

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,
Начальник КТЦ ЧГРЭС



/ О.С. Ивлев /
2017 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой,
к.т.н., доцент

/ К.В. Осинцев /
« 10 » января 2017 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ ЧЕЛЯБИНСКОЙ ГРЭС ЗА СЧЕТ УСТАНОВКИ ГТУ ALSTOM GT13E2

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01. 2017.053.07 ПЗ ВКР

Консультант
по разделу «Экономика и управление»,
старший преподаватель

/ Р.А. Алабугина /
« 05 » января 2017 г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент

/ С.В. Пашнин /
« 09 » января 2017 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель

/ Р.А. Алабугина /
« 09 » января 2017 г.

Автор работы,
студент группы ПЗ – 580с

/ А.В. Семенов /
« 04 » января 2017 г.

Челябинск 2017

АННОТАЦИЯ

Семенов А.В. Техническое перевооружение ЧГРЭС за счет установки ГТУ ALSTOM GT13E2 Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ-580, 2017, 97 с. Библиография литературы – 30 наименований. 6 листов чертежей формата А1.

Предложен вариант технического перевооружения ЧГРЭС за счет установки ГТУ ALSTOM GT13E2 и отпуска электрической энергии высокого качества с применением парогазовой установки на Челябинской ГРЭС. Возведение парогазовой установки позволит уменьшить капитальные затраты на строительство нового блока, а также сроки изготовления. Себестоимость отпускаемой электроэнергии будет значительно меньше, чем при установке паротурбинной установки такой же мощности.

Пояснительная записка к дипломному проекту содержит 9 разделов, в которых изложены основные расчёты ГТУ ALSTOM GT13E2, расчет камеры сгорания и компрессора, тепловая схема, приведено технико-экономическое обоснование технического перевооружения ЧГРЭС, а также рассмотрены вопросы экологии при работе теплоэнергетического оборудования, автоматизации и безопасности жизнедеятельности.

					13.03.01.2017.053.07.ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Семёнов А.В.</i>				Техническое перевооружение ЧГРЭС за счет установки ГТУ ALSTOM GT13E2	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Пашнин С.В.</i>						3	97
<i>Реценз.</i>	<i>Ивлев О.С.</i>					ЮУрГУ Кафедра промышленной теплоэнергетики		
<i>Н. Контр.</i>	<i>Алабугина И.В.</i>							
<i>Утверд.</i>	<i>Осинцев К.В.</i>							

ВВЕДЕНИЕ

Работа проводится по договору № от года и посвящена разработке пусковой схемы блока ПГУ-247,5 Челябинской ГРЭС ОАО «Фортум», в состав которой входят два указанных блока. Энергетический блок ПГУ- 247,5 является бинарной парогазовой установкой с двумя контурами давления пара, предназначенный для производства электроэнергии и для отпуска пара на теплофикацию.

В состав ПГУ-247,5 Челябинской ГРЭС входят:

- газотурбинная установка (ГТУ) типа GT13E2 с генератором газовой турбины типа 50WY21Z-095;
- двухконтурный котел-утилизатор (КУ);
- паротурбинная установка (ПТУ) типа DKZEI-1N33 с турбогенератором типа ТА-36-105 и конденсатором типа СВ/А 43-2-70-2Х 3261/25,4/0,555.

Всё перечисленное основное оборудование производства фирмы «Alstom».

Разработка пусковой схемы пароводяного тракта блока ПГУ-247,5 имеет своей целью обеспечить его эксплуатацию во всех режимах: пусковых, под нагрузкой, остановочных и аварийных. Для достижения этой цели пусковая схема оснащена необходимым вспомогательным оборудованием и системами трубопроводов, обеспечивающими надежность работы основного оборудования в переходных режимах с максимально допустимыми скоростями пуска, останова и изменения нагрузки.

В качестве исходных данных, при разработке пусковой схемы и анализе режимов и надежности работы ПГУ-247,5 Челябинской ГРЭС использовались данные балансовых, газодинамических и гидравлических расчетов разработчиков его основного оборудования.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

1 ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ УСТАНОВКИ ПГУ

Основной тенденцией развития современной энергетики является сооружение парогазовых установок электростанций (ТЭС ПГУ). Это обуславливается существенно меньшей металлоемкостью, меньшей потребностью в охлаждающей воде, малыми вредными выбросами, возможностями высокой маневренности, в целом – меньшими капиталовложениями. При этом главным преимуществом ПГУ, по сравнению с ПТУ, является высокая экономичность. Для утилизационных ПГУ, выполненных по двухконтурной схеме, расчетный КПД составляет 50–52 %.

Анализ мероприятий, целью которых является продление работоспособности энергоблоков на значительное время (например, на 20-30 лет или 100-150 тыс. ч), свидетельствует о принципиальной возможности применения в таких парогазовых установках:

- электрического генератора и практически всего электрооборудования;
- цилиндра низкого давления (ЦНД), а с заменой или восстановлением части деталей - и других цилиндров паровой турбины;
- деаэрата;
- конденсатора (полностью или частично);
- насосов и трубопроводов циркуляционной системы;
- паропроводов и арматуры.

Основным топливом для ПГУ служит природный газ. В настоящее время ведется программа по освоению газовых месторождений Красноярского края.

Государственная «Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР» (Восточная газовая программа) утверждена в сентябре 2007 года приказом Министерства промышленности и энергетики РФ. Координировать деятельность по реализации

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

Программы Правительство РФ поручило ОАО «Газпром».

На Востоке России уже сформированы новые центры газодобычи в Сахалинской области и Камчатском крае, начато активное формирование Якутского центра газодобычи, на очереди - Иркутский и Красноярский центры.

Таким образом, газовая и перерабатывающая отрасли на Востоке России будут развиваться комплексно. Преимущества восточного газа, содержащего много ценных компонентов, будут использованы с максимальной эффективностью. Создаваемая газотранспортная система будет в будущем объединена с Единой системой газоснабжения России, образуя тем самым крупнейший в мире единый технологический комплекс.

Приоритетным направлением работы «Газпрома» на Востоке, также как и базовым принципом Восточной газовой программы, является первоочередное газоснабжение российских потребителей.

Установка ПГУ-247,5 позволит достичь необходимой мощности станции, обозначить конкретные пути развития производства электроэнергии с помощью более современных технологий, а также улучшить экологическое состояние г. Челябинска.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

2 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ ЧГРЭС

Разработка проектной документации выполнена на основании «Задания на проектирование на разработку проектной и рабочей документации для строительства и ввода в эксплуатацию двух энергоблоков ст.№1,2 (ПГУ-247,5) Челябинской ГРЭС ОАО «Фортум» и дополнения №1 к заданию на проектирование.

Исходными данными для разработки проектной документации послужили данные, перечисленные в вышеупомянутом Задании на проектирование.

Основание для внесения изменений 1 - отрицательное заключение государственной экспертизы №554-12/ГТЭ-8017/02 и письма ОАО «Фортум» №АД-74-171/4066 от 19.06.2012г - об исключение из принципиальной тепловой схемы пиковых сетевых подогревателей.

Подраздел разработан в соответствии с требованиями Технического регламента «О безопасности зданий и сооружений» (Федеральный закон от 30 декабря 2009 года N 384-ФЗ), Технического регламента «О требованиях пожарной безопасности» (Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ), а также действующих нормативных документов, в том числе редакций СНиП.

- ВНТП-81 Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. Москва, Минэнерго СССР, 1981 г.

- РД 153-34.1-30.106-00 Правила технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций, ОРГРЭС, 2001 г.

- ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления 2003 г.

- СНиП П-58-75 Электростанции тепловые.

- РД 34.03.350-98 Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО "ЕЭС России " с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

- ПБ 10-573-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды 2003 г.

- ПБ 10-574-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. 2003 г.

- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Р.Ф. (утверждено приказом №229 Минэнерго Р.Ф. 19 июня 2003 г).

ПГУ-247,5 предназначены для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в целях снабжения жилой и промышленной зоны г. Челябинска.

Номинальная электрическая мощность каждого энергоблока - 247,5 МВт, максимальная 290 МВт (в конденсационном режиме с использованием дополнительного сжигания газа).

Установленная тепловая мощность каждого блока составляет 150 Гкал/ч.

КПД блока на основании тепловых балансов в зависимости от режима работы составляет от 44,28% до 52,79%.

Сооружение и ввод в эксплуатацию двух парогазовых энергоблоков типа ПГУ-247,5 филиала Челябинской ГРЭС ОАО «Фортум» предусматривается двумя пусковыми комплексами и включает:

Первый пусковой комплекс

Подготовительный период

1. Строительство автодороги от площадки строительства до автомагистрали «Меридиан»;

2. Строительство магистрального газопровода от кольца до ГРП на площадке ЧГРЭС

3. Установка временного ограждения территории строительства и временных КПП;

4. Обустройство городка бытового комплекса строительных организаций;

5. Снос зданий и сооружений на площадке строительства главного корпуса и на участке размещения площадки складирования и укрупнительной сборки; далее снос по всей территории объектов, подлежащих сносу;

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Создание ГТЭ-110 относится к числу приоритетных разработок, внедрение которых позволит ликвидировать имеющееся отставание газотурбинных технологий в электроэнергетике России от промышленно развитых стран Запада. Об этом сообщает департамент РАО ЕЭС по работе с СМИ.

В последние годы в электроэнергетике России существенно обострилась проблема физического и морального старения оборудования. По прогнозной оценке, к 2015 году около 112 млн кВт (62 проц.) генерирующих мощностей полностью выработают свой парковый ресурс. Создание ГТЭ-110 (разработчик - ГП "Зоря"- "Машпроект") позволит, начиная с 2004 года, вести работы по техпервооружению электростанций РАО "ЕЭСРоссии" на базе новейших парогазовых технологий. На базе ГТЭ-110 планируется производить парогазовые установки ПГУ-325 и ПГУ-170, предназначенные для замены широко распространенных энергетических паросиловых блоков мощностью 200-300 МВт.

Право на заключение госконтракта по разработке и освоению серийного производства высокоэффективных парогазовых установок (ПГУ-325) получили НПО "Сатурн" и Ленинградский металлический завод, совместно участвовавшие в конкурсе.

По оценке РАО "ЕЭС России", до 2020 года потребность в ГТЭ-110 оценивается в 113 комплекта для 22 российских электростанций. Первой электростанцией, которая будет модернизирована, станет Ивановская ГРЭС. ТЭО реконструкции Ивановской ГРЭС предусматривает строительство двух ПГУ-325 на базе ГТЭ-110. Строительство планируется начать в 2014 году. Стоимость проекта - порядка 8 млрд руб. [15].

Начало освоения изготовления на ОАО «Силовые машины» газотурбинной установки ГТЭ-160 было положено в 1991г. по состоянию на июнь 2012г. референция установок ГТЭ-160, изготовленных на ОАО «Силовые машины» по

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

лицензионной документации «Сименс», составляет 32 ГТУ, которые поставлены и успешно эксплуатируются на электростанциях различных регионов Российской Федерации в составе энергоблоков ПГУ-450 и ПГУ-230 [16].

В 2000 году был введен в эксплуатацию первый пусковой комплекс в составе первого энергоблока ПГУ-450 на Северо-Западной ТЭЦ. 17 апреля 2008 года на станции был запущен второй энергоблок. Мощность станции: электрическая 900 МВт, тепловая 700 Гкал/ч [16].

28 октября 2005 года состоялся пуск первого энергоблока в опытно-промышленную эксплуатацию на Калининградской ТЭЦ-2. В конце 2010 года был введен в эксплуатацию второй энергоблок. Электрическая мощность станции 900 МВт, тепловая – 68 Гкал/ч.

В ноябре 2007г. в эксплуатацию введен энергоблок № 3 ПГУ-450 на ТЭЦ-27 Мосэнерго. В конце декабря 2008 также произведен пуск энергоблока №4 ПГУ-450 с газотурбинной установкой ГТЭ-160. Суммарный КПД блоков – 52%.

В I и II квартале 2008г. был введен в эксплуатацию энергоблок № 11 ТЭЦ-21 Мосэнерго с ПГУ-450. КПД данной установки составляет – 58%.

8 апреля 2011г. состоялся пуск нового энергоблока с ПГУ-450 Южной ТЭЦ-22 г.Санкт-Петербурга. Электрическая мощность станции – 1207 МВт, тепловая – 2511 Гкал/ч. КПД ПГУ – 51%.

7 июня 2011г. состоялся пуск энергоблока № 3 ПГУ-230 на Челябинской ТЭЦ-3.

18.01.2012г. было введено в эксплуатацию оборудование энергоблока ПГУ-320 на Новгородской ТЭЦ. Электрическая мощность станции – 361 МВт, тепловая – 488 Гкал/ч.

Готовятся к эксплуатации энергоблока ПГУ-450 на ТЭЦ-5 ОАО ТГК-1 и Уренгойской ГРЭС.

В целом, ГТЭ-160 в ходе опытно-промышленных эксплуатации 2005-2012гг. показали себя как надежные, высокоэкономичные и экологичные установки. Принимая во внимание потребности заказчиков, специалисты разработали

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

следующие технические варианты модернизации ГТУ [16]:

1. Повышение мощности ГТУ на номинальном режиме на 10 МВт и КПД на 0,3 % с сохранением межремонтного периода.

2. Существенное увеличение межремонтного периода (на 25%) при условии незначительного увеличения номинальной мощности и КПД ГТУ.

3. Повышение максимальной мощности ГТУ на 12 МВт и КПД на 0,4% с сохранением межремонтного периода.

Сентябрь 2014 - на Челябинской ТЭЦ-1 завершено строительство двух газотурбинных установок (ГТУ) мощностью 88 МВт. Установленная электрическая мощность станции увеличивается на 60% до 237 МВт.

21 января 2013 года — ввод Адлерской ТЭС с двумя энергоблоками ПГУ-180 МВт на проектную полную мощность. Электрическая мощность 360 МВт, Тепловая мощность – 227 Гкал/ч [16].

В сентябре 2012 года произведен ввод парогазовой установки в эксплуатацию на Волгоградской ТЭЦ. Электрическая мощность составит – 110 МВт, тепловая – 75 Гкал/ч [16].

Во втором квартале 2010г. планируется запуск в эксплуатацию энергоблока с ПГУ-230 ТЭС «Сисак-3» Хорватии. Новый парогазовый блок ТЭС «Сисак-3» мощностью 230 МВт будет состоять из газотурбинной установки ГТЭ-160 производства ОАО «Силовые машины» по лицензии Siemens, котла–утилизатора типа П-108 производства ОАО «ЗиО Подольск» и конденсационной паротурбинной установки типа К-80/65-7,0 производства ОАО «Силовые машины» .

В 2006г. в Испании была введена в эксплуатацию парогазовая ТЭС «Cartagena» мощностью 1200 МВт. КПД брутто составляет 58%. Там же начала работу ПГУ Castejon 2 мощностью 424 МВт, КПД установки 58,5%.

В октябре 2007 в Норвегии была введена в эксплуатацию парогазовая ТЭС Kasto. Электрическая мощность установки 420 МВт, КПД установки 58,5.

В мае 2008г. в городе Сент-Пол (США) состоялся пуск парогазовой ТЭС High

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Bridge. Мощность электростанции составляет 570 МВт. В штате Калифорния планируется развернуть строительство парогазовой ТЭС мощностью 550 МВт, КПД ПГУ – 57%.

В Великобритании в ноябре 2010г. введена в эксплуатацию парогазовая ТЭС Uskmouht мощностью 800 МВт, КПД составляет – 58%.

В г.Калгари (Канада) в конце 2012 состоялся ввод в работу парогазовой ТЭС мощностью 800,5 МВт с КПД 58,6.

Во Вьетнаме в декабре 2008г. была введена в эксплуатацию парогазовая ТЭС Са Мау. Ее мощность равна 823 МВт. КПД – 58,2%.

Предполагается, что ежегодные заказы энергетических ГТУ в период с 2013 по 2016гг. возрастут до 1300 шт. Затем годовой объем заказов постепенно снизится до своего обычного уровня. Выпуск ГТУ мощностью 125 МВт и выше, таких как F7 и F9 фирмы «Дженерал электрик», SGT-5-2000E/3000E/4000F и SGT5-8000H фирмы «Сименс-Вестингауз», GT24/26 и 13E фирмы «Альстом» и ГТУ моделей 501 и 701 фирмы «Мицубиси», составит в эти годы несколько более 20% общего числа ГТУ. Данные прогноза приведены в таблице 4.1.

В период с 2013 по 2021г. прогнозируется выпуск 10635 микротурбин общей стоимостью 537 млн. дол. Ежегодный выпуск таких турбин будет расти и в 2014г. достигнет 1113шт. Позже их годовое производство, по-видимому, начнет снижаться из-за увеличения выпуска топливных элементов [16].

Основным производителем микротурбин является фирма «Кэпстоун», на долю которой приходится 55% общего их выпуска. Кроме «Кэпстоун» микротурбины выпускают фирмы «Кальнетикс», «Ингерсол-Рэнд» и «Турботек». Традиционные производители мощных ГТУ не проявляют активности в этой области.

Прогнозируется, что в ближайшие 10 лет будет произведено и поступит на рынок 4999 ГТУ для механического привода общей стоимостью 23,6 млрд.дол. главная четверка производителей таких ГТУ, предназначенных для перекачки газа и нефти: «Сименс», «Солар», «Дженерал электрик» и «Роллс-Ройс» - рассчитывает в ближайшее десятилетие произвести 94% всех ГТУ этого типа.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Лидером рынка по числу заказов остается фирма «Солар» [16].

4 ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ ЧГРЭС ЗА СЧЕТ УСТАНОВКИ ГТУ ALSTOM GT13E2

4.1 Техническая характеристика газотурбинной установки ГТУ ALSTOM GT13E2

Топливо	Природный газ
Частота тока	50 Гц
Общая электрическая мощность	247,5 МВт
Общая электрическая эффективность	36,9%
Общая тепловая мощность	9756 кДж/кВтч
Скорость вращения турбины	3000 об/мин
Коэффициент давления компрессора	16,5:1
Поток выхлопных газов	564 кг/с
Температура выхлопных газов	510 °С

Газовая турбина представляет одновальный агрегат, турбина и компрессор имеют один общий вал, который опирается на два опорных и один упорный подшипник. На входе в компрессор установлены поворотные направляющие лопатки ВНА (направляющий аппарат), которые регулируют расход воздуха в целях достижения оптимального КПД при наименьших выбросах загрязняющих веществ. После компрессора воздух поступает в горелки камеры сгорания типа EV («сухая» камера), где происходит смешивание с газообразным топливом, которое подается к горелкам через топливо распределительную систему. Топливоздушная смесь сгорает в камере сгорания, горячие газы затем протекают через ступени турбины в выхлопной диффузор, а затем в котел-утилизатор.

Тепловой блок газовой турбины включает:

-собственно газовую турбину с компрессором, кольцевой камерой сгорания и входным направляющим аппаратом;

-систему подготовки и подачи природного газа с дожимной компрессорной

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

станцией и фильтрами;

- систему смазывающего, гидравлического и поддомкративающего масла;
- систему технической воды;
- систему впуска воздуха;
- антиобледенительную систему;
- систему пожаротушения;
- гидравлическую систему подъема ротора;
- систему валоповорота.

Газотурбинная установка GT13E2 представляет собой одновальную однокорпусную конструкцию. Вал турбокомпрессора двух-опорный, передний подшипник - опорно-упорный.

Лопатки входного направляющего аппарата (ВНА) компрессора выполнены поворотными (-70...0...+100) и могут регулировать массовый расход воздуха через компрессор.

В GT13E2 применена кольцевая камера сгорания с 72-мя горелками, которые поделены на две группы:

- группа 3/4 имеющая 54 горелки и две линии питания - растопочную и основную;
- группа 1/4 имеющая 18 горелки имеющих основное питание.

Основным и резервным топливом является природный газ с давлением перед органами регулирования газовой турбиной 24,5 кгс/см².

Котел-утилизатор и его со вспомогательное оборудование разработки и поставки фирмы «Alstom». Он предназначен для использования отработанного тепла газовой турбины, продукты сгорания из которой в котел-утилизатор подаются через входной диффузор горизонтально расположенного газохода.

Котел-утилизатор двухбарабанный горизонтального профиля с естественной циркуляцией среды в испарительных поверхностях высокого и низкого давлений. По ходу газов в КУ последовательно расположены: следующие поверхности нагрева три ступени пароперегреватели высокого давления (ППВД); две секции

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

испарителя (ИВД); две выходные ступени экономайзера высокого давления (ЭВД); пароперегреватель низкого давления (ППНД); испаритель низкого давления (ИНД); две промежуточные ступени ЭВД; экономайзер низкого давления (ЭНД) и входная ступень ЭВД. Последней по ходу газов в котле располагаются поверхности нагрева газового подогревателя питательной воды (ППВ). Поверхности нагрева, состоящие из расположенных вертикально блоков (модулей), выполнены из спирально-оребранных труб (кроме ППНД) и подвешены к собственному каркасу котла через промежуточные металлоконструкции. Трубки поверхностей нагрева крепятся трубными решетками, а их сборные камеры вынесены из зоны потока и закрыты уплотнительными листами. Трубопроводы, находящиеся в газоходе оснащены компенсаторами.

На входе в КУ для расширения регулировочного диапазона работы блока устанавливаются канальные горелки дожигающего устройства.

На выходе из котла-утилизатора в дымовую трубу установлены отключающий шибер и шумоглушитель. Газоходы котла покрыты внутренней изоляцией

В комплект котла-утилизатора помимо собственно котла с барабанами, поверхностями нагрева, трубопроводами, арматурой, шумоглушителями на сбросах пара, входят также его вспомогательное оборудование:

- каркас с лестницами и площадками,
- газоход от компенсатора за газовой турбиной до дымовой трубы с конфузором, шумоглушителем и отсечным шибером,
- расширитель продувки и сливов из котла.

Котел-утилизатор и газоходы выполнены газоплотными и рассчитаны для работы, исходя из максимального избыточного давления газов на входе в газоход после ГТУ 3500 Па и воздействия от хлопка 3000 Па.

Регулировка температуры перегретого пара ВД осуществляется впрыскиванием питательной воды за выходной ступенью ППВД. Температура перегретого пара НД не регулируется.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Барабаны котла ВД и НД установлены на верхней площадке КУ. Конструкция барабанов котла ВД и НД изготовлена сваркой и по обоим концам оснащена днищами с лазерным отверстием в каждом днище. Внутри барабана имеются циклоны дефлекторы водяной камеры (1ая ступень сепарации) и влагоотделители лопастного/ячейкового типа (2ая ступень сепарации), которые обеспечивают требуемую сухость пара. Все подводящие и отводящие трубы, и трубопроводы приварены при помощи патрубков. Барабаны КУ оборудованы индикатором (указателем) уровня воды, измерением разности температур стен барабана, местным измерением давления.

Основные показатели газотурбинной установки и котла-утилизатора при номинальной нагрузке ГТУ (без и с дожигом) в зависимости от температуры наружного воздуха приведены в Приложении 1.

Паровая турбина (ПТ) типа DKZEI-1N33 производства фирмы «Alstom» представляет собой одновальный однокорпусный агрегат, который рассчитан на работу по системе двух давлений пара, с двумя отборами на теплофикацию (один отбор регулируемый) и максимальным потоком отработанного пара. Паротурбинная установка (ПТУ) устанавливается в машинном зале.

Пар от КУ по паропроводам высокого и низкого давлений подводится к двум блокам стопорно-регулирующих клапанов, имеющих один стопорный и один регулирующий клапана. Стопорные клапана оснащены паровыми ситами для предотвращения попадания в турбину посторонних частиц.

Выхлопная часть паровой турбины соединена с конденсатором поверхностного типа. Предусматривается работа конденсатора на одной из половин при отключении по воде другой половины, без останова турбины. Тепловая мощность теплофикационной двухступенчатой сетевой установки турбины 150 Гкал/ч. Температура подогрева сетевой воды до 115°C.

Пароприёмные устройства конденсатора рассчитаны на приём и охлаждение полного расхода пара, сбрасываемого через БРОУ. При этом обеспечиваются возможность работы на холостом ходу и под нагрузкой, необходимые

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

температурные условия в выхлопах турбины, исключаящие как перегрев выхлопов в режимах пуска, так и эрозионные повреждения вращающихся деталей из-за чрезмерной влажности среды в выхлопных патрубках.

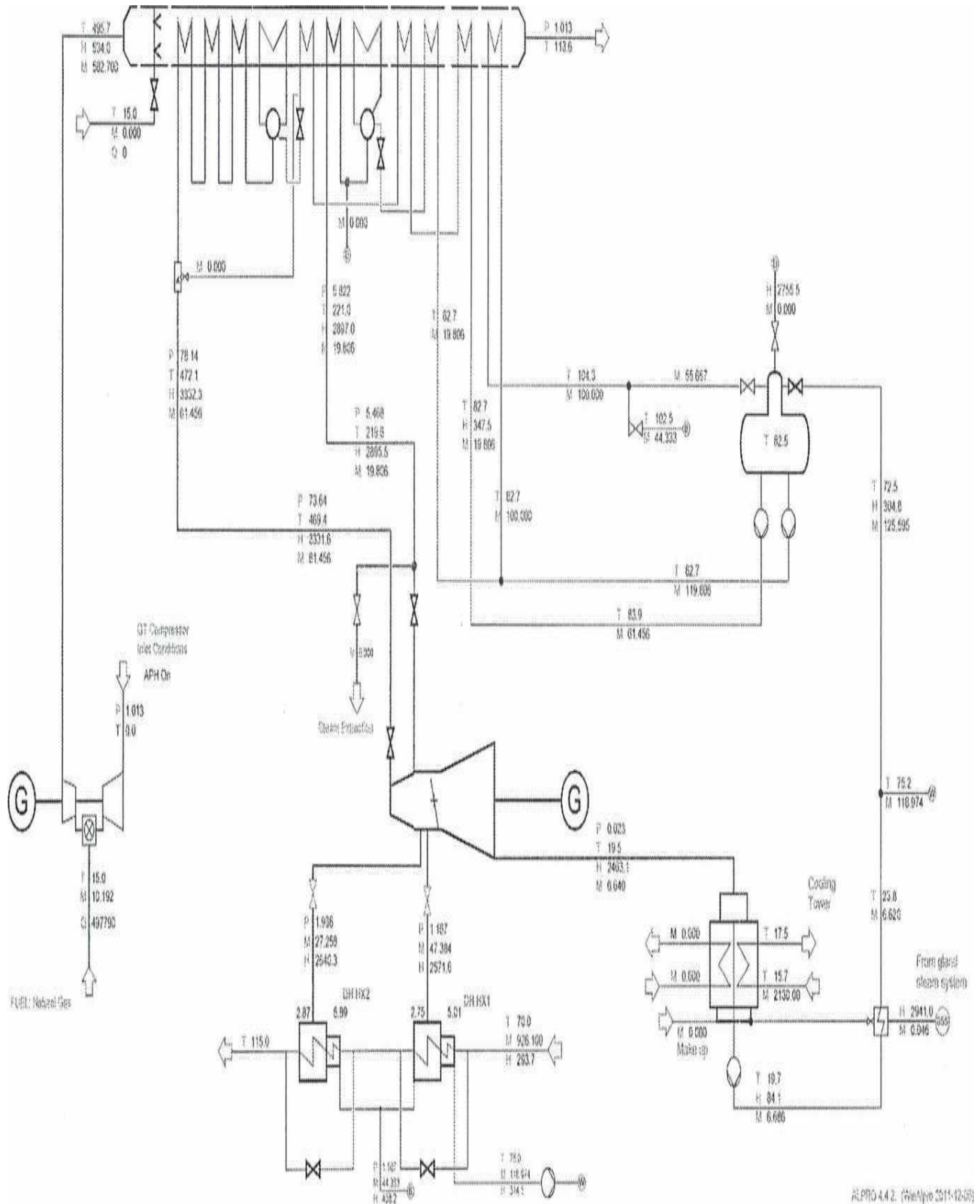
Паровая турбина снабжена валоповоротным устройством. Внешний кожух турбины разделён горизонтально, сварно-литая конструкция, фланцевое соединение. Внутренний кожух и держатели лопаток турбин - разделён горизонтально, с фланцевым соединением. Ротор выполнен сварным.

Система маслоснабжения централизованная. Для системы смазки, валоповоротного устройства, гидроподъёма ротора и управления турбиной используется один тип масла. Система смазки турбоагрегата общая для турбины и генератора и обеспечивает надёжную подачу масла к подшипникам в нормальных режимах эксплуатации, а также при возможных нарушениях эксплуатации. Для предотвращения износа подшипников предусматривается система гидроподъёма ротора турбины.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.2 Принципиальная тепловая схема ГТУ ALSTOM GT13E2

Принципиальная тепловая схема ГТУ ALSTOM GT13E2 представлена на рисунке 1.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2017.053.07

Рисунок 1 - Принципиальная тепловая схема ГТУ ALSTOM GT13E2

4.3 Тепловой расчет котла-утилизатора ГТУ ALSTOM GT13E2

Составим уравнение теплового и материального баланса, соответствующие различным элементам. Уравнения материального баланса отражают стационарность потока среды, они очевидны и результаты их решения представлены на принципиальной тепловой схеме над линиями трубопроводов в графической части работы.

Для совокупных поверхностей пароперегревателя и испарителя высокого давления одного уравнения теплового баланса (4.1):

$$G_{\Gamma} (I_d - I_{\text{ЭК}}^{\text{В.Д.}}) = G_{\Pi}^{\text{В.Д.}} (h_0^{\text{В.Д.}} - h_{\text{ЭК}}^{\text{В.Д.}}), \quad (4.1)$$

Где $G_{\Gamma}=326$ кг/с – расход газов, покидающих одну ГТУ;

$I_d=595,5$ кДж/кг – энтальпия газов, покидающих ГТУ;

$h_0^{\text{В.Д.}}=3480,2$ кДж/кг – энтальпия пара на выходе из перегревателя высокого давления КУ при $p_0^{\text{В.Д.}}=5$ Мпа, $t_0^{\text{В.Д.}}=520$ °С;

$h_{\text{ЭК}}^{\text{В.Д.}}=1154,6$ кДж/кг – энтальпия воды на выходе из экономайзера высокого давления в состоянии насыщения при давлении $p_0^{\text{В.Д.}}$.

Выбрав температурный напор $\delta t_{\text{ЭК}}=31$ °С, найдем температуру газов (4.2):

$$\Theta_{\text{ЭК}}^{\text{В.Д.}} = t_{\text{В}} + \delta t_{\text{ЭК}} = 264 + 31 = 295 \text{ °С}, \quad (4.2)$$

где $t_{\text{В}}$ - температура воды на выходе из экономайзера высокого давления в состоянии насыщения при давлении $p_0^{\text{В.Д.}}$.

Определим энтальпию газов перед экономайзером высокого давления $I_{\text{ЭК}}^{\text{В.Д.}} = 310$ кДж/кг.

Из уравнения теплового баланса определим расход пара высокого давления, генерируемый одним КУ:

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

$$G_{\Pi}^{В.Д.} = \frac{G_{\Gamma}(I_d - I_{\text{ЭК}}^{В.Д.})}{(h_0^{В.Д.} - h_{\text{ЭК}}^{В.Д.})} = \frac{326(595,5 - 310)}{(3480,2 - 1154,6)} = 40,02 \text{ кг/с.}$$

Для экономайзера контура высокого давления будет справедливо следующее соотношение (4.3):

$$G_{\Gamma}(I_{\text{ЭК}}^{В.Д.} - I_{\text{УХ}}^{В.Д.}) = G_{\Pi}^{В.Д.} (h_{\text{ЭК}}^{В.Д.} - h_{\text{л}}'), \quad (4.3)$$

где $h_{\text{л}}' = 640$ кДж/кг – энтальпия питательной воды, поступающей из деаэратора, при $p^{\text{Д}} = 0,5$ МПа;

$I_{\text{УХ}}^{В.Д.}$ – энтальпия уходящих газов, покидающих теплообменники контура высокого давления.

$$I_{\text{УХ}}^{В.Д.} = I_{\text{ЭК}}^{В.Д.} - \frac{G_{\Pi}^{В.Д.} (h_{\text{ЭК}}^{В.Д.} - h_{\text{л}}')}{G_{\Gamma}} = 310 - \frac{40,02(1154,6 - 640)}{326} = 247 \text{ кДж/кг,}$$

Что соответствует температуре газов $\theta_{\text{УХ}}^{В.Д.} = 235$ °С.

Для совокупных поверхностей пароперегревателя и испарителя контура низкого давления КУ уравнение теплового баланса имеет вид (4.4):

$$G_{\Gamma}(I_{\text{УХ}}^{В.Д.} - I_{\text{ГПК}}) = G_{\Pi}^{Н.Д.} (h_0^{Н.Д.} - h_6^{Н.Д.}), \quad (4.4)$$

где $I_{\text{ГПК}}$ – энтальпия газов на входе в ГПК, определяемая по температуре (4.5):

$$\theta_{\Pi}^{Н.Д.} = t_{\text{в}} + \delta t_{\Pi}^{Н.Д.} = 152 + 20 = 172 \text{ °С,} \quad (4.5)$$

где $\delta t_{\Pi}^{Н.Д.} = 20$ °С – выбранный температурный напор в точке. $I_{\text{ГПК}} = 180$ кДж/кг.

Энтальпию пара на выходе из контура низкого давления определим по давлению в контуре $p_0^{Н.Д.} = 0,5$ МПа и температуре $t_0^{Н.Д.}$ (4.6):

$$t_0^{Н.Д.} = \theta_{\text{УХ}}^{В.Д.} - \delta t^{Н.Д.} = 235 - 30 = 205 \text{ °С,} \quad (4.6)$$

										Лист
										24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2017.053.07					

где $\delta t^{H.D.}=30\text{ }^{\circ}\text{C}$ – принятый температурный напор.

Получаем $h_0^{H.D.}=2866\text{ кДж/кг}$.

Энтальпию воды в барабане контура низкого давления определим по таблицам в состоянии насыщения при давлении $p_0^{H.D.}=0,5\text{ МПа}$.

$$h_6^{H.D.}=640\text{ кДж/кг.}$$

Из уравнения теплового баланса определим расход пара через контур низкого давления:

$$G_{п}^{H.D.}=\frac{G_{г}(I_{yx}^{B.D.}-I_{ГПК})}{(h_0^{H.D.}-h_6^{H.D.})}=\frac{326(247-180)}{(2866-640)}=9,81\text{ кг/с.}$$

Принимаем температуру питательной воды на входе в ГПК $t_{п.в.}=60\text{ }^{\circ}\text{C}$. Тогда ей соответствует энтальпия $h_{п.в.}=251\text{ кДж/кг}$.

Будем считать, что нагрев конденсата в ГПК и деаэраторе осуществляется примерно равномерно. Примем энтальпию воды за ГПК $h_{ГПК}=460\text{ кДж/кг}$, ей соответствует температура $t_{ГПК}=110\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Уравнение теплового баланса для деаэратора имеет следующий вид (4.7):

$$[2(G_{п}^{B.D.}+G_{п}^{H.D.})-G^D]h_{ГПК}+G^Dh_0^{H.D.}=2(G_{п}^{B.D.}+G_{п}^{H.D.})h_D \quad (4.7)$$

Отсюда определим расход пара на деаэратор:

$$G^D=\frac{2(G_{п}^{B.D.}+G_{п}^{H.D.})(h_D-h_{ГПК})}{h_0^{H.D.}-h_{ГПК}}=\frac{2(40,02+9,81)(640-460)}{(2866-460)}=7,46\text{ кг/с.}$$

Уравнение теплового баланса для точки смешения потоков конденсата из конденсатора и линии рециркуляции выглядит следующим образом (4.8):

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

$$[2(G_{\text{п}}^{\text{Н.Д.}} + G_{\text{п}}^{\text{В.Д.}}) - G^{\text{Д}}]h_{\text{к}} + G^{\text{Р}}h_{\text{ГПК}} = [2(G_{\text{п}}^{\text{В.Д.}} + G_{\text{п}}^{\text{Н.Д.}}) - G^{\text{Д}} + G^{\text{Р}}]h_{\text{п.в.}}, \quad (4.8)$$

где $h_{\text{к}} = 138$ кДж/кг – энтальпия конденсата в состоянии насыщения при $p_{\text{к}} = 5$ кПа.

Определим расход рециркуляции:

$$G^{\text{Р}} = \frac{[2(G_{\text{п}}^{\text{В.Д.}} + G_{\text{п}}^{\text{Н.Д.}}) - G^{\text{Д}}](h_{\text{к}} - h_{\text{п.в.}})}{h_{\text{п.в.}} - h_{\text{ГПК}}} = \frac{[2(40,02 + 9,81) - 7,46](138 - 251)}{251 - 460} = 49,9 \text{ кг/с}$$

Уравнение теплового баланса выглядит следующим образом (4.9):

$$G_{\text{Г}}(I_{\text{ГПК}} - I_{\text{УХ}}) = (G_{\text{п}}^{\text{В.Д.}} + G_{\text{п}}^{\text{Н.Д.}} - G^{\text{Д}}/2 + G^{\text{Р}}/2)(h_{\text{ГПК}} - h_{\text{п.в.}}) \quad (4.9)$$

Из него найдем энтальпию уходящих газов котла утилизатора:

$$I_{\text{УХ}} = I_{\text{ГПК}} - \frac{(G_{\text{п}}^{\text{В.Д.}} + G_{\text{п}}^{\text{Н.Д.}} - \frac{G^{\text{Д}}}{2} + \frac{G^{\text{Р}}}{2})(h_{\text{ГПК}} - h_{\text{п.в.}})}{G_{\text{Г}}} = 180 - \frac{(40,02 + 9,81 - \frac{7,46}{2} + \frac{49,9}{2})(460 - 251)}{326} = 134,5 \text{ кДж/кг}$$

Определим температуру уходящих газов $\theta_{\text{УХ}} = 120$ °С.

КПД котла-утилизатора определим по следующей формуле (4.10):

$$\eta_{\text{КУ}} = \frac{I_{\text{д}} - I_{\text{УХ}}}{I_{\text{д}} - I_{\text{а}}}, \quad (4.10)$$

где $I_{\text{а}} = 15,4$ кДж/кг – энтальпия газов при температуре окружающей среды $\theta_{\text{а}} = 15$ °С.

$$\eta_{\text{КУ}} = \frac{595,5 - 134,5}{595,5 - 15,4} = 0,795.$$

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Тепло, отданное газами ГТУ в паротурбинный цикл, определим по формуле(4.11):

$$Q_{\text{газ}}=2G_{\text{г}}(I_{\text{д}} - I_{\text{yx}}) \quad (4.11)$$

$$Q_{\text{газ}} = 2 \cdot 326(595,5-134,5) = 300\,572 \text{ кВт}$$

Тепло, полученное паром, определим по формуле (4.12):

$$Q_{\text{пар}}=2G_{\text{п}}^{\text{В.Д.}}h_0^{\text{В.Д.}}+(2G_{\text{п}}^{\text{Н.Д.}}-G^{\text{Д}})h_0^{\text{Н.Д.}} - [2(G_{\text{п}}^{\text{В.Д.}}+G_{\text{п}}^{\text{Н.Д.}}) - G^{\text{Д}}]h_{\text{к}} \quad (4.12)$$

$$Q_{\text{пар}} = 2 \cdot 40,02 \cdot 3480,2 + (2 \cdot 9,81 - 7,46)2866 - [2(40,02 + 9,81) - 7,46]138 = 300\,682,2 \text{ кВт.}$$

Разница полученных величин не превышает 3%, что свидетельствует о правильности выполненных расчетов. В дальнейшем будем считать, что тепловая мощность одного котла утилизатора равна среднему значению:

$$Q_{\text{КУ}}=300\,627,1/2 = 150\,314 \text{ кВт.}$$

Определим количество тепла, подводимое к воде (пару) в отдельных элементах одного котла-утилизатора:

1. Для ГПК (4.13):

$$Q_{\text{ГПК}}= (G_{\text{п}}^{\text{В.Д.}} + G_{\text{п}}^{\text{Н.Д.}} - G^{\text{Д}}/2 + G^{\text{Р}}/2)(h_{\text{ГПК}} - h_{\text{П.В.}}) \quad (4.13)$$

$$Q_{\text{ГПК}} = \left(40,02 + 9,81 - \frac{7,46}{2} + \frac{49,9}{2} \right) (460 - 251) = 14\,849,5 \text{ кВт}$$

2. Для испарителя низкого давления (4.14):

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

$$Q_{\text{исп}}^{\text{Н.Д.}} = Q_{\text{п}}^{\text{Н.Д.}} \cdot r^{\text{Н.Д.}}, \quad (4.14)$$

где $r^{\text{Н.Д.}} = 2108,4$ кДж/кг – теплота испарения, определяемая по давлению $p_0^{\text{Н.Д.}}=0,5$ МПа.

$$Q_{\text{исп}}^{\text{Н.Д.}} = 9,81 \cdot 2108,4 = 20\,683,4 \text{ кВт.}$$

3. Для пароперегревателя низкого давления (4.15):

$$Q_{\text{пп}}^{\text{Н.Д.}} = G_{\text{п}}^{\text{Н.Д.}} \cdot (h_0^{\text{Н.Д.}} - h_{\text{п}}^{\text{Н.Д.}}), \quad (4.15)$$

где $h_{\text{п}}^{\text{Н.Д.}} = 2748,5$ кДж/кг – энтальпия насыщенного пара при давлении $p_0^{\text{Н.Д.}}=0,5$ МПа.

$$Q_{\text{пп}}^{\text{Н.Д.}} = 9,81(2866-2748,5)=1\,152,7 \text{ кВт.}$$

4. Для экономайзера высокого давления (4.16):

$$Q_{\text{эк}}^{\text{В.Д.}} = G_{\text{п}}^{\text{В.Д.}} \cdot (h_{\text{эк}}^{\text{В.Д.}} - h_6^{\text{Н.Д.}}) \quad (4.16)$$

$$Q_{\text{эк}}^{\text{В.Д.}} = 40,02(1154,6-640)= 20\,594,3 \text{ кВт}$$

5. Для испарителя высокого давления (4.17):

$$Q_{\text{исп}}^{\text{В.Д.}} = Q_{\text{п}}^{\text{В.Д.}} \cdot r^{\text{В.Д.}} \quad (4.17)$$

где $r^{\text{В.Д.}} = 1638,2$ кДж/кг – теплота испарения, определяемая по давлению $p_0^{\text{Н.Д.}}=5$ МПа.

$$Q_{\text{исп}}^{\text{В.Д.}} = 40,02 \cdot 1638,2 = 65\,560,8 \text{ кВт.}$$

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

6. Для пароперегревателя высокого давления (4.18):

$$Q_{\text{пп}}^{\text{В.Д.}} = G_{\text{п}}^{\text{В.Д.}} \cdot (h_0^{\text{В.Д.}} - h_{\text{п}}^{\text{В.Д.}}), \quad (4.18)$$

где $h_{\text{п}}^{\text{В.Д.}} = 2792,8$ кДж/кг – энтальпия насыщенного пара при давлении $p_0^{\text{В.Д.}} = 5$ МПа.

$$Q_{\text{пп}}^{\text{В.Д.}} = 40,02(3480,2 - 2792,8) = 27\,509,8 \text{ кВт.}$$

Определим относительные величины:

$$\bar{Q}_{\text{ГПК}} = \frac{Q_{\text{ГПК}}}{Q_{\text{КУ}}} = \frac{14\,849,5}{150\,314} = 0,099$$

$$\bar{Q}_{\text{исп}}^{\text{Н.Д.}} = \frac{Q_{\text{исп}}^{\text{Н.Д.}}}{Q_{\text{КУ}}} = \frac{20\,683,4}{150\,314} = 0,138$$

$$\bar{Q}_{\text{пп}}^{\text{Н.Д.}} = \frac{Q_{\text{пп}}^{\text{Н.Д.}}}{Q_{\text{КУ}}} = \frac{1\,152,7}{150\,314} = 0,008$$

$$\bar{Q}_{\text{ЭК}}^{\text{В.Д.}} = \frac{Q_{\text{ЭК}}^{\text{В.Д.}}}{Q_{\text{КУ}}} = \frac{20\,594,3}{150\,314} = 0,137$$

$$\bar{Q}_{\text{исп}}^{\text{В.Д.}} = \frac{Q_{\text{исп}}^{\text{В.Д.}}}{Q_{\text{КУ}}} = \frac{65\,560,8}{150\,314} = 0,436$$

$$\bar{Q}_{\text{пп}}^{\text{В.Д.}} = \frac{Q_{\text{пп}}^{\text{В.Д.}}}{Q_{\text{КУ}}} = \frac{27\,509,8}{150\,314} = 0,183$$

4.4 Расчет камеры сгорания ГТУ ALSTOM GT13E2

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Химическая энергия, которая содержится в топливе (газ), преобразуется в процессе горения в камере сгорания ГТУ в тепловую энергию. Тепловая энергия преобразуется в механическую энергию вращения ротора.

Камера сгорания представляет одноступенчатую кольцевую камеру сгорания, состоящую из 48 горелок типа EV. Пламя круговой формы обеспечивает равномерное распределение температуры по окружности и низкий уровень выбросов окислов азота (NOx) в атмосферу. В зоне горения температура газов достигает 20000С. По условиям прочности лопаток газовой турбины такая температура недопустима, поэтому получающиеся в зоне горения камеры сгорания горячие газы разбавляются холодным воздухом. Воздух протекает по кольцевому пространству между камерой сгорания и корпусом. Часть этого воздуха поступает к продуктам сгорания через окна, а остальная часть смешивается с горячими газами после камеры сгорания. Таким образом, компрессор подает в камеру сгорания в несколько раз больше воздуха, чем необходимо для сжигания топлива, а поступающие в турбину продукты сгорания разбавлен воздухом и охлаждены

Камера сгорания кольцевой конструкции зафиксирована в корпусе турбины. Вся камера сгорания разделена на две функциональные зоны рис. 2:

- первичная зона, где происходит собственно процесс сгорания;
- вторичная зона (В), в которой поток продуктов сгорания стабилизируется и направляется в турбину

Во время работы воздух для горения поступает через каналы в конус горелки. Топливо (газ) впрыскивается через серию мелких отверстий, расположенных вдоль кромок, благодаря чему происходит интенсивное смешивание топлива и воздуха так, что образуется равномерная смесь топлива с воздухом.

Смесь топливо/воздух выходит из конуса и воспламеняется в пламенной трубе. Так как пламя аэродинамически стабилизировано и не касается каких-либо частей горелки, безопасность горелки поддерживается за счет охлаждающего эффекта поступающего воздуха. Благодаря однородной смеси топлива с газом в

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

передней части пламени, области высоких температур пламени отсутствуют и поэтому выбросы окиси азота сведены к минимуму.

Целью данного расчета камеры сгорания газотурбинной установки является:
-определение ее геометрических размеров.

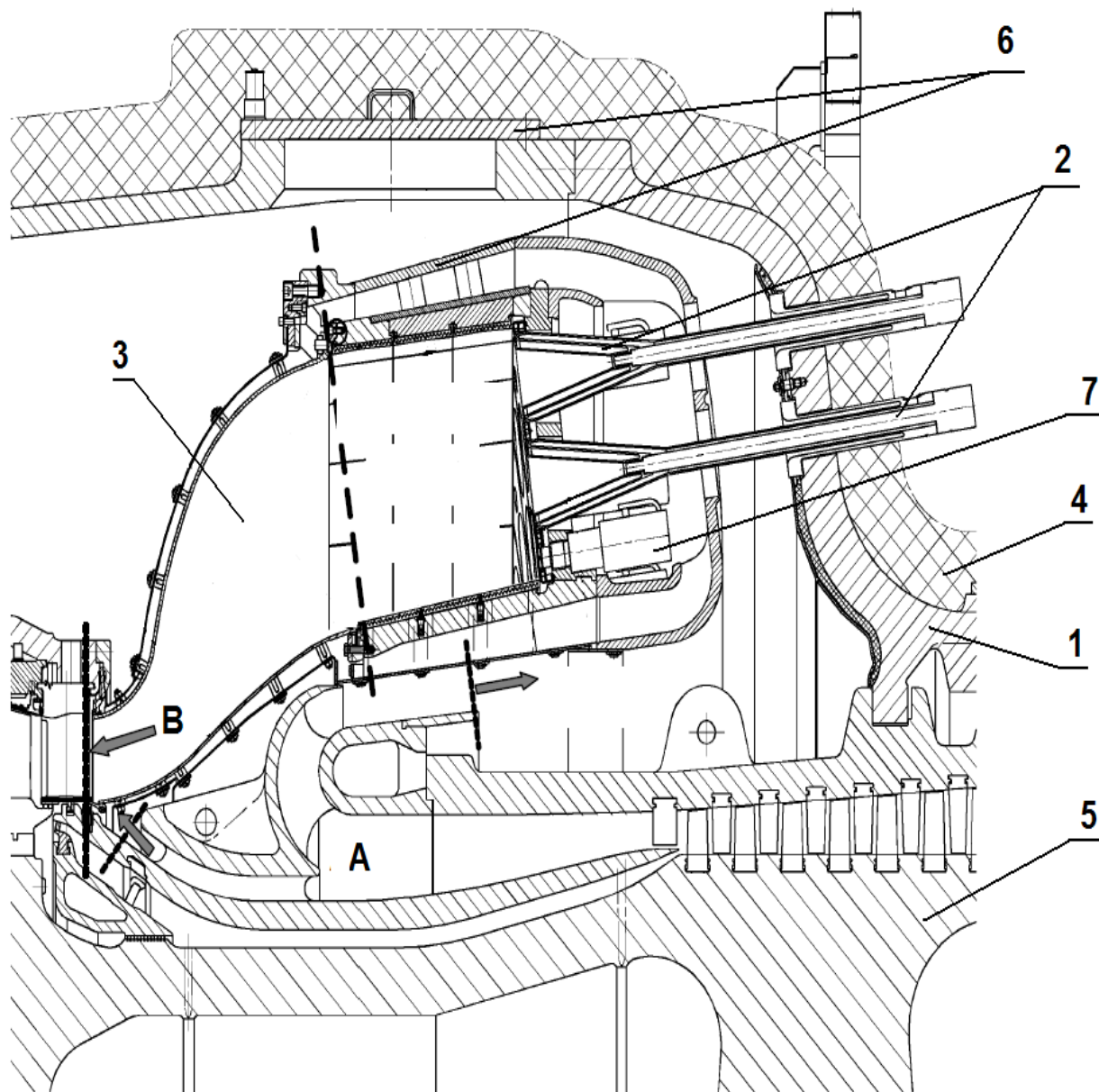


Рисунок 2 - Разрез по камере сгорания ГТУ:

- 1 – силовой корпус;
- 2 – комбинированная горелка EV;
- 3– пламенная труба;
- 4– корпус ГТУ;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2017.053.07

Лист

31

5– ротор;

6– люк (лаз) в камеру сгорания;

7 – монитор пламени,

А– кольцевой канал для подачи сжатого воздуха;

В – подача горячего газа на вход турбины.

На рисунке 3 приведена схема конструкции горелки типа EV.

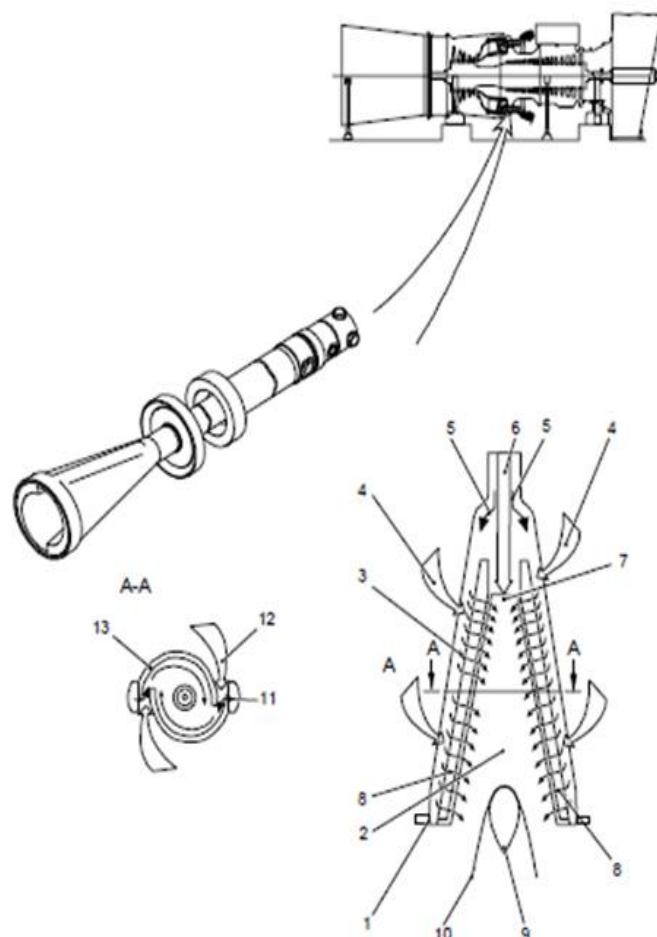


Рисунок 3 - Горелка типа EV

1- выпускная плоскость горелки;

2- испарение распыла;

3- впрыск топлива (газ);

4- воздух;

5- вход газа;

6- газ для начального (пилотного) режима работы;

7- распыл;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2017.053.07

Лист

32

- 8- предварительное смешение;
- 9- фронт пламени;
- 10- прекращение завихрения,
- 11- вход воздуха,
- 12- вход топлива (газ),
- 13- завихритель.

-определение характеристик рабочего процесса на номинальном режиме.

Основные требования, предъявляемые камере сгорания энергетической газотурбинной установки-минимальная концентрация загрязняющих атмосферу веществ в отработавших газах и обеспечение максимальной величины эффективного КПД термического цикла двигателя. А также экономичность, устойчивость горения, надежность запуска. Для данной камеры сгорания топливом является природный газ (метан).

В таблице 1 представлены исходные параметры камеры сгорания.

Таблица 1 - Исходные параметры камеры сгорания

Наименование показателя	Обозначение	Значение	Единица измерения
1	2	3	4
Расход воздуха перед компрессором	G	564	кг/с
Коэффициент отбора	ϕ_{ox}	0,975	
Параметры воздуха на входе в камеру сгорания	P_B	1666500	Па
	T_B	573	К
	R_B	287,2	Дж/кг·К
Коэффициент избытка воздуха	α	4,5	
Параметры газа на выходе из камеры сгорания	$P_{ВЫХ}=P_B$	1666500	Па
	$T_{ВЫХ}$	1369	К

	R	288,4	Дж/кг·К
--	---	-------	---------

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Коэффициент увеличения массы газа	β	1,0145	
Удельная теплота сгорания топлива	Q_p^H	$38230 \cdot 10^3$	Дж/кг
Расход топлива	B	10,79	кг/с

В таблице 2 отражены принятые величины для расчета камеры сгорания.

Таблица 2 - Принятые величины

Наименование показателя	Обозначение	Значение	Единица измерения
1	2	3	4
Скорость воздуха на входе в камеру сгорания	ω_B	85	м/с
Скорость вторичного воздуха	ω_2	75	м/с
Скорость на выходе из завихрителя	$\omega_{\phi} = \omega_2$	75	м/с
Скорость газа в пламенной трубе	ω_{Γ}	19	м/с
Скорость на выходе из камеры сгорания	$\omega_{\text{ВЫХ}}$	80	м/с
Коэффициент избытка первичного воздуха	$\alpha_{1\Sigma}$	2	
Коэффициент избытка фронтального воздуха	α_{ϕ}	1	
Количество пламенных труб	z	48	шт.
Объемная теплонапряженность пламенной трубы	q_v	49	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^3 \cdot \text{Па}}$
КПД камеры сгорания	$\eta_{\text{к.с}}$	0,98	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.01.2017.053.07

Лист

34

Теплопроизводительность камеры сгорания	$Q_{к.с}$	412501,7	кВт
---	-----------	----------	-----

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
Геометрические характеристики:			
коэффициент ,учитывающий длину пламяперебрасывающих патрубков	c	0,004	
Толщина стенки пламенной трубы	$\delta_{п}$	0,004	м
Толщина стенки экрана	$\delta_{э}$	0,004	м
Наружный и внутренний зазор между экраном и прочным корпусом	$\Delta_{н}=\Delta_{в}$	0,045	м
Угол установки лопаток завихрителя	φ	60°	Град.
Угол раскрытия диффузора	$\gamma=2\varphi$	120	
отношения	$d_1/d_{п}$	0,5	
	$l_д/l_{п}$	1	

1. Количество воздуха навходе в камеру сгорания (4.19):

$$G_B = \varphi_{ок} \cdot G \quad (4.19)$$

$$G_B = 0.975 \cdot 564 = 549,9 \text{ кг/с}$$

2. Удельный объем воздуха на входе в камеру сгорания (4.20):

$$V_B = \frac{R_B \cdot T_B}{P_B} \quad (4.20)$$

$$V_B = \frac{287,2 \cdot 573}{1666500} = 0,099, \text{ м}^3/\text{кг}$$

3. Площадь на входе в камеру сгорания (4.21):

$$F_B = \frac{G_B \cdot V_B}{\omega_B} \quad (4.21)$$

$$F_B = \frac{549,9 \cdot 0,099}{85} = 0,64 \text{ м}^2$$

4. Удельный объем на выходе из камеры сгорания (4.22):

$$V_{\text{ВЫХ}} = \frac{R \cdot T_B}{P_B} \quad (4.22)$$

$$V_{\text{ВЫХ}} = \frac{288,4 \cdot 1369}{1666500} = 0,237 \text{ м}^3/\text{кг}$$

5. Выходная площадь (4.23):

$$F_{\text{ВЫХ}} = \frac{\beta \cdot G_B \cdot V_{\text{ВЫХ}}}{\omega_{\text{ВЫХ}}} \quad (4.23)$$

$$F_{\text{ВЫХ}} = \frac{1,0145 \cdot 549,9 \cdot 0,237}{80} = 1,652 \text{ м}^2$$

6. Площадь сечения потока вторичного воздуха (4.24):

$$F_2 = \frac{(\alpha - \alpha_{1\Sigma}) \cdot G_B \cdot V_B}{\alpha \cdot \omega_B} \quad (4.24)$$

$$F_2 = \frac{(4,5 - 2) \cdot 549,9 \cdot 0,099}{4,5 \cdot 75} = 0,403 \text{ м}^2$$

7. Объем пламенной трубы (4.25):

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

$$V_n = \frac{B \cdot Q_p^H \cdot \eta_{K.C.}}{q_v \cdot P_B} \quad (4.25)$$

$$V_n = \frac{10.79 \cdot 38230 \cdot 10^3 \cdot 0.98}{49 \cdot 1666500} = 4,95 \text{ м}^3$$

8. Площадь поперечного сечения пламенных труб (4.26):

$$F_n = \frac{\alpha_{1\Sigma} \cdot G_B \cdot V_B}{\alpha \cdot \omega_\Gamma} \quad (4.26)$$

$$F_n = \frac{2 \cdot 549,9 \cdot 0,099}{4,5 \cdot 19} = 1,27 \text{ м}^2$$

9. Диаметр пламенной трубы (4.27):

$$d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot F_n}{\pi \cdot Z}}, \quad (4.27)$$

$$d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,27}{3,14 \cdot 48}} = 0,183 \text{ м}$$

10. Длина пламенной трубы (4.28):

$$l_n = \frac{V_n}{F_n} \quad (4.28)$$

$$l_n = \frac{4,95}{1,27} = 3,897 \text{ м}$$

11. Отношение (4.29):

$$\bar{l}_n = \frac{l_n}{d_n} \quad (4.29)$$

											Лист
											37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2017.053.07						

$$\bar{l}_n = \frac{3.897}{0.183} = 21,295$$

12. Внутренний диаметр экрана (4.30):

$$d_3 = \sqrt{\frac{4 \cdot F_2}{\pi \cdot Z} + (d_n + 2\delta_n)^2} \quad (4.30)$$

$$d_3 = \sqrt{\frac{4 \cdot 0.403}{3.14 \cdot 48} + (0.183 + 2 \cdot 0.004)^2} = 0.047 \text{ м}$$

13. Средний диаметр корпуса (4.31):

$$d_{\text{ср.к.}} = \frac{Z \cdot (1+C) \cdot d_3}{\pi - Z \cdot C} \quad (4.31)$$

$$d_{\text{ср.к.}} = \frac{48 \cdot (1+0.04) \cdot 0.047}{3.14 - 48 \cdot 0.04} = 1.922 \text{ м}$$

14. Наружный диаметр корпуса (4.32):

$$d_{\text{н.к.}} = d_{\text{ср.к.}} + d_3 + 2\delta_3 + 2\Delta_{\text{н}} \quad (4.32)$$

$$d_{\text{н.к.}} = 1,922 + 0,047 + 2 \cdot 0,004 + 2 \cdot 0,045 = 2,067 \text{ м}$$

15. Внутренний диаметр корпуса (4.33):

$$d_{\text{в.к.}} = d_{\text{ср.к.}} - d_3 - 2\delta_3 - 2\Delta_{\text{н}} \quad (4.33)$$

$$d_{\text{в.к.}} = 1,922 - 0,047 - 2 \cdot 0,004 - 2 \cdot 0,045 = 1,777 \text{ м}$$

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

16. Кольцевая площадь завихрителя (4.34):

$$F_{\phi} = \frac{\alpha_{\phi} \cdot G \cdot V_B}{\alpha \cdot Z \cdot \omega_{\phi} \cdot \cos \varphi} \quad (4.34)$$

$$F_{\phi} = \frac{1 \cdot 564 \cdot 0,099}{4,5 \cdot 48 \cdot 75 \cdot 0,5} = 0,006 \text{ м}^2$$

17. Наружный диаметр завихрителя (4.35):

$$d_1 = d_n \frac{d_1}{d_n} \quad (4.35)$$

$$d_1 = 0,183 \cdot 0,5 = 0,0915 \text{ м}$$

18. Внутренний диаметр завихрителя (4.36):

$$d_2 = \sqrt{d_1^2 - \frac{4 \cdot F_{\phi}}{\pi}} \quad (4.36)$$

$$d_2 = \sqrt{0,0915^2 - \frac{4 \cdot 0,006}{3,14}} = 0,027 \text{ м}$$

19. Отношение (4.37):

$$d_{\phi} = \frac{d_2}{d_1} \quad (4.37)$$

$$d_{\phi} = \frac{0,027}{0,0915} = 0,295 \text{ м}$$

20. Ширина завихрителя (4.38):

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

$$h=d_2 \quad (4.38)$$

$$h=0,027 \text{ м}$$

21. Ширина фронтового участка (4.39):

$$l_{\phi} = \frac{d_n - d_1}{2 \cdot \operatorname{tg}\left(\frac{\gamma}{2}\right)} \quad (4.39)$$

$$l_{\phi} = \frac{0.183 - 0.0915}{2 \cdot 1.732} = 0.026 \text{ м}$$

22. Длина диффузора корпуса (4.40):

$$l_{\text{д}} = d_n \frac{l_{\text{д}}}{d_n} \quad (4.40)$$

$$l_{\text{д}} = 0,183 \cdot 1 = 0,183 \text{ м}$$

4.5 Расчет компрессора ГТУ ALSTOM GT13E2

Найдем теоретическое значение энтропии воздуха на выходе из компрессора $S(T_{2t})$. При заданных значениях температуры воздуха на входе в компрессор $T_1 = 15 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и степени повышения давления воздуха в компрессоре $\pi_k = 7,2$ оно составит (4.41):

$$S(T_{2t}) = S(T_1) + R \cdot \ln \pi_k, \quad (4.41)$$

где $S(T_{2t})$ – значение энтропии воздуха при температуре воздуха на входе в компрессор;

$$T_1 = 15 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

$R = 0,287$ – газовая постоянная воздуха.

$$S(T_{2t}) = 0,0536 + 0,287 \ln 7,2 = 0,6201 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}\cdot\text{К}}$$

Тогда теоретическая температура воздуха на выходе из компрессора составит (4.42):

$$T_{2t} = f [S(T_{2t})] \quad (4.42)$$

$$T_{2t} = 231^\circ\text{C}$$

КПД компрессора принят равным $\eta_k = 0,87$. Тогда действительная работа сжатия в компрессоре составит (4.43):

$$H_k = \frac{i_{2t} - i_1}{\eta_k}, \quad (4.43)$$

где i_{2t} – энтальпия воздуха при температуре $t_{2t} = 231^\circ\text{C}$, ;

i_1 – энтальпия воздуха при температуре $t_1 = 15^\circ\text{C}$, .

$$H_k = \frac{234,06 - 15,04}{0,87} = 251,75 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Тогда действительная энтальпия воздуха на выходе из компрессора будет иметь значение (4.44)

$$i_2 = i_1 + H_k, \quad (4.44)$$

$$i_2 = 15,04 + 251,75 = 266,79 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

По найденному значению энтальпии найдем действительную температуру воздуха на выходе из компрессора (4.45):

$$T_2 = f(i_2) \quad (4.45)$$

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

$$T_2 = 262,88 \text{ }^\circ\text{C}.$$

5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Потенциальные возможности энергосбережения на предприятиях сходны, несмотря на различия в конструкциях промышленных установок и способах их эксплуатации. Комплекс работ по энергосбережению включает следующие меры:

1. Энергоаудит – работы по энергетическому обследованию предприятий;
2. Организация учета энергоресурсов;
3. Организационные работы, служащие для развития уровня технического обслуживания оборудования;
4. Модернизация малозатратных работ и технологических работ;
5. Внедрение нового менее энергоемкого оборудования, и совершенных технологий.

Эта последовательность закреплена на законодательном уровне и определяется исходя из роста инвестиций и времени на реализацию этих мероприятий.

Энергоаудит осуществляется с целью энергетического обследования предприятия. В проведении аудита руководствуются Федеральным законом «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности». На основании энергоаудита определяется направление работ по энергосбережению.

Правильно выполненный учет энергопотребления помогает экономить до 10% энергетических ресурсов, это возможно при применении АСКУЭ (автоматизированной системы контроля и учета расхода энергии). При составлении программы энергосбережения предприятия учитываются следующие факторы:

- Реализация организационно-технических мероприятий.
- Детальная проработка финансового состояния обеспечения действующей программы по энергосбережению.

Мероприятия по организации энергосберегающей программы должны быть

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

направлены на модернизацию энергосбережения и совершенствование энергоиспользования.

Основными действиями по выполнению энергосберегающей программы является:

1. Правильный выбор энергоносителя. Вид энергоносителя определяется исходя из следующего:

- ✓ изменение качества выпускаемой продукции при изменении технологии;
- ✓ насколько будут различны экономические показатели при изменении конструкции условий работы оборудования.

- ✓ затраты на энергоносители;

- ✓ наличие нужного оборудования;

- ✓ время необходимое для усовершенствование оборудования.

- ✓ экономический эффект достигнутый после проведения всех вышеперечисленных мероприятий и на экологию.

Затраты на проводимые мероприятия по энергосбережению на предприятии должны покрываться из фонда самого предприятия. Только в этом случае допускается оценка результатов по действующим тарифам на электроэнергию.

2. Желательно уменьшить циклы по преобразованию электроэнергии, каждый цикл связан с определенными потерями. КПД напрямую зависит от меньшего числа преобразования энергии, например, желательно снизить применение сжатого воздуха, конечно если это возможно по технологии.

3. Необходимо разработать комплексные, рациональные схемы электроснабжения, с учетом параметров всех энергоносителей.

4. Выполнение автоматизации всех энергоснабжающих установок, в первую очередь, это включение элементов телемеханики и автоматики в управление подстанций и регулирование параметров двигателей и агрегатов.

5. Контроль за изменением параметров энергоресурсов, так как изменение давления, температуры, влажности и т.д. может привести к ухудшению качества продукции и перерасходу энергоресурсов.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Мероприятия по усовершенствованию энергоиспользования.

Основные мероприятия состоят из:

1. Организационно-технических мероприятий.
2. Улучшение и внедрение машин и оборудования с повышенными по качеству энерготехнологическими параметрами.
3. Реконструкция и модернизация оборудования и технологий.
4. Повышение степени использования ВЭР (вторичных энергетических ресурсов).
5. Утилизация низкопотенциального тепла.

Вторичные топливно-энергетические ресурсы (ВЭР) – энергетический потенциал продукции, побочных и промежуточных продуктов, образующихся в технологических агрегатах (установках), который теряется в самом агрегате, но может быть частично или полностью использован для энергоснабжения. Рациональное их использование является одним из крупнейших резервов экономии топлива, способствующих снижению топливо- и энергоемкости промышленной продукции. Потенциальные запасы ВЭР оцениваются более чем в 1000 млн. ГДж.

ВЭР могут быть востребованы непосредственно без изменения вида энергоносителя (для удовлетворения потребности в теплоте и топливе) или с изменением вида энергоносителя путем выработки тепла, электроэнергии, холода или механической работы в утилизационных установках.

Многие отрасли народного хозяйства располагают значительным резервом топливных и тепловых ВЭР, занимающих значительное место в их топливно-энергетическом балансе. Наибольшими тепловыми ВЭР располагают предприятия черной и цветной металлургии, химической, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, промышленности строительных материалов, газовой промышленности, тяжелого машиностроения.

Именно в этих отраслях широко используется теплота высокого, среднего и низкого потенциалов. Из почти 90% теплоты высокого потенциала (> 623 К):

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

около 33% идет на плавку, 40% - на нагрев и около 20% - на обжиг руд и минерального сырья. Большая часть теплоты высокого потенциала обеспечивается за счет сжигания различных видов топлива непосредственно в технологических установках.

Поэтому одной из важнейших задач совершенствования любой отрасли является выявление резервов ВЭР, экономически и экологически обоснованное их использование для целей производства и удовлетворения нужд бытового потребления.

Наряду с повышением эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, утилизация ВЭР позволяет снизить воздействие энергоснабжения и энергопотребления на окружающую среду. В частности, уменьшается выброс тепловых отходов (тепловое загрязнение), а также содержание вредных выбросов в продуктах сгорания.

Каждая технологическая установка характеризуется определенным энергетическим КПД, показывающим, какая величина подведенной к процессу энергии теряется. На практике происходит постоянная борьба с потерями, используются самые различные способы их сокращения, в том числе организационно-технические, связанные с наладкой технологических процессов и режимов работы агрегатов, улучшением изоляции технологического оборудования, трубопроводов горячей воды, пара и пр.

Один из путей снижения потерь – использование возможности возвращения части потерь энергии непосредственно в тот процесс, в котором они образуются. Многочисленные исследования подтверждают энергетическую и экономическую эффективность регенерации и рекуперации энергии. После этого остаются только потери, которые по данной технологии при существующем уровне развития техники уменьшить и избежать нельзя. Эту часть энергетических потерь и принято считать вторичными энергоресурсами, которые обычно подразделяют на горючие, тепловые и избыточного давления.

В целом следует заметить, что использование ВЭР во многих случаях

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

экономически эффективно, поскольку удельные капитальные вложения в установку по утилизации тепловых ВЭР, отнесенные к 1 т сэкономленного топлива, ниже, чем цена топлива с учетом его транспортировки. Поэтому важное значение имеют планирование и стимулирование использования ВЭР.

Для наиболее полного выявления и эффективного использования ВЭР на каждом действующем предприятии, в объединении при разработке паспорта предприятия обеспечивается учет всех образующихся ВЭР, возможных направлений использования и способов их утилизации. Все включаемые в план мероприятия по повышению уровня использования ВЭР должны быть экономически обоснованы. При ограниченности капиталовложений в первую очередь следует предусматривать мероприятия, осуществление которых обеспечивает наибольший экономический эффект.

Экономия топлива зависит от направления использования ВЭР и схем топливо- и энергоснабжения предприятия. При тепловом направлении использования ВЭР экономия топлива определяется путём сопоставления количества тепла, полученного от использования ВЭР, с технико-экономическими показателями выработки того же количества и тех же параметров тепла в основных энергетических установках. При силовом направлении использования ВЭР выработка электроэнергии (или механической энергии) сопоставляется с затратами топлива на выработку электроэнергии (или механической энергии) в основных энергоустановках.

При определении экономической эффективности использования ВЭР сопоставляют варианты энергоснабжения, которые удовлетворяют потребности данного производства во всех видах энергии с учётом использования ВЭР, удовлетворяют те же потребности и без учёта использования ВЭР. Основными показателями сопоставимости этих вариантов служат: создание оптимальных (для каждого из вариантов) условий их реализации; обеспечение одинаковой надёжности энергосбережения; достижение необходимых санитарно-гигиенических условий и безопасности труда; наименьшее загрязнение

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

окружающей среды.

Одно из основных направлений повышения эффективности производства и использование энергетических ресурсов в промышленности – увеличение единичной мощности агрегатов, концентрация производства и создание укрупнённых комбинированных технологических процессов. Особенно это эффективно для технологических процессов с большим выходом тепловых ВЭР, т.е. для предприятий химической, нефтеперерабатывающей, целлюлозно-бумажной и металлургической промышленности. Создание крупных комбинированных производств позволяет использовать ВЭР одних процессов для нужд других, входящих в общий комбинированный комплекс [7].

Развитие энерго- и ресурсосберегающих технологий, помимо улучшения экономических и технических показателей работы агрегатов, будут также способствовать снижению экологической нагрузки на окружающую среду. Использование вторичных энергоресурсов стало одной из перспективных энергосберегающих технологий, получивших наиболее широкое развитие.

2.2 Классификация ВЭР

Вторичные энергетические ресурсы разделяют на: горючие; тепловые; и избыточного давления.

1. Горючие ВЭР – это горючие газы и отходы одного производства, которые могут быть применены непосредственно в виде топлива в других производствах.

2. ВЭР избыточного давления – это потенциальная энергия покидающих установку газов, воды, пара с повышенным давлением, которая может быть еще использована перед выбросом в атмосферу.

3. Тепловые ВЭР – это физическая теплота отходящих газов, отработанных в технологических установках; теплота рабочих тел систем охлаждения технологических установок.

В зависимости от вида и параметров вторичные энергоресурсы используются в одном из следующих направлений.

Топливное – непосредственное использование горючих ВЭР в качестве

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

котельно-печного топлива.

Тепловое – использование энергоносителей, вырабатываемых за счет ВЭР в утилизационных установках (УУ) или получаемых непосредственно как ВЭР, для обеспечения потребности в тепловой энергии. К этому направлению относится также получение искусственного холода за счет ВЭР в абсорбционных холодильных установках.

Электроэнергетическое – использование ВЭР с преобразованием энергоносителя для получения электроэнергии в газовых или паровых конденсационных турбоагрегатах.

Комбинированное – преобразование потенциала тепловых ВЭР для выработки в утилизационных установках (утилизационных ТЭЦ) по теплофикационному циклу электро- и теплоэнергии.

Топливные ВЭР должны использоваться в качестве топлива полностью (100%). Объем использования вторичных энергетических ресурсов, утилизируемых с преобразованием энергоносителя, определяется возможной выработкой электроэнергии в утилизационной установке.

Возможная выработка теплоты в виде пара или горячей воды в утилизационной установке за счет тепловых ВЭР в общем случае определяется по формуле (5.1):

$$Q_T = (i_1 G_1 - i_2 G_2) \xi (1 - \beta), \quad (5.1)$$

а возможная выработка холода (5.2):

$$Q_x = Q_T \cdot \varepsilon \quad (5.2)$$

где G_1 и G_2 – количество энергоносителя, соответственно, на входе в утилизационную установку и на выходе из нее;

i_1 и i_2 – энтальпия энергоносителя, соответственно, на выходе из технологического агрегата-источника ВЭР и энергоносителя при температуре T_2 – холодильный коэффициент;

ε – коэффициент потерь теплоты утилизационной установки во внешнюю среду;

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

ξ - коэффициент, учитывающий несоответствие режима и числа часов работы утилизационной установки и агрегата-источника ВЭР;

β - на выходе из утилизационной установки;

Возможную выработку теплоты в утилизационной установке можно определить также по формуле (5.3):

$$Q_T = Q_{\text{вых}} \eta_y, \quad (5.3)$$

где η_y – условный КПД утилизационной установки.

Возможная выработка электроэнергии в утилизационной турбине за счет ВЭР в виде избыточного давления определяется по формуле (5.4):

$$W = m_{\text{ВЭР}} l \tau \eta_{oi} \eta_m \eta_r, \quad (5.4)$$

где $m_{\text{ВЭР}}$ - число часов работы агрегата-источника ВЭР в рассматриваемый период;

l – работа изоэнтропного расширения;

τ – часовое количество энергоносителя в виде жидкости или газа, имеющих избыточное давление;

η_{oi} – внутренний относительный КПД турбины;

η_m – механический КПД турбины;

η_r – КПД электрогенератора.

При поступлении пара высоких параметров от теплоутилизационных установок в конденсационную турбину выработка электроэнергии определяется отношением (5.5):

$$W = Q_r / q_k, \quad (5.5)$$

где Q_r – количество теплоты, поступающей на турбину от теплоутилизационной установки;

q_k – удельный расход теплоты на производства электроэнергии в конденсационной турбине.

Экономическая эффективность использования ВЭР определяется значением приведенных затрат на систему энергоснабжения, энергетическую установку или агрегат в виде суммы (5.6):

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

$$Z = C + E_n k, \quad (5.6)$$

где Z – приведенные затраты, у.е./год;

C – годовые эксплуатационные издержки, у.е./год;

E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, принимается равным 0,15;

K – капиталовложения, у.е.

Экономически наиболее эффективным является вариант, характеризующийся минимумом приведенных затрат Z_{\min} . Приведенные затраты для вариантов энергоснабжения с использованием ВЭР могут быть представлены в виде (5.7):

$$Z_{\text{ут}} = C_{\text{ут}} + E_n K_{\text{ут}}, \quad (5.7)$$

а для энергоснабжения без использования ВЭР в виде (5.8)

$$Z_{\text{б.ут}} = C_{\text{б.ут}} + E_n K_{\text{б.ут}}, \quad (5.8)$$

где индексы "ут" и "б.ут" – варианты энергоснабжения.

Экономический эффект от использования ВЭР определяется разницей в годовых приведенных затратах по сравниваемым вариантам (5.9):

$$\mathcal{E} = Z_{\text{б.ут min}} - Z_{\text{ут min}} = C_{\text{б.ут}} - C_{\text{ут}} - E_n (K_{\text{ут}} - K_{\text{б.ут}}). \quad (5.9)$$

Использование ВЭР является экономически целесообразным при положительном значении разности ($\mathcal{E} > 0$).

6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

6.1 Рассеивание в атмосфере газообразных горячих выбросов промышленных предприятий

Совершенствование технологических процессов, применение высокоэффективных систем газоочистки позволяют в значительной мере уменьшить размеры промышленных выбросов в воздушный бассейн. В то же время полностью уловить пыле- и газообразные примеси в отходящих газах практически невозможно, и выделение в атмосферу некоторой части вредных веществ пока еще неизбежно. Для того чтобы концентрация вредного вещества в приземном слое атмосферы не превышала предельно допустимую максимальную разовую концентрацию, пылегазовые выбросы подвергаются рассеиванию в атмосфере через высотные трубы.

Распространение в атмосфере выбрасываемых из труб промышленных выбросов подчиняется законам турбулентной диффузии. На процесс рассеивания выбросов существенное влияние оказывают состояние атмосферы, расположение предприятий, характер местности, физические свойства выбросов, высота трубы, диаметр устья и др. Горизонтальное перемещение примесей определяется в основном скоростью ветра, а вертикальное - распределением температур в вертикальном направлении.

Распределение концентрации вредных веществ в атмосфере над факелом организованного высокого источника выброса. По мере удаления от трубы в направлении распространения промышленных выбросов концентрация вредностей в приземном слое атмосферы сначала нарастает, достигает максимума и затем медленно убывает, что позволяет говорить о наличии трех зон неодинакового загрязнения атмосферы: зона переброса факела выбросов, характеризующаяся относительно невысоким содержанием вредных веществ в приземном слое атмосферы; зона задымления - зона максимального содержания

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

вредных веществ и зона постепенного снижения уровня загрязнения.

Основным документом, регламентирующим расчет рассеивания выбросов промышленных предприятий в атмосфере и определение приземных концентраций вредных веществ, являются «Указания по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. СН 369-74». В основу методики указаний положено то, что величина наибольшей концентрации каждого вредного вещества в приземном слое атмосферы не должна превышать максимальную разовую предельно допустимую концентрацию данного вредного вещества в атмосферном воздухе.

Более подробные сведения по расчетам рассеивания вредных веществ в атмосферу, облегчающие проведение расчетов, приведены в указаниях СН 369-74. Видное место в системе мероприятий по охране атмосферного воздуха занимают планировочные мероприятия, позволяющие при постоянстве валовых выбросов существенно снизить воздействие загрязнения окружающей среды на человека. Особое внимание следует уделять выбору площадки для промышленного предприятия и взаимному расположению производственных зданий и жилых массивов. Площадки для строительства промышленных предприятий и жилых массивов должны выбираться с учетом аэроклиматической характеристики и рельефа местности. Промышленное предприятие должно быть расположено на ровном возвышенном месте, хорошо продуваемом ветрами. Площадка жилой застройки не должна быть выше площадки предприятия, в противном случае преимущество высоких труб для рассеивания промышленных выбросов практически сводится на нет. Взаимное расположение предприятий и населенных пунктов определяется по средней розе ветров теплого периода года. Для данной местности промышленные предприятия, являющиеся источниками выделения вредных веществ в окружающую среду, располагаются за чертой населенных пунктов и с подветренной стороны от жилых массивов, чтобы выбросы уносились в сторону от жилых кварталов.

Производственные здания и сооружения промышленных предприятий обычно

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

размещают по ходу производственного процесса. Вместе с тем цехи, выделяющие наибольшее количество вредных веществ, следует располагать на краю производственной территории со стороны, противоположной жилому массиву. Кроме того, взаимное расположение цехов должно быть таким, чтобы при направлении ветров в сторону жилых кварталов их выбросы не объединялись.

6.2 Контроль за соблюдением нормативов ПДВ

Требованиями «Санитарных норм проектирования промышленных предприятий СН 245-71» предусмотрено, что предприятия, являющиеся источниками выделения в окружающую среду вредных и неприятно пахнущих веществ, следует отделить от жилой застройки санитарно-защитными зонами. Размеры санитарно-защитной зоны до границы жилой застройки устанавливаются в зависимости от мощности предприятия, условий осуществления технологического процесса, характера и количества выделяемых в окружающую среду вредных и неприятно пахнущих веществ. В соответствии с классификацией промышленных предприятий в зависимости от выделяемых вредностей установлено пять величин санитарно-защитных зон, м: для предприятий I класса - 1000; II класса - 500; III класса - 300; IV класса - 100; V класса - 50.

Предприятия с технологическими процессами, не выделяющими в атмосферу вредных веществ, допускается размещать в пределах жилых районов. Машиностроительные предприятия по степени воздействия на окружающую среду в основном относятся к IV и V классам.

При наличии неблагоприятных аэрологических условий для рассеивания производственных выбросов в атмосфере, при отсутствии или недостаточной эффективности очистных устройств предприятия санитарно-защитная зона может быть увеличена, но не более чем в 3 раза по совместному решению Главного санитарно-эпидемиологического управления Минздрава СССР и Госстроя СССР.

Размеры санитарно-защитной зоны могут быть уменьшены при изменении технологии, совершенствовании технологического процесса и внедрении

										Лист
										53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2017.053.07

высокоэффективных и надежных в эксплуатации очистных устройств.

Санитарно-защитная зона не может рассматриваться как резервная территория предприятия и использоваться для расширения промышленной площадки. Вместе с тем на территории санитарно-защитной зоны допускается размещать производства более низкого класса вредности, чем основное производство, для которого установлена эта зона, а также пожарные депо, гаражи, склады, административные здания, научно-исследовательские лаборатории, стоянки транспорта и т. п.

Для максимального ослабления влияния на окружающее население производственных загрязнений атмосферного воздуха территория санитарно-защитной зоны должна быть благоустроена и озеленена. Озеленение производится газоустойчивыми породами деревьев и кустарников. Со стороны жилого массива ширина полосы древесно-кустарниковых насаждений должна быть не менее 50 м, а при ширине зоны до 100 м - не менее 20 м.

6.3 Определение высоты дымовой трубы

Основными требованиями по вопросам выбросов вредных веществ, при сжигании природного газа, в настоящее время существенно ужесточились. Так, во многих регионах государственные надзорные органы по защите окружающей среды предписывают уменьшить вредные выбросы оксидов азота на действующих энергетических объектах до уровня, соответствующего нормам, установленным ГОСТ 29328-92, кроме того, необходимо обеспечить:

- Высокую надежность и безопасность работы ГТУ;
- Высокие экономические показатели;
- Маневренность.

Расчет выбросов вредных веществ, а также выбор оптимальной высоты дымовой трубы для котла-утилизатора П-88.

Парогазовая установка (за которой установлен котел-утилизатор) работает на природном газе, поэтому основными токсичными выбросами, содержащимися в

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

дымовых газах, являются окислы азота.

Определяем объем продуктов

Расчет расхода топлива по газу

Газ. Состав:

Метан $CH_4 = 98,8\%$;

Этан $C_2H_6 = 0,45\%$;

Пропан $C_3H_8 = 0,1\%$;

$C_4H_{10} = 0,02\%$;

Азот $N_2 = 0,63\%$.

Расчет низшей рабочей теплоты сгорания (6.1):

$$Q_H^p = 358,18 \cdot CH_4 + 637,48 \cdot C_2H_6 + 912,3 \cdot C_3H_8 + 1186,46 \cdot C_4H_{10}, \text{ кДж/м}^3 \quad (6.1)$$

$$Q_H^p = 358,18 \cdot 98,8 + 637,48 \cdot 0,45 + 912,3 \cdot 0,1 + 1186,46 \cdot 0,02 = 35790,009 \text{ кДж/м}^3$$

В таблице 3 представлены исходные данные для определения теоретического объема продуктов сгорания.

Таблица 3 – Исходные данные для определения теоретического объема продуктов сгорания.

Наименование	Обозначение	Размерность	Расчет
1. Теоретическое количество воздуха для сгорания газа	V^0	$\text{м}^3/\text{м}^3$	9,53
2. Теоретический объем азота	$V_{N_2}^0$	$\text{м}^3/\text{м}^3$	7,54
3. Теоретический объем водяных паров	$V_{H_2O}^0$	$\text{м}^3/\text{м}^3$	2,17
4. Объем трехатомных газов	$V_{RO_2}^0$	$\text{м}^3/\text{м}^3$	1,03

Полный объем продуктов сгорания за котлом при нормальных условиях (6.2):

$$V_H = V_{RO_2} + V_{N_2}^o + V_{H_2O}^o + (\alpha - 1) \cdot V^o, \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (6.2)$$

где $\alpha=3,5$ -коэффициент избытка воздуха в уходящих газах.

$$V_H = 1,03 + 7,54 + 2,17 + (3,5 - 1)9,53 = 34,57 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объем продуктов сгорания при рабочих условиях (6.3):

$$V_p = \frac{P_H V_H (t_{yx} + 273)}{P T_H} \quad (6.3)$$

где

$P_H=101,03$ кПа- нормальное атмосферное давление;

$T_{yx}=104,8$ °С- температура уходящих газов;

$T_H=273$ К;

$P=98$ кПа- атмосферное давление в районе ГРЭС.

$$V_p = \frac{101,03 \cdot 34,57 \cdot (104,8 + 273)}{98 \cdot 273} = 49,32 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Расход топлива (6.4):

$$B = \frac{Q_э}{Q_H^p \cdot \eta} \quad (6.4)$$

где

$Q_э = 220$ МВт - электрическая мощность ГТУ;

$\eta=35,9\%$ - КПД ГТУ.

$$B = \frac{220}{35,79 \cdot 0,36} = 17,075 \text{ м}^3/\text{с}$$

Объемный расход продуктов сгорания при рабочих условиях (6.5):

$$V_1 = V_p \cdot B \quad (6.5)$$

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

$$V_1 = 49,32 \cdot 17,075 = 842,139 \text{ м}^3/\text{с}$$

где

V_p - объемный расход продуктов сгорания при рабочих условиях, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

B - расход топлива, $\text{м}^3/\text{с}$.

Объемный расход продуктов сгорания при нормальных условиях (6.6):

$$V_2 = V_H \cdot B \quad (6.6)$$

где

V_H - объемный расход продуктов сгорания при нормальных условиях, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

B - расход топлива, $\text{м}^3/\text{с}$.

$$V_2 = 34,57 \cdot 17,075 = 590,28 \text{ м}^3/\text{с}$$

Определим приземную концентрацию оксидов азота выбрасываемых из дымовой трубы при работе котла-утилизатора (6.7).

$$M_{\text{NO}_2} = V_2 \cdot C_{\text{NO}_x} \quad (6.7)$$

где

C_{NO_x} - содержание оксидов азота в выхлопных газах, взято из технических характеристик ГТУ - $C_{\text{NO}_x} = 240 \text{ мг}/\text{м}^3$

$$M_{\text{NO}_2} = 590,28 \cdot 0,24 = 141,67 \text{ г}/\text{с}$$

Зададимся высотой трубы для определения минимальной высоты трубы для выбросов NO_2 : $H_{13}=40 \text{ м}$., $H_{23}=60 \text{ м}$., $H_{33}=80 \text{ м}$., и скоростью выхода газов из устья трубы $w_0=40 \text{ м}/\text{с}$.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Определим (предварительно) диаметр трубы (6.8):

$$V = w \frac{\pi d^2}{4}$$

$$d^2 = \frac{V \cdot 4}{w \cdot \pi} \quad (6.8)$$

$$d = \sqrt{\frac{824,139 \cdot 4}{40 \cdot 3,14}} = 5,18 \text{ м}$$

Принимаем стандартный диаметр трубы 5,4 метра.

Вычислим реальную скорость газов (6.9):

$$w = \frac{4 \cdot V}{\pi d^2} \quad (6.9)$$

$$w = \frac{4 \cdot 842,14}{3,14 \cdot 5,4^2} = 36,79 \text{ м/с.}$$

Для определения разности температур окружающего воздуха и выходящих газов, примем среднюю летнюю температуру окружающего воздуха в Челябинской области – $t_{\text{окр.в.}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$, тогда $\Delta T = 104,8 - 25 = 79,8 \text{ }^\circ\text{C}$

Рассчитаем коэффициенты m и n . Для их расчета необходимы вспомогательные величины f (6.10), v_m (6.11), u_m (6.12):

$$f_1 = \frac{10^3 \cdot w^2 \cdot d}{H_1^2 \cdot \Delta T} \quad (6.10)$$

$$f_1 = \frac{10^3 \cdot 36,79^2 \cdot 5,4}{40^2 \cdot 79,8} = 57,24$$

$$v_{m1} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \frac{\Delta T}{H_1}} \quad (6.11)$$

$$v_{M1} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{842,14 \cdot \frac{79,8}{40}} = 7,73 > 2, n=1$$

$$u_{M1} = v_{M1}(1 + 0,12\sqrt{f}) \quad (6.12)$$

$$u_{M1} = 7,73(1 + 0,12\sqrt{57,24}) = 14,75$$

$$m_1 = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f_1} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f_1}} \quad (6.13)$$

$$m_1 = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{57,24} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{57,24}} = 0,36$$

Исходя из формулы 6.10 определяем высоту дымовой трубы для $H_{13}=40$ м:

$$H_{\min 1}^{NO_2} = \sqrt{200 \cdot 1 \cdot 0,36 \cdot 1 \cdot \frac{141,67}{0,085} \sqrt[3]{\frac{1}{841,14 \cdot 79,8}}} = 54,77 \approx 55 \text{ м}$$

$$f_2 = \frac{10^3 \cdot w^2 \cdot d}{H_2^2 \cdot \Delta T} \quad (6.10)$$

$$f_2 = \frac{10^3 \cdot 36,79^2 \cdot 5,4}{60^2 \cdot 79,8} = 25,44$$

$$v_{M2} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \frac{\Delta T}{H_2}} \quad (6.11)$$

$$v_{M1} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{842,14 \cdot \frac{79,8}{60}} = 6,75 > 2, n=1$$

$$u_{M2} = v_{M2}(1 + 0,12\sqrt{f}) \quad (6.12)$$

$$u_{M1} = 6,75(1 + 0,12\sqrt{25,44}) = 10,84$$

$$m_2 = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f_2} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f_2}} \quad (6.13)$$

$$m_2 = \frac{1}{0,67+0,1\cdot\sqrt{25,44}+0,34\cdot\sqrt[3]{25,44}} = 0,46$$

Исходя из формулы 6.10 определяем высоту дымовой трубы для $H_{23}=60$ м:

$$H_{\min 2}^{NO_2} = \sqrt{200 \cdot 1 \cdot 0,46 \cdot 1 \cdot \frac{141,67}{0,085} \sqrt[3]{\frac{1}{842,14 \cdot 79,8}}} = 61,91 \approx 62 \text{ м}$$

$$f_3 = \frac{10^3 \cdot w^2 \cdot d}{H_3^2 \cdot \Delta T} \quad (6.10)$$

$$f_3 = \frac{10^3 \cdot 36,79^2 \cdot 5,4}{80^2 \cdot 79,8} = 14,31$$

$$v_{м3} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \frac{\Delta T}{H_3}} \quad (6.11)$$

$$v_{м3} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{842,14 \cdot \frac{79,8}{80}} = 6,14 > 2, n=1$$

$$u_{м3} = v_{м3}(1 + 0,12\sqrt{f}) \quad (6.12)$$

$$u_{м3} = 6,14(1 + 0,12\sqrt{14,31}) = 8,93$$

$$m_3 = \frac{1}{0,67+0,1\cdot\sqrt{f_3}+0,34\cdot\sqrt[3]{f_3}} \quad (6.13)$$

$$m_3 = \frac{1}{0,67+0,1\cdot\sqrt{14,31}+0,34\cdot\sqrt[3]{14,31}} = 0,53$$

Исходя из формулы 6.10 определяем высоту дымовой трубы для $H_{33}=80$ м:

$$H_{\min 3}^{NO_2} = \sqrt{200 \cdot 1 \cdot 0,53 \cdot 1 \cdot \frac{141,67}{0,085} \sqrt[3]{\frac{1}{842,14 \cdot 79,8}}} = 66,41 \approx 66 \text{ м}$$

Выбираем стандартную железобетонную трубу высотой $h = 75$ м и диаметром устья $D_0 = 5,4$ м.

Расчет концентрации NO_2 в приземном слое атмосферы.

Максимальна приземная концентрация определяется выражением (6.14):

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$C_{NO_2} = \frac{AMFmn}{H^2 \cdot \sqrt{V_1 \Delta T}} \quad (6.14)$$

где

ΔT - разность между температурой выбрасываемых газов 79,8 °С и средней температурой воздуха самого жаркого месяца $T_{в}=25$, °С, (по справочнику данным «Строительная климатология и геофизика»).

$H=75$ - высота трубы, м;

$A=200$ - коэффициент зависящий от температурной стратификации атмосферы для неблагоприятных метеорологических условий, $c^{2/3} \cdot \text{мг} (K^{1/3} \cdot \text{г})$;

$F=1$ – коэффициент, учитывающий условия выхода газо-воздушной смеси из устья источника выброса.

M - суммарное количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу = 141,67 г/с;

m и n - безразмерные коэффициенты, учитывающие условие выхода газовой смеси из устья источника выброса.

Коэффициент m определяется в зависимости от параметров:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} \quad (6.13)$$

$$f = \frac{10^3 w_2^2 D_o}{h_1^2 \Delta T} \quad (6.10)$$

w_2 - скорость выхода газа из устья трубы;

$$w_2 = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D_o^2} \quad (6.9)$$

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

$$W = \frac{4 \cdot 842,14}{3,14 \cdot 5,4^2} = 36,79 \text{ м/с.}$$

$$f_2 = \frac{10^3 \cdot 36,79^2 \cdot 5,4}{75^2 \cdot 79,8} = 16,28$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{16,28} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{16,28}} = 0,52$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \frac{\Delta T}{h}} \quad (6.11)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{842,14 \cdot \frac{79,8}{75}} = 6,27 > 2, n=1$$

$$C_{NO_2} = \frac{200 \cdot 141,67 \cdot 1 \cdot 0,52 \cdot 1}{75^2 \cdot \sqrt[3]{842,14 \cdot 79,8}} = 0,064 \text{ мг/м}^3$$

Концентрация вредных веществ в приземном слое составила $C_{NO_2} = 0,064$ мг/м³ при высоте трубы $h = 75$ м, что удовлетворяет стандартным требованиям.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

7 АВТОМАТИЗАЦИЯ КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА

Условные обозначения, применяемые в разделе:

ВД - высокое давление;

НД - низкое давление;

БВД - барабан высокого давления;

БНД - барабан низкого давления;

ВВТО - водоводяной теплообменник;

ГПК - газовый подогреватель конденсата;

ПВД - пароперегреватель высокого давления;

ПНД - пароперегреватель низкого давления;

ПЭН - питательный электронасос;

РЭН - электронасос ре циркуляции ГПК;

ЭНД - экономайзер высокого давления;

ГПЗ ВД - главная паровая задвижка высокого давления;

ГПЗ НД - главная паровая задвижка низкого давления;

РНП ВД - расширитель непрерывной продувки высокого давления;

РПП - расширитель периодической продувки;

РК – регулирующий клапан;

РПК - регулирующий питательный клапан;

РКВВТО - регулирующий клапан за ВВТО;

РКрец - регулирующий клапан на линии ре циркуляции ГПК;

АС,АС-1,АС-2 - запорные задвижки аварийного слива;

ЗК - запорные задвижки перед РПК;

ЗИ - запорная задвижка на линии подачи питательной воды ВД в КУ;

ЗП1 - то же на байпасе ЗН;

n - частота вращения;

ДЗ - дождевая заслонка на газоходе за КУ;

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

КВ — 1,2 - датчики положения соответствующих створок ДЗ;

АВР - аварийное включение резерва;

РНП - расширитель непрерывной продувки ВД;

ЦЭН-ВД, ЦЭН-НД - циркуляционные электронасосы соответственно ВД , ПД;

ПЦ - принудительная циркуляция;

АЗ - автоматическая защита;

Лпуск- пусковой уровень воды в БВД и БНД;

Макс, Мин, Зад- установки соответственно максимальных, минимальных и заданных значений параметров;

Лсред - средний уровень воды в барабанах КУ:

- для БНД — по горизонтальной оси барабана;

- для БВД — на 100 мм ниже горизонтальной оси барабана.

Л б- уровень в барабане;

Гп- расход пара;

Г пв -расход питательной воды;

Рп- давление пара;

tнас - температура насыщения;

t- температура;

Р (p) – давление;

L. –уровень;

Г –расход.

КУ предназначен для выработки пара двух давлений при работе в составе парогазовой установки мощностью 247,5 МВт.

Котел-утилизатор предназначен для получения перегретого пара высокого и низкого давлений и подогрева конденсата паровой турбины за счет использования тепла горячих выхлопных газов ГТУ в составе блока ПГУ-247,5.

Котел-утилизатор - горизонтального профиля, двухбарабанный, с естественной циркуляцией в испарительных контурах высокого и низкого

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

давлений.

Управление котлом-утилизатором осуществляется с помощью АСУ ТП энергоблока. Задачей АСУ ТП является организация управления оборудованием, как в дистанционном, так и в автоматизированном режимах управления, организация контроля работы оборудования, предотвращение возможности возникновения аварийных режимов, безопасный автоматический останов оборудования действием технологических защит и защитных блокировок в аварийных ситуациях. Эти задачи решаются в составе АСУ ТП блока, выполненной на основе программно - технического комплекса (ПТК) «Овация».

Информация оператору представляется с использованием технологических автоматизированных рабочих мест (АРМ) оперативного персонала и обзорной видеодиаграммы системы отображения коллективного пользования (СОКП). Основным средством представления информации на АРМ являются видеодиаграммы. Для управления котлом разработано семь технологических видеодиаграмм, охватывающих все основное и вспомогательное котельное оборудование. Для представления на видеодиаграммах все котельное оборудование разделяется по технологическому признаку на функциональные группы и подгруппы.

Управление исполнительными механизмами, отображенными на видеодиаграммах, осуществляется с помощью «мыши». Кроме технологических видеодиаграмм, разработаны четыре информационные видеодиаграммы технологических защит, показывающие состояние основных и локальных ТЗ котла (положение накладок, состояние автоматического ввода-вывода, срабатывание ТЗ и положение участвующей в защите арматуры и т. д.), а также сигнализационная видеодиаграмма, извещающая оператора об отклонении основных параметров работы котла от нормы. Кроме того сигнализационные сообщения дублируются записями на сигнальном дисплее и сопровождаются звуковыми сигналами.

Система контроля и управления котла-утилизатора.

Система предназначена для контроля и частичной автоматизации управления

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

технологическими процессами, защиты оборудования от развития аварийных ситуаций и состоит из следующих подсистем:

- представления информации о технологических параметрах;
- защит и блокировок;
- автоматического регулирования;
- логического и дистанционного управления арматурой и механизмами.

Защиты, действующие на останов ГТУ (при этом прекращается подача топлива в КС ГТУ и отключаются соответствующие запальные устройства).

Защиты, действующие на останов ГТУ в составе ПТК ГТУ, а также нажатие кнопок аварийного останова ГТУ (КУ) или блока.

Защиты, действующие на останов блока при отключении блока.

Повышение уровня в БНД до аварийного значения Макс 2 (плюс 340 мм от среднего уровня).

Уровень в барабане измеряется тремя комплектами уровнемеров. Защита выполняется по схеме 2 из 3-х.

Защита вводится автоматически при подаче топлива в КС ГТУ (сигнал из системы управления ГТУ «ГТУ работает»).

Защита выводится автоматически при срабатывании реле останова ГТУ с задержкой до 3 минут.

Примечание: Защита действует также на закрытие ЗН-ВД, ЭП 1-ВД, ЭК-ВД, РПК-ВД, ЗК-НД и РПК-НД.

Понижение уровня в БНД до аварийного значения Мин 2 (минус 800 мм от среднего уровня).

Уровень в барабане измеряется тремя комплектами уровнемеров (используются те же комплекты, что и в защите по п.4.1.3.).

Защита выполняется по схеме 2 из 3-х.

Защита действует также на закрытие ЭП-ВД, ЗП-1-ВД, ЗК-ВД, РПК-ВД, ЗК-НД и РПК-НД.

Ввод и вывод защиты аналогичен защите по п.4.1.3.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Повышение уровня в БВД до аварийного значения Макс 2 (плюс 700 мм от среднего уровня).

Уровень в БВД измеряется тремя комплектами уровнемеров. Защита выполняется по схеме 2 из 3-х.

Защита действует также на закрытие ЭП-ВД, ЗП-1-ВД, ЗК-ВД, РПК-ВД, ЗК-НД и РПК-НД.

Защита вводится и выводится автоматически аналогично п. 4.1.5.

Понижение уровня в БВД до аварийного значения Мин 2 (минус 800 мм от среднего уровня).

Уровень в барабане измеряется тремя комплектами уровнемеров (используются те же комплекты, что и в защите по п.4.1.5.).

Защита выполняется по схеме 2 из 3-х. Защита действует также на закрытие ЗН-ВД, ЗП-1-ВД, ЗК-ВД, РПК-ВД, ЗК-НД и РПК-НД.

Защита вводится и выводится автоматически аналогично п.4.1.3.

Повышение давления дымовых газов до 4500 Па изб. давление измеряется тремя датчиками на входе дымовых газов в котел-утилизатор (перед ПВД).

Защита выполняется по схеме 2 из 3 и действует также на отключение ТПУ ГТУ.

Защита вводится автоматически при подаче напряжения в цепи защит и их датчиков.

Повышение температуры дымовых газов на входе в КУ до 580 С. Температура газов контролируется перед ПВД тремя датчиками

Защита действует с выдержкой времени до 30 с по схеме 2 из 3-х.

Защита вводится автоматически при подаче напряжения в цепи защит и их датчиков.

Снижение расхода в контуре ПЦ ВД до 70 % номинального (316 т/час).

Защита выполняется по схеме 2 из 3-х и действует с выдержкой времени до 30 с.

Защита вводится и выводится автоматически аналогично п.4. 1.3.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Снижение расхода в контуре ПЦ НД до 70 % номинального (77 т/час).

Защита выполняется по схеме 2 из 3-х и действует с выдержкой времени до 30 с.

Защита вводится и выводится автоматически аналогично п.4. 1.3.

Неоткрытое положение дождевой заслонки (ДЗ).

Защита действует также на отключение ТПУ ГТУ.

Защита вводится автоматически при числе оборотов ТПУ ГТУ $\geq n_{\text{мин}1}$ и выводится при числе оборотов РПУ ГТУ $\leq n_{\text{мин}2}$. При этом $n_{\text{мин}1} > n_{\text{мин}2}$.

Во всех случаях по пп.4.1.1 — 4.1.11. останов КУ производится автоматически путём выполнения на КУ следующих операций:

- отключение ГТУ по специальной программе;
- отключение КУ от паровой турбины путём закрытия ГН -ВД, ГПЗ-ВД, БП-ВД, ГП-НД; ГПЗ-НД и БП-НД;
- закрытие запорной задвижки на линии подвода конденсата к ГПК и запорного клапана на ее байпасе.

При повышении уровня в БНД выше Макс 1 (плюс 240 мм от L сред.) производится открытие АС-НД. В защите используются включенные по схеме 1 из 3-х приборы защиты по п.4. 1.3. После снижения уровня до величины плюс 50 мм от среднего (по схеме 1 из 3-х) производится закрытие АС-НД.

Автоматический ввод и вывод защит, действующих на открытие клапана, осуществляется аналогично защите по п. 4.1.3.

Автоматический ввод защит, действующих на закрытие клапана, осуществляется при повышении уровня в БНД выше Макс 1 по схеме 1 из 3-х. Автоматический вывод — при закрытии клапана аварийного слива.

При повышении уровня в БВД выше Макс 1 (плюс 350 от L сред) производится открытие АС-ВЛ, АС — 1ВД и АС — 2ВД (причем АС-2ВД открывается только при давлении в барабане ниже Рзад.). В защите используются включённые по схеме 1 из 3-х приборы защиты по п.4.1.4. После снижения уровня до величины плюс 50 мм от среднего (по схеме 1 из 3-х) производится закрытие

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

АС-ВД, АС —1ВД и АС-2ВД.

Автоматический ввод и вывод защит, действующих на открытие клапана, осуществляется аналогично защите по п.4.1.2

Автоматический ввод защит, действующих на закрытие клапанов, осуществляется при повышении уровня в БВД выше Макс 1 по схеме 1 из 3-х.

Автоматический вывод — при закрытии клапанов аварийного слива.

При повышении давления питательной воды перед экономайзером до 12,5 МПа подаются команды на отключение регулятора уровня в БВД и на открытие РПК и ЗК-ВД. Эта команда поддерживается на время до 5 с. Ввод защиты аналогичен защите по п.3.1.6.

Отключение ПЭН при понижении давления на напоре до заданного значения.

Останов РЭН при снижении давления на всасе ниже Рзад2.

Ввод защиты аналогичен защите по п. 4.1.6.

Останов ЦЭН — НД и ПЭН при понижении уровня воды в БНД ниже Мин 2 (используются датчики защиты по п. 3.1.2 по схеме 2 из 3-х).

Ввод защиты аналогичен защите по п.4.1 .6.

При снижении расхода питательной воды через ПЭН ниже Мин 1 (30 % номинального), равного 69 т/ч, на работающих ПЭН открываются задвижки на линии рециркуляции от ПЭН в БНД.

При повышении расхода выше Макс.1 (35 % номинального), равного 80,5 т/ч, задвижки закрываются.

Защита автоматически вводится при включённом выключателе электродвигателя ПЭН. Защита автоматически выводится при выключенном положении электродвигателя ПЭН.

При повышении давления в РНП до величины 1,1 Рраб.(1,045 МПа) или достижении уровня в РНП выше заданного закрывается с запретом на открытие запорный клапан на линии подвода непрерывной продувки к РНП. Запрет снимается после снижения давления в РНП до Рраб. и снижении уровня до заданного.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Ввод защиты аналогичен защите по п.4.1.6.

Останов ЦЭН-ВД при понижении уровня воды в БВД ниже Мин 2 (используются датчики защиты по п. 4.1.4 по схеме 2 из 3-х).

Ввод защиты аналогичен защите по п.4.1 .6.

При снижении расхода в контуре ПЦ-ВД (НД) ниже 70 % номинального (Используются датчики расхода защиты п. 4.1.7 (4.1.10) по схеме 2 из 3-х).

Ввод защиты аналогичен защите по пункту 4.1.7.

В системе управления блоком предусмотрены блокировки, запрещающие пуск ГТУ без выполнения предварительных условий пуска котла-утилизатора. При выполнении этих условий поступление горячих газов от ГТУ в котел-утилизатор разрешается (при невыполнении — запрещается).

Предварительные условия для пуска котла следующие:

- котел-утилизатор не должен быть в состоянии аварийной остановки (нет команды от реле останова ГТУ);

- котел должен быть провентилирован (сигнал “Вентиляция выполнена” из системы управления ГТУ). Блокировка, запрещающая пуск ГТУ без вентиляции всей установки, включая котёл-утилизатор, должна войти в систему управления ГТУ.

- расход конденсата в ГПК — не менее заданного (30 % номинального);

- уровень в БВД должен быть не менее (по схеме 2 из 3-х) $L_{\text{пуск}} = \text{Мин.1}$

- уровень в БНД должен быть не менее (по схеме 2 из 3-х) $L_{\text{пуск}} \leq \text{Мин.1}$

- один ПЭН должен работать (по схеме 1 из 2-х - от выключателей электродвигателей ПЭН);

- один ЦЭН-ВД должен работать (по схеме 1 из 2-х - от выключателей электродвигателей ЦЭН-ВД);

- один ЦЭН-НД должен работать (по схеме 1 из 2-х - от выключателей электродвигателей ЦЭН-НД);

- один РЭН должен работать (по схеме 1 из 2-х - от выключателей электродвигателей РЭН);

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

- ЗП должна быть открыта;
- ЗК — НД и ЭК - ВД должны быть открыты;
- КВ — 1 , 2 - в положении «открыто».

Запрет пуска РЭН при неоткрытой задвижке на его всасе и давлении перед РЭН ниже Рзад1.

Ввод запрета аналогичен защите по п.3.1.6.

Отключение ПЭН при неоткрытии вентиля рециркуляции и достижении минимально допустимого расхода через насос Мин2.

Ввод блокировки аналогичен защите по п.4.1.7.

При отключении РЭН включается резервный по АВР.

При отключении ПЭН или снижении расхода питательной воды ниже заданного включается резервный ПЭН по АВР

При отключении ЦЭН или снижении расхода в контуре ПЦ — БД (НД) ниже 70 % номинального (по схеме 2 из 3-х используются датчики защит соответственно по п.4.1.9. или 4.1.10.) во время работы КУ включается резервный ЦЭН-ВД (НД) по АВР с выдержкой времени.

Отключение ЦЭН БД при повышении температуры торцевого уплотнения до 150 °С.

Блокировка вводится автоматически при числе оборотов ТПУ ГТУ больше или равно n мин1 и выводится автоматически при числе оборотов ГТУ меньше или равно n мин2.

1. АСУТП для автоматизации управления технологическими процессами на энергоблоке во всех эксплуатационных режимах работы блока.

2. Процессы контроля и управления энергоблоком и его оборудованием осуществляются с блочного щита управления, который оснащен современными средствами отображения информации и управления технологическими процессами.

3. Целью разработки АСУТП является создание на основе серийно выпускаемых средств цифровой техники современной системы управления,

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

обеспечивающей:

- эффективную работу объектов управления, повышение уровня безопасности и безаварийности технологических процессов;
- требуемую точность, достоверность и своевременность представляемой персоналу оперативной информации;
- адаптивность к возможным изменениям технологических процессов и алгоритмов управления, сокращения затрат времени на ориентацию персонала в режимной и оперативной обстановке, своевременное выявление неполадок и отклонений;
- улучшение культуры труда оперативного и обслуживающего персонала;
- автоматизацию введения отчетной документации (см. п. 5.4.3.36);
- предотвращение ошибочных действий персонала путем своевременной сигнализации и блокирования ошибочных команд управления;
- снижение затрат на эксплуатацию и ремонт оборудования.

4. В данной главе рассмотрена автоматическая система управления котла-утилизатора, а также система защит от основных аварийных ситуаций, возникающих при работе котла.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

8 ЭКОНОМИКА

8.1 Технико-экономический расчет

На территории Челябинской ГРЭС планируется строительство парогазовой установки электрической мощностью $N_{эл} = 247,5$ МВт с возведением нового здания. Рассмотрим 2 варианта технического перевооружения Челябинской ГРЭС и произведем их анализ.

Сравним два варианта технического перевооружения Челябинской ГРЭС:

1. Вариант: Использование паротурбинной установки Т-250-240.
2. Вариант: Использование парогазовой установки ПГУ-247,5.

Рассчитаем сравнительную экономическую эффективность каждого варианта. Для этого рассмотрим капитальные и текущие затраты.

В таблице 4 приведены капитальные затраты на техническое перевооружение Челябинской ГРЭС с использованием паротурбинной установки Т-250-240 [42].

Таблица 4 – Смета капитальных затрат по первому варианту

Наименование затрат		Стоимость, млн.рублей
Проектные работы		15,0
1 Приобретение оборудования	Котел ТГМП-324 -1шт	9 500
	Турбина Т-250-240 - 1шт	14 800
	Генератор ТВВ-320-2 – 1шт	4 500
2 Приобретение прочего вспомогательного оборудования		7 300
3 Приобретение оборудования энергоблока общая сумма затрат		36 100
4 Транспортировка до места установки (5% от стоимости оборудования)		1 805
5 Монтаж (20% от стоимости оборудования)		7 220
6 Пуско-наладочные работы (10% от стоимости оборудования)		3 610
7 Заготовительно-складские затраты (2,0 % от стоимости оборудования)		722
8 Затраты на комплектацию оборудования, тару и упаковку (1,5 % от стоимости оборудования)		542
9 Плановые накопления (8 % от затрат на монтаж)		578

10 Итого капитальных затрат	50 592
-----------------------------	--------

В таблице 5 приведены капитальные затраты на техническое перевооружение Челябинской ГРЭС с использованием парогазовой установки ПГУ-247,5[43].

Таблица 5 – Смета капитальных затрат по второму варианту

Наименование затрат		Стоимость, млн.рублей
Проектные работы		15,0
1 Приобретение оборудования	ГТУ-1шт	4 300
	КУ - 1шт	1 800
	ПТУ – 1шт	9 500
	Генератор ТВВ-320-2 – 1шт	4 500
2 Приобретение прочего вспомогательного оборудования		5 100
3 Приобретение оборудования энергоблока общая сумма затрат		25 200
4 Транспортировка до места установки (5% от стоимости оборудования)		1 260
5 Монтаж (20% от стоимости оборудования)		5 040
6 Пуско-наладочные работы (10% от стоимости оборудования)		2 520
7 Заготовительно-складские затраты (2,0 % от стоимости оборудования)		504
8 Затраты на комплектацию оборудования, тару и упаковку (1,5 % от стоимости оборудования)		378
9 Плановые накопления (8 % от затрат на монтаж)		403
10 Итого капитальных затрат		35 320

Расчет текущих затрат при использовании паротурбинной установки Т-250-240.

Выработка электроэнергии за год (8.1):

$$Э_{ГТ} = n * P_{Э} * h_p, \quad (8.1)$$

где $P_{Э}$ – электрическая мощность ПТУ, МВт

$h_p = 8000$ ч/год – число часов работы агрегата.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

$\text{Э}_Г = 1 \cdot 300 \cdot 8000 = 2400000$, МВт*ч/год

Часовой расход газа на ГТ (8.2):

$$B_{\text{газ}}^{\text{час}} = B_{\text{газ}}^{\text{уд}} \cdot N_{\text{Э}} \quad (8.2)$$

где $B_{\text{газ}}^{\text{уд}}$ – расход газа в расчете на кВт·ч производственной эл./эн., нм³/кВт·ч

$N_{\text{Э}}$ – электрическая мощность ГПД, кВт

$$B_{\text{газ}}^{\text{час}} = 0,38 \cdot 300000 = 114000, \text{ нм}^3 / \text{ч}$$

Годовой расход газа на ГТЭС (8.3):

$$B_{\text{ГТЭС}}^{\text{год}} = n \cdot h_p \cdot B_{\text{газ}}^{\text{час}} \quad (8.3)$$

где n – количество паровых турбин, шт

h_p – количество часов работы в год, ч

$$B_{\text{ГТЭС}}^{\text{год}} = 1 \cdot 8000 \cdot 114000 = 912000, \text{ тыс. нм}^3 / \text{ч}$$

Затраты на газовое топливо в год (8.4):

$$Z_{\text{газ}}^{\text{год}} = C_{\text{газ}} \cdot B_{\text{ГТЭС}}^{\text{год}} \quad (8.4)$$

где $C_{\text{газ}} = 2800 \text{ руб} / 1000 \text{ нм}^3$ – стоимость природного газа,

$$Z_{\text{газ}}^{\text{год}} = 4050 \cdot 912000 = 3694 \text{ млн. руб.} / \text{год}$$

Отчисления на амортизацию (8.5):

$$I_a = \Delta K \cdot N_a \quad (8.5)$$

где N_a – средняя норма амортизации оборудования $N_a = 0,08$,

$$\Delta K = 0,9 \cdot K_1 = 45532800 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_a = 45532800 \cdot 0,08 = 3642624, \text{ тыс. руб.} / \text{год}$$

Заработная плата персонала (по данным годового отчета ОАО «ФОРТУМ

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

ЧГРЭС» за 2015г.)[42]:

Иперс = 3240, тыс.руб./год

Отчисления на социальное страхование:

Ис = 0,34* Иперс= 0,34*3240 = 1102 тыс. руб./год

Расходы на текущий ремонт (15% от амортизационных отчислений)

Итр = 0,15* Иа =0,15*3642624 = 546394, тыс. руб./год

Прочие расходы (25% от суммы Иа, Иперс, Ис, Итр)

Ип = 0,25*(3642624+3240+1102+546394) = 1048340, тыс. руб./год

Суммарные годовые текущие затраты ГТЭС на выработку электрической энергии по номинальной нагрузке:

$C_{\Sigma} = 3694000 + 3642624 + 3240 + 1102 + 546394 + 1048340 = 8935700$, тыс.руб./год.

Себестоимость единицы электрической на ГТЭС с учетом расхода энергии на собственный нужды в размере 5%:

$$S_{\text{ГТЭС}} = \frac{C_{\Sigma}}{\text{Эг} \cdot (1 - \text{Нсн})} = \frac{8935700000}{2400000000 \cdot (1 - 0,05)} = 3,92 \text{ руб./кВт*ч}$$

Приведенные затраты на ГТЭС при использовании паротурбинной установки Т-250-240 определим по следующей формуле (8.6):

$$Z_1 = E_H \cdot K_1 + C_1 \rightarrow \min \quad (8.6)$$

где $E_H = 0,15 \frac{1}{\text{год}}$ – коэффициент экономической эффективности.

$Z_1 = 0,15 \cdot 50592000 + 8935700 = 16524500$, тыс. руб./год.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Далее произведем расчет текущих затрат при использовании парогазовой установки ПГУ-247,5.

Выработка электроэнергии за год (8.1):

$$\mathcal{E}_Г = n * P_{ГТУ} * h_p, \quad (8.1)$$

где $P_{ГТУ}$ – электрическая мощность ГТУ, МВт

$h_p = 8000$ ч/год – число часов работы агрегата.

$$\mathcal{E}_Г = 1 * 247,5 * 8000 = 1980000, \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}$$

Часовой расход газа на ГТУ (8.2):

$$B_{газ}^{час} = B_{газ}^{уд} \cdot N_{\mathcal{E}} \quad (8.2)$$

где $B_{газ}^{уд}$ – расход газа в расчете на кВт·ч производственной эл./эн., нм³/кВт·ч

$N_{\mathcal{E}}$ – электрическая мощность ГТУ, кВт

$$B_{газ}^{час} = 0,38 * 247500 = 94050, \text{ нм}^3/\text{ч}$$

Годовой расход газа на ГТУ (8.3):

$$B_{ГТУ}^{год} = n * h_p * B_{газ}^{час} \quad (8.3)$$

где n – количество ГТ, шт

h_p – количество часов работы в год, ч

$$B_{ГТУ}^{год} = 1 * 8000 * 94050 = 752400, \text{ тыс. нм}^3/\text{ч}$$

Затраты на газовое топливо в год (8.4):

$$Z_{газ}^{год} = C_{газ} * B_{ГТУ}^{год} \quad (8.4)$$

где $C_{газ} = 4050$ руб/1000 нм³ – стоимость природного газа,

$$Z_{газ}^{год} = 4050 * 752400 = 3047 \text{ млн. руб./год}$$

Отчисления на амортизацию (8.5):

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

$$I_a = \Delta K \cdot H_a \quad (8.5)$$

где H_a – средняя норма амортизации оборудования $H_a=0,08$,

$$\Delta K = 0,9 \cdot K_2 = 31788000 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_a = 31788000 \cdot 0,08 = 2543040, \text{ тыс.руб./год}$$

Заработная плата персонала (по данным проектного задания при сравнении вариантов строительства ОАО «ФОРТУМ ЧТЭЦ-3») [43]:

$$I_{\text{перс}} = 3402, \text{ тыс.руб./год}$$

Отчисления на социальное страхование:

$$I_{\text{с}} = 0,34 \cdot I_{\text{перс}} = 0,34 \cdot 3402 = 1157 \text{ тыс. руб./год}$$

Расходы на текущий ремонт (15% от амортизационных отчислений)

$$I_{\text{тр}} = 0,15 \cdot I_a = 0,15 \cdot 2543040 = 381456, \text{ тыс. руб./год}$$

Прочие расходы (25% от суммы I_a , $I_{\text{перс}}$, $I_{\text{с}}$, $I_{\text{тр}}$)

$$I_{\text{п}} = 0,25 \cdot (2543040 + 3402 + 1157 + 381456) = 732264, \text{ тыс. руб./год}$$

Суммарные годовые текущие затраты ГТУ на выработку электрической энергии по номинальной нагрузке:

$$C_{\text{э}} = 3047000 + 2543040 + 3402 + 1157 + 381456 + 732264 = 6708319, \text{ тыс.руб./год.}$$

Себестоимость единицы электрической на ГТЭС с учетом расхода энергии на собственный нужды в размере 5%:

$$S_{\text{ГТУ}} = \frac{C_{\text{э}}}{\text{Э}_{\text{г}} \cdot (1 - \text{Нсн})} = \frac{6708319000}{1980000000 \cdot (1 - 0,05)} = 3,56 \text{ руб./кВт*ч}$$

										Лист
										78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2017.053.07

Приведенные затраты на ГТЭС при использовании парогазовой установки ПГУ-247,5 определим по следующей формуле (8.6):

$$Z_2 = E_H \cdot K_2 + C_2 \rightarrow \min \quad (8.6)$$

где $E_H = 0,15 \frac{1}{\text{год}}$ – коэффициент экономической эффективности.

$$Z_2 = 0,15 * 35320000 + 6708319 = 12006319, \text{ тыс. руб./год.}$$

Сравнение вариантов по приведенным затратам показывает следующее:

$$Z_1 = 16524500, \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_2 = 12006319, \text{ тыс.руб.}$$

Можно сделать вывод, что приведенные затраты на строительство ПГУ-247,5 меньше, чем на ПТУ Т-250-240, поэтому предпочтительнее 2-ой вариант «Строительство ПГУ-247,5» как наиболее экономически выгодный.

8.2 SWOT– анализ для реализации проекта технического перевооружения ЧГРЭС в составе ПГУ-247,5

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)

Для оценки перечисленных выше категорий рассмотрим SWOT- анализ по

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

варианту № 1 в таблице 6.

Таблица 6 – SWOT-анализ по варианту № 1(использование паротурбинной установки Т-250-240)

<p>Сильные стороны(S):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Электростанция с большой долей выработки тепловой и электрической мощности; 	<p>Слабые стороны(W):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Низкая конкурентоспособность при участии на ОРЭМ; – 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 по варианту № 2представленный в таблице 7.

Таблица 7 – SWOT-анализ вариант №2 (использование парогазовой установки ПГУ-247,5)

<p>Сильные стороны(S):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Снижение затрат на текущий ремонт и эксплуатацию оборудования; – Компактность оборудования; – Снижение удельных затрат на топливо. – Возможность расширение последующих очередей строительства 	<p>Слабые стороны(W):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Малый межремонтный интервал при эксплуатации ГТУ; – Существенные капитальные затраты;
<p>Возможности(O):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Наличие элементов оборудования отечественного производства; – Рост тарифов на электроэнергию и тепловую энергию 	<p>Угрозы(T):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Штрафы за загрязнения окружающей среды; – Снижение платежеспособности потребителей электроэнергии;

Вывод: После проведенного SWOT-анализа были сделаны выводы, что проект технического перевооружения ЧГРЭС имеет больше сильных сторон и возможностей по сравнению с первым вариантом, 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.3:

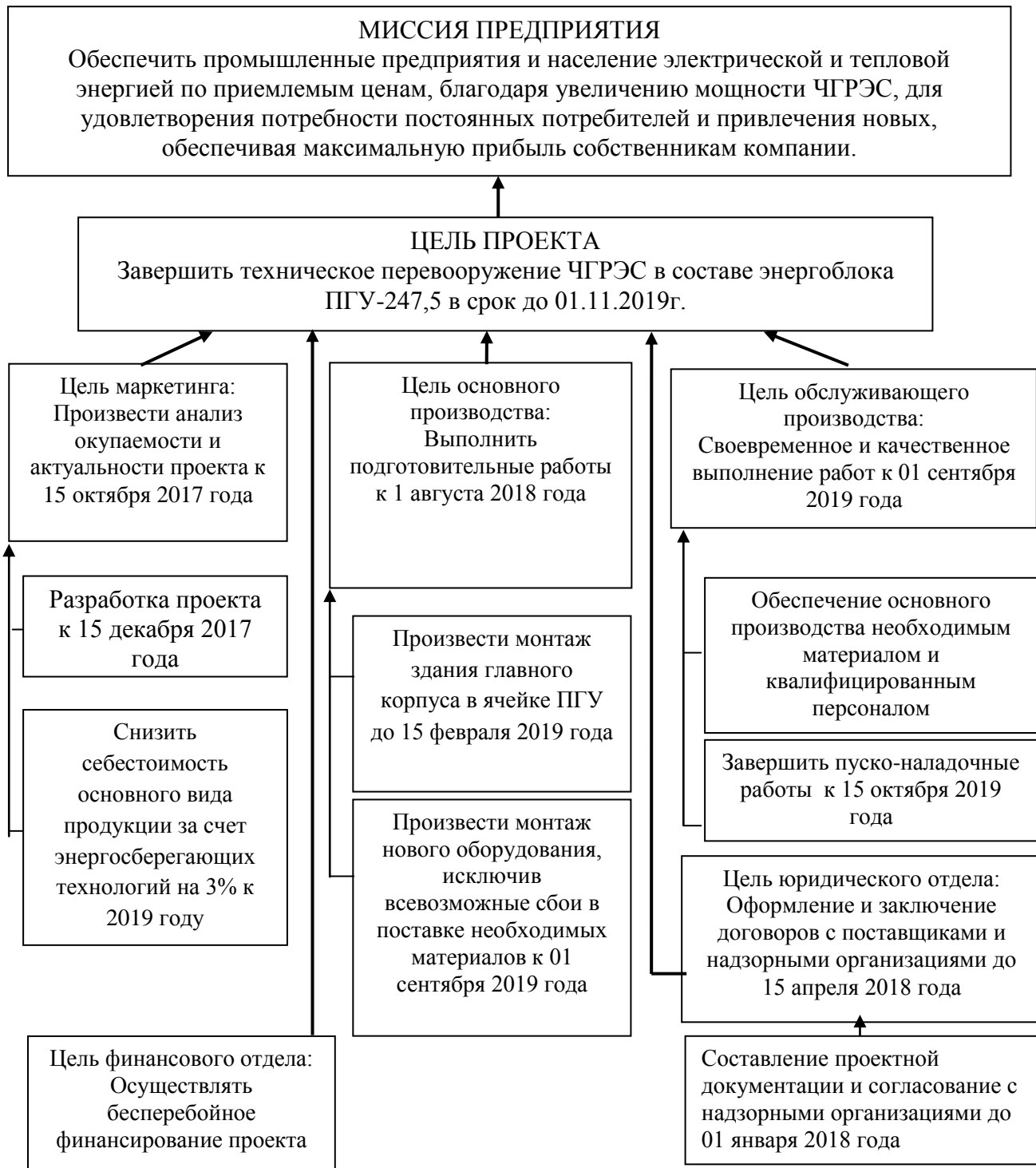


Рисунок 4 - Дерево целей проекта

9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

9.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Объектом проектирования является парогазовая установка электрической мощностью $N_3 = 247,5$ МВт, которая будет расположена на территории ЧГРЭС. Топливо: природный газ

Рабочим местом обслуживающего персонала является БЩУ. Он находится на отметке 11,00 м. помещение рассчитано на 6 человек. На щите установлены панели с приборами, при помощи которых осуществляется управление оборудованием. Наличие в котельном цехе сложного и тяжелого оборудования, сосудов, работающих под давлением, высокотемпературных тел и наличие защитных устройств, арматуры – все это накладывает особый отпечаток на работу общестанционного персонала.

Опасные и вредные производственные факторы (ОВПФ) делятся на физические, химические, биологические и психофизические. В ГОСТ 12.0.003-80 «Опасные и вредные производственные факторы» приводится классификация ОВПФ.

В зоне обслуживания парового котла имеют место:

1. Физические факторы:

- Возможность поражения теплоносителем с высокой температурой.
- Тепловое излучение от горячих поверхностей.
- Повышенный уровень постоянного шума.
- Повышенный уровень вибрации.
- Освещение.
- Неудовлетворительные параметры микроклимата.

2. Химические факторы:

- Общетоксические – основным источником является топливо природный газ, мазут.
- Высокое содержание CO_2, NO_x в дымовых газах.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

- Возможные утечки природного газа.

3. Факторы трудового процесса:

- Динамическая нагрузка.

- Статическая нагрузка.

- Напряженность труда.

- Неудобная рабочая поза.

4. Травмоопасные факторы:

- Повышенное давление теплоносителя.

- Разностное расположение оборудования, множество лестниц и площадок, в результате чего, возможны падения и травмирование.

- Движущиеся и вращающиеся части механизмов могут вызвать механическое повреждение тела человека при попадании частей тела в поле действия этих частей механизмов.

- Возможность поражения электрическим током.

5. Аварийно возможные ситуации:

- Утечка топлива.

- Взрыв котла.

- Пожар.

9.2 Нормирование вредных и опасных производственных факторов. Организация мероприятий защиты

В данном проекте будет дана оценка существующим условиям труда на рабочем месте согласно действующим нормативным актам по следующим факторам: микроклимат рабочей зоны, состояние воздуха, уровень вибрации, уровень шума, вредные производственные излучения, освещенность, энергетические воздействия, эргономичность рабочего места, пожарная безопасность.

В процессе эксплуатации оборудования должен поддерживаться оптимальный микроклимат в помещении ГПЭС, который влияет на организм человека, т.е.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

влияние таких параметров как температура, влажность и подвижность воздуха.

При проектировании важно учесть требования по параметрам микроклимата:

СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений".

ГОСТ 12.1.005-88* ССБТ. "Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны"

Климатические параметры воздуха могут оказывать на человека следующие воздействия:

1. При повышенной температуре окружающей среды растет приток крови для поддержания теплового баланса, и увеличивается работа потовых желез. За счет испарения пота потери тепла человеком увеличиваются, а также увеличивается теплоотдача. Избыточное тепло очень нежелательно при наличии рядом других источников тепла.

2. Пониженная температура окружающего воздуха может привести к сужению сосудов, а, следовательно, к уменьшению теплоотдачи телом человека, что стимулирует его физическую активность, которая увеличивает обмен веществ в организме с образованием тепла.

3. Влияние повышенной или пониженной влажности воздуха. Нормирование этого параметра ведется по относительной влажности. При слишком низкой влажности организм человека расслабляется, результатом чего является снижение трудоспособности рабочего. Очень высокая влажность нарушает процесс терморегуляции. При значительном содержании влаги снижается работоспособность.

4. Подвижность воздуха оказывает воздействие на выделение тепла человеком (особенно конвективного тепла). Очень маленькая подвижность воздуха в сочетании с высокой температурой приводит к быстрому утомлению.

При проектировании котельных установок в помещении котельной должны быть соблюдены допустимые нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Параметры микроклимата соответствуют фактическим показателям за счёт нормальной работы запроектированных систем.

В таблице 9 представлены показатели микроклимата в рабочей зоне оператора.

Таблица 9 - Нормируемые температура, относительная влажность и скорость движения воздуха в рабочей зоне оператора при эксплуатации оборудования.

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более
Холодный	Ia (до 139)	20,0-21,9	24,1-25,0	19,0-26,0	15-75	0,1	0,1
	Iб(140-174)	19,0-20,9	23,1-24,0	18,0-25,0	15-75	0,1	0,2
Теплый	Ia (до 139)	21,0-22,9	25,1-28,0	20,0-29,0	15-75	0,1	0,2
	Iб(140-174)	20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0	15-75	0,1	0,3

Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранения теплового баланса человека с окружающей средой и поддержания оптимального или доступного теплового состояния организма согласно СанПиН 2.2.4.548-96 работа оператора на БЩУ относится к категории Ia – легкие физические работы, производимые сидя или сопровождающиеся незначительным физическим напряжением, энергозатраты составляют до 139 Вт. В помещениях, в которых

работа является основной, должны обеспечиваться оптимальные параметры микроклимата, которые представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Оптимальные климатические условия на рабочем месте для категории работ «1а»

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	22-24	21-25	40-60	0,1
Теплый	23-25	22-25	40-60	0,1

Холодный сезон характеризуется среднесуточной температурой холодного воздуха, не превышающий + 10 °С, теплый сезон характеризуется температурой наружного воздуха, превышающей + 10 °С.

В таблице 11 представлены допустимые величины показателей микроклимата на рабочем месте для категории 1а.

Таблица 11 - Допустимые величины показателей микроклимата на рабочем месте для категории 1а (СанПиН 2.2.4.548-96)

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	22-25	19-26	15-75	0,1
Теплый	21-28	20-29	15-75	0,2

Фактические показатели приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Фактические величины показателей микроклимата на рабочем месте для категории 1а.

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	23,4	25	26,3	0,1
Теплый	25,1	25	58,9	0,2

Вывод: большинство показателей имеют оптимальные величины, остальные – не выходят за допустимые пределы, что соответствует требованиям СанПиН 2.2.4.548-96. Систематически проводится контроль за содержанием в воздухе водорода и других газов путем отбора проб.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений не превышает установленных предельно допустимых.

На БЦУ устанавливаются кондиционеры, для снижения воздействия от избыточных тепловыделений в газовом корпусе согласно СНиП – 2.04.05-86 предусмотрено наличие естественной и принудительной вентиляции и аэрации воздуха.

Согласно ГОСТ 12.1.012-90, СН 2.2.4/2.1.8.566-96 помещение щита управления относится к категории «3» тип «а». Характеристика условий труда – технологическая вибрация, воздействующая на операторов станционных машин и оборудования, или передающаяся на рабочем месте, не имеющем источников питания.

Источником вибраций на ЧРЭС в котельном отделении могут быть насосы, электродвигатели, трубопроводы и другое вращающееся оборудование.

Для предотвращения вибрации выполняются фундаменты под газотурбинные установки, основное, вспомогательное оборудование, имеющее соответствующую массу, достаточную для поглощения колебаний.

В местах прохода трубопровода через стены и перекрытия соприкосновение между трубопроводами и строительными конструкциями отсутствует, а зазоры уплотняются.

Кроме того, БЦУ удален от источников возникновения вибрации, а под рабочими местами на БЦУ располагаются прорезиненные дорожки.

По аттестационным картам фактический уровень вибрации составляет: 85 дБ, что соответствует требованиям ГОСТ 12.1.01.012-90.

В таблице 13 отражены допустимые нормы вибрации на рабочих местах.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Таблица 13 - Допустимые нормы вибрации на рабочих местах

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям			
	Виброускорение		Виброскорость	
	м/с ²	дБ	м/с ²	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11,0	141	1,4	109
250	22,0	147	1,4	109
500	45,0	153	1,4	109
1000	89,0	159	1,4	109
Корректированные значения	-	-	-	92

Согласно ГОСТ 12.1.003-91, СН 2,4/2.1.8.562-96 нормируется уровень шума на рабочем месте. Источником шума на ГРЭС в котельном отделении могут быть насосы всех назначений, электродвигатели, арматура, трубопроводы, вентиляторы и сам котел. Уровень шума не должен превышать для легкой физической нагрузки при напряженности в легкой степени до 70 дБ.

Фактически уровень шума, согласно аттестационной карты, составляет 70 дБ, что соответствует требованиям СН2,4/2.1.8.562-96. Для защиты от шума стены помещения БЦУ заполнены звукопоглощающими материалами и имеют двойную стенку, а также предусмотрено уплотнение притворов дверей с наложением на них тепло и звукоизоляции. Звукоизоляция снижает шум согласно ГОСТ 12.1.003-91.

В таблице 14 представлены нормы уровня звукового давления и уровня звука.

Таблица 14 - Уровни звукового давления и уровни звука.

Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах с среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБ)
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
103	91	83	77	73	70	68	66	64	70

БЩУ по условиям компоновки не имеет естественного освещения. Предусматривается аварийное освещение, по нормам устанавливающее 20% освещенности рабочего освещения. Аварийное освещение подключено к независимому источнику питания – аккумуляторной батарее.

Требование к освещению рабочего места установлено СНиП 23-05-95. Требования к источникам искусственного освещения регулируется ГОСТ 12.2 007.13-88. Норма освещенности на постоянном рабочем месте при средней точности зрительной работы составляет 300 – 500 лк, доля аварийного – 0,5 лк, коэффициент пульсации до 10%.

Согласно аттестационных карт фактическая освещенность рабочего места машиниста БЩУ составляет 735 лк, что соответствует вышеуказанным требованиям.

9.3 Безопасность производственных процессов и оборудования

По опасности поражения электрическим током согласно ПУБЩУ относится к помещениям без повышенной опасности, применяются приборы с напряжением до 1000 В, с заземленной нейтралью. Требования электробезопасности записаны в ГОСТ 12.1.030-81. Для защиты от поражения электрическим током оператора на БЩУ, используются следующие меры:

- зануление (чтобы защита быстро срабатывала, необходимо, чтобы нулевой провод имел проводимость не менее 50 % фазного провода);
- защитное заземление (сопротивление заземления в электроустановках до 1000 В не более 1 Ом);
- надежная изоляция всех токоведущих частей электроустановок;
- раздельное питание оборудования;
- организационные мероприятия, обеспечивающие безопасную работу в данной электроустановке.

К работе на электронной технике допускаются лица, прошедшие инструктаж по ТБ и проверку знаний. Предусмотрена также защита зданий и сооружений от

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

удара молний – молниеотводы.

Все промышленные электроустановки являются источниками электромагнитных полей и излучений различной интенсивности.

В связи с применением зарубежных систем АСУ ТП – БЩУ оснащается персональным компьютером.

При работе на персональном компьютере необходимо учитывать следующие вредные факторы: электромагнитное излучение, электростатические поля, рентгеновское излучение.

Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.11340-03, напряжение электромагнитного поля с расстояния 50 см вокруг монитора по электрической составляющей должно быть не более:

- от 5 гЦ до 2 кГц - 25 В/м;
- от 2 кГц до 400 кГц - 2,5 В/м.

Плотность магнитного поля не более :

- от 5 гЦ до 2 кГц - 250 НТл;
- от 2 кГц до 400 кГц – 25 НТл.

На рабочем месте в соответствии с ГОСТ 12.2.003-91 имеются надписи, схемы и другие средства информации о необходимой последовательности управляющих действий оператора. Применяются цветные решения: аварийные органы управления окрашиваются красным цветом, а пусковые – черным. Производственное оборудование имеет средства сигнализации, предупреждающее о нарушениях его функционирования, приводящих к возникновению опасных ситуаций (ГОСТ 12.2.003-91). Средства сигнализации: лампы, окрашенные в соответствующие цвета; световые, текстовые табло. Органы управления и функционально связанные с ними средства отображения информации располагаются вблизи друг друга функциональными группами (ГОСТ 12.2.064-81). Органы управления или руки работающего при манипуляциях не закрывают индикаторы. Поверхности приводных элементов органов управления выполнены из нетоксичных, нетеплопроводных и из

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

электроизоляционных материалов (ГОСТ 12.2.064-81), таких как пластмасса, текстолит, дерево.

Оператор выполняет свою работу в основном сидя. По ГОСТ 12.2.032-78 обеспечивается выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Конструкция рабочего места обеспечивает оптимальное положение работающего, которое достигается регулированием:

- высоты рабочей поверхности;
- высоты сидения подставки для ног.

Требования к рабочему месту: площадь приходящаяся на одно рабочее место должна составлять не менее 6 м².

Рекомендуются следующие параметры рабочего пространства:

- ширина – не менее 800 – 1400 мм;
- глубина – не менее 800 – 1000 мм;
- высота рабочей поверхности клавиатуры над полом – 725 мм;
- расстояние между боковыми поверхностями мониторов должно составлять не менее 1,2 м.

Все параметры в помещении щита управления, представленные в таблице 15, соответствуют СанПиН 2.2.2/4.1340-03.

Таблица 15 - Параметры рабочего пространства щита управления.

Название профессии	Категория работ	Температура, °С	Влажность, %	Скорость воздуха, м/с	Разряд зрительных работ	Освещение, Лк	Класс электробезопасности
Оператор	1а	22-26	55	0,1	Шв IVr	300 150	Пов. опасности

Размещение зданий и сооружений промышленных предприятий и выбор расстояния между ними производится в соответствии с их степенью огнестойкости. Здание и сооружение по пожарной безопасности и требуемой огнестойкости подразделяется согласно НПБ – 105-03 на категории. Помещение

БЩУ относятся к категории «Б» пожаробезопасности.

По степени огнестойкости согласно СанПиН 21-01-97 имеют 1 категорию, при этом несущие элементы здания имеют предел огнестойкости – ЕЛ 20; перекрытия междуэтажные – КЕ 160; согласно ППБ 01-93. В помещении могут возникнуть пожары категории В (горение жидких веществ) и Е (электроустановки, находящиеся под электронапряжением). Из вышеизложенного рабочее место следует оснастить огнетушителями типа ОП – 10 в количестве 2 шт., так как, они рекомендуются для данной категории помещений и являются универсальными для любого класса пожара.

Помещения также оборудованы пожарной сигнализацией (СНиП 2.04.09-8 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»). При возникновении пожара предусмотрены эвакуационные пути (не менее двух видов на каждое производственное помещение) для быстрого и безопасного выхода людей за пределы опасной зоны. Эвакуация производится в соответствии с планом эвакуации, который имеется на каждом рабочем месте.

Произведен тепловой расчет газовой турбины ГТУ ALSTOM GN13E2, расчет камеры сгорания, расчет компрессора и рассчитаны технико-экономических показателей технического перевооружения ЧГРЭС.

В проекте предусмотрены мероприятия по обеспечению комфортных условий труда для оператора котельной. Выявлены ОВПФ и описаны методы защиты от теплового излучения и от шума.

Кроме того, для обеспечения экологической безопасности проекта проведен анализ ОВПФ, организация мероприятий по защите и выполнен расчет окислов азота с определением минимальной высоты дымовой трубы.

Приводится описание схемы автоматического контроля основных параметров ГТУ ALSTOM GN13E2.

В результате внедрения технического перевооружения ЧГРЭС за счет установки ГТУ ALSTOM GN13E2 при достаточно крупных финансовых затратах предприятие ОАО «ФОРТУМ» может в короткий срок окупить вложенные

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

средства, за счет того, что себестоимость тепловой, электрической энергии уменьшится, в связи с внедрением энергосберегающих проектов.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Произведен тепловой расчет газовой турбины ГТУ ALSTOM GN13E2, расчет камеры сгорания, расчет компрессора и рассчитаны технико-экономических показателей технического перевооружения ЧГРЭС.

В проекте предусмотрены мероприятия по обеспечению комфортных условий труда для оператора котельной. Выявлены ОВПФ и описаны методы защиты от теплового излучения и от шума.

Кроме того, для обеспечения экологической безопасности проекта проведен анализ ОВПФ, организация мероприятий по защите и выполнен расчет окислов азота с определением минимальной высоты дымовой трубы.

Приводится описание схемы автоматического контроля основных параметров ГТУ ALSTOM GN13E2.

В результате внедрения технического перевооружения ЧГРЭС за счет установки ГТУ ALSTOM GN13E2 при достаточно крупных финансовых затратах предприятие ОАО «ФОРТУМ» может в короткий срок окупить вложенные средства, за счет того, что себестоимость тепловой, электрической энергии уменьшится, в связи с внедрением энергосберегающих проектов.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

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.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

11 ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления. – М.: Издательство ИНФРА-М, 2011г.

12 Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. – М.: Омега-Л, 2008г.

13 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.

14 Приказу Минтруда России от 24.07.2013 №328н. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок. Зарегистрирован в Минюсте 12 декабря 2013, № 30593.

15 Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 №1715-р. Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года.

16 РД 153-34.1-30.106-00 Правила технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций. – М.: НТЦ «Промышленная безопасность», 2001г.

17 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03* Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работ. – СПб.: Издательство ЦОТПБСППО, 2010г.

18 СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997г.

19 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.

20 СН 2274-80 Гигиенические нормы инфразвука на рабочих местах. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997г.

21 СН 369–74 Указания по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. / Белгород: Издательство БелГУ, 2000г.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

22 СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение (с Изменением №1). – М.: Издательство ГУП ЦПП, 2001г.

23 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть дипломного проекта: учебное пособие / А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск:

24 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,

31 Г.Ф. Быстрицкий; под редакцией А.Н. Чохонидзе. – М.: Колосс, 2006г.

32 Клаассен, К.Б. Основы измерений. Датчики и электронные приборы: 3-е издание, перевод с английского / К.Б. Клаассен. – М.: ИД Интеллект, 2008г.

33 Торопов, Е.В. Возобновляемые источники энергии: учебное пособие / Е.В. Торопов, А.И. Грибанов. – Челябинск: ЮУрГУ, 2008г.

34 Торопов, Е.В. Конструирование типовых узлов трубопроводной арматуры. 1 часть: учебное пособие / Е.В. Торопов, Н.Е. Мартыненко, Т.Б. Жиргалова.

35 – Челябинск: ЮУрГУ, 2005г.

36 Торопов, Е.В. Конструирование типовых узлов трубопроводной арматуры. 2 часть: учебное пособие / Е.В. Торопов, Н.Е. Мартыненко, Т.Б. Жиргалова

37 – Челябинск: ЮУрГУ, 2006г.

					13.03.01.2017.053.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

38 Хлебников, В.В. Топливо-энергетический комплекс России в 21 веке: стратегия развития энергетического будущего. Монография / В.В. Хлебников. – М.: Научтехлитиздат, 2006г., 331с.

39 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.

40 Щинников, П.А. Комплексные исследования ТЭС с новыми технологиями. Монография / П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко. – Новосибирск: НГТУ, 2006г.

41 Официальный сайт ОАО «Фортум» – <http://www.fortum.ru/>

42 Сайт ОАО «Силовые машины» – <http://www.power-m.ru/>

43 Тариф на воду – http://energovopros.ru/vodosnabjenie/voda_tarif/

44 Тарифы на газ и электроэнергию – http://energybase.ru/tariff/chelyabinsk/2015?TariffSearch%5Btype_id%5D=&TariffSearch%5Bdate_from%5D=2016&TariffSearch%5Bduration%5D=

45 Годовой отчет ОАО «ФОРТУМ ЧГРЭС» по результатам работы за 2015 г. - <http://www.e-disclosure.ru/portal/company.aspx?id=15984>.

46 Проектное задание при сравнении вариантов строительства ОАО «ФОРТУМ ЧТЭЦ-3»

47 СТО ЮУрГУ 04–2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / составители: Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, В.И. Гузеев, Л.В. Винокурова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008.