоблок Челябинской ТЭЦ-3, на тот момент был вполне современным и обладал удовлетворительными экономическими показателями. Энергоблок №2 идентичный первому, запущенный в 2006 году увеличил единичную электрическую и тепловую мощность Челябинской ТЭЦ-3 в два раза, незначительно повлияв на экономические показатели предприятия, снижение себестоимости выпускаемой продукции. Данные теплофикационные энергоблоки с паровым котлом ТПГЕ-215 производства Таганрогского котельного завода и теплофикационной паротурбинной установкой Т-180/210 МВт производства ОАО «ЛМЗ» при всех

									Лист
									8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

своих несомненных достоинствах; простота конструкции, надежность, управляемость, мобильность, значительная тепловая нагрузка, по отношению к вырабатываемой электрической мощности, имеют также и много недостатков:

во-первых, большая металлоёмкость конструкции, приводящая к значительным затратам во время монтажа и ремонтов оборудования;

во-вторых, низкий средний нормативный КПД энергоблока в силу особенностей конструкции порядка 40- 43%;

в-третьих, старение и износ оборудования в условиях современного развития энергетической техники, увеличение затрат на ремонт.

Одним из главных факторов, влияющих на эффективность энергопредприятий, стало изменение условий реализации выпускаемой продукции электроэнергии на объединённом рынке электрической мощности (ОРЭМ) в рамках проводимой реформы электроэнергетики. Цена на этом рынке на установленную мощность для действующих классических паротурбинных установок (ПТУ) значительно ниже, чем например, для новых более экономичных парогазовых энергоблоков, особенно для тех, что устанавливаются по «Договору поставки мощности» (ДПМ).

Таким образом, правительство Российской Федерации в рамках проводимой реформы, поощряет собственников генераций строить новое энергетическое оборудование. Все эти причины побуждают частные компании ставшие владельцами, различных генерирующих компаний, в том числе и Челябинской ТЭЦ-3, модернизировать оборудование, например, за счёт внедрения новых теплофикационных циклов на базе парогазовых установок (ПГУ), КПД по отпуску электроэнергии которых, составляют более 50% и установка которых, существенно бы снизила себестоимость отпускаемой продукции, повысив эффективность предприятий теплоэнергетики.

Критерием повышения энергоэффективности Челябинской ТЭЦ-3 является установка теплофикационного энергоблока ПГУ-230Т, состоящей соответственно из газотурбинной установки ГТЭ-160 производства ОАО «Силловые машины», вертикального котла-утилизатора Пр 224/52-7,6/058-503/202 (П-137), и паровой турбины Т-50/70-5,8/0,12 производства «Силловые машины Калужский турбинный завод (КТЗ)»

Фактором, влияющим на экономичность энергоблока ПГУ в целом, является установка котла-утилизатора П-137, так как отдельные элементы принципиальной схемы парогазовой установки обладают невысокими экономическими показателями. Газотурбинная установка, сжигая топливо природный газ, преобразует потенциальную тепловую энергию сгоревшего топлива в электрическую энергию. КПД ГТУ составляет порядка 36 %, что указывает на низкую эффективность использования сжигаемого топлива.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					9

Отработавшие в ГТУ газы имеют достаточный энергетический потенциал, для получения дополнительной электрической и тепловой энергии. Чтобы преобразовать потенциальную энергию отходящих газов в тепловую энергию перегретого пара, на выхлопе ГТУ устанавливается котел-утилизатор вертикального типа двухбарабанный, двухконтурный. У котла-утилизатора, по сравнению с другими единицами ПГУ – ГТУ и ПТУ самый высокий КПД порядка 90 %.

КПД теплофикационной паровой турбины без регенерации составляет не более 35 %. Только применение комбинированного цикла достигает более полного, экономически выгодного использования тепла сжигаемого в газотурбинной установке (ГТУ) органического топлива, природного газа, чтобы обеспечить наиболее выгодные, с точки зрения прибыли, экономические показатели тепловой электростанции. В данной выпускной квалификационной работе представлены принципиальные тепловые схемы энергоблока ПГУ, котла-утилизатора, тепловой поверочный расчёт котла-утилизатора, паротурбинной установки, а также экономических показателей парогазовой установки. Представлена оценка энергоэффективности модернизации, проведён расчёт экономических показателей рентабельности внедрения данного проекта.

Таким образом, можно заключить, что установка котла-утилизатора П-137 в составе энергоблока ПГУ- 230Т, является важным критерием повышения энергоэффективности Челябинской ТЭЦ-3. Выпускная квалификационная работа на вышеуказанную тему, рассматривает факторы, повышающие энергоэффективность производства энергии тепловой электростанцией.

Современные условия

На Челябинской ТЭЦ-3 устанавливается парогазовая теплофикационная установка ПГУ-230Т, номинальной электрической мощностью 230 МВт по циклу ПГУ-ТЭЦ с одной газовой турбиной ГТЭ-160 ОАО «Силловые машины-ЛМЗ», одним вертикальным паровым котлом-утилизатором П-137 ОАО «ЗИО» Подольск, одной паровой турбиной типа Т-50/70-6,8/0,12 с двумя отборами пара на горизонтальные подогреватели сетевой воды ОАО «Силловые машины – КТЗ».

Режим работы станции – базовый, непрерывный, по графику тепловой и электрической нагрузки с преимущественной загрузкой блока. Коэффициент использования установленной электрической мощности электростанции – 94,56%.

Система теплоснабжения – закрытая. Регулирование отпуска тепла – центральное, качественное по температурному графику 150/70 °С, нагрев сетевой воды в подогревателях сетевой воды блока осуществляется по основному графику максимальный нагрев до 115 °С, пиковый догрев – в существующих пико-вых водогрейных котлах расположенных в отдельном здании пиковой котельной.

Расчетные тепловые характеристики старой части и новой ПГУ-230Т представлены в таблице 1.1 (данные ПТО предприятия).

										Лист
										10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					

Таблица 1.1 – Расчетные электрические и тепловые характеристики блока

Наименование	Старая часть	ПГУ-230Т
	Величина	Величина
1. Нагрузка %	100	100
2. Температура наружного воздуха, °С	+15	+15
3. Электрическая мощность, МВт	360	230,0
4. Тепловая мощность, Гкал/ч	100,3	65,6
5. Объемный расход топлива, ×10 ³ м ³ /ч	62,4	47,34
6. КИТ, %	53,7	66,4
7. КПД по отпуску электроэнергии, %	47	57,5
8. КПД по отпуску тепловой энергии %	88,5	89,4

Вывод: Установка нового оборудования связана с большими материальными, финансовыми, организационными и др. проблемами. Однако для повышения конкурентоспособности Челябинской ТЭЦ–3, для сохранения и усиления её позиций на современном рынке электроэнергии необходима модернизация с установкой котла-утилизатора П-137 в составе ПГУ-230Т. По приведённым данным таблицы 1.1 очевидно, что это преобразование обладает положительным эффектом, оно благоприятно повлияет на энергоэффективность Челябинской ТЭЦ-3.

					<i>12 02 01 2017 012 02</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>11</i>

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

В настоящее время существуют разные варианты тепловых схем производства тепловой и электрической энергии в установках с газотурбинными двигателями. Зарубежные и отечественные производители продолжают изготовление газотурбинных установок (ГТУ) простого цикла, достигая при этом высоких значений коэффициента полезного действия (КПД) за счёт повышения начальной температуры газов перед газовой турбиной.

Данный метод достаточно эффективен и является перспективным. Начальная температура газов перед газовой турбиной определяет конечный коэффициент полезного действия энергоустановки, её удельную работу и единичную мощность. При расходе воздуха равном 500 кг/с и более увеличение температуры газа с 1000 °С до 1400 °С, повышает мощность ГТУ более чем в 2 раза: этот способ рассмотрен в учебном пособии [50].

По мере развития газотурбинных установок наблюдается постепенный рост начальной температуры газов перед газовой турбиной. За 60 лет она выросла более чем в два раза и достигает в среднем в большинстве газовых турбин – 1100 – 1200 °С [51], на сегодняшний день существуют установки с начальной температурой газов превышающей температуру 1300 – 1400 °С [51].

К примеру, фирмой Mitsubishi, применяется паровое охлаждение статора газовой турбины, за счёт чего была достигнута начальная температура порядка 1500 °С и разрабатывается газотурбинная установка с температурой газа перед турбиной порядка 1700 °С [50].

По начальной температуре ГТУ значительно превосходят паротурбинные установки (ПТУ), начальная температура пара в которых достигла предела, и дальнейшее её повышение на 50 – 100 °С, потребует больших затрат при незначительном повышении КПД. Рассмотрим несколько различных способов повышения эффективности автономных ГТУ.

Из термодинамики известно, что термический КПД цикла Карно (2.1) :

$$\eta_t = 1 - \frac{T_{\min}}{T_{\max}} \quad (2.1)$$

Из данного выражения, очевидно, что при росте начальной температуры цикла T_{\max} увеличивается КПД. Применение комбинированного парогазового цикла и заключается в расширении диапазона минимальной и максимальной температур цикла.

Способом возможного увеличения температурного диапазона является сочетании ГТУ и ПТУ (паротурбинной установки) [51,57].

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				12

В ПГУ комбинированного парогазового цикла различают две основные группы:

- бинарная ПГУ в схеме, которой имеются паровая и газовая турбина, таким образом, тепло полученное в цикле Брайтона передается в цикле Ренкина;
- газопаровые ПГУ (смещения) в таких установках вода или водяной пар, полученный от использования теплоты отходящих газов ГТУ, впрыскивается в газовый поток [58].

ПГУ с низкопотенциальными газами (НПГ) используют по причине высокой температуры отходящих газов газотурбинной установки и увеличенным содержанием кислорода в них, достигающим 16 – 18% коэффициент избытка воздуха составляет при этом $\alpha=3\div 4$. Это даёт возможность использовать их в качестве дополнительного окислителя при сжигании топлива в котле. При таком способе часть теплоты газов передается рабочему телу паротурбинной установки [55].

Воздухоподогреватель при этом способе не требуется, вместо него устанавливают дополнительный низкотемпературный водяной экономайзер, выполняющий роль регенеративных подогревателей паровой турбины. Таким образом, достигается приемлемая температура уходящих газов парового котла. Подвод тепла к паровой части установок производится по изобаре низкого давления газовой части.

Недостаток ПГУ с НПГ: проблема автономной работы паротурбинной установки при выходе из строя ГТУ, так как в котле отсутствует воздухоподогреватель, поэтому требуется установка дополнительных калориферов, подогревающих воздух для его подачи в топку котла.

В ПГУ с котлом-утилизатором (КУ) в паровой части используется тепло уходящих газов, не требующее дополнительного сжигания топлива. Температура газов в данном случае составляет порядка 400 – 450 °С после газовой турбины, в КУ получают пар с небольшими начальными параметрами, что приводит к повышению КПД цикла более 37 – 40%. При повышении температуры газов на входе в газовую турбину выше 1200 °С, повышается не только КПД ГТУ, но и температура отработанных в турбине газов. Такой способ позволяет получать в КУ пар высоких параметров до 600 °С. Что создаёт условия для создания утилизационной ПГУ с КПД более 50% [56].

Для мощных ГТУ, устанавливаемых на тепловых электростанциях лучшим способом повышения эффективности является применение их в составе комбинированного цикла с утилизацией отходящих газов в котле-утилизаторе, с получением пара высоких параметров для привода в движение паротурбинного генератора. Для ТЭЦ рентабельно применение комбинированного цикла ПГУ с паротурбинной установкой теплофикационного типа с существенным тепловым отбором пара на подогрев сетевой воды. Котлы-утилизаторы применяемые в

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					12

энергетических ПГУ различаются по компоновке, тепловым схемам и параметрам. По конструкции котлы -утилизаторы подразделяются на горизонтальные или вертикальные, как правило, барабанного типа с естественной или принудительной циркуляцией.

В таких котлах-утилизаторах применяются поверхности нагрева из труб с наружным оребрением, что позволяет уменьшить их площадь и металлоёмкость. Компоновка поверхностей зависит от конструктивной схемы котла и выполняется в виде секций, собранных в общие блоки и подвешенных к потолку вертикально поперек движения газов в горизонтальных КУ, и в виде отдельных блоков, устанавливаемых горизонтально в шахте вертикального КУ.

Поверхность нагрева *горизонтальных* котлов-утилизаторов состоит из отдельных секций, компонуемых в пакеты. Каждая секция обычно включает в себя верхний и нижний коллекторы, соединенные оребренными трубами [37].

Вертикальные котлы-утилизаторы имеют свои особенности. Отдельные модули поверхностей нагрева, закрепляются друг над другом с помощью каркаса котла, в котором имеются боковые ниши для размещения коллекторов и гибов труб, не омываемых дымовыми газами. Для обеспечения прочности центральную часть поверхности нагрева по всей длине оснащают несущими перегородками. Согласно [37] в ПГУ с одноконтурным КУ дымовые газы охлаждаются до 160 °С, что даёт невысокое значение КПД производства электроэнергии.

Тепловая схема одноконтурной ПГУ проста в эксплуатации и обладает при установке низкими капитальными затратами. Чтобы повысить эффективность производства электроэнергии приходится усложнять схему ПГУ, применять двух- и трех контурные котлы-утилизаторы. Анализ тепловых схем ПГУ при использовании ГТУ одного типа (например, V64.2 производства Siemens) отражает различную эффективность производства электроэнергии в первом случае будет КПД составлять 49,95%, а во втором 52,2% [37].

В современных ГТУ температура выходных газов составляет порядка 600 °С и более. Это даёт возможность использовать котлы-утилизаторы с тремя контурами генерации пара и промежуточным перегревом. Промежуточный перегрев пара может применяться и в КУ с двумя давлениями пара. Эти факторы снижают влажность пара в последних ступенях паровой турбины. В отличие от камерно-факельных котлов применяемых в паросиловых установках, в котлах-утилизаторах отсутствуют воздухоподогреватели (ВЗП) для охлаждения дымовых газов и увеличения КПД котлов. Функции (ВЗП) и охлаждения температуры уходящих газов после КУ до 100÷120°С, в схемах ПГУ с КУ выполняют газовые подогреватели конденсата (ГПК).

В силу конструктивных особенностей тепловой схемы температура конден-

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					14

сата после конденсатора паротурбинной установки составляет $30\div 40^{\circ}\text{C}$, существует риск снижения температуры дымовых газов ниже температуры точки росы, это может привести к низкотемпературной коррозии хвостовых частей поверхности нагрева и газоходов котла-утилизатора.

Чтобы обеспечить надёжную работу котла-утилизатора за весь период эксплуатации в соответствии с рекомендациями отечественных и зарубежных специалистов, на входе в ГПК нужно поддерживать температуру конденсаторе порядка $55\div 60^{\circ}\text{C}$. По этой причине в тепловых схемах ГПК применяются рециркуляция горячего конденсата. Нагретый конденсат с выхода ГПК или из промежуточной его части в необходимом количестве подаётся на вход ГПК с помощью насосов рециркуляции. Таким образом, удаётся поддерживать температуру дымовых газов выше температуры точки росы.

Вывод: Для обеспечения высокой эффективности цикла мощных газотурбинных двигателей (ГТД), применяемых на тепловых электростанциях для получения электроэнергии, оптимальным решением будет, применение комбинированного теплового цикла с установкой после газовой турбины низконапорного двухконтурного котла-утилизатора для получения перегретого пара с определёнными параметрами давления и температуры, который можно использовать для привода паротурбинной установки. Этот тепловой цикл является циклом Брайтона-Ренкина, иначе называемый парогазовым или парогазовой установкой (ПГУ).

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ

В последние годы мощные парогазовые установки с КПД выше 50% заняли прочное место в мировой электроэнергетике. К 2010 г. в мире эксплуатировалось 29 тыс. энергетических газотурбинных установок (ГТУ) общей мощностью 1170 ГВт. Ежегодно вводится в среднем 300 энергетических ГТУ. Их суммарная мощность составляет 50–70 ГВт, а стоимость – более 10 млрд. дол.

В России мощность конденсационных газомазутных энергоблоков, работающих с КПД 35–40 % составляет 35 ГВт. Замена их парогазовыми установками позволит экономить 30–40% природного газа или вырабатывать на том же количестве газа на 30–40% больше электроэнергии. Такая экономия возможна при переводе на парогазовый цикл газомазутных ТЭЦ с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла.

В настоящее время в нашей стране разработано и поставляется на электростанции все основное оборудование для создания парогазовых установок, (кроме некоторых ГТУ): котлы–утилизаторы, паровые турбины, насосы и т.д. Данное оборудование успешно освоено на электростанциях. На всех ГТУ подтверждены расчетные показатели. Они работают надежно и экономично.

В настоящее время изготовлены 4 ГТУ типа ГТЭ–110 и еще 2 находятся в производстве. Проведены их испытания, как при автономной работе, так и в составе ПГУ, подтвердившие высокие показатели двигателя.

Однако, при освоении ГТУ типа ГТЭ–110 в эксплуатации возникают трудности как технического, так и организационного характера, препятствующие широкому распространению этой ГТУ. Необходимы быстрые и энергичные меры по устранению этих трудностей.

Национальным интересам России, безусловно, соответствует использование на её электростанциях оборудования отечественного производства.

Организация в стране производства энергетических ГТУ позволит:

- уменьшить, а затем и прекратить их импорт;
- сохранить и развить с использованием передового опыта авиационного двигателестроения имеющуюся в стране компетенцию в области конструирования, производства и эксплуатации энергетических ГТУ;
- создать потенциал для экспорта парогазотурбинного оборудования и услуг.

Учитывая масштаб потребностей, отечественная разработка и создание производства перспективных газовых турбин для энергетики является крупнейшей государственной задачей. Необходимо быстро завершить «доводку» газотурбинных установок отечественного производства, например, ГТ–110, которая по своим технико-экономическим показателям привлекательна для установки на многих отечественных ТЭЦ.

					<p><i>12 02 01 2017 012 02</i></p>	<p><i>Лист</i></p>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<p>16</p>

Так же целесообразна локализация в России производства мощных, порядка 300 МВт, энергетических ГТУ, в настоящее время серийно выпускаемых за рубежом. Следующее поколение энергетических ГТУ необходимо разрабатывать внутри страны на общей технологической базе с авиадвигателями следующего поколения.

Технический уровень этих ГТУ при реальных сроках их разработки и освоения должен быть чрезвычайно высоким; единичные мощности около 350–400 МВт при начальной температуре газов выше 1600 °С, а КПД парогазовых установок с ними – выше 60%.

По сравнению с производством ГТУ, которые практически не производятся или производятся в малых количествах в России, производство отечественных котлов–утилизаторов находится в не столь плачевном состоянии.

Модельный ряд котлов-утилизаторов, производимых отечественной промышленностью обладают большим разнообразием, они применяются на протяжении многих лет в различных отраслях промышленности. Исключение составляют котлы–утилизаторы для утилизации отходящих газов в составе парогазовых установок. Это направление отечественного котельного производства получило развитие в последние годы, благодаря внедрению ПГУ на территории Российской Федерации. Так как раньше такие типы котлов мало использовались в энергетике нашей страны, производители котельного оборудования, как правило, идут по пути наименьшего сопротивления, используя зарубежные наработки. Покупают лицензии на производство котлов-утилизаторов для парогазовых установок различной мощности. Создают совместные предприятия с иностранными производителями, привлекают доли иностранного капитала для более эффективного функционирования предприятий. Все эти действия привели к тому, что под маркой известных котельных заводов производятся фактически котлы–утилизаторы зарубежного производства.

Рассмотрим модельные ряды и основные характеристики оборудования известных котельных заводов производящих в нашей стране отечественные котлы-утилизаторы и оборудование к ним.

Безусловным лидером по количеству производимых котлов-утилизаторов является ООО «Котельный завод «Белэнергомаш» [54].

Линейка производимого этим котельным заводом оборудования велика. Он выпускает следующие виды котлов-утилизаторов:

– котлы-утилизаторы за газовыми турбинами типа КГТ порядка 14-ти модификаций, типа КVB 3-моделей;

Производит котлы-утилизаторы Таганрогский котельный завод ТКЗ «Красный котельщик», который всегда производил мощные энергетические котлы для тепловой энергетики. Современные реалии заставляют данные предприятия адаптироваться к современным условиям. Так как последнее десятилетие прохо-

										Лист
										17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					

дит под эгидой внедрения парогазовых установок в энергетику России, то и ТКЗ не стоит в стороне от современных реалий [50].

Здесь приведён краткий каталог выпускаемых ТКЗ котлов-утилизаторов.

Котлы-утилизаторы для малой энергетики от 2,5 до 65 МВт:

– котлы-утилизаторы (КУ): паровые и водогрейные с горизонтальным потоком газа, с естественной циркуляцией, с дожигаемым устройством или без него, паровые котлы-утилизаторы на одно, два или три давления пара, спроектированные по технологии NOOTER/ERIKSEN.

Котлы-утилизаторы для блоков до 300 МВт:

– паровые котлы-утилизаторы на два или три давления по технологии Nooter/Eriksen в составе моно- и дубль блоков ПГУ, а также надстроек для существующих электростанций в составе ГТУ+КУ.

Котлы-утилизаторы для блоков ПГУ до 850 МВт:

– паровые котлы-утилизаторы на три давления по технологии Nooter/Eriksen в составе дубль блоков ПГУ.

Как можно видеть из вышеприведённой информации следует, что в основном все новые котлы-утилизаторы производятся по иностранной технологии в частности в частности американской компании Nooter Eriksen.

Являясь ведущим мировым поставщиком парогенераторов рекуперации тепла (котлов-утилизаторов) компания Nooter/Eriksen построила и установила полный спектр систем рекуперации тепла. Введено в работу множество из крупнейших в мире парогенераторов с естественной циркуляцией HRSGs, некоторые обладают производительностью свыше 580 т / ч пара. На сегодняшний день, более чем 970 котлов-утилизаторов + HRSGs были поставлены для использования для утилизации отходящих газов после ГТУ с мощностью от 2 МВт до 300 МВт и более. Более 420 котлов-утилизаторов Nooter / Eriksen HRSGs имеют дополнительный дожиг.

Для сравнения рассмотрим модельный ряд выпускаемой продукции ОАО «ЗИО–Подольск», машиностроительный завод, который производит порядка 8–моделей котлов–утилизаторов для ПГУ различной мощности применяемых на тепловых электростанциях [53].

- котел-утилизатор П-96 для ПГУ мощностью 450 МВт;
- котел-утилизатор П-103 для ПГУ мощностью 38 МВт;
- котел-утилизатор П-107 для ПГУ мощностью 450 МВт;
- котел-утилизатор П-116 для ПГУ мощностью 450 МВт;
- котел-утилизатор П-131;
- котел-утилизатор П-137.

На Челябинской ТЭЦ-3 установлен котел П-137 производства «ЗИО Подольск» имеющего следующие технические характеристики: паровой двухконтурный котел–утилизатор Пр 224/52–7,6/058–503/202 (П–137) с вспомогатель-

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					18

ным оборудованием предназначен для работы в составе парогазовой установки ПГУ–230Т, состоящей из одной газотурбинной установки ГТЭ-160, одного котла–утилизатора П-137 и одной паровой турбины ПТ–50/70-6,8/0,12 [64].

КУ вертикальной компоновки, двухбарабанный, двухконтурный, с принудительной циркуляцией. Номинальный расход пара – 224 т/ч, высокого давления – 7,6 МПа; расход пара 52 т/ч, низкого давления – 0,58МПа.

Пароводяной тракт состоит из контура высокого давления (КВД), включающий в себя барабан высокого давления (БВД), экономайзер высокого давления (ЭВД), испаритель высокого давления (ИВД), пароперегреватель высокого давления (ППВД). Контура низкого давления (КНД), включающего в себя газовый подогреватель конденсата (ГПК), барабан низкого давления (БНД) с встроенным деаэрационным устройством, испаритель низкого давления (ИНД), пароперегреватель низкого давления (ППНД).

Рассмотрим его устройство и основные технические характеристики в сравнении с устройством парового двухконтурного котла–утилизатора HRSG–274,1/62,82–11,5/0,95–541/240 с дожигом, производства фирмы «ALSTOM», предназначенного для работы в составе энергоблока ПГУ –247,5 МВт, состоящей из одной газовой турбины ГТУ GT13EA фирмы «ALSTOM», и паротурбинной установки двух давлений DKZE1–1N33 конденсационного типа, с двумя теплофикационными отборами пара тепловой мощностью 150 Гкал/ч компании «ALSTOM», установленном на Челябинской ГРЭС [63].

Как и П-137, котёл-утилизатор «ALSTOM», барабанный, однокорпусный, подвесной, отличается компоновкой – горизонтальным профилем с естественной циркуляцией в испарительных контурах высокого и низкого давлений. Максимальная температура газов из газовой турбины на входе в КУ не должна превышать 550 °С. Для П-137 эта температура составляет 570 °С.

Рабочий диапазон изменения нагрузки у обоих котлов-утилизаторов одинаковый от 50% до 100% номинальной. Изменение нагрузки производится изменением расхода топлива и воздуха в ГТУ. При этом изменяется расход и температура газов на входе в котёл-утилизатор. Топливом для ГТУ является природный газ. КУ работают на скользящих параметрах пара высокого давления, определяемых расходом и температурой газов, поступающих от ГТУ, и характеристиками паровой турбины. В котле-утилизаторе «ALSTOM», температура пара высокого давления регулируется при помощи впрыскивающего пароохладителя. П-137 без дожига, температура пара высокого давления не регулируется, нет впрыскивающего пароохладителя.

Поверхности нагрева КУ «ALSTOM», как и у П-137 выполнены из труб с наружным спирально-ленточным оребрением. Газоходы рассматриваемых котлов-утилизаторов выполнены газоплотными, исходя из максимального избыточного давления газов на входе в диффузор за ГТУ – 6,5 кПа.

									Лист
									19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

Технические характеристики рассматриваемых котлов-утилизаторов приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики котлов-утилизаторов установленных на ЧТЭЦ-3 и ЧГРЭС

Контур высокого давления		
Параметр	КУ «ALSTOM»	П-137
1 Паропроизводительность КВД, т/ч	274,1	224
2 Номинальная температура пара на выходе из КВД, °С	541	508
3 Номинальное давление пара на выходе из КВД, кгс/см ²	115	96
Контур низкого давления		
4 Паропроизводительность, т/ч	62,82	54
5 Номинальная температура пара на выходе из КНД, °С	240	216
6 Номинальное давление пара на выходе из контура кгс/см ²	9,5	9,0

Состав поверхностей нагрева котла-утилизатора «Альстом»

Пароперегреватель высокого давления ППВД №1;
 Пароперегреватель высокого давления ППВД №2;
 Пароперегреватель высокого давления ППВД №3;
 Испаритель высокого давления ИВД № 1А;
 Испаритель высокого давления ИВД № 1В;
 Экономайзер ВД № 1А;
 Экономайзер ВД № 1В;
 Пароперегреватель низкого давления ППНД;
 Испаритель низкого давления ИНД;
 Экономайзер высокого давления ЭВД № 2А.
 Экономайзер высокого давления ЭВД № 2В.
 Экономайзер низкого давления ЭНД № 1.
 Экономайзер высокого давления ЭВД № 3.
 Подогреватель питательной воды ПВ (ГПК).

Состав поверхностей нагрева котла-утилизатора П-137.

Пароперегреватель высокого давления ППВД;
 экономайзер высокого давления ЭВД;
 испаритель высокого давления ИВД;
 пароперегреватель низкого давления ППНД;
 испаритель низкого давления ИНД;
 газовый подогреватель конденсата ГПК.

										Лист
										20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					

Количество и состав поверхностей нагрева П-137 выгодно отличается от котла–утилизатора «ALSTOM», здесь их намного меньше, а значит меньше металлоёмкость, это объясняется различной компоновкой газозвоздушного тракта.

П-137– вертикальной компоновки, с принудительной циркуляцией в контурах высокого и низкого давлений, осуществляемой циркуляционными насосами. При вертикальной компоновке газоходов котлов–утилизаторов происходит более интенсивный теплообмен между греющими газами и теплоносителем, что позволяет снизить металлоемкость при изготовлении, положительным моментом является также отсутствие отдельного деаэрационного устройства, что снижает капитальные затраты на установку и текущие на ремонт и обслуживание. К недостаткам можно отнести возможное снижение надёжности из-за наличия насосного оборудования, работающего под высоким избыточным давлением, вследствие чего ограничивается максимальное давление в контуре высокого давления и что ведёт к снижению начальных параметров пара высокого давления, и используемого теплотерпепада.

У котла-утилизатора «ALSTOM» газоход горизонтальной компоновки с естественной циркуляцией. Преимущество составляет возможность работы с параметрами пара близкими к параметрам высокого давления, что существенно повышает теплосодержание рабочего тела на выходе из котла, увеличивается используемый теплотерпепад. К положительным критериям можно отнести, отсутствие насосного оборудования для обеспечения циркуляции. К недостаткам высокую металлоемкость, усложнение конструкции поверхностей нагрева, наличие отдельного деаэрирующего устройства, что ведёт к увеличению капиталовложений при установке, и затрат на ремонт и обслуживание.

Системы автоматизации (АСУТП), прилагаемые к рассматриваемым котлам-утилизаторам по уровню и функциональности примерно идентичны.

На П-137 устанавливается программно-технический комплекс на базе ПТК «Овация» производства компании «Эмерсон».

На котле-утилизаторе «ALSTOM» установлено АСУТП собственного производства.

Оценить котлы–утилизаторы отечественного и зарубежного производства можно по следующим восьми критериям:

1-й критерий – качество и надёжность. Ответить на этот вопрос с определенностью не могут даже эксперты. Одни полагают, что российские компании сильно отстали от зарубежных, другие уверены, что котлы отечественного производства практически не уступают аналогам. Впрочем, даже оптимисты признают, что в чем-то нам стоит поучиться у европейских коллег. Все сходятся во мнении, что «нашим» следует больше внимания уделять инновациям производства: только так отрасль разработки котельного оборудования останется конкурентоспособной.

										Лист
										21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					

2-й критерий – стоимость. П-137 однозначно выигрывает у своих западных аналогов, так как оборудование, произведённое в России, на порядок дешевле, иностранного, если просто учесть стоимость таможенных сборов и транспортных расходов.

3-й критерий. Наличие и выполнение гарантийных обязательств изготовителем. По данному критерию оценки можно поставить плюс отечественному оборудованию, так как заводы производящие данные котлы-утилизаторы находятся на территории Российской Федерации и соответственно в её юрисдикции, а значит с ними легче взаимодействовать и быстрее решать, возникающие в процессе эксплуатации вопросы, чем, если бы оборудование было произведено зарубежными компаниями.

4-й критерий. Наличие инженерной поддержки (квалификация специалистов, программы расчета, дистрибьюторская версия программы). Безусловно, быстрее решаются различные вопросы, когда есть инженерная поддержка в своём государстве, немаловажное значение имеет расстояние от построенных объектов, а значит доступность данного вида услуги. В данном критерии выигрывают, также отечественные изготовители, хотя они не всегда могут предоставить нужное программное обеспечение, поэтому собственникам приходится в этом вопросе выбирать компромиссные варианты. Пожалуй, здесь можно отдать преимущество зарубежным производителям, так как в силу различных причин, российские разработки программного обеспечения ещё сильно отстают от иностранных в этом вопросе.

5-й критерий. Срок изготовления и поставки. Данный критерий зависит от конкретного изготовителя.

Иностранные компании в этом вопросе имеют преимущества, так как обладают более совершенными средствами производства, и квалифицированный персонал, что значительно сокращает сроки поставки и изготовления энергетических объектов, хотя данное преимущество перечёркивает высокая стоимость этих услуг. В нашей стране на протяжении длительного времени разрушались структуры энергетических строительных организаций, поэтому заказчикам приходится выбирать компромиссный вариант, используя по минимуму участие иностранных компаний, привлекая всё больше имеющиеся на рынке отечественные, что приводит к увеличению срока строительства.

6-й критерий. Ремонтопригодность. Отечественное оборудование однозначно обладает лучшей ремонтопригодностью по сравнению с иностранными компаниями, здесь также приоритетными являются: стоимость услуг, расстояние до ремонтных предприятий, наличие квалифицированного персонала, простота или сложность ремонтируемого оборудования.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					22

7-й критерий. *Обеспечение запасными частями и расходными материалами.* В этом случае отечественные и иностранные изготовители, находятся в равных условиях, единственным отличием является наличие больших расстояний при поставках запчастей из-за рубежа, а также дополнительные затраты времени и материальных средств на таможенное оформление.

8-й критерий. *Расположение производств и склада запасных частей в непосредственной близости к потенциальному заказчику.* По этому критерию оценки первенство принадлежит отечественным производителям в силу объективных причин.

Вывод: При выборе оборудования для тепловых электростанций необходимо руководствоваться, прежде всего, принципами эффективности установленных в будущем и пущенных в эксплуатацию энергетических установок. При этом необходимо просчитывать перспективу дальнейшего развития энергетики, как отрасли промышленности с точки зрения быстрой окупаемости и выполнения долгосрочной рентабельности. Для благополучного существования отраслей промышленности, в том числе энергетики нашей страны, приоритетнее выбирать оборудование отечественного производства. Оборудование иностранного производства можно выбирать, только при отсутствии отечественных аналогов.

									Лист
									22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

4 УСТАНОВКА КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА П-137 В СОСТАВЕ ЭНЕРГОБЛОКА ПГУ-230Т

Чтобы повысить энергоэффективность Челябинской ТЭЦ-3 установим паровой котёл-утилизатор в составе энергоблока ПГУ-230Т парогазовой установки с теплофикацией – электрической мощностью 230 МВт, тепловой мощностью 155 Гкал. В состав ПГУ-230Т входят следующие элементы генерации электрической и тепловой энергии:

- газотурбинная установка – ГТЭ-160 электрической мощностью 160 МВт и электрическим КПД 36%;
- котел-утилизатор П-137;
- паровая турбина Т-50/70-6,8/0,12.

Комбинированный цикл ПГУ-230Т, обладает сниженным удельным расходом топлива на вырабатываемый киловатт электроэнергии по сравнению с энергоблоками ПСУ, его абсолютный электрический КПД составляет более 50%. Ниже представлены основные технические характеристики оборудования, вид топлива и его химический состав. Определены расход топлива, объём дымовых газов. Выполнен расчёт тепловой схемы КУ П-137, осуществлена оценка энергоэффективности модернизации Челябинской ТЭЦ-3.

4.1 Технические характеристики котла-утилизатора П-137

Паровой двухконтурный котел-утилизатор Пр 224/52-7,60/058-503/202 (П-137) с вспомогательным оборудованием устанавливается в составе парогазовой установки ПГУ-230Т.

Котел-утилизатор (КУ) предназначен для получения перегретого пара высокого и низкого давлений и подогрева конденсата паровой турбины за счёт использования тепла горячих выхлопных газов ГТУ.

КУ – двухбарабанный с принудительной циркуляцией в испарительных контурах высокого и низкого давлений, однокорпусный, вертикального профиля, подвесной, барабан низкого давления совмещенный с деаэратором, подвешивается к собственному каркасу через промежуточные металлоконструкции.

Для обслуживания оборудования входящего в комплект поставки котла-утилизатора предусматриваются лестницы и площадки в необходимых местах.

Котел-утилизатор выполнен газоплотным за счет металлической обшивки и неметаллических уплотнений. Газоход котла состоит из горизонтальной части: (цилиндрической части перед диффузором, диффузора и короба за диффузором), входного короба и вертикальной части (газохода поверхностей нагрева,

					12 02 01 2017 012 02	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

конфузора и газохода конфузор-компенсатора). Снаружи газоход покрыт изоляцией, поверх неё установлена декоративная металлическая обшивка. Прочность корпуса газохода рассчитана на избыточное давление газов на его входе 6,5 кПа.

Пароводяной тракт состоит из отдельных контуров высокого и низкого давления. Размещённые в вертикальной части газохода поверхности нагрева подвешены к «горячим балкам», установленным на опорные балки каркаса. К «горячим балкам» подвешена также обшивка газохода поверхностей нагрева и входного короба. Цилиндрическая вставка и диффузор опираются на собственные металлоконструкции, короб за диффузором повешен к каркасу котла, конфузор установлен на «горячие» балки. Барабаны высокого и низкого давлений опираются на балки каркаса. Поверхности нагрева котла-утилизатора выполнены в виде горизонтальных блоков из труб с наружным поперечным просечным спирально-ленточным наружным оребрением (ПВД, ИВД, ЭВД, ПНД, ИНД, ГПК).

На котле установлен газовый подогреватель конденсата (ГПК), предвключенный по конденсату деаэратор, встроенный в барабан низкого давления (БНД). В тракте конденсата предусмотрена установка водо-водяных теплообменников (ВВТО), нагревающих сетевую воду.

За поверхностями нагрева расположен двухступенчатый шумоглушитель. Его нижняя ступень опирается на «горячие» балки. Верхняя ступень установлена на свои опорные балки, крепящиеся к конфузору.

За шумоглушителем размещена дождевая заслонка с электроприводом. Заслонка защищает шумоглушитель и поверхности нагрева от атмосферных осадков и используется для поддержания котла-утилизатора в рабочем состоянии при остановах.

П-137 оснащается системами контроля технологических параметров, защит и блокировок и автоматического регулирования, необходимых для оперативного управления, безопасной эксплуатации и экономичной работы.

В компоновке КУ предусмотрены места для трассировки кабельных трасс, импульсных труб, а также обеспечена возможность установки необходимых измерительных устройств, арматуры, штуцеров, бобышек и других отборных устройств для КИП, автоматики, защит и блокировок в местах удобных для обслуживания. Конструкция котла-утилизатора предусматривает дренирование поверхностей нагрева и трубопроводов, а также возможность проведения их предпусковых и эксплуатационных химических и водных промывок и консервации. КУ оснащается предохранительной, запорной и регулирующей арматурой, циркуляционными и питательными насосами, расширителями непрерывной и периодической продувок.

Для обслуживания котла-утилизатора, проведения ремонтных и наладочных работ используются площадки, лестницы, лазы. КУ устанавливается в здании,

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					25

климатическое исполнение - УХЛ-4 по ГОСТ 15150. Сейсмичность района установки котла составляет 6 баллов по шкале МКС-64.

Вспомогательное оборудование, устанавливаемое на котле-утилизаторе: питательные электронасосы высокого давления (ПЭН) в количестве двух, циркуляционные насосы высокого давления (ЦНВД) в количестве двух, циркуляционные насосы низкого давления (ЦННД) в количестве двух, насосы рециркуляции конденсата (НРК) в количестве двух, водоводяной теплообменник один (ВВТО), расширитель непрерывной продувки (РНП).

Рабочий диапазон регулирования нагрузки котла-утилизатора составляет 100%...50% от номинальной.

Регулирование давления и температуры пара в котле не предусматривается, так как он работает при скользящих параметрах пара, определяемых расходом и температурой газов, поступающих в котёл-утилизатор от ГТУ, и характеристиками паровой турбины.

Характеристики котла-утилизатора при атмосферном давлении 98,5 кПа и разных температурах наружного воздуха в режиме 100% нагрузки ГТУ сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Технические характеристики котла-утилизатора П-137

Наименование параметров	Значение				
	2	3	4	5	6
1					
Температура наружного воздуха, °С	-40	-15	0	15	40
Топливо	газ метан				
Нагрузка ГТУ, %	100				
Режим	теплофикационный		конденсационный		
Контур высокого давления					
Паропроизводительность, т/ч	215,8	223,3	228	224	213,3
Давление в барабане ВД (абс), МПа	9,29	9,43	9,8	9,72	9,4
Давление пара на выходе (абс), МПа	9,05	9,19	9,56	9,48	9,16
Температура пара на выходе, °С	499	501,5	505	510,6	527,3
Температура воды на входе в ЭВД °С	158,6	159,5	160	159,8	156,7
Давление воды на входе в ЭВД, МПа	9,55	9,9	10,09	9,94	9,66
Контур низкого давления					
Паропроизводительность, т/ч	52,9	56,8	55,7	54,4	48,4
Давление в барабане НД (абс), МПа	0,89	0,9	0,9	0,9	0,88
Давление пара на выходе (абс), МПа	0,88	0,89	0,89	0,89	0,87
Температура пара на выходе, °С	217	216,7	215,6	214,4	210,7
Контур ГПК					
Расход конденсата через ГПК, т/ч	382,3	351	367,1	325,4	270,1
Расход рециркуляции через ГПК, т/ч	114	70,6	90,5	47	8,3
Давление на входе в ГПК, МПа	1,35	1,4	1,42	1,39	1,29

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6
Температура конденсата перед ГПК, °С	+65	65	65	65	65
Давление на выходе из ГПК (абс), МПа	1,3	1,35	1,36	1,36	1,26
Температура воды на выходе из ГПК, °С	158,6	159,5	160	159,8	156,7
Тепловая мощность ВВТО, МВт	9,55	9,9	10,09	9,94	9,66
Газовый тракт					
Температура газа на входе в котел, °С	537	541	547	550	572
Температура газов на выходе из котла, °С	101,3	106	103,5	107	106,7
Расход газов через котёл, кг/с	526,9	538,7	542,4	521,8	470,8
Контур ГПК					
Расход конденсата через ГПК, т/ч	382,3	351	367,1	325,4	270,1
Перепад полных давлений в газовом тракте с учётом дымовой трубы, Па	2194	2296	2330	2173	1803

4.2 Технические характеристики ГТЭ-160

Газовая турбина ГТЭ-160 представляют собой одновальную машину однокорпусной конструкции. Используется для привода электрического генератора ТЗФГ-160-2МУЗ, применяется в комбинированных парогазовых процессах. ГТЭ-160 предназначена для работы, на газообразном топливе с различной температурой сгорания. Особенностью однокорпусной одновальной газовой турбины является то, что компрессор и турбина имеют общий ротор. Он опирается только на два подшипника, которые расположены вне зоны давления. Таким образом, создаются условия для продолжительного сохранения выверки и точности вращения ротора. Находящийся под давлением наружный корпус, общий для компрессора и турбины, состоит из цилиндрического среднего корпуса, к которому со стороны компрессора примыкает неподвижная обойма направляющих лопаток, являющаяся одновременно наружным корпусом, и передний корпус подшипника. Кроме цельного внутреннего корпуса, все корпуса выполнены с горизонтальным разъемом. Две обоймы для направляющих лопаток компрессора и одна обойма для направляющих лопаток турбины установлены в жестком среднем корпусе таким образом, чтобы обеспечить их подвижность при тепловом расширении. Передний корпус подшипника имеет комбинированный опорно-упорный подшипник скольжения и служит в наружной части для подвода воздуха. На торце расположены датчик частоты вращения и гидравлический валоповорот. Опорой служат проходящие через проточную часть ребра, опирающиеся на передние лапы. Всасывание воздуха происходит из расположенной перед компрессором воздухозаборной шахты. Выходной корпус состоит из внутреннего цилиндра и наружного корпуса конусообразной формы, между которыми проходит отработавший газ.

					Лист
					27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02

Внутренний цилиндр и наружный корпус соединены ребрами и двумя овальными трубами, через которые также проложены питающие линии к корпусу заднего подшипника, встроенному во внутренний цилиндр. Две выносные камеры сгорания расположены вертикально по обе стороны турбины и соединены с ней боковыми фланцами. Основные технические характеристики ГТУ приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 Технические характеристики ГТЭ-160

Наименование параметра	Значения
Мощность на клеммах генератора номинальная, МВт	170,3
Температура газов на выходе из ГТУ, °С	543
Расход газа на выходе из ГТУ, кг/с	540
КПД на клеммах генератора, %	36
Частота вращения вала ротора, об/мин	3000

4.3 Технические характеристики паровой турбины Т-50/70-6,8/0,12

Стационарная теплофикационная паровая турбина с регулируемым и нерегулируемым отборами пара предназначена для непосредственного привода электрического генератора переменного тока ТЗФП-63-2МУЗ, монтируемого на общем фундаменте с турбиной в помещении машинного зала для парогазового энергоблока ПГУ-230Т. Турбина выполнена для работы двух давлений – пара контура высокого давления (КВД) и промежуточного ввода пара контура низкого давления (КНД) от котла-утилизатора двух давлений. Турбина – одноцилиндровая прочная часть состоит из восемнадцати одновенечных ступеней, первая ступень регулирующая, камерой регулируемого отопительного обора делится на часть высокого и часть низкого давлений. ЧВД состоит из 13-ти ступеней, ЧНД – из 5-ти ступеней. В ЧВД предусмотрен промежуточный ввод пар за десятую ступень из контура низкого давления котла-утилизатора. Номинальным режимом работы паровой турбины в составе энергоблока ПГУ-230Т является теплофикационный режим при температуре наружного воздуха (- 14,3) °С, максимальным режимом работы паровой турбины является конденсационный режим при температуре наружного воздуха 15 °С.

Основные параметры и характеристики при двух независимых режимах указаны в таблице 4.3.

										Лист
										28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					

Таблица – 4.3 Характеристики паровой турбины Т-50/70-6,8/0,12

Наименование параметра	Значение
Мощность ГТУ, %	100
Электрическая мощность турбины, МВт	70,2
Расход пара КВД, т/ч	224,08
Давление пара КВД (абс), МПа	7,62
Температура пара КВД, °С	509,5
Расход пара КНД, т/ч	52,36
Давление пара в КНД (абс), МПа	0,93
Абсолютное давление за турбиной, Па	13,0
Расход пар на выходе из турбины, т/ч	274,77
Расход охлаждающей воды конденсатора, т/ч	7000
Расход основного конденсата на котёл, т/ч	276,44
Частота вращения ротора, об/мин	3000

4.4 Принципиальная тепловая схема блока ПГУ-230

Атмосферный воздух и топливо, пройдя соответствующую подготовку, поступают в газотурбинную установку, где в двух выносных камерах сгорания происходит процесс горения. Продукты сгорания из камер поступают в турбину и производят механическую работу, используемую для привода генератора. Отработавшие в турбине газы, имеющие высокую температуру, направляются в паровой котел утилизатор. В КУ генерируется пар высокого и низкого давления.

Выработанный пар ВД и НД поступает в паровую турбину (ПТ). В ПТ пар производит механическую работу, используемую для привода генератора. Из ПТ часть пара отбирается на теплофикационную установку, а оставшийся пар направляется в конденсатор. Конденсация отработавшего пара в конденсаторе осуществляется за счет отбора тепла циркуляционной водой. В конденсационном режиме основной конденсат из конденсатора паровой турбины откачивается двумя конденсатными насосами I степени из трех. Затем поток делится на две части: одна (основная) направляется в блочную обессоливающую установку, а вторая, до попадания в БОУ, проходит конденсаторы основных эжекторов и охладитель пара уплотнений. После эжекторов и ОПУ конденсат поступает в линию основного конденсата. Из линии основного конденсата, до смешения потоков, часть конденсата направляется на рециркуляцию в конденсатор турбины, остальная часть подается в БОУ. В теплофикационном режиме конденсат из конденсатора откачивается одним из трех КЭН-1, а основной расход конденсата из конденсатосборника ПСГ-1 двумя из трех сливных насоса конденсата бойлеров подается в охладитель конденсата ПСГ. При включении в работу ПСГ-2 его конденсат сливается в днище корпуса ПСГ-1. После ОК конденсат ПСГ поступает либо сразу, либо через два дополнительных охладителя в линию основного конденсата, где смешивается с потоком из конденсатора турбины, и направляется в БОУ.

							<i>Лист</i>
							<i>29</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>12 02 01 2017 012 02</i>		

В первом охладители конденсат ПСГ охлаждаясь, отдает часть тепла конденсату после БОУ, а во втором, обмениваясь теплом с химочищенной водой, идущей на подпитку вакуумных деаэраторов, приобретает оптимальную для работы БОУ температуру. В случае приближении температура конденсата к недопустимому значению перед БОУ часть конденсата сбрасывается в конденсатор.

Отсос паровоздушной смеси из конденсатора в базовых режимах осуществляется основными эжекторами, а в пусковых режимах – основными и пусковыми эжекторами. Заполнение конденсатора и подпитка цикла осуществляется насосами постоянного и аварийного добавка из баков запаса конденсатов.

Основной конденсат после БОУ подается КЭН II ступени в газовый подогреватель конденсата (ГПК) котла утилизатора, где воспринимает тепло уходящих газов. После ГПК конденсат через деаэрационное устройство поступает в барабан низкого давления. Деаэрация конденсата осуществляется насыщенным паром из барабана НД. При пуске блока предпусковая деаэрация конденсата осуществляется паром из общестанционной магистрали через блочный коллектор собственных нужд (КСН). Выпар из деаэрационного устройства через калиброванную шайбу сбрасывается в атмосферу.

Для более полного использования теплоты уходящих газов предусмотрен контур рециркуляции ГПК. Часть конденсата после ГПК насосами рециркуляции подается пластинчатому водо-водяному теплообменнику (ВВТО) котла утилизатора. В ВВТО происходит нагрев сетевой воды за счет теплоты конденсата, воспринятого в ГПК.

Генерация пара низкого давления осуществляется в испарителе низкого давления с принудительной многократной циркуляцией, обеспечиваемой циркуляционным насосом. Часть расхода генерируемого пара низкого давления расходуется на деаэрацию конденсата, поступающего из ГПК. Остальная часть пара из барабана НД проходит пароперегреватель НД и поступает в соответствующую ступень паровой турбины.

Подача питательной воды в контур ВД осуществляется из БНД питательным насосом в экономайзер высокого давления. Для исключения кипения воды в безрасходных режимах предусмотрена линия, по которой вода ЭВД сбрасывается в барабан НД. Затем вода поступает в барабан высокого давления. Циркуляция котловой воды поступает через испарительные поверхности обеспечивается циркуляционным насосом. Пар из барабана через перегреватель ВД поступает в паровую турбину. Непрерывная продувка выполнена только из барабана ВД. Продувка отводится в расширитель непрерывной продувки. При пуске и останове блока пар из паропроводов ВД и НД через БРОУ ВД и БРОУ НД сбрасывается в конденсатор через дроссельно-увлажняющие устройства. Для обеспечения паром собственных нужд блока предусмотрен блочный коллектор собственных нужд. Из КСН осуществляется подача пара на основные и пусковые эжекторы, эжектор уплотне-

					12 02 01 2017 012 02	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

ний, на уплотнение турбины, на прогрев обоих барабанов при пуске, а так же подвод пара к барабану низкого давления для первичной деаэрации при пуске блока.

При пуске блока питание КСН осуществляется из общестанционной магистрали пара собственных нужд давлением 13 кгс/см². При работе блока под нагрузкой питание КСН осуществляется из паропровода низкого давления [13,17,25,31,34,35,39,45].

4.5 Топливо, расчёт расхода топлива

Для ПГУ Челябинской ТЭЦ-3 основным и резервным топливом принят природный газ. Состав природного газа в % по объему представлен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Состав природного газа

Наименование	Обозначение	Величина
1. Двуокись углерода	CO ₂ , %	0,22
2. Азот	N ² , %	3,0
3. Метан	CH ₄ , %	95,5
4. Этан	C ₂ H ₆ , %	0,8
5. Пропан	C ₃ H ₈ , %	0,4
6. Изобутан	C ₄ H ₁₀ , %	0,08
10. Итого:	%	100
11. Плотность сухого газа при температуре +20 °С и давлении 760 мм.рт.ст. или 101,32 кПа	$\rho_{с20}$, кг/м ³	0,575
12. Низшая теплотворная способность (при температуре +20 °С и давлении 760 мм.рт.ст. или 101,325 кПа)	Q_n^p , кДж/м ³	32223

Аварийное топливо не предусматривается, газ подается от двух независимых источников. Годовой расход природного газа составляет: 924573,03 тыс. тут/год [45].

Определим теплоту сгорания топлива по формуле (4.1):

$$Q_n^p = 334,1 \cdot \text{CH}_4 + 598,5 \cdot \text{C}_2\text{H}_6 + 865,3 \cdot \text{C}_3\text{H}_8 + 1140,7 \cdot \text{C}_4\text{H}_{10}, \quad (4.1)$$

расчёт в численном виде:

$$Q_n^p = 334,1 \cdot 95,5 + 598,5 \cdot 0,8 + 865,3 \cdot 0,4 + 11420,7 \cdot 0,08 = 32223 \text{ кДж/кг}$$

Определим расход топлива по формуле (4.2):

$$B_1 = \frac{Q}{\eta \cdot Q_n^p}, \quad (4.2)$$

					Лист
					31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02

где $Q = 160$ МВт – мощность ГТУ;

$\eta = 0,36$ – коэффициент полезного действия ГТУ;

$Q_n^p = 32223$ кДж/м³ – теплота сгорания топлива;

Произведём расчёт численного значения расхода топлива:

$$B_1 = \frac{160000}{0,36 \cdot 32223} = 13,8 \text{ м}^3/\text{с}$$

Определим теоретические объёмы воздуха и продуктов сгорания при $\alpha=1$ из (4.3):

$$V^0 = 0,0476 \cdot \left[\sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \cdot C_m H_n - O_2 \right], \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (4.3)$$

где $C_m H_n$ – углеводороды, входящие в состав газа в процентах.

Преобразуем формулу для состава данного топлива в виде (4.4):

$$V^0 = 0,0476 \cdot [2CH_4 + 3,5C_2H_6 + 5C_3H_8 + 6,5C_4H_{10} - O_2] \quad (4.4)$$

Расчёт в численном виде:

$$V^0 = 0,0476 \cdot [2 \cdot 95,5 + 3,5 \cdot 0,8 + 5 \cdot 0,4 + 6,5 \cdot 0,08 - 0,22] = 9,33 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объём трёхатомных газов (4.5):

$$V_{RO_2}^0 = 0,1 \cdot [CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10}], \quad (4.5)$$

Расчёт теоретического объёма трёхатомных газов в численном виде:

$$V_{RO_2}^0 = 0,1 \cdot [95,5 + 2 \cdot 0,8 + 3 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,08] = 9,9 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Теоретический объём водяных паров (4.6):

$$V_{H_2O} = 0,01 \cdot [2CH_4 + 3C_2H_6 + 4C_3H_8 + 5C_4H_{10}], \quad (4.6)$$

Теоретический объём водяных паров в численном виде:

$$V_{H_2O} = 0,01 \cdot [2 \cdot 95,5 + 3 \cdot 0,8 + 4 \cdot 0,4 + 5 \cdot 0,08] = 1,95 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 018 02				32

Теоретический объём двухатомных газов (4.7):

$$V_{N_2}^0 = 0,01 \cdot V_{N_2} + 0,79 \cdot \alpha \cdot V^0, \quad (4.7)$$

где $\alpha = 3,2$ – коэффициент избытка воздуха для газовой турбины ГТЭ-160.

Теоретический объём двухатомных газов в численном виде:

$$V_{N_2}^0 = 0,01 \cdot 3 + 0,79 \cdot 3,2 \cdot 9,33 = 23,6 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Определим объём продуктов сгорания (4.8):

$$V_2 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 + (\alpha - 1)V^0 \quad (4.8)$$

Объём продуктов сгорания в численном виде:

$$V_2 = 9,9 + 23,6 + 1,95 + (3,2 - 1) \cdot 9,33 = 60 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Получен теоретический объём дымовых газов *при нормальных условиях*.

Найдём объёмный расход дымовых газов *при рабочих условиях* из соотношения (4.9):

$$\frac{p_n \cdot V_n}{T_p} = \frac{p_p \cdot V_p}{T_n}, \quad (4.9)$$

где $p_n = 101325 \text{ Па}$ – давление газов при нормальных условиях;

$V_n = V_2 = 60 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – объём газов при нормальных условиях;

$T_n = 273 \text{ °К}$ – температура газов при нормальных условиях;

$p_p = 101325 + 100 = 101425 \text{ Па}$ – абсолютное давление газов в КУ;

$T_p = 110 + 273 = 383 \text{ °К}$ – температура газов при рабочих условиях,

где $t_p = 110 \text{ °С}$ – температура на выходе из КУ принимается.

					<i>12 02 01 2017 012 02</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Преобразуем формулу (4.9) в виде (4.10):

$$V_p = \frac{p_H \cdot V_H T_H}{p_p T_p}, \quad (4.10)$$

Рассчитаем объём газов при рабочих условиях в численном виде:

$$V_p = \frac{101325 \cdot 60 \cdot 273}{101425 \cdot 383} = 42,7 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Количество газов, проходящих через дымовую трубу за единицу времени (4.11):

$$G_V = B_1 \cdot V_2 \quad (4.11)$$

Количество газов, проходящих через дымовую трубу за единицу времени в численном виде:

$$G_V = 13,8 \cdot 42,7 = 589,3 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Рассчитаем массовый расход газов после ГТУ (4.12):

$$G_m^{ГТУ} = \rho_2 \cdot V_2 \quad (4.12)$$

где $\rho_{NO_2} = 0,864 \text{ кг}/\text{м}^3$ – плотность отходящих газов после ГТУ при реальных условиях [65].

Расчёт в численном виде:

$$G_m^{ГТУ} = 0,864 \cdot 589,3 = 509 \text{ кг}/\text{с},$$

это соответствует заводскому значению расхода газов после ГТЭ–160 – 509 кг/с.

Так как существует возможность установки ГТУ с лопаточным аппаратом увеличенной на 10 МВт мощности по сравнению со стандартной моделью, рассчитаем расход топлива в численном виде при увеличении мощности ГТУ до 170 МВт.

Используем формулу (4.2):

$$B_{170} = \frac{170000}{0,36 \cdot 32223} = 14,65 \text{ м}^3/\text{с}.$$

					<i>12 02 01 2017 012 02</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Рассчитаем объём газов при рабочих условиях в численном виде, преобразуем формулу (4.11) в (4.13):

$$V_{170} = B_{170} \cdot V_2, \quad (4.13)$$

расчёт в численном виде:

$$V_{170} = 14,65 \cdot 42,7 = 625,6 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Рассчитаем массовый расход газов после ГТУ при 170 МВт:

$$G_{170}^{ГТУ} = 0,864 \cdot 625,6 = 540 \text{ кг/с}$$

Расчёт тепловой схемы котла-утилизатора произведём в соответствии с максимальным массовым расходом газов:

$$G_2^{ГТУ} = 540 \text{ кг/с}.$$

4.6 Расчет тепловой схемы котла-утилизатора П-137 установленного в составе ПГУ-230Т

Выполним расчёт тепловой схемы котла-утилизатора Пр 224/52-7,6/058-503/202 (П-137). Составим уравнения теплового и материального баланса, соответствующие различным элементам котла-утилизатора. Расчёт параметров КУ проводится по исходным данным для температуры наружного воздуха равной + 15 °С, при которой обеспечивается максимальная мощность газовой турбины 170 МВт. Исходные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Исходные данные для расчёта котла-утилизатора П-137

Наименование	Величина	Размерность	Значение
1	2	3	4
1. Расход газов ГТУ	G_2	кг/с	540
2. Температура газа на выходе из ГТУ	θ_d	°С	540
3. Электрический КПД ГТУ	$\eta_э$	%	36
4. Температура наружного воздуха	$t_{нв}$	°С	15
5. Давление наружного воздуха	$P_{нв}$	Па	105
6. Давление в КВД	$P_0^{вд}$	МПа	7,6

					12 02 01 2017 012 02	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Продолжение таблицы 4.5

1	2	3	4
7. Давление в КНД	$P_0^{нд}$	МПа	0,58
8. Температура в КВД	$t_0^{6д}$	°С	503
9. Температура в КНД	$t_0^{нд}$	°С	202
10. Давление в деаэраторе	$P^д$	МПа	0,58
11. Допустимая влажность пара в деаэраторе.	y_k		0,9
12. ПГУ	двухконтурная		

Для совокупных поверхностей пароперегревателя и испарителя высокого давления (ППВД и ИВД) КУ уравнение теплового баланса имеет вид (4.14):

$$G_2 \cdot (I_d - I_{ЭК}^д) = G_n^{6д} \cdot (h_0^{6д} - h_{ЭК}^д), \quad (4.14)$$

где $G_2 = 540$ кг/с – расход газов, покидающих ГТУ;

$I_d = 585$ кДж/кг – энтальпия газов, покидающих ГТУ [59 с. 16 рис 5];

$\theta_0^{6д} = 540$ °С – температура газов перед котлом-утилизатором;

$h_0^{6д} = 3425$ кДж/кг – энтальпия пара на выходе из пароперегревателя высокого давления КУ [61, h-s – диаграмма];

при $p_0^{6д} = 7,6$ МПа и $t_0^{6д} = 508$ °С,

тогда температурный напор ППВД будет равен (4.15):

$$\delta t_{ппвд} = \theta_0^{6д} - t_0^{6д}, \quad (4.15)$$

расчёт в численном виде:

$$\delta t_{ппвд} = 540 - 508 = 32 \text{ °С}$$

$h_{ЭК}^{6д} = 1307,5$ кДж/кг – энтальпия воды на выходе из экономайзера высокого давления (ЭВД), (в состоянии насыщения при давлении $p_0^{вд} = 7,6$ МПа) [60 с.16 таб. 1].

Приняв температурный напор $\delta t_{ЭК} = 31$ °С [59 с. 19 рис. 6] и определив:

$$t_s = 293 \text{ °С}, \text{ при } p_{нв}^{6д} = 7,6 \text{ МПа [60 с. 16 таб. 1],}$$

									Лист
									36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

определим температуру газов после ППВД или перед экономайзером высокого давления (ЭВД) (4.16):

$$\theta_{\text{ЭК}}^{\text{вд}} = (t_s + \delta t_{\text{ЭК}}), \quad (4.16)$$

расчёт в численном виде:

$$\theta_{\text{ЭК}}^{\text{вд}} = (291 + 31) = 322 \text{ }^\circ\text{C}.$$

По $\theta_{\text{ЭК}}^{\text{вд}}$ определим энтальпию газов перед экономайзером высокого давления из [61 с.16 рис. 5].

Определим $I_{\text{ЭК}}^{\text{вд}} = 341$ кДж/кг – по диаграмме зависимости энтальпии уходящих газов.

Далее из уравнения (4.14) определим расход пара высокого давления, генерируемый КУ (4.17):

$$G_n^{\text{вд}} = \frac{G_2 \cdot (I_d - I_{\text{ЭК}}^{\text{вд}})}{h_0^{\text{вд}} - h_{\text{ЭК}}^{\text{вд}}}, \quad (4.17)$$

Численное значение расхода пара контура высокого давления:

$$G_n^{\text{вд}} = \frac{540 \cdot (585 - 341)}{3425 - 1307,5} = \frac{131220}{2109} = 62,22 \text{ кг/с} = 224 \text{ т/ч}$$

Для определения энтальпии газов после экономайзера высокого давления, составим тепловой баланс (ЭВД) (4.18):

$$G_2 \cdot (I_{\text{ЭК}}^{\text{вд}} - I_{\text{УХ}}^{\text{вд}}) = G_n^{\text{вд}} \cdot (h_{\text{ЭК}}^{\text{вд}} - h_\partial), \quad (4.18)$$

где $h_\partial = 666$ кДж/кг – энтальпия питательной воды, поступающей из деаэратора (определяется по давлению в деаэраторе $p_\partial = 0,58$ МПа);

$I_{\text{УХ}}^{\text{вд}}$, кДж/кг – энтальпия газов, покидающих теплообменники контура ЭВД (энтальпия газов после экономайзера высокого давления), которая определяется по формуле (4.19) выраженной из (4.18):

$$I_{\text{УХ}}^{\text{вд}} = I_{\text{ЭК}}^{\text{вд}} - \frac{G_n^{\text{вд}} \cdot (h_{\text{ЭК}}^{\text{вд}} - h_\partial)}{G_2}. \quad (4.19)$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					37

Так как все значения известны, определим численное значение $I_{yx}^{6\partial}$:

$$I_{yx}^{6\partial} = 341 - \frac{62,22 \cdot (1307,5 - 666)}{540} = 267 \text{ кДж/кг.}$$

По $I_{yx}^{6\partial} = 267$ кДж/кг – из диаграммы [59 с.16 рис. 5] определяем температуру газов $\theta_{6\partial}^{yx} = 255$ °С.

Для совокупных поверхностей пароперегревателя (ППНД) и испарителя (ИНД) контура низкого давления КУ тепловой баланс (4.20):

$$G_2 \cdot (I_{yx}^{6\partial} - I_{2нк}) = G_n^{нд} \cdot (h_0^{нд} - h_{эк}^{нд}) \quad (4.20)$$

где $I_{2нк} = 177$ кДж/кг – энтальпия газов на входе в ГПК определяется исходя из температуры (4.21); ($\theta_0^{нд}$) по диаграмме:

$$\theta_0^{нд} = (t_s + \delta t^{нд}), \quad (4.21)$$

где $\delta t^{нд}$ – выбранный температурный напор в пинч-точке принимаем значение

$$\delta t^{нд} = 20 \text{ °С,}$$

$$t_s = 157 \text{ °С из [60 с. 11 таб. 1].}$$

Подсчитаем численное значение:

$$\theta_0^{нд} = (157 + 20) = 177 \text{ °С}$$

$I_{2нк} = 206$ кДж/кг – энтальпия газов после контура низкого давления или перед ГПК.

Энтальпия пара на выходе из контура низкого давления:

$h_0^{нд} = 2865$ кДж/кг – определяется по давлению и температуре в контуре НД из [61]:

при $p_0^{нд} = 0,58$ МПа и температуре $t_0^{нд} = 205$ °С из (4.22):

$$\theta_{yx}^{6\partial} = t_0^{нд} + \delta t_0^{нд} \quad (4.22)$$

									Лист
									38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 018 02				

Найдём численное значение, если $\delta t_0^{нд} = 31^\circ\text{C}$ – принятый температурный напор ИНД,

тогда $\theta_{yx}^{\delta\delta} = 205 + 31 = 236^\circ\text{C}$.

Энтальпия воды в барабане контура низкого давления:

$h_0^{нд} = 665$ кДж/кг определяется в состоянии насыщения при давлении

$p_0^{нд} = 0,58$ МПа [60 с. 10 таб. 1],

тогда $t_s^{\delta} = 157^\circ\text{C}$ – температура пара в БНД в состоянии насыщения.

Из уравнения (4.20) определяем расход пара через КНД КУ (4.23):

$$G_n^{нд} = \frac{G_2 \cdot (I_{yx}^{\delta\delta} - I_{2нк})}{h_0^{нд} - h_{эк}^{нд}}, \quad (4.23)$$

Определим числовое значение расхода пара через КНД:

$$G_n^{нд} = \frac{540 \cdot (267 - 206)}{2865 - 665} = 15,0 \text{ кг/с} = 54 \text{ т/ч}$$

По температуре питательной воды на входе в ГПК $t_{нв} = 65^\circ\text{C}$ – определяем энтальпию:

$$h_{нв} = 272 \text{ кДж/кг} [60 \text{ с. } 7 \text{ таб.1}].$$

Считаем, что нагрев конденсата в ГПК и деаэраторе (БНД) осуществляется примерно равномерно, то температура воды за ГПК будет равна:

$$t_{2нк} = 111^\circ\text{C}.$$

По данной температуре определяем энтальпию воды после ГПК:

$$h_{2нк} = 465,55 \text{ кДж/кг}$$

Примем температурный напор ГПК:

$$\delta t_{2нк} = 31^\circ\text{C}.$$

									Лист
									39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

Тогда температура газов перед ГПК будет равна (4.24):

$$\theta_{2нк} = (t_{2нк} + \delta t_{2нк}) . \quad (4.24)$$

Численное значение:

$$\theta_{2нк} = (111 + 31) = 144^{\circ}\text{C}$$

Определим энтальпию газов на входе в ГПК из диаграммы [59 с.16 рис. 5].

$$I_{2нк} = 178 \text{ кДж/кг} - \text{энтальпия газов на входе в ГПК.}$$

Из уравнения теплового баланса для деаэратора (4.25):

$$\left[(G_n^{6\partial} + G_n^{н\partial}) - G^{\partial} \right] \cdot h_{2нк} + G^{\partial} \cdot h_0^{н\partial} = (G_n^{н\partial} + G_n^{6\partial}) \cdot h_{\partial}, \quad (4.25)$$

найдем расход пара используемого на деаэрацию в БНД по формуле (4.26):

$$G^{\partial} = \frac{(G_n^{н\partial} + G_n^{6\partial}) \cdot (h_{\partial} - h_{2нк})}{h_0^{н\partial} - h_{2нк}}, \quad (4.26)$$

численное значение расхода пара на деаэрацию:

$$G^{\partial} = \frac{(15 + 62,22) \cdot (665 - 465,55)}{2865 - 465,55} = 6,42 \text{ кг/с.}$$

Уравнение теплового баланса для точки смешения потоков конденсата из конденсатора и линии рециркуляции будет выглядеть следующим образом (4.27):

$$\left[(G_n^{6\partial} + G_n^{н\partial}) - G^{\partial} \right] \cdot h_k + G^p \cdot h_{2нк} = \left[(G_n^{н\partial} + G_n^{6\partial}) - G^{\partial} + G^p \right] \cdot h_{нв}, \quad (4.27)$$

где $h_k = 138 \text{ кДж/кг}$ - энтальпия конденсата в состоянии насыщения при p_k .

Из (4.27) найдем расход рециркуляции (4.28):

$$G^p = \frac{\left[(G_n^{н\partial} + G_n^{6\partial}) - G^{\partial} \right] \cdot (h_{нв} - h_k)}{h_{2нк} - h_{нв}}, \quad (4.28)$$

					12 02 01 2017 012 02	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

найдем численное значение расхода рециркуляции:

$$G^p = \frac{[(15 + 62,22)] - 6,42 \cdot (272 - 138)}{465,55 - 272} = 49 \text{ кг/с.}$$

Из уравнения теплового баланса для ГПК (4.29):

$$G_2 \cdot (I_{2нк} - I_{yx}) = (G_n^{н\delta} + G_n^{6\delta} - \frac{G^\delta}{2} + \frac{G^p}{2}) \cdot (h_{2нк} - h_{н6}), \quad (4.29)$$

из (4.29) найдем энтальпию уходящих газов КУ (4.30):

$$I_{yx} = I_{2нк} - \frac{(G_n^{н\delta} + G_n^{6\delta} - \frac{G^\delta}{2} + \frac{G^p}{2}) \cdot (h_{2нк} - h_{н6})}{G_2}, \quad (4.30)$$

численное значение энтальпии газов:

$$I_{yx} = 178 - \frac{(15 + 62,22 - \frac{6,42}{2} + \frac{49}{2}) \cdot (465,55 - 272)}{540} = 143 \text{ кДж/кг.}$$

По I_{yx} - найдем температуру уходящих газов из диаграммы [60 с.16 рис. 5]

$$\theta_{yx} = 110^\circ\text{C.}$$

Определим КПД котла-утилизатора и поверхностей нагрева.

Найдём КПД котла-утилизатора по формуле (4.31):

$$\eta_{ку} = \frac{I_d - I_{yx}}{I_d - I_a}, \quad (4.31)$$

где $I_a = 15,4$ кДж/кг – энтальпия наружного воздуха при $t_{н6} = 15^\circ\text{C}$.

Численное значение КПД котла-утилизатора:

$$\eta_{ку} = \frac{585 - 143}{585 - 15,4} = 0,78$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				41

Тепло, отданное газами ГТУ в паротурбинный цикл, определяется по формуле (4.32):

$$Q_{газ} = G_2 \cdot (I_d - I_{yx}), \quad (4.32)$$

численное значение количества тепла отданного газами:

$$Q_{газ} = 540 \cdot (585 - 143) = 238,68 \text{ МВт.}$$

Количество тепла, полученное паром КУ, определяем по формуле (4.33):

$$Q_{пар} = G_n^{6\partial} \cdot h_0^{6\partial} + (G_n^{н\partial} - G^\partial) \cdot h_0^{н\partial} - [(G_n^{н\partial} + G_n^{6\partial}) - G^\partial] \cdot h_k, \quad (4.33)$$

Численное значение количества тепла полученного паром:

$$Q_{пар} = 62,22 \cdot 3,425 + (15 - 6,42) \cdot 2,865 - [(15 + 62,22) - 6,42] \cdot 0,138 = 227,92 \text{ МВт.}$$

Считаем далее, что тепловая мощность КУ равна среднему значению (4.34):

$$Q_{ку} = \frac{Q_{газ} - Q_{пар}}{2}. \quad (4.34)$$

В численном виде среднее значение тепловой мощности КУ:

$$Q_{ку} = \frac{238,68 + 227,92}{2} = 233,3 \text{ МВт.}$$

Количество тепла, подводимого к воде (пару) в отдельных элементах котла-утилизатора, определяется по следующим формулам:

– для газового подогревателя конденсата (ГПК) (4.35):

$$Q_{гпк} = (G_n^{6\partial} + G_n^{н\partial} - \frac{G^\partial}{2} + \frac{G^p}{2}) \cdot (h_{гпк} - h_{нв}), \quad (4.35)$$

Расчитаем в численном виде значение количества тепла подводимого к воде или пару ГПК:

$$Q_{гпк} = (62,22 + 15 - \frac{6,42}{2} + \frac{49}{2}) \cdot (465,55 - 272) = 19066,6 \text{ кВт}$$

					12 02 01 2017 012 02	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

– для испарителя низкого давления (ИНД) (4.36):

$$Q_{исп}^{нд} = G_n^{нд} \cdot r^{нд}, \quad (4.36)$$

где $r^{нд} = 2089$ кДж/кг - теплота испарения, определяемая по давлению

$$p_0^{нд} = 0,58 \text{ МПа},$$

тогда для испарителя низкого давления (ИНД) численное значение количества теплоты будет:

$$Q_{исп}^{нд} = 15 \cdot 2089 = 31335 \text{ кВт};$$

– для пароперегревателя низкого давления (ППНД) (4.37):

$$Q_{пп}^{нд} = G_n^{нд} \cdot (h_0^{нд} - h_s^{нд}), \quad (4.37)$$

где $h_s^{нд} = 2755$ кДж/кг - энтальпия насыщенного пара при давлении

$$p_0^{нд} = 0,58 \text{ МПа},$$

численное значение количества теплоты для пароперегревателя низкого давления (ППНД):

$$Q_{пп}^{нд} = 15 \cdot (2865 - 2755) = 1650 \text{ кВт};$$

– для экономайзера высокого давления (ЭВД) (4.38):

$$Q_{эк}^{вд} = G_n^{вд} \cdot (h_{эк}^{вд} - h_d), \quad (4.38)$$

численное значение количества теплоты для экономайзера высокого давления (ЭВД):

$$Q_{эк}^{вд} = 62,22 \cdot (1307,5 - 665) = 39976,35 \text{ кВт};$$

– для испарителя высокого давления (ИВД) (4.39):

$$Q_{исп}^{вд} = G_n^{вд} \cdot r^{вд}, \quad (4.39)$$

					12 02 01 2017 012 02	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

где $r^{60} = 1461$ кДж/кг – теплота испарения, определяемая по давлению

$$p_0^{60} = 7,6 \text{ МПа.}$$

Найдём численное значение количества теплоты для испарителя высокого давления (ИВД):

$$Q_{исп}^{60} = 62,22 \cdot 1461 = 90903,42 \text{ кВт,}$$

– для пароперегревателя высокого давления (ППВД) (4.40):

$$Q_{ЭК}^{60} = G_n^{60} \cdot (h_0^{60} - h_s''^{60}), \quad (4.40)$$

где $h_s''^{60} = 2762$ кДж/кг – энтальпия насыщенного пара при давлении,

$$p_0^{60} = 7,6 \text{ МПа,}$$

тогда численное значение количества теплоты для пароперегревателя высокого давления (ППВД) будет следующим:

$$Q_{пп}^{60} = 62,22 \cdot (3425 - 2762) = 41251,86 \text{ кВт.}$$

Теперь можно определить соответствующие относительные величины КПД;

– для ГПК (4.41):

$$q_{гпк} = \frac{Q_{гпк}}{Q_{ку}}, \quad (4.41)$$

соответствующее численное значение относительного КПД ГПК:

$$q_{гпк} = \frac{19066,6}{233300} = 0,082;$$

– для ИНД (4.42):

$$q_{исп}^{нд} = \frac{Q_{исп}^{нд}}{Q_{ку}}, \quad (4.42)$$

Рассчитаем относительный КПД КУ испарителя низкого давления (ИНД).

									Лист
									44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

Соответствующее численное значение относительного КПД ИНД:

$$q_{исп}^{нд} = \frac{31335}{233300} = 0,13;$$

– для ППНД (4.43):

$$q_{ппн}^{нд} = \frac{Q_{ппн}^{нд}}{Q_{ку}}, \quad (4.43)$$

соответствующее численное значение КПД ППНД:

$$q_{ппн}^{нд} = \frac{1650}{233300} = 0,0071$$

– для ЭВД из (4.44):

$$q_{эк}^{ед} = \frac{Q_{эк}^{ед}}{Q_{ку}}, \quad (4.44)$$

соответствующее численное значение КПД ЭВД:

$$q_{эк}^{ед} = \frac{39976,35}{233300} = 0,17;$$

– для ИВД из (4.45):

$$q_{ивд}^{вд} = \frac{Q_{ивд}^{вд}}{Q_{ку}}, \quad (4.45)$$

соответствующее численное значение КПД ИВД:

$$q_{исп}^{ед} = \frac{90903,42}{233300} = 0,39$$

– для ППВД из (4.46):

$$q_{ппв}^{вд} = \frac{Q_{ппв}^{ед}}{Q_{ку}}, \quad (4.46)$$

соответствующее численное значение КПД ППВД:

$$q_{ппв}^{ед} = \frac{41251,86}{233300} = 0,18.$$

Полученные данные сведем в таблицу 4.6 для удобства вычислений и построения $Q - \theta, t$ – диаграммы температурных напоров котла-утилизатора.

									Лист
									45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

Таблица 4.6 – Расчетные параметры котла-утилизатора П-137

Наименование	Обозначение	Единицы измерения	Значения при температуре воздуха, +15 °С
1	2	3	4
1. КПД ГТУ	$\eta_{\text{ГТУ}}$		0,36
2. Расход газов ГТУ	$G_{\text{газ}}$	кг/с	540
3. Температура газов на выходе из ГТУ	$\theta_{\text{вых.ГТУ}}$	°С	540
4. Мощность ГТУ	$N_{\text{ГТУ}}$	МВт	160
5. Давление контура ВД	$p_{\text{ВД}}$	МПа	7,6
6. Давление контура НД	$p_{\text{НД}}$	МПа	0,58
7. Давление в деаэраторе	$p_{\text{деар}}$	МПа	0,58
8. Давление в конденсаторе	$p_{\text{конд}}$	КПа	5
9. Температура воды на входе в ГПК	$t_{\text{ГПК}}$	°С	65
10. Температура пара на выходе из ПП ВД	$t_{\text{ПП}}$	°С	508
11. Атмосферное давление	$p_{\text{атм}}$	Па	10^5
12. Температура окружающего воздуха	$t_{\text{н.в}}$	°С	15
13. Энтальпия газов, покидающих ГТУ	$I_{\text{д}}$	кДж/кг	585
14. Энтальпия пара на выходе из перегревателя высокого давления КУ	$h_0^{\text{ВД}}$	кДж/кг	3425
15. Энтальпия воды на выходе из экономайзера высокого давления (в состоянии насыщения при давлении)	$h_{\text{ЭК}}^{\text{ВД}}$	кДж/кг	1268,8
16. Температурный напор ЭВД	$\delta t_{\text{ЭК}}$	°С	31
17. Температура воды в ЭВД	$t_{\text{с}}$	°С	291
18. Температура газов перед ЭВД	$\theta_{\text{ЭК}}^{\text{ВД}}$	°С	317
19. Энтальпия газов перед экономайзером высокого давления	$I_{\text{ЭК}}^{\text{ВД}}$	кДж/кг	341
20. Расход пара контура высокого давления	$G_{\text{П}}^{\text{ВД}}$	кг/с	62,22
21. Энтальпия питательной воды, поступающей из БНД	$h_{\text{д}}$	кДж/кг	665
22. Энтальпия газов, покидающих теплообменники контура ВД	$I_{\text{УХ}}^{\text{ВД}}$	кДж/кг	267
23. Температура газов КВД	$\theta_{\text{УХ}}^{\text{ВД}}$	°С	255

Продолжение таблицы 4.6

1	2	3	4
24. Энтальпия газов на входе в ГПК	$I_{гпк}$	кДж/кг	206
25. Выбранный температурный напор в пинч-точке (принимается)	$\delta t^{нд}$	°С	20
26. Температура воды в КНД	t_s	°С	157
27. Температура газов после КНД	$\theta_0^{нд}$	°С	177
28. Энтальпия пара на выходе из контура низкого давления	$h_0^{нд}$	кДж/кг	2865
29. Принятый температурный напор ППНД	$\delta t_0^{нд}$	°С	31
30. Температура пара после контура НД	$t_0^{нд}$	°С.	205
31. Энтальпия воды в барабане контура низкого давления	$h_6^{нд}$	кДж/кг	665
32. Расход пара через контур низкого давления КУ	$G_{п}^{нд}$	кг/с	15
33. Температура питательной воды на входе в ГПК	$t_{пв}$	°С	65
34. Энтальпия питательной воды на входе в ГПК	$h_{пв}$	кДж/кг	272
35. Температура воды за ГПК будет равна	$t_{гпк}$	°С	111
36. Энтальпия воды за ГПК	$h_{гпк}$	кДж/кг	465,55
37. Расход пара используемого на деаэрацию в БНД	$G^д$	кг/с	6,42
38. Расход рециркуляции	$G^р$	кг/с	49
39. Энтальпия уходящих газов КУ	$I_{ух}$	кДж/кг	143
40. Температура уходящих газов	$\theta_{ух}$	°С.	110
41. Энтальпия наружного воздуха	I_a	кДж/кг	15,4
42. КПД котла-утилизатора	$\eta_{ку}$		0,78
43. Количество тепла, отданное газами ГТУ	$Q_{газ}$	МВт	238,68
44. Количество тепла, полученное паром КУ	$Q_{пар}$	МВт	227,92
45. Средняя тепловая мощность КУ	$Q_{ку}$	МВт	233,3
46. Количества тепла подводимого к воде или пару ГПК	$Q_{гпк}$	кВт	19066,6
47. Количество теплоты для ИНД	$Q_{исп}^{нд}$	кВт	31335
48. Теплота испарения в ИНД	$r^{нд}$	кДж/кг	2092
49. Количество теплоты для пароперегревателя низкого давления (ППНД):	$Q_{пп}^{нд}$	кВт	1650
50. Энтальпия насыщенного пара ИНД	$h_s''^{нд}$	кДж/кг	2755
51. Количество теплоты для экономайзера высокого давления (ЭВД):	$Q_{эк}^{вд}$	кВт	39976,35
52. Количество теплоты для испарителя высокого давления (ИВД):	$Q_{исп}^{вд}$	кВт	90903,42
53. Теплота испарения для ИВД	$r^{вд}$	кДж/кг	1461

Продолжение таблицы 4.6

1	2	3	4
54. Энтальпия насыщенного пара для ИВД	$h_s''^{ВД}$	кДж/кг	2762
55. Количество теплоты для пароперегревателя высокого давления (ППВД)	$Q_{пп}^{ВД}$	кВт	41251,86
56. Относительный КПД ГПК	$q_{ГПК}$		0,082
57. Относительный КПД ИНД	$q_{исп}^{НД}$		0,13
58. Относительный КПД ППНД	$q_{пп}^{НД}$		0,0071
59. Относительный КПД ЭВД	$q_{ЭК}^{ВД}$		0,17
60. Относительный КПД ИВД	$q_{исп}^{ВД}$		0,39
61. Относительный КПД ППВД	$q_{пп}^{ВД}$		0,18

По результатам расчёта котла-утилизатора П-137 строится $Q-\theta, t$ -диаграмма температурных напоров поверхностей нагрева рис. 4.1.

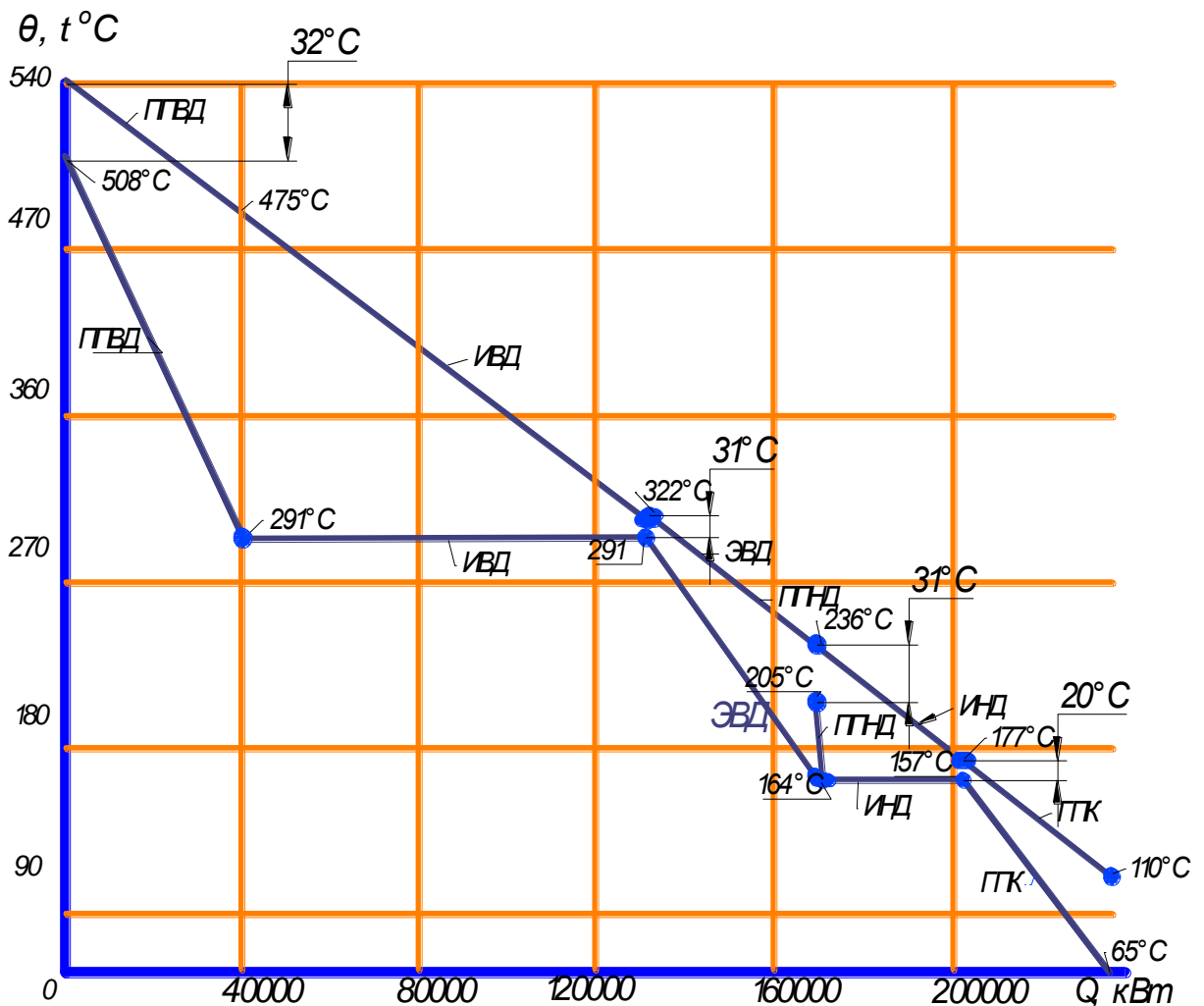


Рисунок 4.1 – $Q-\theta, t$ – диаграмма котла-утилизатора (П-137)

4.7 Расчёт тепловой схемы паровой турбины

Расчет внутреннего относительного КПД паровой турбины проводится по приближенным формулам в два этапа.

1) Определяем КПД части высокого давления (до смешения с потоком пара из контура низкого давления КУ) $\eta_{oi}^{6\partial}$, а также параметры потока пара на входе в камеру смешения, затем параметры пара в камере смешения.

2) Рассчитаем внутренний относительный КПД $\eta_{oi}^{H\partial}$, части низкого давления (ЧНД) (от камеры смешения до конденсатора).

Паровая турбина выполнена с дроссельным парораспределением,

тогда $\eta_{oi}^{6\partial}$ – можно оценить по приближенной эмпирической формуле [59], для группы ступеней малой верности:

Определим КПД части высокого давления используя следующую формулу (4.47):

$$\eta_{oi}^{6\partial} = \left(0,92 - \frac{0,2}{G_n^{6\partial} \cdot v_{cp}} \right) \cdot \left(1 + \frac{H_0^{6\partial} - 7 \cdot 10^2}{2 \cdot 10^4} \right) \cdot k_{вл}, \quad (4.47)$$

где $v_{cp} = (0,05 \cdot 0,4)^{0,5} = 0,14 \text{ м}^3/\text{кг}$ – средний удельный объём пара в паровой турбине,

$H_0^{6\partial}$ – располагаемый теплоперепад группы ступеней, который можно определить из формулы (4.48):

$$H_0^{6\partial} = h_0^{6\partial} - h_{10}^{6\partial}, \quad (4.48)$$

найдем в численном виде располагаемый теплоперепад 10-ти ступеней турбины:

$$H_0^{6\partial} = 3425 - 2800 = 625 \text{ кДж/кг},$$

$k_{вл} = 1$ – группа ступеней работает перегретым паром.

Определим численное значение для термического КПД ЧВД:

$$\eta_{oi}^{6\partial} = \left(0,92 - \frac{0,2}{62,22 \cdot 0,14} \right) \cdot \left(1 + \frac{625 - 7 \cdot 10^2}{2 \cdot 10^4} \right) \cdot 1 = 0,92.$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				49

Из [61], найдем удельный объем пара на входе в турбину:

$v_0 = 0,05 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем пара на выходе из ЧВД [61]:

$v_z = 0,4 \text{ м}^3/\text{кг}$,

использованный теплоперепад ЧВД определяется по формуле (4.49):

$$H_i^{6\partial} = H_0^{чвд} \cdot \eta_{oi}^{6\partial}, \quad (4.49)$$

использованный теплоперепад ЧВД в численном виде:

$$H_i^{6\partial} = 625 \cdot 0,896 = 560 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия пара на выходе из ЧВД (4.50):

$$h_k^{6\partial} = h_0^{6\partial} - H_i^{6\partial}, \quad (4.50)$$

определим численное значение энтальпии пара на выходе из ЧВД:

$$h_k^{6\partial} = 3425 - 560 = 2865 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия пара перед ЧНД определяется по формуле (4.51):

$$h_{nn}^{нд} = \frac{(G_n^{6\partial} \cdot h_k^{6\partial}) + (G_n^{нд} - G^\partial) \cdot h_0^{нд}}{(G_n^{6\partial} + G_n^{нд}) - G^\partial}, \quad (4.51)$$

найдем численное значение энтальпии пара перед ЧНД:

$$h_{см}^{нд} = \frac{(62,22 \cdot 2860) + (15 - 6,42) \cdot 2865}{(62,22 + 15) - 6,42} = 2862 \text{ кДж/кг.}$$

По $h_{см}^{нд} = 2862 \text{ кДж/кг}$ и $p_0^{нд} = 0,58 \text{ МПа}$ определяем температуру:

$t_0^{нд} = 204 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура пара в точке смешения за десятой ступенью паровой турбины.

									Лист
									50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

Для расчета внутреннего относительного КПД ЧНД воспользуемся эмпирической зависимостью (4.52):

$$\eta_{oi}^{нд} = 0,87 \cdot \left(1 + \frac{H_0^{нд} - 400}{10^4} \right) \cdot k_{вл} - \frac{\Delta H_{вс}}{H_0^{нд}}, \quad (4.52)$$

где $H_0^{нд}$ – располагаемый теплоперепад ЧНД, определяемый по формуле (4.53):

$$H_0^{нд} = h_{см}^{нд} - h_k, \quad (4.53)$$

где h_k – энтальпия отработавшего пара в конденсаторе турбины.

Численное значение располагаемого теплоперепада:

$$H_0^{нд} = 2862 - 2302 = 560 \text{ кДж/кг.}$$

$\Delta H_{вс}$ – потери с выходной скоростью, которые можно определить, применив эмпирическую формулу (4.54):

$$\Delta H_{вс} = 0,5 \cdot 10^{-3} \cdot \left((G_k \cdot v_z)^2 \cdot \left(\frac{1 - 0,1}{\theta_z - 1} \right) \right), \quad (4.54)$$

где G_k – расход пара в конденсатор турбины, который определяется по формуле (4.55):

$$G_k = G_n^{60} + G_n^{нд}, \quad (4.55)$$

расход пара в конденсатор турбины в численном виде:

$$G_k = 62,22 + 15 = 77,22 \text{ кг/с.}$$

$v_k = 35 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объём пара в конденсаторе турбины [62].

θ_z – отношение среднего диаметра к длине лопатки определяется по формуле (4.56):

$$\theta_z = \frac{d_z}{l_z}, \quad (4.56)$$

						Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02	

где $d_z = 1350$ мм, $l_z = 550$ мм, определяется по графикам [60 с.22, рис 8] для стандартных ступеней ЛМЗ.

Определим длину рабочей лопатки последней ступени l_z , рассчитав объемный расход пара.

Рассчитаем численное значение потерь с выходной скоростью:

$$\Delta H_{\text{вс}} = 0,5 \cdot 10^{-3} \cdot \left((70,26 \cdot 35)^2 \cdot \left(\frac{1 - 0,1}{1,8 - 1} \right) \right) = 34,01 \text{ кДж/кг.}$$

Расход пара на выходе из ЧНД (4.57):

$$G_{\Sigma} = (G_n^{\text{вд}} + G_n^{\text{нд}}) - G_{\text{д}} \quad (4.57)$$

численное значение расхода пара на выходе из ЧНД:

$$G_{\Sigma} = (62,22 + 15) - 6,42 = 70,8 \text{ кг/с.}$$

Определим объемный расход пара на выходе из ЧНД (4.58):

$$G_v = G_{\Sigma} \cdot v_k, \quad (4.58)$$

где $v_k = 35 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем пара, определяется по [62] по давлению

$p_k = 5 \text{ кПа}$ и известных начальных параметрах пара на входе в ЧНД.

Численное значение объёмного расхода пара после ЧНД:

$$G_v = 70,26 \cdot 35 = 2459,1 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Коэффициент, учитывающий влияние влажности рассчитывается по формуле (4.59):

$$k_{\text{вл}} = 1 - 0,4 \cdot (1 - \gamma_{\text{вл}}) \cdot (\gamma_0 + \gamma_z) \cdot \left(\frac{H_0^{\text{вл}}}{H_0^{\text{ср}}} \right), \quad (4.59)$$

где $H_0^{\text{ср}} = H_0^{\text{нд}} = 480 \text{ кДж/кг}$,

$H_0^{\text{вл}} = 240 \text{ кДж/кг}$ – располагаемый теплоперепад в зоне влажного пара (определяется по h-s – диаграмме),

									Лист
									52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

$\gamma_0 = 0$ – влажность в начале процесса, в конце процесса расширения задаем в первом приближении $\gamma_z = 0,1$.

Численное значение коэффициента влажности:

$$k_{gl} = 1 - 0,4 \cdot (1 - 0,9) \cdot (0 + 0,1) \cdot \left(\frac{240}{480} \right) = 0,99$$

численное значение КПД ЦНД определим подставив найденные численные значения в формулу (4.52):

$$\eta_{oi}^{nd} = 0,87 \cdot \left(1 + \frac{560 - 400}{10^4} \right) \cdot 0,99 - \frac{34,01}{560} = 0,814$$

Использованный теплоперепад ЦНД определяется по формуле (4.60):

$$H_i^{nd} = H_0^{nd} \cdot \eta_{oi}^{nd} \quad (4.60)$$

Численное значение использованного теплоперепада ЦНД:

$$H_{in}^{nd} = 560 \cdot 0,814 = 455,84 \text{ кДж/кг,}$$

тогда энтальпия пара в конце процесса расширения будет равна (4.61):

$$h_k^{nd} = h_{cm}^{nd} \cdot H_{in}^{nd} \quad (4.61)$$

численное значение энтальпии пара в конце расширения:

$$h_k^{nd} = 2862 - 455,84 = 2406,16 \text{ кДж/кг}$$

Из [62] определяем влажность $\gamma = 0,965$ в конце процесса расширения пара.

Внутренняя мощность паровой турбины определяется по формуле (4.62):

$$N_i^{nm} = G_n^{6d} \cdot H_0^{6d} \cdot \eta_{oi}^{6d} + ((G_n^{6d} + G_n^{nd}) - G^d) \cdot H_0^{nd} \cdot \eta_{oi}^{nd} \quad (4.62)$$

численное значение внутренней мощности паровой турбины:

$$N_i^{nm} = 62,22 \cdot 625 \cdot 0,92 + (62,22 + 15) - 6,42) \cdot 560 \cdot 0,814 = 68050 \text{ кВт.}$$

						Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02	

Располагаемая мощность паровой турбины определяется по формуле (4.63):

$$N_i^{nm} = G_n^{60} \cdot H_0^{60} + ((G_n^{60} + G_n^{нд}) - G^0) \cdot H_0^{нд}, \quad (4.63)$$

численное значение располагаемой мощности паровой турбины:

$$N_0^{nm} = 62,22 \cdot 625 + ((62,22 + 15) - 6,42) \cdot 560 = 78535,5 \text{ кВт}$$

Мощностной относительный внутренний КПД паровой турбины определяется по формуле (4.64):

$$\eta_{oi}^{nm} = \frac{N_i^{nm}}{N_0^{nm}}, \quad (4.64)$$

Численное значение мощностного относительного внутреннего КПД паровой турбины:

$$\eta_{oi}^{nm} = \frac{68050}{78535,5} = 0,867$$

Внесем полученные данные в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Расчетные величины паротурбинной установки (ПТУ)

Наименование	Обозначение	Единицы измерения	Значения
1	2	3	4
1. Температура газов на выходе из ГТУ	$\theta_{\text{вых.гту}}$	$^{\circ}\text{C}$	540
2. КПД ГТУ	$\eta_{\text{гту}}$		0,36
3. Расход газов ГТУ	$G_{\text{газ}}$	кг/с	540
4. Мощность ГТУ	$N_{\text{гту}}$	МВт	160
5. Давление контура ВД	$p_{\text{вд}}$	МПа	7,6
6. Давление контура НД	$p_{\text{нд}}$	МПа	0,58
7. Давление в деаэраторе	$p_{\text{деар}}$	МПа	0,58
8. Давление в конденсаторе	$p_{\text{конд}}$	КПа	5
9. Температура воды на входе в ГПК	$t_{\text{гпк}}$	$^{\circ}\text{C}$	65
10. Температура пара на выходе из ПП ВД	$t_{\text{пп}}$	$^{\circ}\text{C}$	505
11. Температура окружающего воздуха	$t_{\text{н.в}}$	$^{\circ}\text{C}$	15
12. КПД части высокого давления(ЧВД)	η_{oi}^{60}		0,92
13. Средний удельный объем пара в ЧВД	$v_{\text{ср}}$	$\text{м}^3/\text{кг}$	0,14
14. Располагаемый теплоперепад группы ступеней	H_0^{60}	кДж/кг	625
15. Коэффициент влажности для перегретого пара	$k_{\text{вл}}$		1
16. Удельный объем пара на входе в турбину	v_0	$\text{м}^3/\text{кг}$	0,05

					12 02 01 2017 012 02	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4
17. Удельный объем пара на выходе из ЧВД	v_z	м ³ /кг	0,4
187. Использованный теплоперепад ЧВД	$H_i^{чвд}$	кДж/кг	560
18. Энтальпия пара на выходе из ЧВД	$h_k^{вд}$	кДж/кг	2865
20. Энтальпия пара перед ЧНД	$h_{см}^{нд}$	кДж/кг	2862
21. Температура перед ЧНД	$t_0^{нд}$	°С	204
22. Внутренний относительный КПД ЧНД	$\eta_{oi}^{нд}$		0,814
23. Располагаемый теплоперепад ЧНД	$H_o^{нд}$	кДж/кг	560
1	2	3	4
24. Потери с выходной скоростью	$\Delta H_{вс}$	кДж/кг	34,01
25. Относительная величина	θ_z		1,8
26. Средний диаметр ротора ПТУ	d_z	мм	1350
27. Длина лопатки последней ступени ПТУ	l_z	мм	550
28. Расход пара на выходе из ЧНД	G_{Σ}	кг/с	77,22
28. Объемный расход пара на выходе из ЧНД	G_V	м ³ /с	2459,1
30. Удельный объем пара в конденсаторе	v_k	м ³ /кг	35
31. Коэффициент влажности учитывающий влияние влажного пара	$k_{вл}$		0,99
32. Располагаемый теплоперепад в зоне влажного пара в начале процесса	$H_o^{нд}$	кДж/кг	480
33. Располагаемый теплоперепад в зоне влажного пара в конце процесса	$H_o^{вл}$	кДж/кг	240
34. КПД ЦНД	$\eta_{oi}^{нд}$		0,814
35. Использованный теплоперепад ЦНД	$H_i^{нд}$	кДж/кг	436
36. Энтальпия пара в конце процесса расширения	$h_k^{нд}$	кДж/кг	2406,16
37. Влажность в конце процесса расширения пара	γ		0,965
38. Внутренняя мощность паровой турбины	N_i^{nm}	кВт	68050
39. Располагаемая мощность паровой турбины	$N_0^{пт}$	кВт	78535,5
40. Мощностной относительный внутренний КПД паровой турбины	η_{oi}^{nm}		0,867

4.8 Оценка энергоэффективности модернизации Челябинской ТЭЦ-3

Абсолютный внутренний КПД ПТУ определяется по формуле (4.65):

$$\eta_i^{nmy} = \frac{N_i^{nm}}{Q_{ку}}, \quad (4.65)$$

численное значение абсолютного внутреннего КПД ПТУ:

$$\eta_i^{nmy} = \frac{78535,5}{233300} = 0,34$$

					12 02 01 2017 012 02	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Абсолютный электрический КПД ПСУ определяется по формуле (4.66):

$$\eta_i^{псу} = \eta_{ку}^{пту} \cdot \eta_{ку} \cdot \eta_m \cdot \eta_{эз}, \quad (4.66)$$

где $\eta_m = 0,98$ – механический КПД ПТУ,

$\eta_{эз} = 0,99$ – электрический КПД ПТУ,

численное значение абсолютного электрического КПД ПСУ:

$$\eta_i^{псу} = 0,34 \cdot 0,896 \cdot 0,99 \cdot 0,98 = 0,296$$

Электрическая мощность ПГУ определяется по формуле (4.67):

$$N_9^{ПГУ} = N_9^{ГТУ} + N_i^{ПТ} \cdot \eta_m \cdot \eta_{эз}, \quad (4.67)$$

численное значение электрической мощности ПГУ:

$$N_9^{ПГУ} = 160 + 67,117 \cdot 0,98 \cdot 0,99 = 225,1 \text{ МВт.}$$

Тепло, подведенное в камеры сгорания ГТУ, определяется по формуле (4.68):

$$Q_{кс} = \frac{N_9^{ГТУ}}{\eta_9^{ГТУ}}, \quad (4.68)$$

численное значение теплоты, подведенной в камеры сгорания ГТУ:

$$Q_{кс} = \frac{160}{0,36} = 444,4 \text{ МВт}$$

Абсолютный электрический КПД ПГУ определяется по формуле (4.69):

$$\eta_9^{ПГУ} = \frac{N_9^{ПГУ}}{Q_{кс}}, \quad (4.69)$$

численное значение абсолютный электрический КПД ПГУ:

$$\eta_9^{ПГУ} = \frac{225,1}{444,4} = 0,52$$

									Лист
									56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

Внесем в таблицу 4.8 расчётные величины ПГУ.

Таблица 4.8 – Расчетные величины ПГУ

Наименование	Обозначение	Единицы измерения	Значения
1. Абсолютный внутренний КПД ПТУ	$\eta_i^{\text{ПТУ}}$		0,33
2. Абсолютный электрический КПД ПСУ	$\eta_{\text{э}}^{\text{ПСУ}}$		0,25
3. Электрическая мощность ПГУ	$N_{\text{э}}^{\text{ПГУ}}$	МВт	225,1
4. Тепло, подведенное в камеры сгорания ГТУ	$Q_{\text{КС}}$	МВт	444,4
5. Абсолютный электрический КПД ПГУ	$\eta_{\text{э}}^{\text{ПГУ}}$		0,52

Оценку энергоэффективности в результате проведённой модернизации Челябинской ТЭЦ-3 можно провести по следующим критериям:

- повышение суммарного КПД электростанции;
- снижение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии;
- снижение удельного расхода на выработку электроэнергии;
- снижение расхода энергии на собственные нужды.

Определим коэффициент использования топлива (4.70):

$$\eta = \frac{Q + E}{B \cdot Q_n^p}, \quad (4.70)$$

где $Q = 365012$ Гкал – количество отпущенной теплоты,

$E = 202287$ МВт – количество отпущенной электроэнергии по тепловому эквиваленту:

$B = 289,7$ г/кВтч – расход топлива,

$Q_n^p = 7000$ кКал/кг – низшая удельная теплота сгорания топлива.

Численное значение коэффициента использования топлива:

$$\eta = \frac{0,419 \cdot 365012 + 202287}{((0,289 \cdot 202287) + (0,38 \cdot 365012)) \cdot 7,000} = 0,43$$

Результаты проведённого анализа и (данные ПТО предприятия) представлены в таблице 4.9.

						Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02	

Таблица 4.9 – Оценка энергоэффективности модернизации ЧТЭЦ-3

Наименование критерия	До модернизации с энергоблоками ПСУ по электростанции, г/кВтч	Отдельно для ПГУ, г/кВтч	После модернизации вместе с ПГУ, г/кВтч	Разность, г/кВтч	Энергоэффективность, %
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии, г/кВтч	289,7	255,9	272,5	17,2	5,9
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг/Гкал	159,1	123,1	158,5	1,003	0,38
Расход электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии, %	5,06	2,26	3,69	1,37	27
Расход электроэнергии на собственные нужды на выработку тепловой энергии, кВтч/Гкал	96,55	79,12	96,27	0,28	0,3
КПД электростанции	0,43	0,52	0,46	0,03	7,0

Вывод: по результатам расчёта и оценки модернизации очевидно существенное повышение энергоэффективности Челябинской ТЭЦ-3:

- снижение удельного расхода топлива на вырабатываемую электроэнергию на 5,9 %, расхода топлива на вырабатываемую тепловую энергию на 0,38%;
- расхода электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии на 27%, расхода электроэнергии на выработку тепловой энергии на 0,3%;
- повышение коэффициента использования топлива на 7%;
- экономия условного топлива в год составляет 55474,37 тыс.т.у.т. в год.

5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

С каждым годом увеличивается потребление различных видов энергии для функционирования национальной экономики. Это обусловлено различными причинами, к примеру, демографическими; рост численности населения, социальными; повышение благосостояния всей группы населения и каждого человека в отдельности; рост промышленного производства и т.д. Для нашей страны в частности потребление большого количества энергии на душу населения обусловлено её географическим положением. Известно, что количество ископаемых энергоносителей ограничено. Поэтому для того, чтобы продлить срок пользования природными богатствами, исключив при этом энергетический коллапс, остро встают вопросы энергосбережения. Одним из основных способов энергосбережения в тепловой энергетике, является повышение эффективности использования тепла получаемого при сжигании ископаемого топлива, т. е. повышение коэффициента полезного действия энергоустановок.

К таким видом энергоустановок можно отнести парогазовые установки (ПГУ), работающие в комбинированном цикле «Брайтона-Ренкина».

Парогазовые установки (ПГУ) – перспективный и интенсивно развивающийся вид генерирующих энергоустановок, внедряемый в последнее время в энергетику России. Они отличаются простотой и представляют вид энергоустановок нового поколения, более эффективно преобразующих энергию ископаемого топлива сжигаемого на тепловых электростанциях в конечный получаемый продукт электрическую и тепловую энергию, с меньшими потерями по сравнению с паросиловыми установками предыдущего поколения.

Одной из главных причин перспективности ПГУ для Российской Федерации является использование природного газа в качестве топлива, запасы которого в нашей стране достаточно велики, при этом эффективность использования топлива (КПД цикла) достигает уровня 55-60% (для сравнения, КПД традиционных паросиловых установок находится в пределах 35-43%). Природный газ легко транспортируется на дальние расстояния по магистральным газопроводам. Его можно поставлять как в газообразном, так и в сжиженном виде. Еще один плюс от использования природного газа это снижение загрязнения окружающей среды по сравнению с угольными энергоустановками. ПГУ могут также работать при сжигании в ГТУ тяжелого нефтяного топлива, сырой нефти, побочных продуктов переработки нефти, синтетического газа, получаемого при газификации углей, дизтоплива и т.д. Отходящие газы энергетической ГТУ поступают в котёл-утилизатор (КУ), где их теплота передается теплоносителю, как правило, водяному. Котёл-утилизатор – важный элемент технологической схемы большинства

									Лист
									59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

ПГУ, выполняющий роль преобразователя теплоты отходящих газов энергетических ГТУ. При разработке утилизационных ПГУ с котлом-утилизатором для охлаждения дымовых газов до температуры порядка 100÷120°С применяются газовые подогреватели конденсата (ГПК). По теплофизическим условиям температура конденсата после конденсатора паротурбинной установки находится в пределах 30÷40°С, существует опасность снижения температуры дымовых газов ниже допустимой температуры точки, что нежелательно, так как может привести к низкотемпературной коррозии хвостовой поверхности нагрева, а также хвостовых газоходов котла-утилизатора. Для обеспечения надёжной эксплуатации котла-утилизатора во всём периоде жизненного цикла по рекомендациям отечественных и зарубежных специалистов температуру конденсата на входе в ГПК рекомендуется поддерживать на уровне 55÷60°С.

Для этого в схемах ГПК выполняют рециркуляцию горячего конденсата. Нагретый конденсат с температурой выше 100 °С с выхода ГПК или из промежуточной его части подают с помощью насосов рециркуляции (НРК) в необходимом количестве для поддержания температуры конденсата на вход в ГПК, поддерживая, таким образом, температуру дымовых газов выше температуры точки росы.

На котлах-утилизаторах для работы в составе теплофикационной ПГУ на линии рециркуляции конденсата возможна установка дополнительного водоводяного теплообменника (ВВТО) для подогрева сетевой воды. Установка такого теплообменника позволяет дополнительно получать до 23 МВт (19,78Гкал/ч) тепловой энергии (данные для КУ при работе с ГТУ ~160МВт) [37].

Вывод: Развитие когенерации на базе газотурбинных установок (ГТУ), относится к числу новейших энерго- и топливосберегающих технологий, и станет существенным вкладом в достижение энергоэффективности энергетики России, а также энергетической независимости государства. На каждом предприятии энергетической отрасли должен быть разработан комплекс мероприятий по повышению энергосбережения, которые бы непрерывно внедрялись для улучшения производственного с точки зрения снижения потерь, так и для снижения потребления собственных нужд. Для этого можно внедрять установки для использования низкопотенциального тепла отработавших теплоносителей, горячей воды, стоков и т.д.

					12 02 01 2017 012 02	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Котел-утилизатор П-137 является низконапорным теплотехнологическим устройством, предназначенным для утилизации отходящих отработанных газов после газотурбинной установки (ГТУ). Отработав в котле-утилизаторе, газы теряют свой энергетический потенциал, отдавая теплоносителю свою энергию. Далее по технологии уходящие газы выбрасываются в атмосферу. Состав этих газов оказывает неблагоприятное воздействие на окружающую среду, ухудшая экологическую обстановку в районе строительства, поэтому выбрасываемые газы необходимо подвергать рассеиванию с помощью дымовой трубы. Согласно [2] все отходящие от промышленных источников газы подлежат рассеиванию в атмосфере, так как здесь происходит изменение их состава, в том числе образование новых, более безопасных с точки зрения экологичности, соединений.

6.1 Рассеивание в атмосфере газообразных горячих выбросов промышленных предприятий из дымовых труб

Под влиянием турбулентности свойственной приземному слою атмосферы происходит рассеивание вредных веществ, выделяемых различными источниками. Различные слои воздуха интенсивно перемешиваются во всех направлениях. Это разбавляет загрязненные слои и концентрация вредных веществ в них снижается. Турбулентность атмосферы имеет механическое и термическое происхождение. В первом случае она возникает главным образом в результате трения ветрового потока о поверхность почвы. С увеличением неровностей земной поверхности интенсивность турбулентности возрастает, так как возрастает размер вихрей, распространяющихся до больших высот. Другим источником турбулентности в атмосфере является неравномерное распределение температуры (тепловое расслоение приземного слоя воздуха).

Турбулентность ветра влияет на процессы атмосферного теплообмена, благодаря которому происходит рассеивание газовых и пылевых облаков в атмосфере [2,22,33].

6.2 Контроль за соблюдением нормативов ПДВ

Контролю подлежат выбросы нормируемых загрязняющих веществ:

- диоксид азота;
- оксид азота;
- углеводороды предельные;
- сероводород.

									Лист
									61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

При определении величины выбросов из источников используется инструментально-лабораторный метод в соответствии с «Рекомендациями по основным вопросам воздухоохранной деятельности», М. 1995 г.

Диоксид азота подлежит контролю один раз в три месяца. Оксид азота, сероводород, углеводороды контролируются один раз в год.

Измерение концентраций загрязняющих веществ проводятся прямыми замерами с помощью газоанализатора TESTO-350.

Для контроля предельных углеводородов и сероводорода применяется расчетный метод. Контрольные данные сводятся в таблицы и в виде отчетности предоставляются контролирующим органам.

При работе или техническом обслуживании ГТУ должно быть исключено или обеспечено регламентируемое воздействие на окружающую среду выбросов вредных веществ, вибрации и шума.

Содержание оксидов азота в выхлопных газах при нагрузках выше 0,5 номинальной не должно превышать 50 мг/нм³ при работе на газообразном топливе, а окислов углерода - 100 мг/нм³ (в осушенной пробе при 0°С, 0,1013 МПа и условной объемной концентрации кислорода 15 % при пересчете NO_x на NO₂).[22]

6.3 Определение высоты дымовой трубы

Расчет рассеивания выбросов ведется в соответствии с СН-369-74, согласно которым минимальная высота трубы определяется из условия, что максимальная концентрация вредного вещества в приземном слое C_m не превосходит максимально разовую ПДК этого вещества в атмосферном воздухе (6.1).

$$C_m \leq ПДК. \quad (6.1)$$

В нашем случае вредное вещество – диоксид азота

$$ПДК_{NO_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3.$$

Найдем диаметр выходного сечения трубы (6.2).

$$D_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot V_1}{\pi w_0}}, \text{ м} \quad (6.2)$$

где D_0 , м – диаметр устья дымовой трубы;

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				62

$w_0 = 30$ м/с – скорость газов на выходе из трубы принимается;
 V_1 , м³/с – расход дымовых газов на выходе из трубы.

Для определения V_1 используем данные расчета произведённого в разделе 4.5,
 где $V_1 = V_p = 625,6$ м³/с – объёмный расход дымовых газов на выходе из КУ;
 при $T_p = 110$ °С – температура на выходе из котла утилизатора;
 $p_p = 100$ Па – давление на выходе из котла утилизатора.

Расчёт диаметра устья трубы в численном виде:

$$D_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot 625,6}{3,14 \cdot 30}} = 5,15 \text{ м}$$

Выберем из существующих стандартных $D_0 = 5,5$ м. Уточним скорость газов на выходе из трубы из (6.3):

$$w_0 = \frac{4V_1}{\pi D_0^2}, \text{ м/с} \quad (6.3)$$

расчёт в численном виде:

$$w_0 = \frac{4 \cdot 625,6}{3,14 \cdot 5,5^2} = 26,3 \text{ м/с}$$

Задаемся высотой трубы в первом приближении $H = 60$ м.
 Расчетная высота дымовой трубы (6.4):

$$H = \sqrt{AFnm \frac{M}{ПДК} \sqrt[3]{\frac{Z}{V_1 \Delta T}}}, \text{ м} \quad (6.4)$$

где A – коэффициент, зависящий от стратификации слоистого строения атмосферы, для Урала $A = 160$;

F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, для газообразных примесей $F = 1$;

$Z = 1$ - количество труб, ΔT - определим из (6.5).

$$\Delta T = \vartheta_{yx} - t_{не}, \quad (6.5)$$

					12 02 01 2017 012 02	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

где ΔT , °C – разность температур выходящих из трубы газов и окружающего воздуха;

$\vartheta_{yx} = 110$ °C – температура газов на выходе из котла-утилизатора;

$t_{нв} = 15$ °C – при данной температуре максимальная мощность газовой турбины;

Расчёт в численном виде:

$$\Delta T = 110 - 15 = 95 \text{ °C.}$$

Определим коэффициенты m и n , учитывающие подъем факела над трубой. Значения этих коэффициентов определяются по вспомогательным величинам f , v_m , m .

Определим коэффициент f из формулы (6.6):

$$f = \frac{10^3 w_0^2 D_0}{H^2 \Delta T}, \quad (6.6)$$

Определим коэффициент v_m из формулы (6.7):

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{V_1 \Delta T}{H}}, \quad (6.7)$$

Определим коэффициент m из формулы (6.8):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}}. \quad (6.8)$$

Расчёт в численном виде:

$$f = \frac{10^3 \cdot 26,3^2 \cdot 5,5}{60^2 \cdot 95} = 11,1$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{625,6 \cdot 95}{60}} = 6,3 \text{ мг/м}^3$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{11,1} + 0,34\sqrt[3]{11,1}} = \frac{1}{0,67 + 0,33 + 0,75} = 0,57$$

Безразмерный коэффициент n определяется в зависимости от параметра v_m :
при $v_m > 2$ $n = 1$.

									Лист
									64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

Расчёт выбросов двуоксида азота (NO_2) из трубы в атмосферу.

Суммарное количество оксидов азота выбрасываемых в атмосферу (6.9):

$$M_{\text{NO}_2} = C_{\text{NO}_2} V_1, \quad (6.9)$$

где $C_{\text{NO}_2} = 0,27 \text{ г/м}^3$ – концентрация диоксида азота в дымовых газах.

Расчёт в численном виде:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,27 \cdot 625,6 = 168,9 \text{ г.}$$

Рассчитаем высоту трубы в численном виде:

$$H = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,57 \cdot \frac{168,9}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{625,6 \cdot 95}}} = 69 \text{ м}$$

Задаемся высотой трубы $H = 80 \text{ м}$ и рассчитаем в численном виде следующие величины f, v_m .

Расчёт в численном виде значения величин f, v_m по (6.6) и (6.7):

$$f = \frac{10^3 \cdot 26,3^2 \cdot 5,5}{80^2 \cdot 95} = 6,3$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{625,6 \cdot 95}{80}} = 5,8 \text{ мг/м}^3$$

Определим коэффициент m численном виде:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{6,3} + 0,34\sqrt[3]{6,3}} = \frac{1}{0,67 + 0,25 + 0,62} = 0,65$$

Расчитаем высоту дымовой трубы во втором приближении в численном виде:

$$H = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,65 \cdot \frac{168,9}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{625,6 \cdot 95}}} = 74 \text{ м}$$

									Лист
									65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

Задаемся высотой трубы $H = 100$ м определим коэффициенты f, v_m , в численном виде используя (6.6) и (6.7):

$$f = \frac{10^3 \cdot 26,3^2 \cdot 5,5}{100^2 \cdot 95} = 4$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{625,6 \cdot 95}{100}} = 5,3 \text{ мг/м}^3$$

Определим коэффициент m в численном виде:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{4} + 0,34\sqrt[3]{4}} = \frac{1}{0,67 + 0,2 + 0,54} = 0,7$$

Расчитаем высоту дымовой трубы в третьем приближении в численном виде:

$$H = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,7 \cdot \frac{168,9}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{625,6 \cdot 95}}} = 77 \text{ м}$$

Для нахождения высоты дымовой трубы построим график зависимости расчетной высоты трубы от заданной высоты и изобразим его на рисунке 6.1.

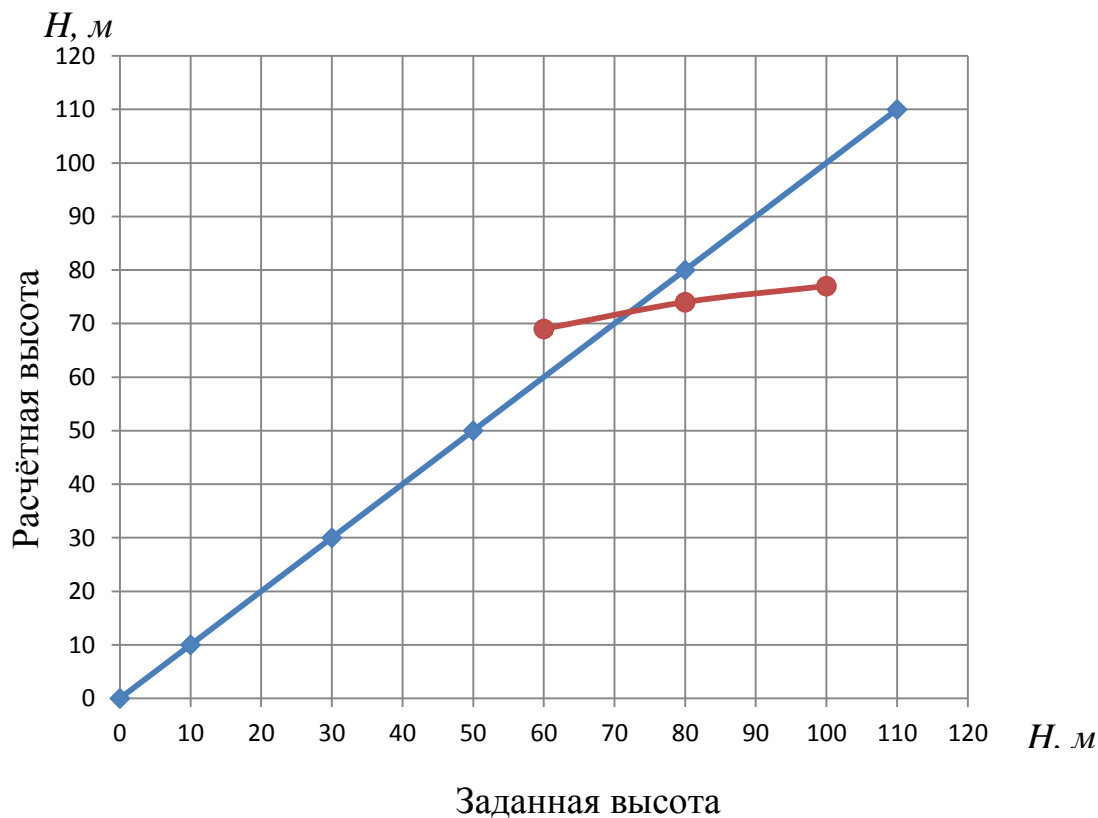


Рисунок 6.1 – График зависимости расчетной высоты от заданной

По графику в точке пересечения кривой и биссектрисы определяем высоту трубы $H = 73$ м. Это соответствует стандартной высоте $H = 80$ м.

Максимальная концентрация веществ в приземном слое атмосферы из (6.10):

$$C_m = \frac{AMFmn}{H^2 \sqrt[3]{V_1 \Delta T}} \quad (6.10)$$

Для трубы высотой $H = 90$ м рассчитаем следующие величины в численном виде:

$$f = \frac{10^3 \cdot 26,3^2 \cdot 5,5}{80^2 \cdot 95} = 6,3$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{625,6 \cdot 95}{80}} = 5,8 \text{ мг/м}^3$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{6,3} + 0,34\sqrt[3]{6,3}} = \frac{1}{0,67 + 0,25 + 0,62} = 0,65$$

$$C_m = \frac{160 \cdot 168,9 \cdot 1 \cdot 0,65 \cdot 1}{80^2 \cdot \sqrt[3]{625,6 \cdot 95}} = 0,073 \text{ мг/м}^3$$

Из условия расчёта известно что:

$$ПДК_{NO_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3,$$

тогда

$$0,073 < 0,085$$

значит:

$$C_m < ПДК_{NO_2} \quad (6.11)$$

Вывод: Так как выполняется условие (6.11) значит, выбранная дымовая труба высотой 80 м удовлетворяет экологическим требованиям. Расчет проведен без учета фоновой концентрации, создаваемой другими трубами ТЭЦ [29,39].

						Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02	

7 АВТОМАТИЗАЦИЯ

Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП) построена как распределенная, иерархическая, многофункциональная, программируемая система, выполненная на базе ПТК «Овация» производства компании «Эмерсон».

– нижний уровень (уровень технологических систем управления), состоящий из агрегатных микропроцессорных контроллеров, выполняющих сбор и обработку информации и реализующих основные управляющие функции (ТЗ, локальные защиты, блокировки, АВР работающих механизмов, автоматического регулирования и управления технологических процессов, управления ИМ);

– верхний уровень (уровень оперативного контура управления), состоящий из БЦУ с реализацией дистанционного управления (ДУ) исполнительными механизмами (ИМ), изменения задания режимов работы систем управления, представления информации на проекционном экране и дисплеях, звуковой и визуальной предупредительной и аварийной сигнализации (ПАС), средств ведения долгосрочного и краткосрочного архива данных и т.д.

Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП) предназначена для реализации в реальном режиме времени автоматического поддержания в определенных пределах или изменения по определенному закону основных технологических параметров энергоблока. АСУТП представляет собой комплекс программно-технических средств, обеспечивающих автоматическое регулирование параметров непрерывных технологических процессов энергоблока в следующих эксплуатационных режимах работы:

- пуск из произвольного исходного теплового состояния;
- работа в регулировочном диапазоне нагрузок, составляющем 50 - 100% номинальной;
- работа на заданной базовой тепловой и электрической нагрузке при номинальных значениях параметров;
- изменение с заданной скоростью тепловой и электрической нагрузки энергоблока;
- работа в аварийных режимах.

Каждый автоматический регулятор может находиться в одном из режимов:

«ДИСТ» – дистанционный. В этом режиме отрабатываются команды технологических защит, блокировок, запретов. Машинист энергоблока имеет возможность (в случае отсутствия команд более высокого приоритета) изменять положение исполнительного механизма, установки или изменения задания.

									Лист
									68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

«АВТ» – автоматический. В этом режиме обрабатываются команды технологических защит, блокировок, запретов. Машинист энергоблока имеет возможность установки или изменения задания. Положение исполнительного механизма определяется командами контура автоматического регулирования в соответствии с установленным законом авторегулирования.

«РЕМ» - ремонт. В этом режиме команды технологических защит, блокировок, запретов, авторегуляторов, дистанционного управления не обрабатываются (у машиниста энергоблока и автоматики отсутствует возможность управления). При этом на видеограммах и в окнах управления должна отображаться информация о текущем состоянии исполнительного механизма.

Для каждого контура автоматического регулирования выполняются следующие задачи: обработка входных информационных и задающих сигналов в соответствии с технологическим алгоритмом данного контура автоматического регулирования (математическая обработка сигналов, линеаризация, усреднение, аналого-дискретное преобразование, динамическое преобразование сигналов) и формирование сигнала рассогласования;

- обработка сигнала рассогласования и формирование аналогового или импульсного (совместно с исполнительным механизмом) ПИ/ПИД -закона регулирования;
- автоподстройка параметров настройки регуляторов;
- формирование выходных команд для управления исполнительным механизмом регулятора.

Обеспечение безударного переключения контуров регулирования из режима «ДИСТ» в режим «АВТ» за счет балансировки (слежения):

Перевод контура в режиме «ДИСТ» при появлении недостоверности регулируемого параметра, или исчезновении электрического питания схемы управления исполнительного механизма, или появления неисправности компонентов ПТК, реализующих данный регулятор;

- отображение и регистрация режимов функционирования регулятора, а также результатов диагностики его отказа, архивирование основных значений параметров регуляторов;
- задания, рассогласования, аналогового выходного сигнала, а так же режимов работы;
- постановка/снятие в режим «АВТ», вывод в ремонт, управление от ТЗ, ТБ, ФГУ.

Функционально групповое управление (ФГУ) - подсистемы автоматического управления, осуществляющие комплексное управление всеми режимами работы котла-утилизатора, а также пусковыми операциями, и операциями по останову

									Лист
									69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

и отключению оборудования. Выполнение программ ФГУ производится, как сквозным способом, когда выполняется полный алгоритм программы с определенным количеством шагов, либо пошаговым способом, когда выполняется каждый шаг программы с промежуточным остановом. Для перехода к следующему шагу необходимо вмешательство машиниста энергоблока.

К основным регуляторам котла-утилизатора можно отнести регулятор питания котла высокого давления (РПК ВД) (03НАС20АА801), который выполняет функции по поддержанию заданного уровня в барабане высокого давления. Регулятор питания котла низкого давления, выполняющий функции по поддержанию заданного уровня в барабане низкого давления (03ЛСА20АА801). Быстродействующее редукционно-охладительное устройство высокого давления (БРОУ ВД) (03ЛВФ10АА801), выполняющее роль защитного устройства при повышении рабочего давления пара в контуре высокого давления (КВД) выше установленного. Быстродействующее редукционно-охладительное устройство низкого давления (БРОУ НД) (03ЛВФ20АА801), выполняющее также роль защитного устройства при повышении давления пара в контуре низкого давления выше установленного. Рассмотрим подробнее основной функционал данных регуляторов.

Регулятор питания котла высокого давления реализован по схеме контура с регулированием промежуточной величины дифференциального типа с компенсацией возмущения дифференциального типа. Количество параметров ввода – 3:

- уровень в БВД (03НАД40СЛ910 – обработанное значение от двух датчиков измерения 03НАД40СЛ001, 03НАД40СЛ501);
- расход пара высокого давления (03ЛВА10СФ910 – обработанное значение от двух датчиков измерения 03ЛВА10СФ001, 03ЛВА10СФ002);
- расход питательной воды к экономайзеру КУ (03ЛАВ30СФ910 – обработанное значение от двух датчиков измерения 03ЛАВ30СФ001, 03ЛАВ30СФ002).

Регулятор может быть переведен в автоматический режим работы машинистом блока в любой момент времени или под управлением от функционально группового управления (ФГУ БВД КУ). До включения в работу РПК ВД в автоматический режим в качестве задания в задатчик регулятора всегда записывается текущее значения уровня. С включением в работу под управлением ФГУ, задание определяется автоматически под управлением от ФГУ, при включении в работу регулятора без включения ФГУ БВД КУ, величина требуемого задания по уровню с момента включения РПК ВД определяется машинистом блока. При этом скорость изменения задания ограничена:

- в сторону повышения уровня – 15 мм/минуту (уточняется при наладке);
- в сторону понижения уровня – 25 мм/минуту (уточняется при наладке);

					12 02 01 2017 012 02	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

– в сторону понижения уровня при открытой задвижке аварийного слива 03HAD40AA002 – 100 мм/минуту.

Рабочий диапазон задатчика 03HAC20AA801-STPT: (-540 мм) – (+ 500 мм)

При пуске блока РПК ВД работает с отключенной коррекцией по расходу пара и питательной воды. При этом в качестве обратной связи в РПК ВД используется его указатель положения (03YAC20AA801XQ01). Обратная связь по УП дифференциального типа.

Работа регулятора в таком режиме осуществляется до 20% рабочего диапазона расхода пара ВД. С увеличением нагрузки и, с увеличением расхода пара в диапазоне от 20% до 30%, РПК ВД плавно переключается с УП на работу с коррекцией по расходу пара и питательной воды.

При отключении ГТУ (сигнал 03MBY00DE950XV51 – «ТОПЛ КЛАП ГТУ – ЗАКРЫТЫ»), или отказе датчиков измерения расхода пара (03LBA10CF910 – обработанное значение от двух датчиков измерения; 03LBA10CF001, 03LBA10CF002) или датчиков измерения расхода питательной воды (03LAB30CF910 – обработанное значение от двух датчиков измерения; 03LAB30CF001, 03LAB30CF002) РПК ВД автоматически переключается на работу по обратной связи по УП. Все переключения регулятора производятся «безударно». С целью компенсации изменения характеристик регулирующего органа (вследствие изменения перепада давления клапана при работе блока с разными питательными насосами высокого давления) в алгоритме промежуточного контура регулирования реализован автомат коррекции коэффициента пропорциональности и времени интегрирования.

Регулятор питания котла низкого давления (РПК НД), (03LCA20AA801). Регулятор питания котла низкого давления реализован по схеме контура с регулированием промежуточной величины дифференциального типа с компенсацией возмущения дифференциального типа. Количество параметров ввода – 4:

- уровень в БНД (03HAD80CL910 – обработанное значение от трех датчиков измерения (03HAD80CL001, 03HAD80CL501);
- расход пара низкого давления за ПНД (03LBA50CF910 – обработанное значение от двух датчиков измерения (03LBA50CF001; 03LBA50CF002);
- расход воды низкого давления (03LCA20CF910 – обработанное значение от двух датчиков измерения (03LCA20CF001; 03LCA20CF002);
- расход питательной воды к экономайзеру КУ (03LAB30CF910 – обработанное значение от двух датчиков измерения (03LAB30CF001; 03LAB30CF002).

Регулятор может быть переведен в автоматический режим работы машини-

										Лист
										71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					

стом блока в любой момент времени или под управлением от ФГУ БНД КУ. До включения в работу РПК НД в автоматический режим в качестве задания в задатчик регулятора всегда записывается текущее значения уровня. С включением в работу под управлением ФГУ, задание определяется автоматически под управлением от ФГУ, при включении в работу регулятора без включения ФГУ БНД КУ, величина требуемого задания по уровню с момента включения РПК НД определяется машинистом блока. При этом скорость изменения задания ограничена:

- в сторону повышения уровня – 15 мм/минуту (уточняется при наладке);
- в сторону понижения уровня – 25 мм/минуту (уточняется при наладке);
- в сторону понижения уровня при открытой задвижке аварийного слива

03HAD80AA002 – 100 мм/минуту (уточняется при наладке).

Рабочий диапазон задатчика 03LCA20AA801–STPT: (-360 мм) – (+ 500 мм). При пуске блока РПК НД работает с отключенной коррекцией по расходу пара и питательной воды. При этом в качестве обратной связи в РПК НД используется его указатель положения (03LCA20AA801XQ01). Обратная связь по УП дифференциального типа. Работа регулятора в таком режиме осуществляется до 20% рабочего диапазона расхода пара НД. С увеличением нагрузки и, с увеличением расхода пара в диапазоне от 20% до 30%, РПК НД плавно переключается с УП на работу с коррекцией по расходу пара и питательной воды. При этом включение в работу контура коррекции по расходу РПК НД расхода питательной воды высокого давления (03LAB30CF910 – обработанное значение от двух датчиков измерения) производится с его увеличением $\geq 15\%$ диапазона измерения.

При отключении ГТУ (сигнал 03MBY00DE950XV51 – «ТОПЛ КЛАП ГТУ – ЗАКРЫТЫ»), или отказе датчиков измерения расхода пара: (03LBA50CF910 – обработанное значение от двух датчиков измерения; 03LBA50CF001; 03LBA50CF002) или датчиков измерения расхода питательной воды (03LCA20CF910 – обработанное значение от двух датчиков измерения; 03LAB30CF001; 03LAB30CF002) РПК НД автоматически переключается на работу по обратной связи по УП. Все переключения регулятора производятся «безударно». При отказе датчиков измерения по расходу питательной воды ВД (03LAB30CF910 – обработанное значение от двух датчиков измерения) производится его отключение из работы контура коррекции регулятора. При этом, так как контур коррекции дифференциального типа, отключение выполняется «запоминанием» последнего достоверного значения параметра. При восстановлении исправного состояния параметра обратный ввод его в работу контура осуществляется с плавным переходом с запомненного значения величины расхода на его текущее значение со скоростью 0,4338% в секунду. К основным регуляторам относится быстродействующая редуцирующая охлаждающая установка высокого давления

						Лист
					12 02 01 2017 012 02	72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

(БРОУ ВД). Стерегущий режим работы БРОУ ВД 03LBF10AA801 предназначен для непрерывного контроля величины и скорости изменения давления пара в контуре высокого давления (далее по тексту ВД) блока.

Контроль давления производится:

– в барабане ВД котла-утилизатора (03HAD40CP910 – обработанное значение от двух датчиков измерения давления), в паропроводе ВД до БРОУ (03LBF10CP910 – обработанное значение от двух датчиков измерения давления; 03LBF10CP001; 03LBF10CP002). Стерегущий режим активируется с включением в автоматический или дистанционный режим работы алгоритма управления регулирующим клапаном РК БРОУ ВД (03LBF10AA801). При переводе алгоритма управления РК БРОУ ВД (03LBF10AA801) в аварийный режим управления данная функция полностью отключена. Функционально работа алгоритма стерегущего режима работы разделена на 2 задачи:

– предотвращение скорости повышения и роста давления пара в барабане ВД (далее по тексту - БВД) котла-утилизатора;

– переключение БРОУ ВД из стерегущего режима в режим поддержания давления пара.

Алгоритм предотвращения скорости повышения и роста давления пара работает в автоматическом и дистанционном режиме работы РК БРОУ ВД (03LBF10AA801). При его срабатывании формируется постоянно-действующая команда на открытие БРОУ ВД. Непрерывное открытие РК БРОУ ВД достигается формированием для алгоритма управления исполнительного механизма изменяющегося во времени задания степени открытия клапана. При этом задание меняется со скоростью, равной скорости перемещения клапана, начиная с текущего положения на момент срабатывания алгоритма. Для последующего «безударного» вступления в работу контура регулирования БРОУ ВД (переключения в режим поддержания давления), одновременно с открытием РК производится его автоматическая «балансировка». Формирование задания и открытие РК БРОУ ВД производится до момента отключения управляющего воздействия алгоритма.

Срабатывание алгоритма предотвращения роста давления производится при выполнении любого из следующих условий:

а) Превышение давления пара в БВД (03HAD40CP910 - обработанное значение от двух датчиков измерения давления) выше 85 кгс/см² (значение уточняется при наладке).

б) Закрылись оба стопорных клапана паровой турбины (сигналы «03МАО1АА051ХВ02 – СК-А ЗАКРЫТ» и «03МАО2АА051ХВ02 – СК-Б ЗАКРЫТ», или сигнал «03МАО0ЕЗ100ХК96 - ЗАЩ ПТ СРАБОТАЛА И СК ЗАКР»).

									Лист
									73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

с) Генератор паровой турбины отключился от сети (сигнал «03DENBRN – РЕЖИМ НЕ В СЕТИ»).

d) В ЭЧСР ПТ сформирован сигнал на закрытие регулирующих клапанов ПТ «03DEHGVIVCLR – ЗАКРЫТЬ РК (СОЛЕНОИД)» (Сигнал выдается при срабатывании релейной форсировки или канала предварительной защиты паровой турбины). При срабатывании алгоритма: команда на открытие РК БРОУ формируется сразу, без выдержки времени. Действие команды снимается только при снижении давления пара в БВД ниже 80 кгс/см² (значение уточняется при наладке).

Срабатывание алгоритма предотвращения скорости повышения давления производится при ее увеличении в БВД выше значения 3 кгс/см² в минуту (уставка срабатывания). Скорость роста давления определяется по показанию каждого из датчиков измерения давления пара высокого давления в БВД с последующим выбором наибольшего вычисленного значения.

В режиме поддержания давления БРОУ ВД работает как обыкновенный регулятор давления. Регулируемый параметр – давление пара в паропроводе ВД до БРОУ ВД (03LBF10CP910 – обработанное значение от двух датчиков измерения давления; 03LBF10CP001, 03LBF10CP002). Режим поддержания давления активируется, когда переключающийся задатчик 03LBF10DP001–MSTN переведен в дистанционный режим работы. При этом с этого момента, машинисту блока становится доступной функция изменения величины задания давления для БРОУ ВД.

БРОУ ВД на пуске блока включается в работу под управлением программатора БРОУ ВД. Управление БРОУ ВД при пуске блока осуществляется пусковой частью программатора (режим работы «ПУСК»). Программатор БРОУ ВД в режиме работы «ПУСК» реализован как шаговая программа, выполняющая последовательно пусковые операции в соответствии с текущим технологическим этапом пуска блока. Управление машинистом блока программатором в режиме работы «ПУСК» не предусмотрено.

К основным регуляторам котла-утилизатора относится быстродействующая редуцирующая охлаждающая установка низкого давления (БРОУ НД).

Стерегающий режим работы БРОУ НД 03LBF20AA801 предназначен для непрерывного контроля изменения давления пара в контуре низкого давления (далее по тексту НД) блока. Контроль давления производится:

в барабане НД котла-утилизатора (03HAD80CP910 – обработанное значение от двух датчиков измерения давления; 03HAD80CP001, 03HAD80CP002), в паропроводе НД до БРОУ (03LBF20CP910 – обработанное значение от двух датчиков измерения давления; 03LBF20CP001, 03LBF20CP002). Стерегающий режим активируется с включением в автоматический или дистанционный режим работы

										Лист
										74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					

алгоритма управления регулирующим клапаном РК БРОУ НД (03LBF20AA801). При переводе алгоритма управления РК03LBF20AA801 в аварийный режим управления данная функция полностью отключена. Функционально работа алгоритма стерегущего режима работы разделена на 2 задачи:

– предотвращение роста давления пара в паропроводе и барабане НД (БНД) котла-утилизатора;

– переключение БРОУ НД из стерегущего режима в режим поддержания давления пара.

Алгоритм предотвращения роста давления пара работает в автоматическом и дистанционном режиме работы РК БРОУ ВД (03LBF20AA801). При его срабатывании формируется постоянно-действующая команда на открытие БРОУ НД. Непрерывное открытие РК БРОУ НД достигается формированием для алгоритма управления исполнительного механизма, изменяющегося во времени задания степени открытия клапана. При этом задание меняется со скоростью, равной скорости перемещения клапана, начиная с его текущего положения на момент срабатывания алгоритма. Для последующего «безударного» вступления в работу контура регулирования БРОУ НД (переключения в режим поддержания давления), одновременно с открытием РК производится его автоматическая «балансировка».

Срабатывание алгоритма предотвращения роста давления производится при выполнении любого из следующих условий:

а) Превышение давления пара в БВД (03HAD80CP910 – обработанное значение от двух датчиков измерения давления) выше $8,0 \text{ кгс/см}^2$.

б) Превышение давления пара в паропроводе НД до БРОУ НД (03LBF20CP910 - обработанное значение от двух датчиков измерения давления) выше $8,0 \text{ кгс/см}^2$.

с) Закрылись оба стопорных клапана паровой турбины (сигналы «03МAА01AА051ХВ02 – СК-А ЗАКРЫТ» и «03МAА02AА051ХВ02 – СК-Б ЗАКРЫТ», или сигнал «03МAА00EZ100ХК96 – ЗАЩ ПТ СРАБОТАЛА И СК ЗАКР»).

д) Генератор паровой турбины отключился от сети (сигнал «03DЕНВRН – РЕЖИМ НЕ В СЕТИ»). е) В ЭЧСР ПТ сформирован сигнал на закрытие регулирующих клапанов ПТ «03DЕНGVIVCLR – ЗАКРЫТЬ РК (СОЛЕНОИД)» (Сигнал выдается при срабатывании релейной форсировки или канала предварительной защиты паровой турбины).

ф) Закрылся клапан – захлопка пара НД паровой турбины (сигнал «03LBA50AA051XB02 – КЗ ПАР НД ЗАКРЫТ (SQ1)»). Переключение БРОУ НД в режим поддержания давления пара является функцией завершения работы стерегущего режима и перевода БРОУ НД в режим поддержания заданного давления пара НД в паропроводе до БРОУ НД.

										Лист
										75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					

Перевод БРОУ НД в режим поддержания давления возможен только в автоматическом режиме работы РК БРОУ НД 03LBF20AA801. Переключение в режим осуществляется командой на перевод в дистанционный режим управления задатчика 03LBF20DP001–MSTN алгоритма контура регулирования и контроля исправного состояния исполнительного механизма «03LBF20AA801 БРОУ НД CTRL».

При нахождении БРОУ НД в дистанционном или аварийном режиме управления переключение задатчика 03LBF20DP001–MSTN в дистанционный режим работы не возможно. При этом режим поддержания давления при срабатывании функции стерегущего режима регулятора не включается. В режиме поддержания давления БРОУ НД работает как обыкновенный регулятор давления. Регулируемый параметр – давление пара в паропроводе НД до БРОУ НД (03LBF20CP910 – обработанное значение от двух датчиков измерения давления). Режим поддержания давления активируется, когда переключающийся за датчик 03LBF20DP001–MSTN переведен в дистанционный режим работы. При этом с этого момента, машинисту блока становится доступной функция изменения величины задания давления для БРОУ НД.

Регулятор мощности блока (РМБ) ПГУ-230Т предназначен для:

- поддержание суммарной мощности блока, заданной оператором;
- изменение нагрузки блока за время, определенное машинистом блока (в пределах регулировочного диапазона);
- формирование ограничения на снижение мощности газовых турбин (формирование технологического минимума);
- выполнение экстренного снижения мощности газовой турбины при аварийном отключении паровой турбины.

Регулировочный диапазон работы регулятора мощности блока (далее по тексту РМБ): 109 – 230 МВт.

Включение РМБ в автоматический режим разрешается при одновременном выполнении следующих технологических условий:

- пуск паровой турбины окончен (сняты все технологические ограничения на изменения на ней нагрузки);
- котел-утилизатор подключен по пару высокого давления к паровой турбине.
- мощность на газовой турбине (далее по тексту ГТУ) находится выше 85 МВт или воздушный направляющий аппарат (ВНА) не закрыт.

При своей работе РМБ управляет *регулятором мощности газовой турбины* (РМГТ) и формирует для него текущее задание по мощности. От РМГТ в РМБ поступает сборный сигнал готовности для автоматического управления. Сигнал формируется в системе автоматического управления (САУ) газовой турбины.

										Лист
										76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					

При отсутствии сигнала готовности управление РМГТ от РМБ невозможно. Сигнал готовности к управлению снимается при выполнении любого из следующих условий:

Управляющее воздействие регулятора мощности заключается в изменении задания для РМГТ. На паровую турбину РМБ регулирующего воздействия не производит. Паровая турбина работает с максимально открытыми регулирующими клапанами на скользящих параметрах пара. При этом мощность, вырабатываемая паровой турбиной, учитывается в РМБ при определении суммарной мощности блока и формировании задания для РМГТ.

Вывод: Система автоматизации технологических процессов в полной мере обеспечивает надежную, бесперебойную работу котла-утилизатора в составе энергоблока ПГУ во всех эксплуатационных режимах включая режимы пуска и останова. АСУТП блока на базе программно-технического комплекса содержит микропроцессорные и аппаратные устройства и блоки, обеспечивающие связь с объектом управления, логическую и арифметическую обработку поступающих данных с представлением информации операторам на видеограммах и дисплеях, прием и обработку команд операторов с формированием управляющих воздействий.

									Лист
									77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

8 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассматривается модернизация Челябинской ТЭЦ-3 путём установки котла-утилизатора П-137 в составе энергоблока ПГУ-230Т. Благодаря установке современного генерирующего оборудования, обладающего повышенными экономическими характеристиками КПД, снижению удельного расхода топлива на вырабатываемую единицу электрической и тепловой энергии вырабатываемым электростанцией, увеличились её единичная отпускаемая электрическая мощность с 360 МВт/ч до 590 МВт/ч, суммарная отпускаемая тепловая мощность с 1060 Гкал/ч до 1210Гкал/ч. Электростанция приобрела энергоэффективное конкурентное оборудование нового поколения позитивно влияющее на рентабельность производства энергии.

Исходные данные до модернизации:

- Установленная электрическая мощность ЧТЭЦ-3 – 360 МВт;
- Установленная тепловая мощность ЧТЭЦ-3 – 1060 Гкал;
- Установленная электрическая мощность паротурбинной установки энергоблока №1 – 180 МВт;
- Установленная электрическая мощность паротурбинной установки энергоблока №2 – 180 МВт; [45]

8.1 Технико-экономический расчет

Рассчитаем сравнительную экономическую эффективность проекта. Для этого рассмотрим капитальные и текущие затраты. В таблице 8.1 приведены капитальные затраты на модернизацию ЧТЭЦ-3 [41,42].

Таблица 8.1 – Смета капитальных затрат на проведение модернизации ЧТЭЦ-3

Наименование затрат		Стоимость, тыс.рублей
1		2
Проектные работы		13700
1 Приобретение оборудования	ГТУ (ГТЭ-160)-1шт	2355703
	КУ (П-137) - 1шт	905007
	ПТУ (Т-50/70-5,8/0,12) – 1шт	912940
2 Приобретение прочего вспомогательного оборудования		2480468,75
3 Приобретение оборудования энергоблока общая сумма затрат		4187350
4 Транспортировка до места установки (5% от стоимости оборудования)		208682,5

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					78

Продолжение таблицы 8.1

1	2
5 Монтаж	1460777,5
6 Пуско-наладочные работы	15570
7 Заготовительно-складские затраты (1,2 % от стоимости оборудования)	50083,8
8 Затраты на комплектацию оборудования, тару и упаковку (3,2 % от стоимости оборудования)	133556,8
9 Плановые накопления (6 % от затрат на монтаж)	8764,65
10 Итого капитальных затрат	8545254

В таблице 8.2 приведена смета текущих затрат до модернизации на энергетическое обслуживание, в том числе: затраты на топливо, текущий ремонт и заработную плату основных производственных рабочих [40,43,44].

Таблица 8.2 – Калькуляция текущих затрат до модернизации ЧТЭЦ-3

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
1	2	3
1. Годовая выработка электроэнергии	тыс.квт/год	2837700
2. Тариф на электроэнергию	руб./квт	1,096
3. Сумма выручки за отпущенную электроэнергию	тыс. руб/год	3110119,2
4. Годовая выработка тепловой энергии	тыс.Гкал/год	2186900
5. Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал (без НДС)	412,54
6. Сумма выручки за отпущенную тепловую энергию	тыс.руб./год	902183,7
7. Общая годовая выручка за отпущенные электрическую и тепловую энергии	тыс.руб./год	4013128,006
8. Установленная мощность электростанции	тыс. кВт	360
9. Тариф за установленную мощность	руб/тыс. кВт	143425
10. Плата за установленную мощность	тыс.руб./год	619596
11. Общая годовая маржинальная выручка электростанции	тыс.руб./год	4632724
Затраты		
1. Годовой расход топлива	тыс.м ³ /год	639332,14
2. Тариф на газ	руб/тыс.м ³	3923
Собственные нужды электростанции	тыс.квт/год	207131,4
3. Затраты на собственные нужды электростанции (8% от выработки эл. энергии).	тыс. руб./год	227016
4. Сумма затрат на топливо	тыс.руб/год	2508700

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3
5. Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая содержание оборудования и его текущий ремонт (1% от стоимости оборудования), амортизация оборудования (норма 10%),	тыс.руб/год	350000
6. Итого затрат на топливо и амортизацию	тыс.руб/год	2858700
Условно постоянные затраты (УПЗ)		
Всего	тыс.руб/год	400000
7. Основная и дополнительная зарплата эксплуатационных рабочих (на электростанцию)	тыс.руб/год	88200
8. Отчисление на социальные нужды(39% от п.7)	тыс.руб/год	34398
10. Общецеховые расходы в части персонала управления ОГЭ, включая отчисления на соц. нужды (39% от зарплаты).	тыс.руб/год	88200+34398 = 122598
11. Прочие производственные расходы (10% от суммы зарплаты всех категорий персонала)	тыс.руб/год	0,1·122598 = 12259,8
12. Налоги	тыс.руб/год	142544,2
13. Итого (УПЗ)	тыс.руб/год	400000
14. Итого затрат	тыс.руб/год	3258700
15. Годовой отпуск эл.энергии	тыс.кВт·ч/год	2630568,6
16. Себестоимость 1 кВт электроэнергии	руб/кВт	3258700/2630568,6 = 1,23
17. Общая прибыль предприятия	тыс.руб/год	4632724-3258700 = 1374024

В таблице 8.3 приведена смета текущих затрат после модернизации ЧТЭЦ-3 с установкой котла-утилизатора П-137 в составе энергоблока ПГУ-230Т [40,43,44].

Таблица 8.3 – Калькуляция текущих затрат после модернизации ЧТЭЦ-3

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
1	2	3
1. Годовая выработка электроэнергии	тыс.кВт/год	1687000
2. Тариф на электроэнергию	руб./кВт	1,096
3. Сумма выручки за отпущенную электроэнергию	тыс. руб/год	1848900
4. Годовая выработка тепловой энергии	тыс.Гкал/год	481
5. Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал (без НДС)	412,54
6. Сумма выручки за отпущенную тепловую энергию	тыс.руб./год	198431,74
7. Общая годовая выручка за отпущенные электрическии тепловую энергии	тыс.руб./год	679431,74

Продолжение таблицы 8.3

1	2	3
8. Установленная мощность энергоблока ПГУ	тыс. кВт	230
9. Тариф за установленную мощность	руб/тыс. кВт в месяц	617584
10. Плата за установленную мощность	тыс.руб./год	1704531,84
11. Общая годовая маржинальная выручка электростанции по ПГУ	тыс.руб./год	2383963,58
Затраты		
1. Годовой расход топлива ПГУ	тыс.м ³ /год	285240,89
2. Тариф на газ	руб/тыс.м ³	3923
3. Собственные нужды энергоблока (2,5% от выработанной мощности)	тыс.квт/год	42175
4. Затраты на собственные нужды электростанции (2,5% от выработки эл. энергии).	тыс. руб./год	46223,8
5. Сумма затрат на топливо	тыс.руб/год	1119000
6. Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая содержание оборудования и его текущий ремонт (1% от стоимости оборудования), амортизация оборудования (норма 10%),	тыс.руб/год	250000
7.Итого затрат на топливо и амортизацию	тыс.руб/год	1369000
Условно постоянные затраты (УПЗ)		
8. Основная и дополнительная зарплата эксплуатационных рабочих (на один блок)	тыс.руб/год	8174,2
9. Отчисление на социальные нужды(39% от п.7)	тыс.руб/год	3187,94
10. Общезаводские расходы в части персонала управления ОГЭ, включая отчисления на соц. нужды (39% от зарплаты).	тыс.руб/год	$780+0,39 \cdot 780 = 1084,2$
11. Прочие производственные расходы (10% от суммы зарплаты всех категорий персонала)	тыс.руб/год	$0,1(8174,2+780) = 895,42$
12. Налоги	тыс.руб/год	142544,2
13. Итого (УПЗ)	тыс.руб/год	190000
14. Итого затрат на ПГУ	тыс.руб/год	1559000
16. Годовой отпуск эл.энергии	тыс.квт·ч/год	1640776,2
17. Себестоимость 1 кВт электроэнергии ПГУ	руб/кВт	$155900/1640776,2 = 0,95$
18. Прибыль предприятия от ПГУ	тыс.руб/год	$2383963,58-1559000 = 824963,58$

Рассчитаем эффективность проекта модернизации ЧТЭЦ-3 результаты представлены в таблице 8.4 по результатам расчётов из (таб.8.2 и 8.3).

					<i>Лист</i>
					<i>81</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>12 02 01 2017 012 02</i>

Таблица 8.4 – Оценка эффективности проекта модернизации ЧТЭЦ-3

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
1. Выручка предприятия	тыс.руб/год	4632724 + 2383963,58 = = 7016237,58
2. Текущие затраты предприятия	тыс.руб/год	3258700 + 1559000 = = 4817700
3. Прибыль предприятия	тыс.руб/год	1374024 + 824963,58 = = 2198987,5
4. Годовой отпуск электроэнергии предприятием	тыс.кВт·ч/год	1640776,2 + 2630568,6 = = 4271344,8
5. Себестоимость 1 кВт электроэнергии	руб/кВт	4817700/4271344,8 = 1,13

Срок окупаемости проекта рассчитывается по формуле (8.1):

$$T=K/Pr \quad (8.1)$$

где: K – капитальные затраты тыс.рублей,

Pr – прибыль предприятия после введения проекта (8.2):

$$Pr = B - C \quad (8.2)$$

где: B – выручка предприятия тыс.руб/год

C – текущие затраты тыс.руб/год

$$Pr = 7016237,58 - 4817700 = 2198537,58 \text{ тыс.руб/год}$$

$$T = 8545254 / 2198987,58 = 4 \text{ года}$$

Вывод: Срок окупаемости проекта составляет 4 года, для энергетической отрасли это является хорошим показателем, такой срок окупаемости связан с масштабной модернизацией, поэтому она осуществима.

8.2 SWOT– анализ для реализации проекта модернизации Челябинской ТЭЦ-3 с установкой котла-утилизатора П-137 в составе ПГУ-230Т

SWOT-анализ – это один из самых распространенных видов анализа в стратегическом управлении на сегодняшний день. Он позволяет выявить и структурировать сильные и слабые стороны, а также потенциальные возможности и угрозы при реализации проектов модернизации.

SWOT- анализ метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории.

- Сильные стороны (Strengths);
- Слабости (Weaknesses);
- Возможности (Opportunities);
- Угрозы (Threats).

					Лист
					82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02

Для оценки перечисленных выше категорий рассмотрим SWOT- анализ без модернизации ЧТЭЦ-3, представленный в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – SWOT-анализ без модернизации Челябинской ТЭЦ-3

<p>Сильные стороны(S):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Электростанция с большой долей выработки тепловой мощности; – Отсутствуют капитальные затраты; 	<p>Слабые стороны(W):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Низкая конкурентоспособность при участии на ОРЭМ; – Старение основных производственных фондов; – Снижение рентабельности производства энергии.
<p>Возможности(O):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Рост тарифов на электроэнергию и тепловую энергию; – Использование в качестве основного топлива природного газа; – Развитие металлургической промышленности Южного Урала. 	<p>Угрозы(T):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Снижение платежеспособности потребителей электроэнергии; – Повышение тарифов на топливо.

Для оценки проведения изменения состояния предприятия рассмотрим SWOT-анализ с модернизацией ЧТЭЦ-3, представленный в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – SWOT-анализ с модернизацией Челябинской ТЭЦ-3

<p>Сильные стороны(S):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Снижение себестоимости производства электрической и тепловой энергии; – Снижение затрат на текущий ремонт и эксплуатацию оборудования; – Достаточная окупаемость и высокий КПД; – Снижение удельных затрат на топливо. 	<p>Слабые стороны(W):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Малый межремонтный интервал при эксплуатации ГТУ; – Существенные капитальные затраты; – Загрязнение окружающей среды выбросом в атмосферу оксида азота;
<p>Возможности(O):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Наличие элементов оборудования отечественного производства; – Завершение модернизации раньше установленного срока за счет эффективного планирования монтажных работ; – Наличие договора ДПМ. 	<p>Угрозы(T):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Штрафные санкции за нарушение пунктов ДПМ; – Штрафы за загрязнения окружающей среды;

Вывод: После проведенного SWOT-анализа были сделаны выводы, что проект модернизации Челябинской ТЭЦ-3 имеет больше сильных сторон и возможностей по сравнению с проектом без модернизации, поэтому он может быть реализован.

8.3 Планирование целей предприятия и проекта

Цели реализации проекта определяются логической схемой: «идеальное видение будущего состояния предприятия». Дерево целей проекта представляет собой структурную модель, показывающую соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления рис. 8.1.

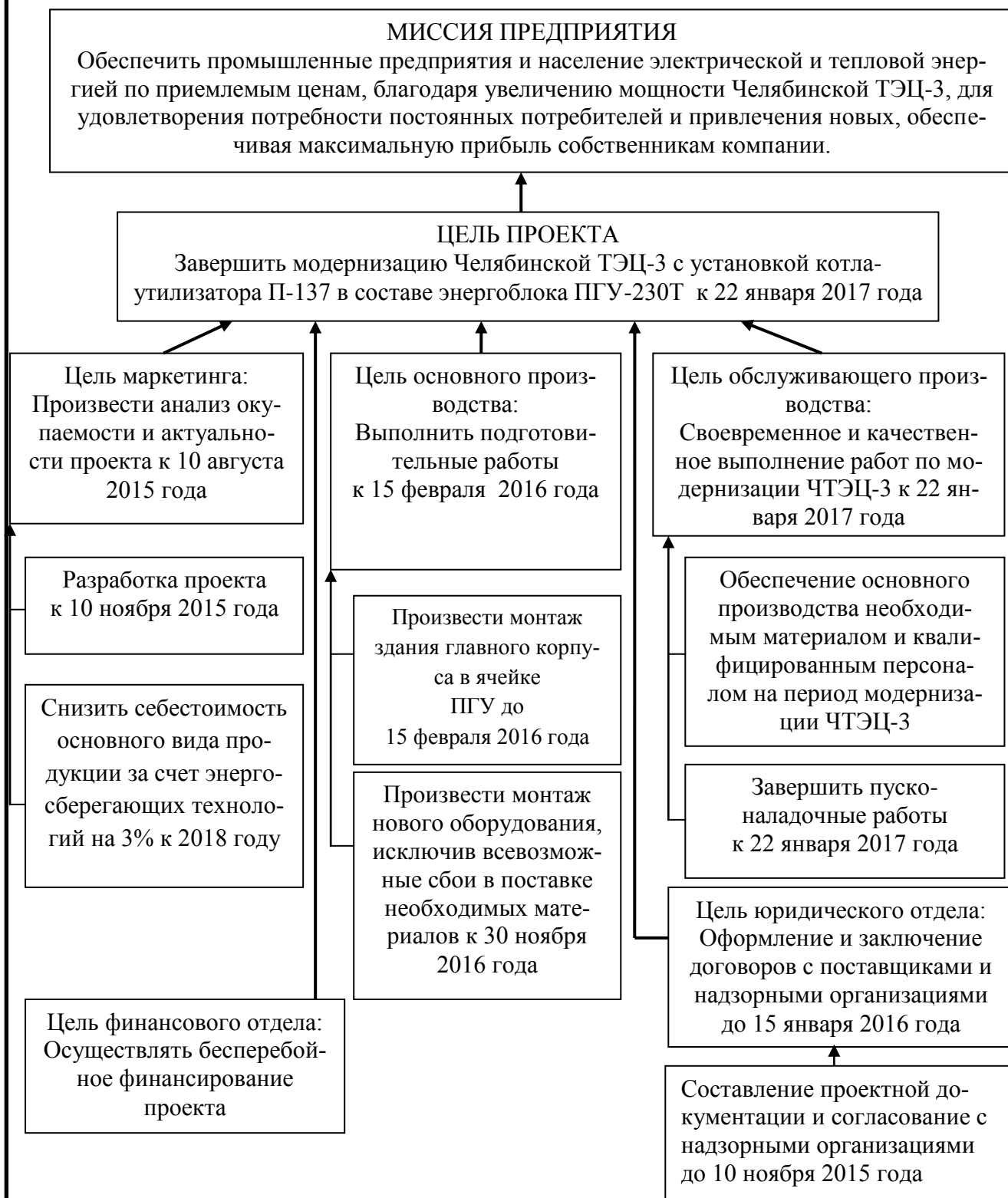


Рисунок 8.1 - Дерево целей проекта

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					24

Для детального анализа сроков выполнения работ по модернизации Челябинской ТЭЦ-3 рассмотрим план-график Ганта, представленный в таблице 8.6.

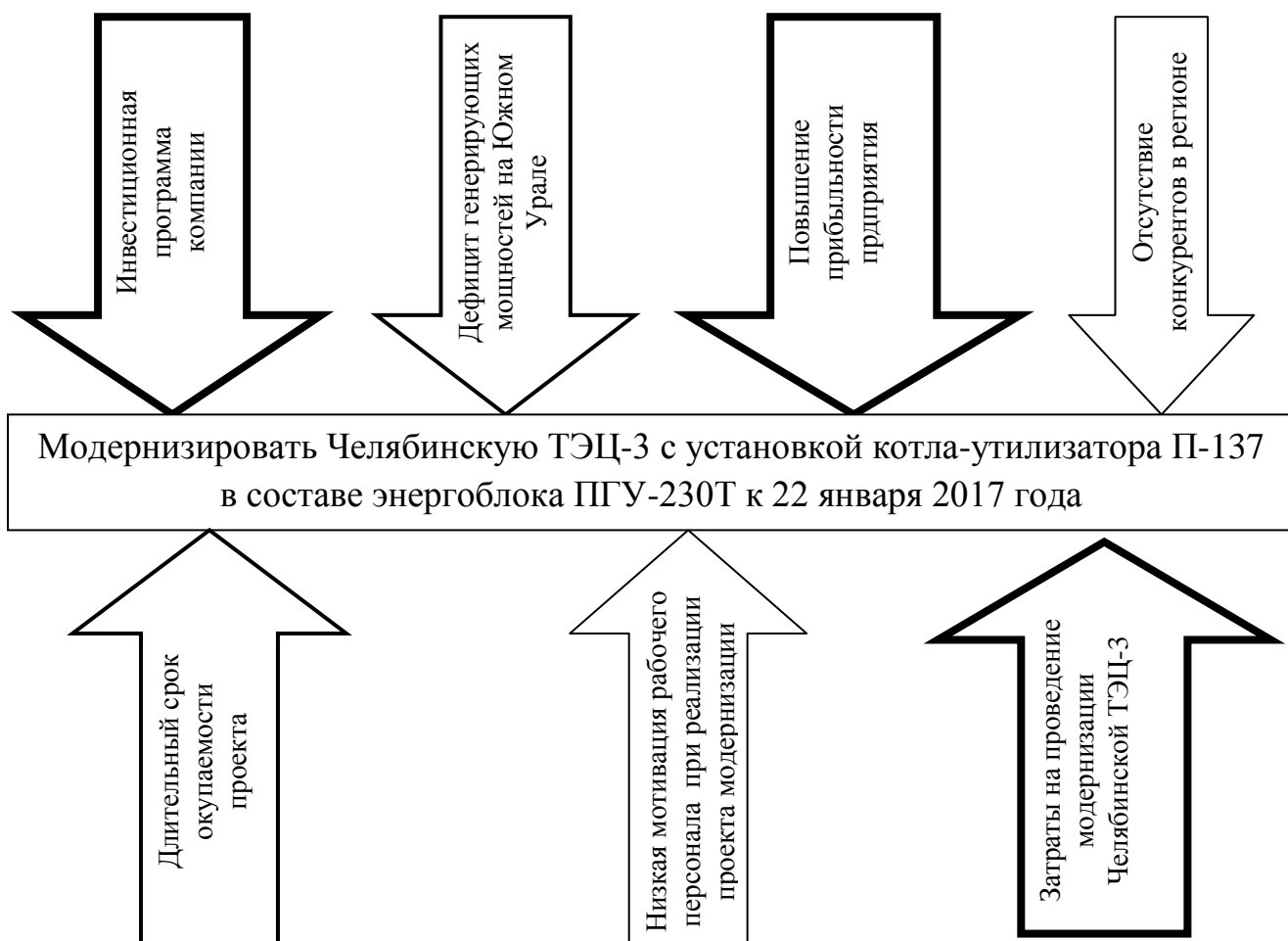
Таблица 8.6 – План-график Ганта

Наименование этапа	Исполнитель	2015 год/месяц		2016 год/месяц				2017 год/месяц
		08	11	1	2	3	12	1
Произвести анализ окупаемости и актуальности проекта	Отдел маркетинга	■						
Разработка проекта	Проектный отдел		■					
Составление проектной документации и согласование с надзорными организациями	Юридический отдел			■				
Оформление и заключение договоров с поставщиками и надзорными организациями	Юридический отдел			■				
Выполнить подготовительные работы	Подрядная организация				■			
Произвести монтаж нового оборудования, исключив всевозможные сбои в поставке необходимых материалов	Подрядная организация					■	■	
Пуско-наладочные работы	Подрядная организация совместно с эксплуатационным персоналом							■

Вывод: На плане-графике Ганта изображен весь цикл работ по модернизации Челябинской ТЭЦ-3. По этому графику видно, что все этапы модернизации ЧТЭЦ-3 будут проведены за семнадцать месяцев.

Рассмотрим поле сил характеризующую организационную надежность состояния предприятия, устойчивость и направленность его развития рис. 8.2.

Движущие силы



Сдерживающие силы

Рисунок 8.2 – Поле сил изменений системы

Вывод: При достижении цели изменения состояния предприятия преобладают движущие силы, следовательно, цель достижима [24].

						Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02	

9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Основное оборудование энергоблока ПГУ-230Т расположено в здании главного корпуса, котлотурбинного цеха ЧТЭЦ-3 в составе которого установлено следующее тепломеханическое оборудование:

- газотурбинная установка ГТЭ-160, мощностью 160 МВт;
- котёл-утилизатор Пр-224/54-9,60/0,89-508/216;
- паротурбинная установка с паровой турбиной Т-50/70-6,8/0,12 и вспомогательным оборудованием.
- автоматическая система управления ГТУ на базе SPPA-3000 производства фирмы «Сименс»;
- автоматическая система управления тепловыми процессами на базе система «Овация» фирмы EMERSON (ПЭВМ).

Также в цехе имеется вспомогательное оборудование, работающее под избыточным давлением.

Основным топливом для газовой турбины является природный газ. К газотурбинной установке газ подается с помощью газопроводов, под избыточным давлением 2,5 МПа, создаваемым газодожимным компрессором (ГДК) проложенным по внешней поверхности стены турбинного отделения.

Управление и контроль работы блока ПГУ осуществляется с блочного щита управления (БЩУ), представляющего собой отдельное помещение расположенное непосредственно в котлотурбинном цехе. Машинист энергоблока управляет режимами работы энергоблока и контролирует работу оборудования при помощи программно технического комплекса (ПТК), представляющего из себя несколько персональных компьютеров, также машинист энергоблока обязан не реже, чем через каждые два часа, совершать осмотры и обходы оборудования КТЦ.

Машинист энергоблока подвергается воздействию вредных факторов на рабочем месте в помещении БЩУ, а также при выполнении своих должностных обязанностей при нахождении непосредственно в зоне действующего оборудования КТЦ. Работа машиниста энергоблока характеризуется значительным умственным напряжением и нервно-эмоциональной нагрузкой, высокой напряженностью зрительной работы [13,40].

9.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Физические факторы:

- Воздействие повышенной температуры воздуха (вблизи котельного агрегата, турбины);
- Воздействие повышенной температуры поверхностей оборудования (паропроводы, детали турбоустановок);
- Повышенный уровень постоянного и импульсного шума в цехе (его основными источниками являются РОУ, ГТУ, ПТУ, генератор, газопроводы, паропроводы, питательные насосы);

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				27

- Повышенный уровень общей вибрации (отметки обслуживания ГТУ, ПТУ, КУ, дымосос, вентиляторы, насосы);
- повреждения, полученные при падениях. Падения подразделяются на два вида: падения на человека различных предметов и падения человека в результате поскользывания, запинания, падения с высоты или внезапного ухудшения здоровья
- Недостаток естественного освещения.

Химические факторы:

- Пары турбинного масла;
- Пары аммиака;
- Отходящие газы CO, CO₂, NO_x.

Факторы трудового процесса:

- Тяжесть труда – характеристика трудового процесса, отражающая преимущественно нагрузки на опорно-двигательный аппарат и функциональные системы организма.
- Напряженность труда – нагрузка преимущественно на центральную нервную систему, органы чувств, эмоциональную сферу работника.
- Аварийно возможные ситуации:
- Возможный выброс агрессивной среды (пар, турбинное масло, вода высоких температур под избыточным давлением);
- Пожар

9.2 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса Организация мероприятий защиты

Воздух рабочей зоны

Состояние воздуха рабочей зоны определяются параметрами микроклимата и составом воздушной среды. Параметры микроклимата и состав воздушной среды должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны», таблица 9.1.

Таблица 9.1 – Нормы подачи свежего воздуха в помещения, где расположены компьютеры

Характеристика помещения	Объемный расход подаваемого в помещение свежего воздуха, м ³ /на одного человека в час
Объем до 20 м ³ на человека	Не менее 30
20...40 м ³ на человека	Не менее 20
Более 40 м ³ на человека	Естественная вентиляция

Микроклимат

Терморегуляция тела человека зависит от температуры, влажности и скорости движения воздуха возле тела человека, а также от температуры стен, находящихся в непосредственной близости, и других окружающих объектов. Эти факторы образуют микроклимат на рабочем месте. Параметры микроклимата могут меняться

					<i>12 02 01 2017 012 02</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

в широких пределах, в то время как необходимым условием жизнедеятельности человека является поддержание постоянства температуры тела благодаря терморегуляции. Излучающие поверхности в цехе покрыты тепловой изоляцией, т.е. материалом, плохо проводящим тепло: шамотом, шлаковатой, минеральной ватой. Тепловую изоляцию должны иметь все объекты с температурой поверхности выше 45°C, находящиеся в помещении, и выше 60°C, находящиеся вне помещения.

Действующим нормативным документом, регламентирующим метеорологические условия в производственном помещении, является СанПиН 2.2.4.548-96 «Технические требования к микроклимату производственных помещений».

Требования к микроклимату для оператора БЦУ, постоянно находящемуся на щите управления.

Работа оператора БЦУ по энергозатратам организма относится к категории Ib. К категории Ib относятся работы с интенсивностью энергозатрат 121-150 ккал/ч (140-174 Вт), производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением, таблица 9.2.

Таблица 9.2 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категории работ	Температура, °С			Оптимальная влажность, %		Скорость воздуха	
		Оптимальная	Допустимая		Оптимальная	Допустимая, не более	Оптимальная	Допустимая, не более
			Постоянное рабочее место	Временное рабочее место				
Холодный	Легкая, Ib	21-23	20-24	17-25	40-60	75	0,1	0,2
Теплый	Легкая, Ib	22-24	21-25	21-30	40-60	60	0,2	0,1-0,3

Также на оператора блока, работающего с персональным компьютером, распространяются те же нормы что и на оператора вычислительной техники.

В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться оптимальные параметры микроклимата согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» и ГОСТ 12.1.005-88 (2001) ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» установлены ПДК: 0

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				29

- оксида азота (NO); класс опасности – 3; ПДК – 5 мг/м³;
- диоксида азота (NO₂); класс опасности – 3; ПДК – 2 мг/м³;
- оксида углерода (CO); класс опасности – 4; ПДК – 20 мг/м³;
- аммиак (NH₃): класс опасности – 4; ПДК в воздухе рабочей зоны производственных помещений - 20 мг/м³;

Световая среда

Для обеспечения нормальных условий работы все производственные, вспомогательные и бытовые помещения, проходы, проезды и некоторые другие участки территории предприятия должны освещаться. В помещениях, где постоянно пребывает персонал, предусмотрено применение газоразрядных ламп дневного света, наружное освещение основных дорог на территории ТЭЦ осуществляется с помощью ламп ДРЛ. В кабельных и теплофикационных тоннелях при установке светильников на высоте менее 2,5 метров применяется освещение напряжением не выше 42 В, согласно технике безопасности. Аварийное освещение предусматривает автоматическое резервирование питания от аккумуляторных батарей.

Действующими нормативными документами являются: СНиП 23-05-95* «Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования».

Места, которые по технологическим причинам не обеспечиваются дневным светом (БЩУ), предусмотрено обеспечивать электрическим светом. Помимо рабочего освещения в цехе предусматривается установка аварийного освещения.

Подлежат обязательному оборудованию аварийным освещением:

- тепловые щиты и пульта управления;
- водоуказательные и измерительные приборы;
- помещения для баков;
- насосные помещения;

Требования к освещенности в помещениях, где установлены компьютеры, следующие: при выполнении зрительных работ высокой точности общая освещенность должна составлять 300Лк, а комбинированная – 750Лк; аналогичные требования при выполнении работ средней точности - 200 и 300Лк соответственно. Кроме того все поле зрения должно быть освещено достаточно равномерно – это основное гигиеническое требование. Нормы освещенности представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Нормы освещенности

Наименование оборудования и помещения	Освещение, Лк
1	2
1. Измерительные приборы, указатели уровня тепловые щиты, пульта управления.	400
2. Приборы автоматики, химводоочистки, приборы управления щитами оборудования, фронт котлов, вентиляционное, бункерное и дымососное отделения	100
3. Помещения баков, деаэраторов, площадки обслуживания, котлов и за котлами.	50

Продолжение таблицы 9.3

1	2
4. Коридоры, лестницы	50
5. Поверхность рабочего стола	300-500
6. Поверхность экрана компьютера	300

Виброакустические факторы

Шум – это неупорядоченное распространение звуков разной интенсивности и частоты, оказывающих отрицательное влияние на организм.

В котлотурбинном цехе станции присутствуют два вида источников шума: механический и гидродинамический. Характер производственного шума – постоянный.

Согласно ГОСТ 12.1.029-80 «Средства и методы защиты от шума. Классификация» средства коллективной защиты, снижающие шум представляют собой кожухи на источниках шума. С целью ослабления проникающего шума используются звукоизолирующие преграды. Чем массивнее преграда, тем труднее привести ее в колебание, и следовательно, она хуже проводит звуковые колебания. В качестве таких преград используются стальные листы толщиной 0,7 и 2 мм, покрытые вибродемпфирующей мастикой ВД-17-58, снижающие уровень шума на 20-45 дБ. Ослабление звука преградой значительно улучшается, если ее выполнить из двух и более слоев с воздушными промежутками или прослойками войлока, ваты, хорошо поглощающими звук. Для ослабления низкочастотных шумов применяются гибкие панельные конструкции. При совпадении частот собственных колебаний панели и звуковой волны (явлении резонанса), происходит превращение звуковой энергии в механические колебания. Для этой цели используются перфорированные панели обшивки. Отверстия в них являются резонаторами. Панели располагаются на расстоянии 80-100 мм от вибрирующих поверхностей, диаметр отверстий 5-8 мм. В последнее время находят свое применение современные звукоизолирующие материалы. Это учтено при изоляции от звуковых колебаний помещений, в которых располагаются ЦТЦУ и где предполагается размещений БЦУ.

Учитывая необходимость создания комфортных условий труда для персонала, постоянно находящегося на БЦУ, последние вынесены в отдельное помещение. Это позволило обеспечить аэрацию и дополнительную звукоизоляцию щита управления, а также избежать влияния вибрации на показания приборов.

Электромагнитные излучения, электростатические поля и другие виды излучений.

Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03* «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работ». Средства защиты от статического электричества выполняются в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ.

Измерения напряженности и плотности потока энергии ЭМП следует проводить не реже одного раза в год, а также в следующих случаях:

- при вводе в действие новых установок;
- при внесении изменений в конструкцию, размещение и режим работы

					12 02 01 2017 012 02	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

действующих установок;

- во время и после проведения ремонтных работ, которые могут сопровождаться изменением излучаемой мощности;
- при внесении изменений в средства защиты от ЭМП;
- при организации новых рабочих мест.

Измерения напряженности или плотности потока энергии ЭМП допускается не проводить в случаях если: установка не работает в режиме излучения на открытый волновод, антенну или другой элемент, предназначенный для излучения ЭМП в окружающую среду; таблица 9.4.

Таблица 9.4 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ на рабочих местах

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	25нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м

Тяжесть и напряженность трудового процесса

По тяжести работу оператора БЦУ можно отнести к легкой физической нагрузке (оптимальный класс условий труда). Величина статической нагрузки при удержании груза двумя руками за смену не превышает 18 000 кг·с. Кроме статической нагрузки, оценку условий труда по тяжести трудового процесса проводится по рабочей позе, количеству наклонов за смену, количеству стереотипных рабочих движений за смену и перемещением в пространстве. Условия работы оператора можно отнести к оптимальным, так как количество наклонов за смену не превышает 50, количество повторяющихся рабочих движений мышц кистей и рук не превышает 20 000 и перемещение в пространстве оператора менее 4 км за смену [3,4,5,6,8,9,18,19,20,21,23].

9.3 Безопасность производственных процессов и оборудования

В соответствии с Приказом Минтруда от 17 августа 2015 г. №551н. «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок».

- Правила по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок устанавливают государственные нормативные требования охраны труда при эксплуатации тепловых энергоустановок.
- Правила обязательны для исполнения работодателями - юридическими

					12 02 01 2017 012 02	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

лицами независимо от их организационно-правовых форм и физическими лицами (за исключением работодателей - физических лиц, не являющихся индивидуальными предпринимателями), осуществляющими эксплуатацию тепловых энергоустановок, в том числе работающих под давлением.

- Ответственность за выполнение Правил возлагается на работодателя. На основе Правил и требований технической документации организации-изготовителя тепловых энергоустановок работодателем разрабатываются инструкции по охране труда, которые утверждаются локальным нормативным актом работодателя с учетом мнения соответствующего профсоюзного органа либо иного уполномоченного работниками, осуществляющими эксплуатацию тепловых энергоустановок представительного органа
- В случае применения методов работ, материалов, технологической оснастки и оборудования, выполнения работ, требования к безопасному применению и выполнению которых не предусмотрены Правилами, следует руководствоваться требованиями соответствующих нормативных правовых актов, содержащих государственные нормативные требования охраны труда.
- Работодатели вправе устанавливать дополнительные требования безопасности при выполнении работ, связанных с эксплуатацией тепловых энергоустановок, улучшающие условия труда работников.

Эксплуатация ПГУ-230Т должна осуществляться при выполнении следующих мероприятий:

- устройства аварийной и предупредительной сигнализации должны быть постоянно в состоянии готовности к работе и периодически опробоваться;
- машины, транспортные средства, производственное оборудование и другие средства механизации должны использоваться по назначению и применяться в условиях, указанных в паспорте оборудования либо в инструкциях по их эксплуатации, составленных заводом-изготовителем;
- производство работ грузоподъемными кранами, а также использование грузозахватных приспособлений и тары должны осуществляться в соответствии с ПБ 10-3 82-00 «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов»;
- выполнение работ повышенной опасности (работа на высоте, в колодцах и т.д.) производится только по наряду-допуску;
- персонал, занятый на вредных или опасных работах, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (перчатки, респираторы, беруши и т.д.).

Электробезопасность

Согласно Приказу Минтруда России от 24.07.2013 №328н. «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (далее – Правила) распространяются на работников из числа электротехнического, электро-технологического и неэлектротехнического персонала, а также на работодателей (физических и юридических лиц, независимо от форм собствен-

									Лист
									92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

- Молниезащиты и заземления зданий и оборудования выполнены в соответствии с «Правилами устройства электроустановок».
- Электроустановки оснащены средствами контроля и автоматики режима работы, а также защитой от коротких замыканий и перенапряжений в соответствии с указаниями ПТЭ, ПУЭ и другой нормативно – технической документацией.
- Распределительные устройства оборудованы блокировкой предотвращающей возможность ошибочных действий персонала с коммутационными аппаратами и заземляющими ножами.
- Заземление электротехнического оборудования и сооружение контура заземления предотвращает попадание персонала под напряжение.

Ремонтные площадки мостовых кранов оборудованы автоматической электроблокировкой и обеспечивают безопасный доступ к механизмам и электрооборудованию. Ежемесячно мастер осматривает весь инвентарь и инструмент и ставят на корпусе клеймо с датой следующего испытания, как находящийся в кладовой, так и выданный рабочим на руки. Инструмент, не отвечающий требованиям ПТБ, выводится из эксплуатации.

Согласно ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ И – 1.01.86. «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защит» контроль выполнения требований электробезопасности, должен проводиться на следующих этапах:

- проектирование;
- изготовление (включая испытания и ввод в эксплуатацию);
- эксплуатация.

Пожаровзрывобезопасность

По степени пожароопасности котлотурбинных цех Челябинской ТЭЦ-3 в соответствии с НПБ-105-03 «Определение категорий помещений изданий по взрывопожарной и пожарной опасности» относится к категории "Г", по степени огнестойкости является объектом второй степени. Возможными основными источниками пожара в КТЦ являются:

- система смазки и регулирования турбин;
- система топливоподачи;
- система охлаждения обмотки ротора и сердечника статора турбогенераторов.
- Выключатели, нормально искрящие по условиям работы, удалены из мест возможного скопления горючих материалов или вынесены за пределы помещения. Силовое электрооборудование, приборы и аппараты, а также проводка защищена от химических воздействий и сырости. Электропроводка выполнена проводами типа ВРГ или СРГ в трубках. Плотность генераторов, работающего с избыточным давлением водорода, обеспечивается системой масляных уплотнений вала генератора. Предотвращение развития пожаров и ликвидация их последствий достигается посредством следующих мер:

										Лист
										95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					

- ограничение масштабов пожара;
- эвакуация людей при пожаре;
- снижение задымленности помещения и здания в целом;
- работой автоматических установок пожаротушения;
- огнезащита строительных конструкций.

Распространение пожара может произойти по поверхности горючей нагрузки здания и его строительным конструкциям. В связи с этим предусматриваются следующие требования:

- разделение зданий противопожарными стенами или перекрытиями противопожарных дверей и ворот;
- устройство разрывов между зданиями.
- Для подавления горения необходимо выполнить хотя бы одно из следующих требований:
 - изоляция очага горения от воздуха или снижение концентрации кислорода;
 - разбавление горючими газами до значения, при котором не может происходить горение;
 - охлаждение очага горения до температуры ниже определенного предела;
 - интенсивное торможение реакций в пламени;
 - механический срыв пламени сильной струей газа или воды;
 - создание условий, при которых пламя распространяется через узкие каналы.

При выборе средств тушения пламени исходят из возможности получения наилучшего огнетушащего эффекта при наименьших затратах. Применяемые виды огнетушителей:

- ОХП (ОХВП) - огнетушитель химический пенный (огнетушитель химический воздушно-пенный). Применяется при тушении объектов, помещений, веществ, не находящихся под электрическим напряжением.
- ОХ - огнетушитель хладоновый. Применяется для тушения объектов, находящихся под напряжением до 1 кВ.
- ОУ - огнетушитель углекислотный. Применяется для тушения объектов, находящихся под напряжением до 10 кВ.
- Способы пожаротушения подразделяются на поверхностное тушение (подача огнегасящего состава непосредственно на очаг горения) и объемное тушение (создание в районе пожара среды, не поддерживающей горение). Одним из основных условий пожарной безопасности является применение средств автоматического обнаружения, так как в этом случае оперативный персонал оповещается о месте возникновения пожара. Система автоматической пожарной сигнализации состоит из пожарных датчиков - извещателей, установленных в охраняемом помещении, сигнализирующей аппаратуры, линий связи.

В помещении КТЦ существует установка, подающая огнетушащий агент воду в район маслобаков турбин системой трубопроводов существующая сейчас. В турбинном отделении предусмотрена система подачи воды на охлаждение ферм крыши машзала.

					<i>Лист</i>
					<i>96</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>12 02 01 2017 012 02</i>

Данная система позволяет избежать, в ряде случаев обрушения кровли вследствие температурных деформаций ферм. Для тушения пожара на поверхности применяются покрывала из войлока или асбеста, которые набрасывают на горящую поверхность, перекрывая доступ кислорода в зону огня. Для механического воздействия на пламя применяют песок.

В соответствии с требованиями ПБ 12-529-03 «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления», РД 153-34.1-30.106-00 «Правила технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций» проектом предусмотрена возможность отключения газопроводов при аварии или пожаре:

- на ГТУ – автоматическое отключение газопровода быстродействующим стопорным клапаном системы газоснабжения ГТУ поставки ОАО «Силовые машины»;
- в помещении блока запорной арматуры – газопровод отключается задвижкой с электроприводом [7,10,11,12,14,15,17].

						<i>Лист</i>
						<i>97</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>12 02 01 2017 012 02</i>	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Благодаря проведенной модернизации Челябинской ТЭЦ-3 повысилась её конкурентоспособность, как коммерческой единицы при участии на объединённом рынке электрической мощности (ОРЭМ). Увеличена установленная мощность с 360 до 590 МВт, тепловая мощность увеличилась с 1060 до 1210 Гкал. На электростанции введен в эксплуатацию котёл-утилизатор П-137 в составе ПГУ-230Т – современное надёжное энергоэффективное оборудование комбинированного парогазового цикла Брайтона-Ренкина, которое существенно влияет на энергоэффективность производства электроэнергии.

ПГУ имеет в своём составе котёл-утилизатор Пр 224/52-7,6/058-503/202, газотурбинную установку ГТЭ-160, паровую турбину Т-50/70-6,8/0,12.

По результатам теплового расчёта поверхностей нагрева котла-утилизатора, найдены их КПД и КПД котла-утилизатора, который составляет 78%. Определены расходы топлива (природного газа) к ГТУ, отходящих газов на выхлопе газовой турбины – 540 кг/с, выполнен поверочный тепловой расчёт паровой турбины и её КПД, рассчитаны параметры энергоэффективности парогазовой установки ПГУ-230Т её абсолютный электрический КПД равный 52%.

Расчётное снижение себестоимости производства электроэнергии ЧТЭЦ-3 составляет 8,1%. Снижение расхода условного топлива на выработку электроэнергии составил – 5,9%, на вырабатываемую тепловую энергию – 0,38%, расхода электроэнергии на собственные нужды электростанции на выработку электроэнергии – 27%,

Существенно увеличился коэффициент использования топлива, (КИТ электростанции) на 9% (с 43 до 52%). Экономия условного топлива в год составляет 55474,37 тыс.т.у.т. в год. Введено в эксплуатацию энергосберегающее оборудование водо-водяной теплообменник (ВВТО), положительно влияющий на КПД котла-утилизатора. Внедрены современные системы автоматизации управления технологическими процессами (АСУТП) на базе программно технического комплекса (ПТК), последнего поколения, надёжное обеспечивающее мониторинг и управление всеми режимами работы ПГУ-230Т.

Выбрана дымовая труба высотой 80м, удовлетворяющая экологическим требованиям.

Модернизация Челябинской ТЭЦ-3 с установкой котла-утилизатора Пр 224/52-7,6/058-503/202 (П-137) в составе ПГУ-230Т проведена успешно.

									Лист
									09
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02				

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Федеральный закон РФ от 23.11.2009 г. № 261–ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации / Российская газета – 2009г. – Федеральный выпуск №5050 (226).

2 Федеральный закон РФ от 4.05.1999г. №96–ФЗ. Об охране атмосферного воздуха / Российская газета от 13.05.1999г. – Федеральный выпуск №91.

3 ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ Шум. Общие требования безопасности. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002г.

4 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002г.

5 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенически требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением №1). – М.: ИПК Издательство стандартов, 2008г.

6 ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001г.

7 ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ И – 1.01.86 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защит. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001г.

8 ГОСТ 12.1.029-80 Средства и методы защиты от шума. Классификация. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001г.

9 ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ Средства защиты от статического электричества. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2003г.

10 НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – СПб.: Издательство «ДЕАН», 2003г.

11 ПБ 10-3 82-00 Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов. – М.: НТЦ «Промышленная безопасность», 2009г.

12 ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления. – М.: Издательство ИНФРА-М, 2011г.

13 Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. – М.: Омега-Л, 2008г.

14 Приказ Минтруда от 17 августа 2015 г. №551н. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок. Зарегистрирован в Минюсте РФ 05.10.2015 №39138.

15 Приказу Минтруда России от 24.07.2013 №328н. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок. Зарегистрирован в Минюсте 12 декабря 2013, № 30593.

16 Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 №1715-р. Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года.

17 РД 153-34.1-30.106-00 Правила технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций. – М.: НТЦ «Промышленная безопасность», 2001г.

										Лист
										99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					

18 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03* Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работ. – СПб.: Издательство ЦОТПБСППО, 2010г.

19 СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997г.

20 СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997г.

21 СН 2274-80 Гигиенические нормы инфразвука на рабочих местах. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997г.

22 СН 369–74 Указания по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. / Белгород: Издательство БелГУ, 2000г.

23 СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение (с Изменением №1). – М.: Издательство ГУП ЦПП, 2001г.

24 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть дипломного проекта: учебное пособие / А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011г., 46с.

25 Безухов, А.П. Основы технической термодинамики, термохимии и анализ циклов газотурбинных установок / А.П. Безухов, И.А. Богов, А.И. Бодров; под общей редакцией И.А. Богова. – СПб.: Энергомашиностроение, 2005г.

26 Богатов, В.В. Организация науки в России: учебное пособие для вузов / В.В. Богатов. – Владивосток: Дальнаука, 2005г.

27 Богов, И.А. Математическое моделирование и оптимизация параметров рабочих процессов в газотурбинных установках / И.А. Богов, А.И. Бодров и др. – СПб.: Энергомашиностроение, 2005г.

28 Буров, В.Д. Тепловые электрические станции: учебное пособие для вузов / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов. – М.: МЭИ, 2005г.

29 Грибанов, А.И. Расчет дымовой трубы: учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.И. Грибанов. – Челябинск: ЮУрГУ, 2005г., 43с.

30 Григорьев, В.И. Справочник энергетика / В.И. Григорьев, Э.А. Киреева, Г.Ф. Быстрицкий; под редакцией А.Н. Чохонидзе. – М.: Колосс, 2006г.

31 Клаассен, К.Б. Основы измерений. Датчики и электронные приборы: 3-е издание, перевод с английского / К.Б. Клаассен. – М.: ИД Интеллект, 2008г.

32 Алексеев, Б.А. Перспективы развития основного электрооборудования ЕЭС России / Б.А. Алексеев; под редакцией А.П. Бурмана. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006г.

33 Торопов, Е.В. Возобновляемые источники энергии: учебное пособие / Е.В. Торопов, А.И. Грибанов. – Челябинск: ЮУрГУ, 2008г. Торопов, Е.В. Конструирование типовых узлов трубопроводной арматуры. 1 часть: учебное пособие / Е.В. Торопов, Н.Е. Мартыненко, Т.Б. Жиргалова. – Челябинск: ЮУрГУ, 2005г.

34 Торопов, Е.В. Конструирование типовых узлов трубопроводной арматуры. 2 часть: учебное пособие / Е.В. Торопов, Н.Е. Мартыненко, Т.Б. Жиргалова – Челябинск: ЮУрГУ, 2006г.

										Лист
										10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					

35 Хлебников, В.В. Топливо-энергетический комплекс России в 21 веке: стратегия развития энергетического будущего. Монография / В.В. Хлебников. – М.: Научтехлитиздат, 2006г., 331с.

36 Цанев, С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие для вузов по направлению «Теплоэнергетика» / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов. – М.: Издательство МЭИ, 2009г.

37 Щинников, П.А. Комплексные исследования ТЭС с новыми технологиями. Монография / П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко. – Новосибирск: НГТУ, 2006г.

38 Википедия ТЭЦ-3 – <https://ru.wikipedia.org/wiki/>

39 Официальный сайт ОАО «Фортум» – <http://www.fortum.ru/>

40 Сайт компании «Siemens» – <http://www.energy.siemens.com/ru/ru/fossil-power-generation/gas-turbines/>

41 Сайт ОАО «Силовые машины» – <http://www.power-m.ru/>

42 Тариф на воду – http://energovopros.ru/vodosnabjenie/voda_tarif/

43 Тарифы на газ и электроэнергию – <http://energybase.ru/tariff/chelyabinsk/>

44 Технические характеристики газовой турбины ГТ-160 – <http://energybase.ru/equipment/gt-160>

45 «ПГУ: Перегрузка» <http://www.b2b-center.ru/info/experts.html?id=4102>

46 Энергосбережение в электроэнергетике.

<http://market.elec.ru/nomer/52/energoberezhenie-v-elektroenergetike/>

47 Шапошников, В.В. Повышение эффективности ПГУ и ГТУ путём совершенствования тепловых схем и оптимизации параметров. http://www.npi-tu.ru/assets/diss/d212.304.08/files/shaposhnikov/disser_shaposhnikov.pdf

48 Плачков, И.В. Плачкова С.Г. Книга 3. Развитие теплоэнергетики и гидроэнергетики. <http://energetika.in.ua/ru/books/book-3/part-1/section-2/2-6-kotli-utilizatori-j-energotehnologichni-kotli>

49 Сайт Таганрогского котлостроительного завода, «Красный котельщик». <http://www.tkz.su/>

50 Галушко, В.Ф. Газотурбинные и парогазовые технологии производства электроэнергии и теплоты на ТЭС : Учебное пособие КубГТУ / В.Ф. Галушко. – Краснодар : Изд. «ЭДВИ», 2010. – 349 с.

51 Галушко, В.Ф. Вопросы развития и совершенствования энергетических ГТУ / В.Ф. Галушко // Повышение эффективности производства электрической энергии : Материалы VI междунар. конф. – Новочеркасск, 2007. – с. 53-56.

52 Сайт компании «ЗиО-Подольск». <http://aozio.ru/>

53 Сайт ООО «Котельный завод «Белэнергомаш» <http://www.energomashstroy.ru/struct/kzbn>

54 Андриющенко, А.И К выбору начальных параметров пара парогазовых теплофикационных установок / А.И. Андриющенко, Р.З. Аминов // Известия вузов Энергетика. – 1966 – № 1. – С. 32-35. 8. Андриющенко, А.И. Парогазовые установки электростанций / А.И. Андриющенко, В.Н. Лапшов. – М. : Энергия, 1965. – 247 с.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					10

- 55 Зысин, В.А. Комбинированные парогазовые установки и циклы / В.А. Зысин. – Л.: Госэнергоиздат, 1962. – 186 с.
- 56 ПГУ-450Т на Южной ТЭЦ-22 в Санкт-Петербурге / А.А. Лукин [и др.] // Газотурбинные технологии. – 2010. – №4. – С. 2-8.
- 57 СТО 70238424.27.100.007-2008. Парогазовые установки. Условия поставки. Нормы и требования. М.: НП «ИНВЭЛ», 2008.
- 58 Буров, В. Д. Тепловые электрические станции : учебник для вузов. В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров и др.; под ред. В.М. Лавыгина, А.С. Седлова, С.В. Цанева. — 3-е изд., стереот. — М. : Издательский дом МЭИ, 2009. — 466 с.
- 59 Белкин, А.П. Расчет тепловых схем парогазовых установок утилизационного типа: методические указания для выполнения курсового проекта по курсу "Парогазовые установки" для студентов направления 140100.68 «Теплоэнергетика и теплотехника», магистерская программа «Промышленная теплоэнергетика» очной форм обучения/ А.П. Белкин. – Тюмень: РИО ФГБОУВПО «ТюмГАСУ», 2013. – 24 с.
- 60 Буянов, О.Н., Архипова Л.М. ТАБЛИЦЫ. Вода и водяной пар. Справочные материалы для практических и лабораторных занятий. Кемерово 2005.
- 61 Интернет ресурсы: H-S – диаграмма.
http://energoworld.ru/files/tablica_diagramma_sostoyaniy_vody_i_vodyanogo пара.z ip
- 62 Челябинская ГРЭС. Техническое описание котла–утилизатора HRSG– 274,1/62,82–11,5/0,95–541/240. 84с.
- 63 Челябинская ТЭЦ–3. Руководство по эксплуатации котла–утилизатора Пр 224/52–7,6/0,58–503/202 (П–137). Р–92535РЭ. 34с.
64. Михеев, М.А., Михеева, И.М. Основы теплопередачи: «Энергия». Издание второе. 1977. — 344 с.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	12 02 01 2017 012 02					10