

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт  
Энергетический факультет  
Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»  
Направление 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

ВЫПУСКНАЯ  
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ  
РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,  
Начальник ПКБ Челябинскэнерго

\_\_\_\_\_ К.С. Дремов  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой  
«Промышленная теплоэнергетика»,  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ К.В. Осинцев  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

**Модернизация Челябинской ТЭЦ-3 с установкой пускового котла в составе  
ПГУ-230Т с целью повышения энергоэффективности предприятия**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ПО ПРОГРАММЕ МАГИСТРАТУРЫ  
«ОПТИМИЗАЦИЯ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ»  
ЮУрГУ–13.04.01.2019.148.05 ПЗ ВКР

Руководитель магистерской  
программы, д.т.н., профессор  
\_\_\_\_\_ Е.В. Торопов  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Руководитель работы,  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ К.В. Осинцев  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019г.

Автор работы,  
магистрант группы П-289  
\_\_\_\_\_ М.А. Майоров  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Челябинск 2019

## АННОТАЦИЯ

Абдульманова Ф.Р. Выбор источника теплоснабжения с. Ургуново Учалинского района Республики Башкортостан.– Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э; 2019, 122 с., 19 ил., библиогр. список – 53 наим., 5 листов чертежей ф.А1, 2 дем. листа ф.А1.

В выпускной квалификационной работе (ВКР) магистранта предложен вариант строительства автономной водогрейной котельной для села Ургуново Республики Башкортостан.

Целью ВКР является качественное обеспечение объекта потребления тепловой энергией для поддержания необходимого микроклимата административных помещений и многоэтажных жилых домов.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, 10-ти глав, заключения и библиографического списка.

Первая глава выпускной квалификационной работы посвящена обоснованию и актуальности разработки источника теплоснабжения.

Во второй главе описаны нормативно-правовые акты Российской Федерации, учебно-методическая литература, а также интернет ресурсы, необходимых для написания выпускной квалификационной работы.

В третьей главе приведено сравнение отечественных и зарубежных передовых технологий в области котлостроения.

Четвертая глава ВКР посвящена расчету необходимого теплового потребления объекта, расчету зависимости температуры теплоносителя от температуры наружного воздуха, расчету тепловой схемы, расчету пластинчатого теплообменника, расчету котельного агрегата.

В пятой главе рассмотрены энергосберегающие мероприятия при эксплуатации котельной, произведен расчет экономии природного газа и электроэнергии.

В главе «Вопросы экологии» произведен расчет требуемой высоты дымовой трубы, на выходе из которой концентрация загрязняющих веществ соответствует экологическим требованиям.

В седьмой главе представлена научно-исследовательская часть ВКР.

В главе восемь рассмотрены контрольно-измерительные приборы и разработана схема автоматизации водогрейного котла.

В девятой главе «Безопасность жизнедеятельности» рассмотрены вредные факторы, влияющие на персонал, а также способы их снижения.

В десятой главе приведен экономический анализ строительства котельной.

Графическая часть выполнена с применением AutoCAD– системы автоматизированного проектирования на 7 листах формата А1.

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	16
1 ОБОСНОВАНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ЧЕЛЯБИНСКОЙ ТЭЦ-3 С УСТАНОВКОЙ ПУСКОВОГО КОТЛА В СОСТАВЕ ЭНЕРГОБЛОКА ПГУ-230Т И ЕЁ АКТУАЛЬНОСТЬ.....	16
2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КОТЛОВ.....	18
3 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	23
4 УСТАНОВКА ПАРОВОГО КОТЛА UNIVERSAL UL-SX 28000-13 В СОСТАВЕ ЭНЕРГОБЛОКА ПГУ-230Т.....	25
4.1 Технические характеристики парового котла Universal UL-SX 28000...	27
4.2 Топливо, расчет теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания.	28
4.3 Коэффициент избытка воздуха и объем дымовых газов по газходам..	30
4.4 Расчет энтальпий продуктов сгорания газа и воздуха.....	31
4.5 Расчет теплового баланса парового котла Universal UL-SX 28000.....	33
4.6 Тепловой расчет топки котла.....	35
4.7 Тепловой расчет конвективных поверхностей нагрева.....	40
5 МОДЕРНИЗАЦИЯ ЧЕЛЯБИНСКОЙ ТЭЦ-3.....	52
5.1 Тепловой баланс центральной насосной станции.....	55
5.2 Теплотехнический расчет ограждающих конструкций.....	55
5.3 Расчет потерь теплоты через ограждающие конструкции.....	63
5.4 Расчет расхода теплоты на нагревание инфильтрующего воздуха.....	65
5.5 Выбор теплового насоса для здания центральной насосной станции Челябинской ТЭЦ-3.....	66
6 КОНТРОЛЬНО-ИЗМИРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА.....	67
7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ.....	71
7.1 Рассеивание в атмосфере газообразных горячих выбросов.....	71
7.2 Расчет концентрации вредных выбросов при работе котла Universal UL-SX 28000-13 на природном газе Тюменского месторождения.....	72
7.3 Поверочный расчет дымовой трубы.....	74
8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	77
8.1 Опасные и вредные производственные факторы.....	77
8.2 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса.....	78
8.3 Безопасность производственных процессов и оборудования.....	82
8.4 Электробезопасность.....	83
8.5 Пожаровзрывобезопасность.....	84
9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ.....	91
9.1 Капитальные затраты на реализацию проекта.....	92
9.2 Расчет текущих затрат Челябинской ТЭЦ-3.....	92
9.3 Расчет выручки предприятия.....	93
9.4 Расчет срока окупаемости проекта.....	94
9.5 SWOT-анализ для реализации проекта модернизации Челябинской ТЭЦ-3 с установкой парового котла Universal UL-SX 28000-13.....	95

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

9.6 STEEP-анализ внешних факторов необходимости разработки проекта модернизации.....	96
9.7 Построение причинно-следственной модели.....	97
9.8 Построение пирамиды целеполагания и дерева целей.....	98
9.9 Оценка движущих и сдерживающих сил разработки проекта.....	100
9.10 План-график Ганта.....	101
9.11 Основные показатели энергетической, экологической и экономической эффективности проекта.....	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	104
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	105
 ПРИЛОЖЕНИЯ	
ПРИЛОЖЕНИЕ А Модель оценки дисбаланса сил проекта.....	108

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ВВЕДЕНИЕ

Правительство Российской Федерации поставлена задача по сокращению энергоёмкости Российской промышленности до 20% в срок до 2020 года. Для выполнения этой задачи необходимо установление новейшей системы энергетической эффективности и энергосбережения.

При анализе энергетической эффективности отечественных электростанций ТЭЦ и ТЭС можно сделать вывод что они менее эффективны по сравнению с зарубежными аналогами: средний КПД меньше на 10%, потребление топлива выше на 30%, однако эти данные актуальны лишь для электростанций, построенных еще в советское время, современные же электростанции, построенные в России по своей энергетической эффективности сравнимы с их западными аналогами.

В настоящее время существует множество способов повышения энергетической эффективности в области энергетики, однако основным из них можно выделить способ по переводу тепловых электростанций на более совершенное основное генерационное оборудование, которое обладает большим КПД по сравнению с устаревшим оборудованием установленным на станциях, так же важнейшей особенностью модернизации генерационного оборудования является уменьшение затрат потребления условного топлива на выработку электроэнергии и теплоты. При комплексном подходе к модернизации генерационного оборудования, возможно получить эффект по увеличению энергетической эффективности отрасли более чем на 20%.

Основным документом в области энергосбережения и энергетической эффективности является Федеральный закон №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23 ноября 2009 года. Закон сформирован для создания условий по сохранению не возобновляемых природных ресурсов Российской Федерации.

Понятия энергетической эффективности можно трактовать как характеристику, отражающую отношение полезного эффекта от использования природных ресурсов к их затратам. Этот закон отражает принципы правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности:

Грамотное использование энергетических ресурсов;

Создание условий для повышения энергосбережения и энергетической эффективности;

Системность и комплексность мероприятий по энергосбережению и энергетической эффективности;

Использование природных ресурсов опираясь на производственно-технический, экологические и социальные условия.

Из приведенных выше описаний энергетической эффективности возникает вопрос, что же можно считать энергетической эффективностью предприятия?

										Лист
										5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.148.05 ПЗ

Можно сделать вывод что она зависит от доли природных ресурсов в себестоимости продукта (электроэнергии и теплоты). Среднее значение количества природных ресурсов в производстве составляет около 50-60% от общих затрат.

С объективной точки зрения месторасположение нашей страны находится в неблагоприятной климатической зоне, что накладывает свои особенности на уклад жизни в данном регионе проживания. Для обеспечения качественного уровня жизни человека необходимо затрачивать большое количество энергии. Также эта энергия необходима для качественного функционирования экономики и промышленности.

В течении предыдущих лет на протяжении долго периода времени на энергетических объектах вводилось оборудование с относительно низким КПД порядка 35-42 %. Примером такого оборудования являются паротурбинные установки ПСУ принцип работы, которых основан на цикле Ренкина. Электростанции, оборудованные паросиловыми установками эффективны лишь при непрерывной работе, и выработки большого количества тепла и электрической энергии. При работе же в теплое время года эффективность таких установок значительно снижается в силу высокой температуры окружающего воздуха и охлаждающей воды.

Современный вектор развития электроэнергетической отрасли России накладывает определённые требования. В связи с этим предприятиям необходимо соответствовать им. Заметное влияние оказывает регулирование рыночных отношений на выпуск тепла и электрической энергии. Из-за жестких условий тарифного регулирования на отпуск тепла и электроэнергии бурное развитие отрасли не представляется возможным. В таких ограниченных условиях собственникам тепловых электростанций необходимо постоянно повышать энергетическую эффективность предприятий, для сохранения их конкурентоспособности. Основным показателем энегоэффективности является снижение себестоимости тепла и электроэнергии. Но способов для ее снижения не так много.

Ниже рассмотрены некоторые из возможных способов:

- Снижение расхода удельного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии.
- Снижение расхода энергии на собственные нужды предприятия, к ним можно отнести внедрение частотно-регулируемых приводов для регулирования мощности электродвигателей вспомогательного оборудования.
- Утилизация вторичных энергоресурсов для выработки дополнительной энергии.
- Оптимизация процессов работы основного и вспомогательного оборудования при изменении условий и режимов его работы.
- Модернизация предприятий, путем установки нового генерирующего оборудования с более высоким КПД, примером может служить установка парогазовых установок с котлом утилизатором.

При этом все вышперечисленные способы требуют больших капиталовло-

								13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					6

жений. Современная история России началась с реформ собственности, а именно переходом ее из государственной в частную. С начала 90-х годов прошлого века создавались генерирующие компании, привлекались деньги отечественных и зарубежных инвесторов.

С развитием науки и техники в современном мире, появляется возможность внедрения энергетически эффективного оборудования с более высоким КПД по сравнению с оборудованием установленным в данный момент на объектах энергетики. Что в свою очередь ведет к более получению более низкой себестоимости электроэнергии и тепла. Примером такого оборудования может служить парогазовая установка ПГУ. Далее приведем очевидные преимущества использования ПГУ:

- Обладает наиболее высоким коэффициентом полезного действия КПД из существующего теплоэнергетического оборудования, порядка 65-70%.
- Имеет более высокий коэффициент по использованию топлива на выработку электроэнергии и тепла.
- Значительно облегчен монтаж оборудования, ввиду его меньшей металлоемкости конструктивных элементов, меньшими физическими размерами оборудования по сравнению с текущими конструкциями, что в свою очередь заметно сокращает срок установки.

Процесс внедрения парогазовых установок на объектах энергетики является важным этапом на пути модернизации отрасли в России.

По предварительным расчетам внедрения установок данного типа способствует снижению потребления природных ресурсов на 25-30% по сравнению с текущим положением.

Челябинская ТЭЦ-3 расположена в северо-восточной части города Челябинска на Бродокалмакском тракте. Расположение станции можно считать стратегически успешным, так как она способна обеспечить поставку электроэнергии на ряд металлургических и других промышленных производств в черте города с минимальными потерями при транспортировке. Также электроцентраль №3 обеспечивает до 30% теплоснабжения города Челябинска.

К основному, генерирующему оборудованию станции, относятся 3 энергоблока, с суммарной установленной мощностью 590 МВт.

Энергоблок №1 – паросиловая установка мощностью 180 МВт, введена в эксплуатацию в 1996 году.

Энергоблок № 2 – паросиловая установка мощностью 180 МВт, введена в эксплуатацию в 2006 году.

Энергоблок 3 № - современная парогазовая установка с установленной мощностью 230 МВт, обладает высоким коэффициентом на отпуск тепла и электроэнергии по сравнению с первыми двумя энергоблоками.

Выдача выработанной электрической энергии потребителю на ЧТЭЦ-3 осуществляется ОРУ-110кВ, имеющем 6 отводящих воздушных линий электро-

									13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						7

передач, и ОРУ-220кВ также имеющем 6 отводящих линий электропередач.

Основным топливом для генерации эклектической и тепловой энергии ЧТЭЦ-3 является природный газ Тюменского месторождения.

В состав газового хозяйства ЧТЭЦ-3 входят:

1. Подземный газопровод высокого давления  $\varnothing=530 \times 8$ мм,  $P_p=12$ кг/см<sup>2</sup> от 1ГК-3 до изолирующего фланца на территории ТЭЦ-3 (заглубление не менее 0,9м от поверхности грунта). Газопровод оборудован активной электрохимической (катодной) защитой с двумя катодными станциями (у п.ст."Ново/металлургическая" и бассейна очистных сооружений электродного завода) покрыт усиленной изоляцией.

2. Надземный газопровод высокого давления  $\varnothing=530 \times 8$ мм от изолирующего фланца до ГРП-1 с отключающими задвижками 1ГМ-1 и 1ГМ-0 ответвлением перед задвижкой 1ГМ-2 на пункт подготовки газа (1ГМ-6) энергоблока ст.№3, системой опор, продувочных свечей и дренажей.

3. Надземный газопровод высокого давления  $\varnothing=820 \times 8$ мм;  $P_p=12$ кг/см<sup>2</sup> от задвижки 2ГМ-2 до здания ГРП-2 (по ходу газа) на газопроводе В.Д. установлены коммерческие узлы расхода газа с камерной диафрагмой  $D_u=800$  мм (большой) и  $D_u=200$ мм (малый), ответвлением перед входом газа на ГРП-2 на пункт подготовки газа (2ГМ-6) энергоблока ст.№3, системой опор, продувочных свечей и дренажей.

4. Газорегуляторный пункт (ГРП-1) выполнен в виде отдельно стоящего здания, включающего в себя технологическое помещение (зал регуляторов), помещение управления и вспомогательное. Вдоль оси здания имеется подземный технологический канал для размещения системы штанг, рычагов и подшипников для передачи на регуляторы газа №4,5 усилий с исполнительных механизмов (МЭО), установленных в помещении управления. Помещение управления отделено от технологического помещения герметичной перегородкой, включая технологический канал. Здание оборудовано естественной вентиляцией, легкобросываемой кровлей и молниезащитой. Перед зданием ГРП (по ходу газа) на газопроводе В.Д. установлены коммерческие узлы расхода газа с камерной диафрагмой  $D_u=500$  мм (большой) и  $D_u=200$ мм (малый). В схему газоснабжения Газотурбинной установки энергоблока (ГТУ) ст.№3 газ отбирается через отключающую арматуру (1ГМ-6) между узлами коммерческого учета и ГРП-1. Далее одним трубопроводом  $D_u=300$  направляется в пункт подготовки газа (ППГ), затем на дожимную компрессорную станцию и далее одним трубопроводом  $D_u=200$  газ с температурой 50С и давлением 2,5 МПа (25кгс/см<sup>2</sup>) направляется через блок запорной арматуры к входному газовому модулю ГТУ.

В зале регуляторов установлены.

Газовые вертикальные фильтры сухой очистки газа (4 шт.) с присоединенными патрубками и отключающей ручной арматурой  $D_u=300$  мм.

Система газопроводов В.Д. на входе, выходе и байпасе фильтров с электро-

										Лист
										8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.148.05 ПЗ					



приводной арматурой байпаса фильтров Ду=600 мм (1БГФ). Входной раздаваемый коллектор ниток регулирования.

Входной раздаточный коллектор ниток регулирования Ø630x8мм.

Шесть ниток регулирования:

- от ГРП -1 на ПК две Ду-200, одна Ду-50;
- от ГРП -1 на Главный корпус, три нитки. Ду-200.

Каждая нитка регулирования включает в себя:

- входную электрифицированную задвижку: 1ГН-11, 1ГН-21, 1ГН-31, 1ГН-41, 1ГН-51, Ду-300 и 1ГМ-61 Ду-200;
- двухседельный разгруженный регулирующий клапан 1РГ-11, 1РГ-21, РГ-31, 1РГ-1, 1РГ-51 Ду-200 и 1РГ-61 Ду-50;
- выходную электрифицированную задвижку 1ГН-12, 1ГН-22, 1ГН-32 Ду-600; 1ГН-42, 1ГН-52, Ду-500; 1ГН-62 Ду-400;
- устройство ввода сжатого воздуха и продувочную свечу.

Выходные (сборные) коллектора ниток регулирования Ø630x8 (подача газа на ПК) с общей отключающей арматурой с электроприводом Ду-600 (1ГМ-4) и Ø1020x10 (подача газа на Гл.корпус) с общей отключающей арматурой с электроприводом Ду-800 (1ГМ-3).

Система продувочных свечей, дренажей, пробоотборников, КИП.

Система" взрывобезопасного освещения "кососвет" и электропривода задвижек, взрывобезопасного исполнения.

Систем водяного отопления, сжатого воздуха.

Система предохранительных клапанов предназначена для сброса в атмосферу через свечи избытков газа, включает в себя предохранительные клапаны СППК-4Р-16 Ду-100 5шт. и СППК-4Р-16 Ду-150 6 шт. с подводными и отводящими газопроводами, установленными на газопроводах среднего давления.

В помещении управления расположены системы КИПиА, электропривода для обеспечения дистанционного управления оборудованием ГРП-1.

5. Надземный газопровод среднего давления Ду-600мм от ГРП-1 до пиковой котельной, включая запорную электрифицированную задвижку Ду-600мм 1ГМ-5 перед пиковой котельной (ПК) раздавший газовый коллектор ПК по ряду Б от 7 до 12 оси с отводами на котлы КВГМ, ПТВМ-1,2 и ДЕ-1,2.

6. Внутренний газопровод среднего давления (ПК) в пределах котлов, состоит из вводных отключающих задвижек (ручной и электрифицированной), ремонтной поворотной заглушки "Очки Шмидта", газового отсечного клапана, регулирующей поворотной заслонки, расходомерной шайбы, запорной арматуры перед каждой горелкой (электрифицированной и ручной), системы продувочных свечей, свечей безопасности, пробоотборных устройств, КИПиА.

7. Надземный газопровод высокого давления Ду-1000мм от ГРП-1 до Главного корпуса, включая запорную электрифицированную задвижку Ду-800мм (1NP01S104) перед Главным корпусом, раздающий газовый коллектор.

					<i>13.04.01.2019.148.05 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

8. Внутренний газопровод высокого давления (Гл. корпуса) в пределах котла, состоит из вводных отключающих задвижек (электрифицированных), ремонтной поворотной заглушки "Очки Шмидта", газового отсечного клапана, регулирующей поворотной заслонки, расходомерной шайбы, запорной арматуры перед каждой горелкой (электрифицированной), системы продувочных свечей, свечей безопасности, пробоотборных устройств, КИПиА. ПРИМЕЧАНИЕ: Внутренние газопроводы в пределах котлов входят в схемы котлов ДЕ-25-14-ГМ, ПТВМ-180, КВГМ-180, ТПГЕ-215.

Надземный газопровод Ду-300мм до ППГ, затем газопровод на дожимную компрессорную станцию и далее одним трубопроводом Ду200 газ с температурой 50С и давлением 2,5 МПа (25кгс/см<sup>2</sup>) направляется через блок запорной арматуры к входному газовому модулю ГТУ. Таким образом газовое хозяйство блока ПГУ включает:

- систему наружных газопроводов подачи газа к ППГ и далее к ГДКС;
- пункт подготовки газа (ППГ), в котором сосредоточено все технологическое оборудование для очистки и осушения природного газа; система слива и хранения газового конденсата и система трубопроводов обвязки оборудования внутри здания ППГ с арматурой;
- газовую дожимную компрессорную станцию (ГДКС) с дожимным компрессором и вспомогательным оборудованием, выполненную в контейнерном исполнении;
- систему наружных газопроводов высокого давления, обеспечивающую подачу компримированного газа в главный корпус до газоподающей системы ГТУ;
- блок запорной арматуры, или внешний газовый модуль, расположенный перед входом газопровода в главный корпус.

Газорегуляторный пункт (ГРП-2) выполнен в виде отдельно стоящего здания, включающего в себя технологическое помещение (зал регуляторов), помещение управления и вспомогательное. Вдоль оси здания имеется подземный технологический канал для размещения системы штанг, рычагов и подшипников для передачи на регуляторы давления газа усилий с исполнительных механизмов (МЭО), установленных в помещении управления. Помещение управления отделено от технологического помещения герметичной перегородкой, включая технологический канал. Здание оборудовано естественной вентиляцией, легкосбрасываемой кровлей и молниезащитой. Перед зданием ГРП (по ходу газа) на газопроводе В.Д. установлены коммерческие узлы расхода газа с камерной диафрагмой Ду =800 мм и Ду=200мм. В схему газоснабжения Газотурбинной установки энергоблока (ГТУ) ст.№3 газ отбирается через отключающую арматуру (2ГМ-6) между узлами коммерческого учета и ГРП-2. Далее одним газопроводом Ду300 направляется в пункт подготовки газа (ППГ), затем на дожимную компрессорную станцию и далее одним трубопроводом Ду200 газ с температурой 50С и давлением

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

2,5 МПа (25кгс/см<sup>2</sup>) направляется через блок запорной арматуры к входному газовому модулю ГТУ.

Примечание: эксплуатация газопроводов в пределах энергоблока ст.№3, подробно описана и рассматривается в инструкции по эксплуатации ЗК-4.37.

В зале регуляторов и на территории ГРП-2 установлены:

Газовые вертикальные фильтры сухой очистки газа (4 шт.) с присоединенными патрубками и отключающей ручной арматурой Ду-300.

Система газопроводов высокого давления на входе, выходе и байпасах фильтров с электроприводной арматурой байпаса газовых фильтров Ду-800 (2БГФ).

Входной раздаточный коллектор ниток регулирования Ø 820x8.

Шесть ниток регулирования:

- от ГРП-2 на ПК две - Ду-200, одна – Ду-50;
- от ГРП-2 на главный корпус три нитки Ду-200;

Каждая нитка регулирования включает в себя:

- входную электрифицированную задвижку 2ГН-11, 2ГН-21, 2ГН-31, 2ГН-41, 2ГН-51 Ду-300 и 2ГН-61 Ду-200;

- двухседельный разгруженный регулирующийся клапан 2РГ-11; 2РГ-21; 2РГ-31; 2РГ-41;

2РГ-51 Ду-200, 2РГ-61 Ду-50;

- выходную электрифицированную задвижку 2ГН-12, 2ГН-22, 2ГН-32, Ду-600; 2ГН-42, 2ГН-52 Ду-500; 2ГН-62 Ду-400;

- устройство ввода сжатого воздуха и продувочную свечу.

Выходные (сборные) коллектора ниток регулирования Ø820x8мм (подача газа на ПК), с общей отключающей арматурой и электроприводом Ду-800 (2ГМ-4), Ø1020x10мм (подача газа на Гл. корпус), с общей отключающей арматурой и электроприводом Ду-800 (2ГМ-3).

Система продувочных свечей, дренажей, пробоотборников, КИП.

Система взрывобезопасного освещения и электропривода задвижек.

Система водяного отопления, сжатого воздуха.

Система предохранительных клапанов предназначена для сброса в атмосферу через свечи избытков газа, включает в себя предохранительные клапаны: СППК 4Р-16 Ду-150-12шт., подводными и отводящими газопроводами, установленными на газопроводах среднего давления перед выходными задвижками с ГРП-2, системой настройки клапанов сжатым воздухом.

Надземный газопровод среднего давления (подачи газа на ПК) Ø630x8мм от ГРП-2 врезан, без отключающей арматуры, в надземный газопровод среднего давления от ГРП-1 на ПК.

Надземный газопровод высокого давления (подачи газа на Гл.корпус) Ø1020x10мм от ГРП-2 врезан, без отключающей арматуры, в надземный газопровод высокого давления от ГРП-1 на главный корпус.

Электростанция обладает суммарной тепловой мощностью 1210Гкал/ч.

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

К основному теплофикационному оборудованию относятся:

- четыре горизонтальных сетевых подогревателя первого и второго энергоблоков мощностью 520 Гкал/ч, работающих в паросиловых циклах электростанции, по 260 Гкал/ч каждый.

- два горизонтальных сетевых подогревателя мощностью 150 Гкал/ч установленных на энергоблоке №3.

В данной выпускной квалификационной работе магистра приводится общая характеристика оборудования ЧТЭЦ-3, описываются основные характеристики паросиловой части станции ПГУ-230Т. Представлен тепловой расчет пускового котла Universal UL-SX 28000-13, тепловой схемы ПГУ-230Т. Произведен оценочный анализ повышения энергетической эффективности при проведении модернизации Челябинской ТЭЦ №3.

					<i>13.04.01.2019.148.05 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>12</i>

# **1 ОБОСНОВАНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ЧЕЛЯБИНСКОЙ ТЭЦ-3 С УСТАНОВКОЙ ПУСКОВОГО КОТЛА В СОСТАВЕ ЭНЕРГОБЛОКА ПГУ-230Т И ЕЕ АКТУАЛЬНОСТЬ**

В период с 1980-1990 гг. во всем мире наблюдалось активное строительство энергоблоков, оснащенных парогазовыми установками (ПГУ). В этот же период времени развитие ПГУ получает и в нашей стране. К этим годам энергетическая отрасль обладает большим арсеналом научно-технических средств и решений в данной области. Активно вводятся в эксплуатацию пилотные проекты, основанные на различных тепловых схемах, такие как сбросные ПГУ, ПГУ с высоконапорным парогенератором. Также большое внимание уделяется и классическим энергоблокам ПГУ, работающим на бинарном цикле, с прямоточными котлами утилизаторами. Помимо пилотных проектов, активно внедрялись в эксплуатацию и современные на тот момент, парогазовые установки высокой мощности, доходившей до 150 МВт, производства ЛМЗ (ныне ПАО «Силовые Машины»).

Не смотря на глубокую научно-техническую базу и наличие производственных мощностей, парогазовые установки в СССР не получили широкого распространения, ввиду давления некоторых факторов. Основным сдерживающим фактором являлась цена на энергоносители, таких как газ, уголь, мазут. В связи с доступной ценой на топливо было нецелесообразным направлять крупные инвестиционные потоки на модернизацию оборудования электростанций. Согласно политики СССР проводимой в области энергетики, предпочтение отдавалось строительству теплоэлектроцентралей ТЭЦ с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, общий КПД этих электростанций доходил до 80%, при этом они обладали низким удельным расходом топлива.

В странах же капиталистического блока, цена на энергоносители была значительна. В связи с этим ПГУ строились лишь на мощных угольных электростанциях со суперсверхкритическими параметрами пара. При этом электростанции малой и средней мощности оснащались паросиловыми установками, они работали в основном на газе или жидком топливе.

В середине 90-х годов был введен в эксплуатацию первый энергоблок Челябинской ТЭЦ-3, на тот период времени он отвечал всем современным технико-экономическим показателем. Позднее в 2006 году был пущен второй энергоблок аналогичный первому, что соответственно увеличило единичную мощность на отпуск тепла и электричества в два раза. Но при этом не значительно повлияло на экономическую ситуацию, так как себестоимость продукции не изменилась. Первые два энергоблока оснащены паровыми котлами ТПГЕ-215 (Таганрогского котельного завода) и теплофикационными паротурбинными установками Т-180/210 МВт производства ЛМЗ (ныне ПАО «Силовые Машины»). Данное оборудование имеет как очевидные достоинства, такие как простота конструкции, надежность, мобильность, но также обладают и значительными недостатками:

Во-первых, к наиболее заметному недостатку можно отнести большую металлоемкость оборудования, приводящая к трудностям при ремонте.

Во-вторых, оборудование обладает низким средним нормативным КПД, около 40-43%.

В-третьих, оборудование находится в эксплуатации около 23 лет, что неизбежно приводит к износу, и техническому устареванию, увеличивает затраты на текущий и капитальный ремонты.

В современной России в ходе проведения реформ электроэнергетики, создан объединённый рынок электрической мощности, который оказывает значительное значение на энергетическую эффективность предприятий. Согласно данным, цена на установленную мощность для паротурбинных установок ниже чем для парогазовых.

В связи с этим возникает ситуация, когда государство стимулирует собственников предприятий устанавливать новое энергетически эффективное оборудование. Поэтому в последние годы активно проходит модернизация энергетической отрасли, внедряются новые тепловые схемы циклов на базе существующего оборудования ПГУ, для повышения КПД станции до более чем 50%, в значительной мере снижается себестоимость отпускаемого тепла и электричества.

В свою очередь в рамках вектора развития энергетического комплекса России, на Челябинской ТЭЦ-3 был внедрен в работу теплофикационный энергоблок мощностью 230 МВт. В составе блока работает газовая турбина ГТЭ-160 (ОАО «Силловые Машины»), котел-утилизатор вертикального типа Пр 224/52-7,6/0,58-503/202 (П-137), паровая теплофикационная турбина Т-50/70-5,8/0,12 (ОАО «Силловые Машины»).

Согласно данным производственно-технического отдела предприятия на Челябинской ТЭЦ-3 функционирует теплофикационная ПГУ-230Т, электрическая мощность по номиналу составляет 230МВт.

Электростанция функционирует на базовом режиме работы, непрерывно согласно графику электрической и тепловой нагрузки, преимущество на загрузку отдаётся энергоблоку №3. Коэффициент использования установленной электрической мощности составляет 94,56%.

Станция работает по закрытой системе теплоснабжения, центральное регулирование на отпуск тепла, по температурному графику 150/70°C, сетевая вода подготавливается в подогревателях сетевой воды с максимальным значением 115°C, при необходимости пиковый догрев воды, осуществляется в пиковой котельной расположенной в отдельно стоящем здании.

										13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							14

## 2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КОТЛОВ

За последние годы ведущую роль в области электроэнергетики занимают парогазовые установки с КПД более 50%. По некоторым данным на 2010 год общий объем эксплуатируемых ГТУ в мире составляет до 29 тыс. установок, суммарной установленной мощностью 1170 ГВт. Более того каждый год вводится в эксплуатацию около 300 новых газотурбинных установок, их общая установленная мощность составляет порядка 60 ГВт, а стоимость инвестиций более 10 млрд. дол.

На территории Российской Федерации суммарная номинальная мощность конденсационных энергоблоков, работающих на газе составляет около 35 ГВт, при этом КПД в районе 30-40%. Модернизация отрасли, с заменой этого устаревшего оборудования на новые парогазовые энергоблоки позволит экономить потребление природного газа на 30-40% или увеличить количество отпускаемой электроэнергии на 30-40% соответственно при том же расходе природного топлива. Эта экономия возможна при переводе старых паровых ТЭЦ на парогазовый цикл с комбинированной выработкой тепла и электричества.

На территории нашей страны находится множество производств основного энергетического оборудования, изготавливаются и поставляются на электростанции: котлы-утилизаторы, паровые котлы, насосы, существуют совместные с иностранными компаниями предприятия по выпуску газовых и паровых турбин. Все виды данного оборудования прошли проверку временем и подтвердили свою надежность в эксплуатации, показали свою экономичность.

Так, например, сконструированы и изготовлены 4 ГТУ типа ГТЭ-110, они успешно прошли испытания, как при самостоятельной работе, так и при работе в составе парогазовых установок.

Безусловно, в целях повышения стабильности и энергетической безопасности России необходимо использовать на энергетических объектах оборудование отечественного производства.

К неоспоримым плюсам стратегии производства оборудования на территории страны относятся:

- уменьшение зависимости от импорта оборудования, комплектующих и запасных частей к нему из-за рубежа.
- накопление и развитие опыта в конструкторской деятельности по производству энергетического оборудования, более того используя сильную базу авиационного двигателестроения России, возможно создание и интенсивное развитие производства энергетических газотурбинных установок.
- задание качественного вектора развития в сторону экспорта ГТУ и комплектующих к ним.

В связи с этим одной из самых приоритетных государственных задач в области энергетики можно считать разработку и создание производства современных газотурбинных установок. Так как масштаб потребностей в них для отечественной промышленности огромен.

В настоящее время завод «Силовые машины» (бывший ЛМЗ) совместно

с немецкой корпорацией Siemens локализовало производство газовых турбин средней мощности на территории России. Однако производство турбин высокой мощности более 300 МВт, в нашей стране все еще отсутствует. Следовательно, необходимо наладить производство следующего поколения ГТУ высокой мощности внутри страны. При этом технические требования к таким установкам чрезвычайно высоки: так номинальная мощность установки должна варьироваться в пределах 350-400 МВт, начальные параметры газов - температура более 1600°C, КПД более 60%.

Не смотря на только зарождающееся состояние отрасли по производству отечественных ГТУ, производство котельного оборудования на территории нашей страны находится на высоком уровне.

Заводы, производящие паровые и водогрейные котлы малой и средней мощности, представляют большое разнообразие модельного ряда их продукции. При этом производство котлов-утилизаторов, используемых в составе ПГУ не поставлено на поток. Причиной этому, может служить тот факт, что свое развитие мощные парогазовые блоки получили лишь в последние годы, и отрасль котлостроения не успевает предоставить потребителю необходимое оборудование. Поэтому котельные заводы на территории нашей страны вынуждены покупать лицензии на производства котлов данного типа. На базе этих заводов создаются совместные предприятия с иностранными производителями.

ООО Котельный завод «Белэнергомаш». Данный завод представляет обширную линейку паровых котлов и водогрейных котлов, широко используемых в промышленности, выпускает котлы паропроизводительностью от 0,16 до 3950 тонн пара в час.

Таганрогский котельный завод ТКЗ «Красный котельщик» - является лидером в производстве энергетических котлов высокой мощности. Завод стремится соответствовать современным требованиям энергетики, так за последние годы налажен выпуск котлов-утилизаторов для установки на парогазовых установках. Так же завод выпускает паровые котлы для электростанций, паропроизводительностью от 50 до 3950 т/ч и рабочем давлении до 28МПа, способных работать на всех видах природного топлива – углях, газе, мазуте, нефти. Таганрогский завод является основным поставщиком прямоточных котлов для энергоблоков станций со сверхкритическим давлением пара мощностью от 300 до 1200 МВт.

Бийский котельный завод. Специализируется на выпуске водогрейных котлов различной мощности, с номинальной теплопроизводительностью от 4,65 до 116,3 МВт. Наиболее известными котлами являются котлы марок:

- КВГМ-50, водогрейный теплопроизводительностью 50МВт.
- ПТВМ-100, водогрейный теплопроизводительностью 116,3 МВт.
- КЕ-25-14-270ГМ, паровой, паропроизводительностью 25 т/ч.
- ДКВр-6,5-13-250С, паровой, паропроизводительностью 6,5 т/ч.

В рамках сравнения паровых котлов средней мощности для пуска блочных электростанций выделим котел ДКВр-20-23-250ГМ.

ОАО «ЗИО-Подольск», котлостроительный завод, выпускает паровые котлы.

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16



Так же на территории Российской Федерации расположено производство некоторых иностранных компаний, производящих котельное оборудование. Одной из таких компаний является Bosch Industrial. Для сравнения возьмем котел Universal UL-SX-28000-13. Данный котел является трехходовым, жаротрубным, горизонтальной компоновки, теплоноситель – перегретый пар высокого давления, паропроизводительность до 28 тонн пара в час, избыточное давление до 30 бар, максимальная температура до 300<sup>0</sup>С, топливом является газ и жидкое топливо.

Рассмотрим подробнее его устройство и технические характеристики в сравнении с котлом Бийского завода ДКВр-20-23-250ГМ. Котел Universal UL-SX-28000-13 – жаротрубный, трехходовой с горизонтальной компоновкой, котел ДКВр-20-23-250ГМ – водотрубный, вертикальный с экранированной топочной камерой. Оба данных котла могут работать как на природном газе, так и на жидком топливе. Паропроизводительность котла Universal – 28 тонн пара в час, котла ДКВр – 20 тонн пара в час. Максимальное избыточное давление на выходе для котла Universal – 30 бар, ДКВр – 23 бара. Температура пара на выходе Universal – до 300<sup>0</sup>С, ДКВр – до 250<sup>0</sup>С. Габаритные размеры котла Universal: длина – 8,48м; ширина – 4,19м; высота – 5,21м. Габаритные размеры котла ДКВр: длина – 11,50м; ширина – 5,97м; высота – 7,66м.

У котла Universal жаровая труба (первая тяга) и два пучка дымогарных труб (вторая и третья тяга) встроены в емкость под давлением вместе с задней поворотной камерой, промываемой водой. Благодаря боковому расположению жаровой трубы, а также повороту дымовых газов в горизонтальном направлении сзади и в вертикальном направлении спереди большая лучистая и конвекционная поверхность нагрева с большой паровой камерой сочетается с минимальными внешними размерами.

У котлов ДКВр-20-23-250ГМ топка делится на две части: собственно, топку и камеру догорания, отделённую от топки задним экраном котла. Горячие газы омывают кипятильные трубы котла прямым током по всей ширине пучка без перегородок. При наличии пароперегревателя часть этих труб не устанавливается. Пароперегреватель состоит их двух пакетов, расположенных с двух сторон котла. Перегретый пар отводится из обоих пакетов в сборный коллектор. Питательная вода подаётся в верхний барабан. Сведем приведенные выше характеристики в сравнительную таблицу 3.1

Таблица 3.1 – Технические характеристики паровых котлов Universal UL-SX-28000-13 и ДКВр-20-23-250ГМ

Параметр	Universal UL-SX-28000-13	ДКВр-20-23-250ГМ
1	2	3
1 Паропроизводительность , т/ч	28	20

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3
2 Номинальная температура пара на выходе, °С	300	250
3 Номинальное давление пара на выходе, бар	30	23
4 Длина, м	8,48	11,50
5 Ширина, м	4,19	5,97
6 Высота, м	5,21	7,66

Для объективного сравнения отечественного и зарубежного парового котла рассмотрим восемь критериев оценки:

Критерий №1 – качество и надежность. Наиболее сложный критерий для объективной оценки. Так как достоверные статистические данные о надежности или ненадежности российских и импортных котельных агрегатов отсутствуют, то существует множество субъективных точек зрения. Одни считают, что отечественные компании по своим технологическим возможностям заметно отстали от зарубежных коллег, другие же считают, что наше оборудование не является таким прихотливым в эксплуатации, а, следовательно, способно прослужить дольше, с меньшим возникновением внештатных ситуаций. Однако и те, и другие сходятся во мнении, что российские котельные установки страдают от отсутствия инновационных технологий.

Критерий №2 – стоимость. Российский котел ДКВр без сомнений выигрывает в стоимости у своих аналогов, произведенных на западе. Так как полностью собирается на территории России из российских комплектующих. Несмотря на то что, компания Bosch локализовало свое производство в г. Энгельс, Россия, часть комплектующих все еще ввозится из-за границы, а, следовательно, облагается таможенными пошлинами.

Критерий №3 – Наличие и выполнение гарантийных обязательств заводом изготовителем. В данном критерии стоит отметить равенство отечественных и зарубежных компаний. И та и другая сторона в равной мере исполняет свои гарантийные обязательства в рамках заключенных договоров и законов РФ.

Критерий №4 – Наличие сервисной (инженерной) поддержки. Так же, как и в предыдущем пункте российские и зарубежные компании имеют сервисную и инженерную поддержку клиентов. Стоит отметить, что коммуникация с отечественными заводами проходит быстрее, ввиду общности языков и территории.

Критерий №5 – Срок изготовления и поставки. Данный критерий сложно дифференцировать для отечественного и зарубежного изготовителя. Каждый случай имеет индивидуальный характер. Однако западные компании в этом

вопросе некоторых преимущества ввиду более развитых средств производства и логистики, имеется обширная база поставщиков вспомогательных комплектующих, в нашей же стране часть комплектующих даже для отечественных установок необходимо заказывать из-за рубежа, что увеличивает срок отгрузки конечного продукта.

Критерий №6 – Ремонтпригодность. В данной критерии безусловным лидером является российская продукция, частично из-за более устаревшей конструкции, частично из-за меньшей технологичности, но несмотря на это котельные агрегаты отечественного производства обладают куда большей ремонтпригодностью, нежели зарубежные аналоги.

Критерий №7 – Обеспечение запасными частями и расходными материалами. Данный критерий так же в равной степени относится как к российскому, так и к западному оборудованию. С той лишь разницей что сроки поставки запасных частей и расходных материалов из-за рубежа могут немного отличаться в большую сторону.

Критерий №8 - Расположение производств и склада запасных частей в непосредственной близости к потенциальному заказчику. По этому критерию оценки первенство принадлежит отечественным производителям в силу объективных причин.

В завершении данной главы сделаем вывод: главным условием при выборе основного и вспомогательного оборудования объектов энергетики в первую очередь необходимо руководствоваться надежностью и долговечностью устанавливаемого оборудования. При этом необходимо учесть моральное и техническое устаревание устанавливаемых установок в ближайшем и среднесрочном будущем. Однако для поддержания и развития других отраслей желательно отдавать предпочтение отечественному производителю. В данной выпускной квалификационной работе магистра, остановив свой выбор на паровом котле Bosch Universal UL-SX-28000-13, отметим, что данный котел, хоть и является разработкой немецкой компании, собирается на территории России, с привлечением отечественных специалистов и частично из российских комплектующих.

						<i>13.04.01.2019.148.05 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			<i>19</i>

### 3 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Вопрос эффективного и рационального использования топлива, материалов, труда человека имеет огромное значение для промышленного предприятия, для поддержания его конкурентной способности. В ином случае предприятие неизбежно несет существенные финансовые потери. Основной упор в сфере повышения энергетической эффективности отрасли следует выделить повышения КПД энергетических установок, другими словами, повышения количества воспринимаемого тепла от сжигания топлива.

Наиболее технологичным и способом повышения энергетической эффективности уже существующих и строящихся электростанций, является использование парогазовых установок, с комбинированной выработкой электрической энергии и тепла, функционирующих по циклу «Брайтона-Ренкина».

Внедрение парогазовых установок является весьма перспективным методом модернизации электростанции на территории России. По сравнению с существующими паровыми установками, ПГУ обладают большим КПД на отпуск тепла и электричества, то есть более эффективно преобразуют энергию ископаемого топлива в конечный продукт, также они обладают меньшими потерями нежели стандартные паросиловые установки.

Федеральный закон №261 об Энергетической эффективности отрасли был принят в России в 2009 году. Закон гласит что в качестве основного ископаемого топлива на объектах энергетики необходимо использовать природный газ. Таким образом использование ПГУ является наилучшим вариантом для исполнения данного закона, так как газовая часть установки работает исключительно на природном газе. Более того залежи природного газа на территории Российской Федерации являются наиболее богатыми, по сравнению с углем или нефтью, и составляют до 50% от всех ископаемых видов топлива. Коэффициент полезного действия современных ПГУ достигает отметки в 55-60%, в тоже время КПД паросиловых установок колеблется в диапазоне 35-43%. К другим преимуществам использования природного газа в качестве топлива электростанций, можно отнести возможность его транспортировке по газопроводам на большие расстояния. Также он может транспортироваться в сжиженном виде в цистернах, и храниться в данном виде в специальных сосудах, что позволяет использовать его в качестве резервного топлива. Природный газ из всех видов ископаемого топлива является наиболее экологически чистым. Основным загрязняющим веществом при сгорании природного газа является углекислый газ. При необходимости парогазовые установки могут использовать в качестве топлива нефть тяжелых фракций, синтетический газ, получаемый при газификации углей, древесных отходов, биогаз. Однако КПД ПГУ в данном случае будет значительно ниже чем при сжигании природного газа, также повышается выброс загрязняющих веществ в атмосферу. После сжигания в газотурбинной установке, выхлопные газы подаются в котел-утилизатор для использования тепла отходящих газов на нагрев воды и производства пара.

Важнейшей составляющей частью парогазовой установки, повышающей ее энергетическую эффективность, является котел-утилизатор. Он выполняет задачу по утилизации теплоты уходящих газов из газовой турбины, так как они имеют высокую теплотворную способность. Оптимальной температурой дымовых газов при выбросе их в атмосферу является температура в диапазоне 100-120 °С. На выходе же из ГТУ газы имеют температуру 600-700 °С. На выходе из котла-утилизатора дымовые газы охлаждаются до нормативной температуры с помощью газовых подогревателей конденсата. Значение температуры конденсата в конденсаторе паровой турбины находится в диапазоне 30-40 °С. При данном значении температуры возможно излишнее снижение температуры дымовых газов, это является не допустимым, так как в следствие этого возможно коррозионное повреждение хвостовых поверхностей нагрева и хвостовых газоходов котла. Соответственно, согласно рекомендациям заводов изготовителей, температуру конденсата, после газового подогревателя конденсата рекомендуется поддерживать в диапазоне 55-60 °С.

Для достижения данных показателей в тепловую схему ПГУ внедряют рециркуляцию горячего конденсата. Схема функционирует следующим образом: конденсат на выходе из подогревателя конденсата имеет температуру выше 100 °С, далее с помощью НРК (насосов рециркуляции конденсата) часть горячего конденсата подается на вход в ГПК, для поддержания температуры выхлопных газов выше температуры точки росы.

Существуют и другие методы усовершенствования тепловой схему ПГУ, так возможно внедрение водоводяного теплообменника (ВВТО) на подогрев сетевой воды. ВВТО обычно устанавливается на линии рециркуляции конденсата котла-утилизатора. На Челябинской ТЭЦ-3 в схеме котла-утилизатора П-137 и ГТУ-160 МВт, внедрение данной схемы дало возможность получения дополнительных 23МВт тепловой энергии [37].

В последние годы наблюдается существенный износ основного эксплуатируемого оборудования и вспомогательных агрегатов объектов энергетики. Значительно выросло количество внеплановых текущих ремонтов, требуется плановое проведение капитальных. Также наблюдается устаревание систем автоматики и управления оборудованием.

В результате идет значительное повышение тарифов на отпуск тепловой и электрической энергии. Проведение модернизации и установка нового современного оборудования поможет сократить текущие расходы предприятий, что приведет к возможности сдерживания дальнейшего роста тарифов.

Вывод: Развитие когенерации на базе газотурбинных установок (ГТУ), относится к числу новейших энерго- и топливосберегающих технологий, и станет существенным вкладом в достижение энергоэффективности энергетической отрасли России, а также энергетической независимости государства. На каждом предприятии энергетической отрасли должен быть разработан комплекс мероприятий по повышению энергосбережения, которые бы непрерывно внедрялись для улучшения производственного с точки зрения снижения потерь.

## 4 УСТАНОВКА ПУСКОВОГО КОТЛА В СОСТАВЕ ЭНЕРГОБЛОКА ПГУ-230Т

В целях повышения энергетической эффективности Челябинской ТЭЦ-3 установим пусковой котел Universal UL-SX 28000-13 в составе парогазового энергоблока с теплофикацией ПГУ-230Т, установленной мощностью на отпуск тепла 115 Гкал. В настоящее время следующее основное генерационное оборудование работает в составе энергоблока:

- газотурбинная установка ГТЭ-160 установленной электрической мощностью 160 МВт и КПД 36%;
- котел-утилизатор П-137
- паровая турбина с теплофикацией Т-50/70-6,8/0,12 с установленной электрической мощностью 70,2 МВт

Парогазовый энергоблок с теплофикацией ПГУ-230Т работает по комбинированному циклу, вырабатывая совместно электрическую и тепловую энергию, обладает пониженным расходом топлива на отпуск электроэнергии по сравнению со паросиловыми энергоблоками, ПГУ-230Т обладает абсолютным электрическим КПД более 50%. Далее представим основные технические характеристики основного оборудования энергоблока, вид используемого топлива и его химический состав. Определим расход топлива, теоретический и реальный расходы дымовых газов на выходе из пускового котла. Выполним тепловой расчет пускового котла, приведем оценку энергетической эффективности модернизации Челябинской ТЭЦ-3.

### 4.1 Технические характеристики парового котла Universal UL-SX 28000-13

Пусковой котел Universal UL-SX 28000-13 – паровой, жаротрубный, с горизонтальной компоновкой, трехходовой, цилиндрической формы. Номинальная паропроизводительность котла при использовании газообразного топлива 28 т/ч. На рисунке 4.1 представлен левый разрез котла Universal UL-SX 28000-13.

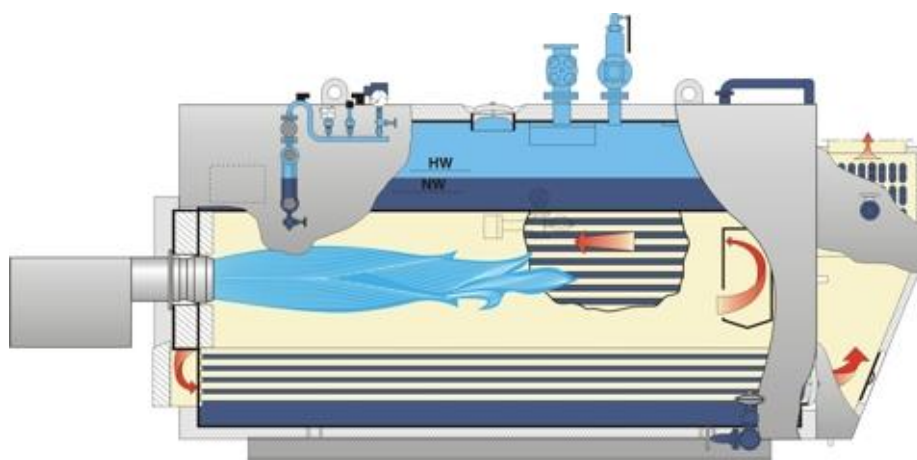


Рисунок 4.1 – Левый разрез котла Universal UL-SX 28000-13

Для обеспечения безопасности при эксплуатации, котел сконструирован с широкими водяными стенами, также увеличен шаг между жаровыми трубами. Конструктивно котел имеет большую площадь зеркала испарения, так как предусматривается эксплуатация с большим объемом воды и пара. Котел оборудован сепаратором, уже встроенным в корпус. На рисунке 4.2 представлен правый разрез котла Universal UL-SX 28000-13.

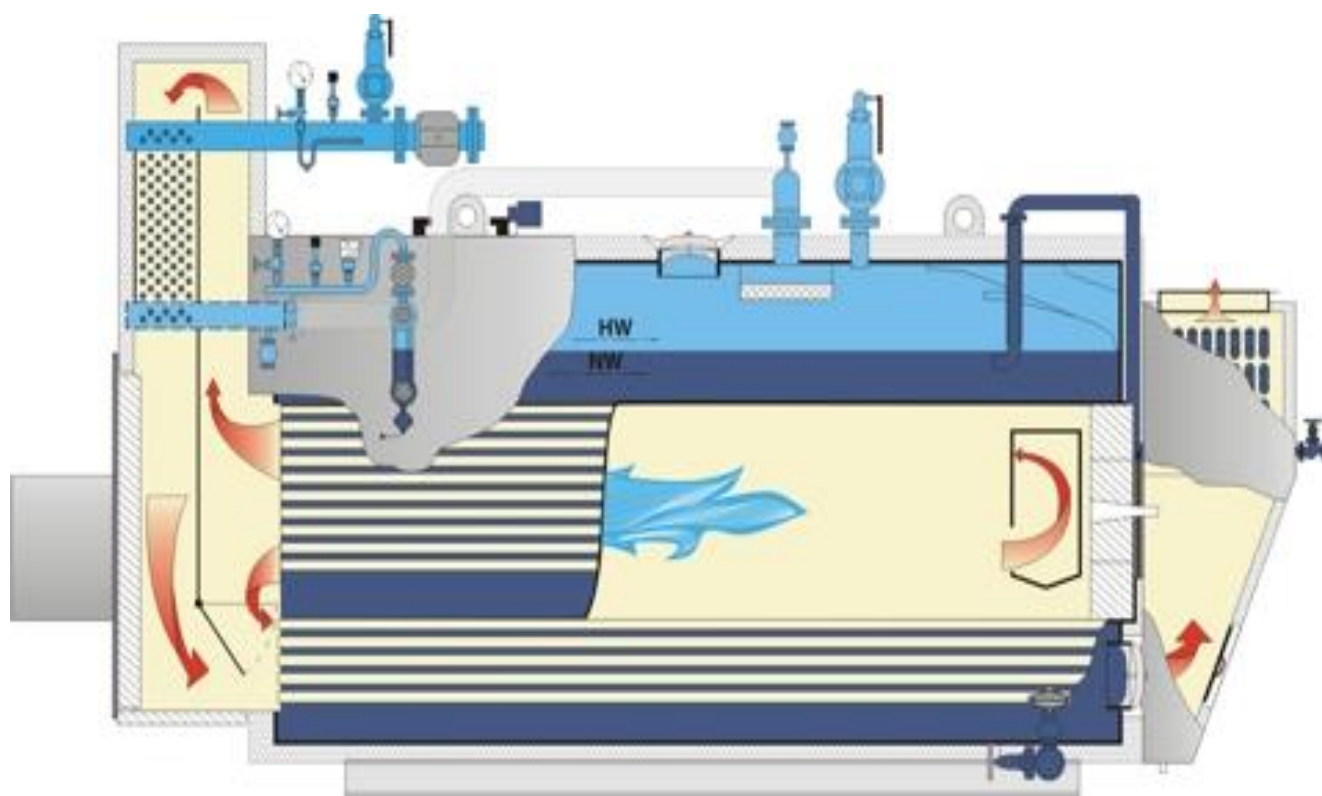


Рисунок 4.2 – Правый разрез котла Universal UL-SX 28000-13

Котел оборудован предохранительным клапаном, во избежание повышения давления выше критического. Корпус котла покрыт изоляцией толщиной 120 мм.

Для обеспечения регулирования работы, котел оборудован следующими техническими устройствами: регулирующий клапан питательной воды; водоуказатель (PN40); запорная паровая арматура (DN300, PN16); запорная арматура питательной воды (DN80, PN16); оборудование для обессоливания воды, работающее в автоматическом режиме; манометр для измерения давления (диапазон 0 – 1,5 МПа); регулятор давления (диапазон 0 – 1,6 МПа); питательный насос; центробежный насос (Grundfos CR32-8K); обратный клапан (DN80, PN16); предохранительный клапан (угловой DN100/150); воздушник (DN15, PN16). На рисунке 4.3 представлена схема комплектации котла Universal UL-SX 28000-13. Также котел оборудован индикатором уровня, манометром, модулем регулировки газа, запорной арматурой трубки маностата. Смотровым отверстием, обратным клапаном питательной воды и теплообменником отработанных газов.

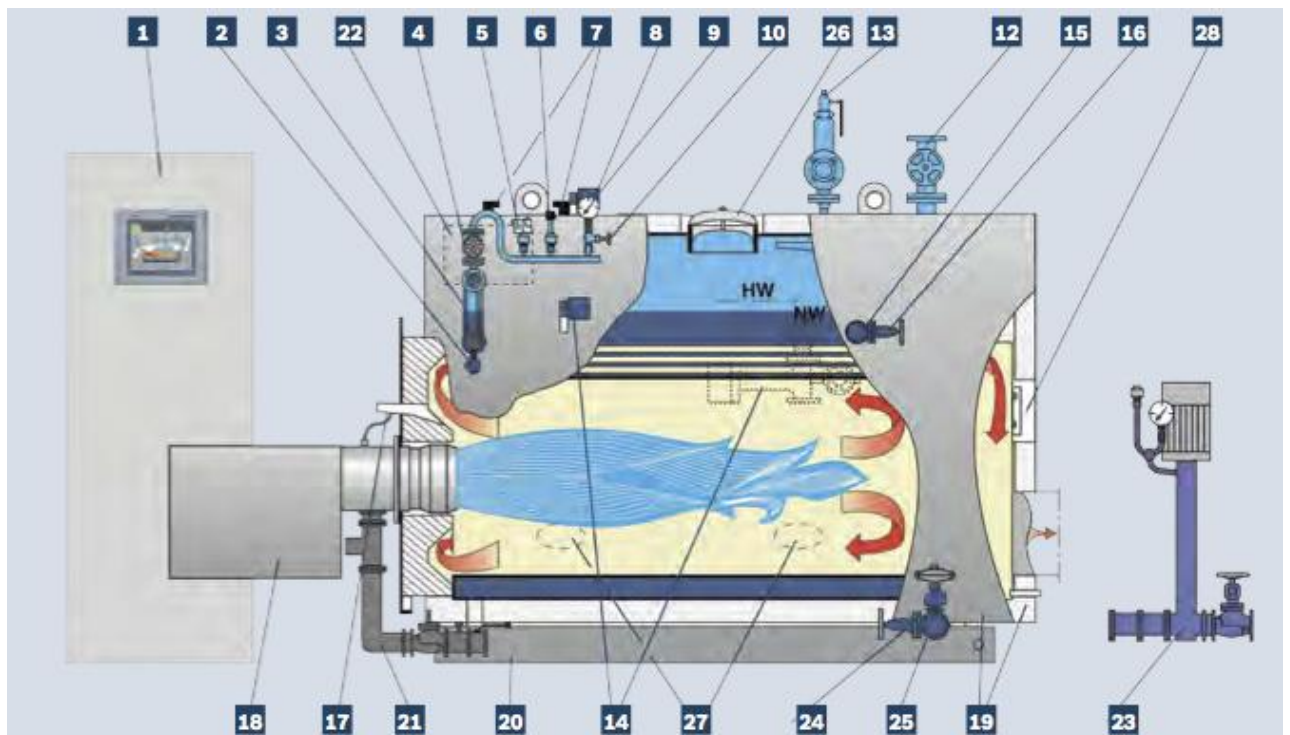


Рисунок 4.3 – Схема комплектации котла Universal UL-SX 28000-13:

1 – система управления котлом, 2 – продувочный кран для отбора проб воды, 3 – индикатор уровня воды, 4 – запорная арматура трубки маностата, 5 – ограничитель давления, 6 – датчик давления, 7 – электрод минимального уровня, 8 – манометр, 9 – датчик уровня, 10 – запорная арматура для манометра с фланцем, 12 – парозаборный вентиль, 13 – предохранительный клапан, 15 – обратный клапан питательной воды, 16 – запорный клапан питательной воды, 17 – смотровое отверстие, 18 – горелочное устройство, 19 – изоляция и защитный кожух, 20 – опорная рама, 21 – модуль регулировки газа, 22 – клеммная коробка, 23 – насосный модуль, 24 – сливной запорный вентиль, 25 – автоматика удаления шлама, 26-28 - смотровое отверстие, 32 – теплообменник отработанных газов,

Вода, подаваемая в котел должна быть чистой, бесцветной, с отсутствием растворимых в ней веществ. Так содержания масла менее 1 мг/л, содержание меди менее 0,01 мг/л, содержание  $\text{Ca}_2$  и  $\text{Mg}_2$  менее 0,010 ммоль/л, жёсткость воды рН более 9.

Котел оборудован двойной газовой горелкой Weishaupt, с возможностью регулировки подачи как кислорода, так и газа. Горелка ротационная. Высокоинтенсивно распыляет топливо. Горелка представляет собой отдельно выполненный корпус, со встроенным вентилятором и воздушным клапаном. Регулирование подачи газа и воздуха происходит автоматически с помощью регулирования заслонки сервоприводом. Для отведения продуктов сгорания из котла будет использоваться уже существующая дымовая труба Челябинской ТЭЦ-3.



## 4.2 Топливо, расчет теоретических объёмов воздуха и продуктов сгорания

Природный газ тюменского месторождения является основным и резервным источником топлива для парогазового блока Челябинской ТЭЦ-3, подаваемым по газопроводу высокого давления. В таблице 4.1 покажем химический состав и физические характеристики природного газа.

Таблица 4.1 – Химический состав и физические характеристики газа

Наименование компонента	Обозначение	Величина
1. Углекислый газ	CO <sub>2</sub> , %	0,22
2. Азот	N <sup>2</sup> , %	3,0
3. Метан	CH <sub>4</sub> , %	95,5
4. Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , %	0,8
5. Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> , %	0,4
6. Изобутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> , %	0,08
10. Итого:	%	100
11. Плотность сухого газа при нормальных условиях (t = +20 °С, p = 760 мм.рт.ст. или 101,32 кПа)	ρ <sub>с20</sub> , кг/м <sup>3</sup>	0,575
12. Низшая теплота сгорания (теплотворная способность) при нормальных условиях (t = +20 °С, p = 760 мм.рт.ст. или 101,32 кПа)	Q <sub>н</sub> <sup>P</sup> , кДж/м <sup>3</sup>	33645,13

Аварийное топливное хозяйство на Челябинской ТЭЦ-3 не предусмотрено проектом, так как газ подается по двум независимым газопроводам. Годовой расход природного газа парогазового блока Челябинской ТЭЦ-3 составляет: 924573,03 тыс. куб.м/год [45].

Определим теплоту сгорания топлива по формуле (4.1):

$$Q_H^P = 334,1 \times CH_4 + 598,5 \times C_2H_6 + 865,3 \times C_3H_8 + 1140,7 \times C_4H_{10} \quad (4.1)$$

Расчёт в численном виде:

$$Q_H^P = 334,1 \times 95,5 + 598,5 \times 0,8 + 865,3 \times 0,4 + 11420,7 \times 0,08 = 33645,13 \text{ кДж/м}^3$$

Определим объем дымовых газов при н.у. по формуле (4.2):

										Лист
										25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.148.05 ПЗ

$$V_g = V_{H_2O} + V_{N_2}^0 + V_{RO_2}^0 + (a - 1) \times V^0 \quad (4.2)$$

где  $V^0$  – теоретическое количество воздуха при сжигании 1 нм газа

$V_{RO_2}$  – объем трехатомных газов,

$V_{N_2}^0$  – объем азота,

$V_{H_2O}$  – объем водяных паров.

Найдем теоретическое количество воздуха при сжигании 1 нм газообразного топлива при нормальных условиях по формуле (4.3):

$$V^0 = 0,0476 \times [\alpha (m + 0,25 \times n) \times C_m H_n] \quad (4.3)$$

$$V^0 = 0,0476 \cdot [2 \cdot 94,2 + 3,5 \cdot 2,5 + 5 \cdot 0,4 + 6,5 \cdot 0,2 + 8 \cdot 0,1] = 9,58 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объем трехатомных газов определим по формуле (4.3):

$$V_{RO_2} = 0,01(\alpha m \times C_m H_n) \quad (4.3)$$

$$V_{RO_2} = 0,01(95,5 + 2 \times 0,8 + 3 \times 0,4 + 4 \times 0,08) = 0,98 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объем водяных паров (при  $\alpha = 1$ ) (4.4):

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \times (\alpha \frac{n}{2} \times C_m H_n) + 0,0161 \times V^0 \quad (4.4)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \times (\frac{1}{2} \times 95,5 + \frac{2}{2} \times 0,8 + \frac{3}{2} \times 0,4 + \frac{4}{2} \times 0,08) + 0,0161 \times 9,34 = 0,64 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Действительный объем водяных паров (при  $\alpha = 1,1$ ) найдем по формуле (4.5):

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \times (a - 1) \times V^0 \quad (4.5)$$

$$V_{H_2O} = 0,64 + 0,0161 \times (1,1 - 1) \times 9,34 = 0,65 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Для определения теоретического объема азота используем формулу (4.6):

										Лист
										26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.148.05 ПЗ

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \times V^0 + \frac{N_2}{100} \quad (4.6)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \times 9,34 + \frac{3}{100} = 7,41 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

По формуле (4.2) найдем действительный объем дымовых газов:

$$V_g = 0,65 + 7,41 + 0,98 + (1,1 - 1) \times 9,34 = 9,97 \text{ м}^3$$

### 4.3 Коэффициент избытка воздуха и объем дымовых газов по газоходам

Основным условием протекания химической реакции горения является наличие кислорода. При этом для полного сжигания топлива в топке котла, необходимо использовать воздуха больше, чем требуется для проведения химической реакции, во избежание недожога топлива. Величина показывающая дополнительное количество подаваемого в топку воздуха называется коэффициент избытка воздуха  $\alpha$ , его значение равно отношению количества реально поданного воздуха в топку котла к теоретическому значению воздуха, необходимого для сжигания 1 м<sup>3</sup> топлива.

При этом значение коэффициента избытка воздуха зависит как от вида сжигаемого топлива, так и его качества, и метода сжигания, а также от конструкции топки.

Для котла Universal UL-SX 28000-13 коэффициент избытка воздуха на выходе из топочной камеры равен:

$$a_m = 1,1$$

Коэффициент избытка воздуха во втором и третьем ходе определяется по формуле (4.7):

$$a_{кр} = a_m + \Delta a_{кр} \quad (4.7)$$

где  $\Delta \alpha$  – присосы воздуха во втором и третьем ходе. Так как в котле Universal UL-SX присосы воздуха во 2-м и 3-м ходе отсутствуют, то  $\Delta \alpha = 0$

$$a_{кр} = 1,1 + 0 = 1,1$$

Найдем долю трехатомных газов по формуле (4.8):

										Лист
										27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.148.05 ПЗ

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}^0}{V_g} \quad (4.8)$$

$$r_{RO_2} = \frac{0,98}{9,97} = 0,098$$

Доля водяных паров находится по формуле (4.9):

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}^0}{V_g} \quad (4.9)$$

$$r_{H_2O} = \frac{0,64}{9,97} = 0,0641$$

Суммарная объемная доля трехатомных газов находится по формуле (4.10):

$$r_n = r_{H_2O} + r_{RO_2} \quad (4.10)$$

$$r_n = 0,0641 + 0,098 = 0,1621$$

Так как конструктивно присосы воздуха во втором и третьем ходе котла Universal UL-SX отсутствуют, то объем дымовых газов, доля водяных паров и трехатомных и суммарная доля трехатомных газов равны.

#### 4.4 Расчет энтальпий продуктов сгорания газа и воздуха

Понятие энтальпии воздуха и дымовых газов называется то количество теплоты (выраженное в кДж) которое содержится в воздухе или дымовых газов при данной температуре. Другими словами, энтальпия – это теплосодержание воздуха и продуктов сгорания. Для газообразного вида топлива энтальпия выражается к  $1\text{ м}^3$  воздуха или дымовых газов при нормальных условиях.

Нахождение значений энтальпий воздуха и дымовых газов, является важнейшей частью дальнейшего теплового расчета котла, так как далее будут использоваться значение энтальпий воздуха и продуктов сгорания при разных температурах.

Для нахождения фактической энтальпии дымовых газов воспользуемся формулой (4.11):

$$I_{\Gamma} = I_2^0 + I_{\epsilon}^0 \cdot (\alpha - 1) \quad (4.11)$$

										Лист
										28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.148.05 ПЗ

где  $I_2^0$  и  $I_6^0$  – теоретические энтальпии дымовых газов и воздуха.

Теоретическое значение энтальпии дымовых газов определим по формуле (4.12):

$$I_{\Gamma}^0 = \sum_{i=1}^1 V_i^0 (c \cdot \mathcal{G}) = (V_{RO_2}^0 \cdot c_{RO_2} + V_{H_2O}^0 \cdot c_{H_2O} + V_{N_2}^0 \cdot c_{N_2}) \quad (4.12)$$

где  $\mathcal{G}$  – температура газов, °С;

$c_{RO_2}, c_{H_2O}, c_{N_2}, c_6$  – теплоёмкости трёхатомных газов, водяных паров, азота и холодного воздуха соответственно (при температуре  $t_{хв}$ ) и постоянном давлении (равном атмосферному) [17, табл. 1], выраженные в кДж/кг

В таблице 4.2 сведём расчётные значения энтальпий воздуха и продуктов сгорания при различных температурах.

Таблица 4.2 – Энтальпии воздуха и продуктов сгорания

$\nu, ^\circ\text{C}$	$I_2^0, \text{кДж/м}^3$	$I_6^0, \text{кДж/м}^3$	$I_2, \text{ при } \alpha = 1,1$
1	2	3	4
30	-	364,260	
100	1225,560	1232,880	1348,848
200	2471,020	2484,440	2719,464
300	3748,860	3764,020	4125,262
400	5062,270	5062,280	5568,498
500	6404,480	6388,560	7043,336
600	7774,080	7752,200	8549,3
700	9175,720	9143,860	10090,106
800	10223,310	10554,200	11278,73
900	12097,970	11964,540	13294,424
1000	13591,500	13412,240	14932,724
1100	15088,950	14897,300	16578,68
1200	16586,450	16382,360	18224,686
1300	18125,140	18035,540	19928,694
1400	19699,010	19389,840	21637,994
1500	21247,720	20912,260	23338,946
1600	22825,730	22444,020	25070,132

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4
1700	24411,200	23966,440	26807,844
1800	26007,280	25488,860	28556,166
1900	27624,950	27057,980	30330,748
2000	29222,020	28617,760	32083,796
2100	30846,810	30252,260	33872,036
2200	32473,520	31746,660	35648,186

#### 4.5 Расчет теплового баланса пускового котла Universal UL-SX 28000-13

В данном разделе проведем тепловой расчёт парового котла Universal 28000-13. Составим уравнения теплового и материального баланса, соответствующие различным частям парового котла. Расчёт параметров котла проводится по исходным данным для температуры наружного воздуха равной + 15 °С.

Располагаемое тепло топлива по формуле (4.12):

$$Q_p^p = Q_n^p \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \quad (4.12)$$

$$Q_p^p = 33645 \text{ кДж/м}^3$$

Температура уходящих газов:

$$t_{yx} = 220^\circ \text{C}$$

Энтальпия уходящих газов (из диаграммы «энтальпия - температура»):

$$I_{yx} = 3000,624 \text{ кДж/м}^3$$

Температура холодного воздуха:

$$t_{xb} = 15^\circ \text{C}$$

Энтальпию холодного воздуха найдем по формуле (4.13):

$$I_{xb} = \alpha \cdot V_{xb}^0 \cdot (ct)_{xb} \text{ кДж/м}^3 \quad (4.13)$$

где  $V_6^0$  – теоретическое количество воздуха 1 м<sup>3</sup> природного газа  
 $(ct)_{x6}$  – удельная объемная энтальпия воздуха равная 19,5 кДж/м<sup>3</sup>.

$$I_{x6} = 1,1 \cdot 9,34 \cdot 19,5 = 200,34 \text{ кДж/м}^3$$

Потери тепла от механического недожога, при сжигании природного газа:

$$q_4 = 0$$

Потеря теплоты от химической неполноты сгорания топлива  $q_3 = 0\%$ , так как при химическом недожоге природного газа образуется диоксид углерода, допустимое значение которого не может превышать 130 мг/м<sup>3</sup>. При таком значении содержания диоксида углерода в дымовых газах потерями теплоты при химическом недожоге топлива можно пренебречь.

Потери тепла с уходящими газами по формуле (4.14):

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - I_{x6}) \cdot (100 - q_4)}{Q_n^p} \quad (4.14)$$

$$q_2 = \frac{(3000,624 - 200,34) \cdot (100 - 0)}{33645,13} = 8,32\%$$

Потери тепла в окружающую среду принимаем:

$$q_5 = 0,6\%$$

Сумма потерь тепла по формуле (4.15):

$$\sum q_i = q_2 + q_3 + q_4 + q_5, \% \quad (4.15)$$

$$\sum q_i = 8,32 + 0 + 0 + 0,6 = 8,92\%$$

Коэффициент полезного действия котла брутто найдем по формуле (4.16):

$$\eta^{6p} = 100 - \sum q_i \quad (4.16)$$

$$\eta^{6p} = 100 - 8,92 = 91,08\%$$

Коэффициент сохранения тепла определим по формуле (4.17):

										Лист
										31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.148.05 ПЗ					

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta^{\bar{p}} - q_5} \quad (4.17)$$

$$j = 1 - \frac{0,6}{91,08 - 0,6} = 0,993$$

Тепловая мощность котла (исходные данные):

$$Q_k = 18265 \text{ кВт}$$

Полный расход топлива определим по формуле (4.18):

$$B = \frac{Q_k}{Q_u^p \cdot \eta^{\bar{p}}} \quad (4.18)$$

$$B = \frac{18265}{33645,13 \times 0,9108} = 0,59 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расчетный расход топлива (4.19):

$$B_p = B \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \quad (4.19)$$

$$B_p = 0,59 \times \left(1 - \frac{0}{100}\right) = 0,59 \text{ м}^3/\text{с}$$

#### 4.6 Тепловой расчет топки котла

В топке котельного агрегата происходит процесс сжигания топлива и образование продуктов сгорания – дымовых газов. Топка служит для осуществления теплообмена между продуктами сгорания топлива и поверхностями нагрева котла.

Теплообмен является сложным физическим процессом, при котором происходит не только горение топлива, но и движения массы топлива. Топливо, сгорая в топке, путем излучения передает свою теплоту поверхностям нагрева. При этом излучающую способность имеет не только топливо, но и продукты его сгорания – дымовые газы, а также обратное излучение от поверхностей нагрева котла.

Цель данного расчета – определить температуру дымовых газов на выходе

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32



из топки. Конструктивно в жаротрубном котле, данной модификации в состав топки входит поворотная камера.

Коэффициент загрязнения экранов при сжигании природного газа [34]:

$$\chi = 0,65$$

Внесем конструктивные размеры топки котла Universal UL-SX 28000-13 в таблицу 4.3

Таблица 4.3 – Конструктивные размеры топки котла Universal UL-SX 28000-13

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица измерения	Ответ
Полная площадь поверхности нагрева	$H_{л}$	По конструктивным размерам	$m^2$	36,81
Объем топочной камеры	$V_{т}$	По конструктивным размерам	$m^3$	16,1
Площадь поверхности стен	$F_{ст}$	По конструктивным размерам	$m^2$	36,81

Коэффициент тепловой эффективности топочных экранов с точки зрения тепловосприятия от факела для камерных топок с учетом загрязнения определим по формуле (4.20):

$$\psi_{cp} = \frac{H_{л} \cdot \xi}{F_{cm}} \quad (4.20)$$

$$\psi_{cp} = \frac{36,81 \times 0,65}{36,81} = 0,65$$

Эффективная толщина излучающего слоя по формуле (4.21):

$$s = \frac{3,6 \cdot V_m}{F_{cm}} \quad (4.21)$$

$$s = \frac{3,6 \times 16,1}{36,81} = 1,574 \text{ м}$$

Абсолютное давление газов в токе, принимается [34]:

$$p = 0,1 \text{ МПа}$$

Принимаем предварительно температуру газов на выходе из топки:

$$t_m'' = 1380 \text{ }^\circ\text{C}$$

Энтальпия газов на выходе из топки:

$$I_m'' = 25613,1 \text{ кДж/м}^3$$

Объемная доля водяных паров (из раздела 4.7):

$$r_{H_2O} = 0,0641$$

Объемная доля трехатомных газов (из раздела 4.7):

$$r_n = 0,1621$$

Средняя теплоемкость продуктов сгорания по формуле (4.22):

$$(VC)_{cp} = \frac{Q_p - I_m''}{t_a - t_m''} \quad (4.22)$$

где  $t_a$  – адиабатическая температура горения,  $t_a = 1878,7 \text{ }^\circ\text{C}$

$I_m'' = 25613,1 \text{ кДж/м}^3$  – энтальпия газов на выходе из топки (по таблице 4.4)

$$(VC)_{cp} = \frac{33645,13 - 25613,1}{1878,7 - 1380} = 16,11$$

Положение горелки относительно высоты топки:  $x_g = 0,31$

Для камерных топок при сжигании газа параметр  $M$  рассчитывается по (4.23):

$$M = M_0[1 - 0,4x_2] \quad (4.23)$$

где  $M_0 = 0,4$  - безразмерный параметр [34].

$$M = 0,4 \times [1 - 0,4 \times 0,31] = 0,35$$

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Коэффициент поглощения лучей газовой фазой продуктов сгорания (4.24):

$$k_z = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{10 \cdot p \cdot r_n \cdot s}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot (t'' + 273)) \cdot r_n \quad (4.24)$$

$$k_g = \left( \frac{7,8 + 16 \times 0,0641}{\sqrt{10 \times 0,1 \times 0,1621 \times 1,574}} - 1 \right) \times (1 - 0,37 \times 10^{-3} \times (1380 + 273)) \times 0,1621 = 1,036$$

Соотношение углерода и водорода для газообразного топлива определим по формуле (4.25):

$$\frac{C^p}{H^p} = 0,12 \times \overset{\circ}{a} \left( \frac{m}{n} \right) \times C_m H_n \quad (4.25)$$

$$\frac{C^p}{H^p} = 0,12 \times (0,25 \times 95,5 + 0,334 \times 0,8 + 0,375 \times 0,4 + 0,4 \times 0,08) = 2,918$$

Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами по формуле (4.26):

$$k_c = \frac{1,2}{1 + \alpha_m^2} \left[ 1,6 \frac{(t'' + 273)}{1000} - 0,5 \right] \cdot \left( \frac{C^p}{H^p} \right)^{0,4} \quad (4.26)$$

$$k_c = \frac{1,2}{1 + 1,1^2} \left[ 1,6 \cdot \frac{(1380 + 273)}{1000} - 0,5 \right] \cdot 2,918^{0,4} = 1,78 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$$

Коэффициент поглощения топочной среды (4.27):

$$k = k_z + 0,1 \cdot k_c \quad (4.27)$$

$$k = 1,036 + 0,1 \cdot 1,78 = 1,214 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$$

Критерий Бугера (критерий поглощательной способности) определяется по формуле (4.28):

$$Bu = kps \quad (4.28)$$

									Лист
									35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2019.148.05 ПЗ

$$Bu = 1,214 \times 0,1 \times 1,574 = 0,191$$

Эффективное значение критерия Бугера найдем по формуле (4.29):

$$Bu_{\tilde{}} = 1,6 \ln \frac{1,4 Bu^2 + Bu + 2}{1,4 Bu^2 - Bu + 2} \quad (4.29)$$

$$Bu_{\tilde{}} = 1,6 \ln \frac{1,4 \cdot 0,191^2 + 0,191 + 2}{1,4 \cdot 0,191^2 - 0,191 + 2} = 0,298$$

Тепловое напряжение топочного объема (4.30):

$$q_v = \frac{B \times Q_H^P}{V_m} \quad (4.30)$$

$$q_v = \frac{0,59 \times 33645,13}{16,1} = 1232,9 \text{ кДж/м}^3$$

Температура на выходе из топки определим по формуле (4.31):

$$t'' = \frac{t_a + 273}{\left\{ 1 + M \cdot Bu^{\sim 0,3} \left[ \frac{5,67 \cdot \psi_{cp} \cdot F_{cm} \cdot (t_a + 273)^3}{10^{11} \cdot \varphi \cdot B_p \cdot (VC)_{cp}} \right]^{0,6} \right\}} - 273 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.31)$$

$$t'' = \frac{1878,7 + 273}{\left\{ 1 + 0,35 \cdot 0,298^{0,3} \left[ \frac{5,67 \cdot 0,65 \cdot 36,81 \cdot (1878,7 + 273)^3}{10^{11} \cdot 0,993 \cdot 0,59 \cdot 16,1} \right]^{0,6} \right\}} - 273$$

$$t'' = 1384,7^\circ\text{C}$$

Разница рассчитанной и предварительно заданной температуры газов на вы-

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ходе из топки не превышает  $10^{\circ}\text{C}$ , следовательно, принимаем  $t'' = 1384,7^{\circ}\text{C}$

Энтальпия газов на выходе из топки (определяем по таблице 4.4 «энтальпия воздуха и продуктов сгорания» настоящего расчета для  $t''$ ):

$$I'' = 21364,5 \text{ кДж/м}^3$$

Тепло, переданное излучением в топке находим по формуле (4.32):

$$Q_{\text{л}} = \varphi \cdot (Q_{\text{т}} - I'') \text{ кДж/м}^3 \quad (4.32)$$

$$Q_{\text{л}} = 0,993 \cdot (33645,13 - 21364,5) = 12194,65 \text{ кДж/м}^3$$

Среднее удельное тепловое напряжение поверхности нагрева экранов найдем по формуле (4.33):

$$q_{\text{л}} = \frac{B \cdot Q_{\text{л}}}{F_{\text{ст}}} \quad (4.33)$$

$$q_{\text{л}} = \frac{0,59 \cdot 12194,65}{36,81} = 195,45$$

#### 4.7 Тепловой расчет конвективных поверхностей нагрева

Основной способ передачи теплоты поверхностям нагрева, установленных в газоходах котла происходит с помощью конвекции, соответственно эти поверхности получили название конвективные. Интенсивность процесса конвективного теплообмена зависит от множества факторов. К ним относятся: скорость движения дымовых газов, температуры продуктов сгорания, физических свойств рабочей среды, характер омывания поверхности теплообмена.

Для проведения теплового расчета конвективных поверхностей нагрева воспользуемся уравнениями теплового баланса и теплопередачи.

Уравнение теплового баланса имеет следующий вид (4.33):

$$Q_{\text{б}} = j \times (I'_{2x} - I''_{2x}) \quad (4.33)$$

Уравнение теплопередачи имеет вид (4.34):

										Лист
										37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.148.05 ПЗ

$$Q_m = \frac{k \cdot F \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3} \quad (4.34)$$

### Расчет второго хода

Внесем конструктивные размеры труб второго хода котла Universal UL-SX 28000-13 в таблицу 4.4

Таблица 4.4 – Конструктивные размеры труб второго хода котла Universal UL-SX 28000-13

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица измерения	Ответ
Диаметр внутренний	$d_e$	По конструктивным размерам	м	0,09
Длина трубы	$l$	По конструктивным размерам	м	6,7
Количество труб	$z$	По конструктивным параметрам	шт	52

Среднее сечение для прохода газов найдем по формуле (4.35):

$$F_r = \frac{\pi \cdot d_B^2}{4} \cdot z \quad (4.35)$$

$$F_r = \frac{3,14 \cdot 0,09^2}{4} \cdot 52 = 0,33 \text{ м}^2$$

Поверхность нагрева пучка труб найдем по формуле (4.36):

$$F = \rho \times d_B \times l \times z \quad (4.36)$$

$$F = 3,14 \times 0,09 \times 6,7 \times 52 = 98,46 \text{ м}^2$$

Температура газов на входе во второй ход (из формулы (4.31)):

$$t'_{2x} = t''_{2x} = 1384,7^\circ \text{C}$$

Энтальпия газов на входе в второй ход из таблицы 4.4:

$$I'_{2x} = I''_{2x} = 21364,5 \text{ кДж/м}^3$$

Зададимся температурой газов на выходе из второго хода:

$$t''_{2x} = 510^{\circ}\text{C}$$

Энтальпия газов на входе в второй ход из таблицы 4.4:

$$I''_{2x} = 7193,9 \text{ кДж/м}^3$$

Определим тепловосприятие нагреваемой среды, по уравнению теплового баланса (4.33):

$$Q_b = 0,993 \times (21364,5 - 7193,9) = 14071,4 \text{ кДж/м}^3$$

Найдем среднюю температуру дымовых газов по формуле (4.37):

$$\bar{t}_r = \frac{t'_{2x} + t''_{2x}}{2} \quad (4.37)$$

$$\bar{t}_r = \frac{1384,7 + 510}{2} = 947,35^{\circ}\text{C}$$

Температура кипения воды при заданном давлении:

$$t_s = 236^{\circ}\text{C}$$

Температурный напор на входе во второй ход найдем по формуле (4.38):

$$Dt_b = t'_{2x} - t_s \quad (4.38)$$

$$Dt_b = 1384,7 - 236 = 1148,7^{\circ}\text{C}$$

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Температурный напор на выходе из второго хода по формуле (4.39):

$$Dt_m = t_{2x}'' - t_s \quad (4.39)$$

$$Dt_b = 510 - 236 = 274^{\circ}\text{C}$$

Средний температурный логарифмический напор найдем по формуле (4.40):

$$Dt = \frac{Dt_b - Dt_m}{\ln\left(\frac{Dt_b}{Dt_m}\right)} \quad (4.40)$$

$$Dt = \frac{1148,7 - 274}{\ln\left(\frac{1148,7}{274}\right)} = 610,4^{\circ}\text{C}$$

Объем дымовых газов (из раздела 4.7):

$$V_g = 9,97 \text{ м}^3$$

Объемная доля водяных паров (из раздела 4.7):

$$r_{H_2O} = 0,0641$$

Объемная доля трехатомных газов (из раздела 4.7):

$$r_n = 0,1621$$

Определим среднюю скорость газов в пучке по формуле (4.41):

$$\bar{W} = \frac{B_p \cdot V_r}{F_r} \cdot \frac{(t_r + 273)}{273} \quad (4.41)$$

$$\bar{W} = \frac{0,159 \times 11,714}{0,122} \times \frac{(877 + 273)}{273} = 79,65$$

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40



Коэффициент теплопроводности дымовых газов определяется по таблице ПЗ [34]:

$$l = 64,48 \times 10^2$$

Коэффициент кинематической вязкости дымовых газов при средней температуре в ходе рассчитаем по таблице ПЗ [34]:

$$n = 15,58 \times 10^2$$

Критерий Прандтля при средней температуре дымовых газов определяется по таблице ПЗ [34]:

$$Pr = 0,58$$

Найдем коэффициент теплоотдачи конвекцией по формуле (4.42):

$$\alpha_k = 0,023 \cdot \frac{\lambda}{d_B} \left( \overline{W} \cdot \frac{d_B}{\nu} \right)^{0,8} \cdot Pr^{0,4} \quad (4.42)$$

$$a_k = 0,023 \cdot \frac{0,06}{0,057} \cdot 64,3 \cdot \frac{0,057}{6,971 \cdot 10^{-5}}^{0,8} \cdot 0,669^{0,4} = 112,37$$

Степень черноты загрязнённых стенок лучевоспринимающих поверхностей нагрева второго хода [34]:

$$a_3 = 0,8$$

Эффективная толщина излучающего слоя (4.43):

$$s = 3,6 \times \frac{V}{F_{cm}} = 3,6 \times \frac{0,25 \times \rho \times d_B \times h}{\rho \times d_B \times h} \quad (4.43)$$

где  $V$  – объем дымогарной трубы,  $m^3$ ;

$F_{cm}$  – площадь поверхности стен дымогарной трубы,  $m^2$ .

										Лист
										41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.148.05 ПЗ					

После преобразований формулы (4.43) получим:

$$s = 3,6 \times 0,25 = 0,9 \text{ м}$$

Суммарную поглощательную способность трехатомных газов и паров определим по формуле (4.44):

$$\rho_n s = \rho \times r_n \times s \quad (4.44)$$

$$\rho_n s = 0,1 \times 0,1621 \times 0,9 = 0,0146$$

Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами (4.45):

$$k_g r_n = \frac{7,8 + 16 r_{H_2O}}{3,16 \sqrt{\rho_n s}} - 1 - 0,37 \frac{t'' + 273}{1000} r_n \quad (4.45)$$

$$k_g r_n = \frac{7,8 + 16 \times 0,0641}{3,16 \sqrt{0,0146}} - 1 - 0,37 \frac{947,35 + 273}{1000} \times 0,1621 = 10,83 \text{ кДж/м}^3$$

Средняя температура в градусах Кельвина по формуле (4.46):

$$T = t'' + 273 \quad (4.46)$$

$$T = 947,35 + 273 = 1220,35^\circ \text{C}$$

Степень черноты потока газов при средней температуре в градусах Кельвина определим по формуле (4.47):

$$a = 1 - \exp(-kps) = 1 - \exp(-k_g r_n \times \rho \times s) \quad (4.47)$$

$$a = 1 - \exp(-10,83 \times 0,1 \times 0,9) = 0,623$$

Абсолютная температура загрязненной поверхности определим по формуле (4.48):

$$T_3 = t_s + Dt + 273 \quad (4.48)$$

										Лист
										42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.148.05 ПЗ

где  $\Delta t$  – расчетный перепад температуры поверхности [34]:

$$T_3 = 236 + 25 + 273 = 534^\circ\text{C}$$

Коэффициент теплоотдачи излучением найдем по формуле (4.49):

$$a_L = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{a_3 + 1}{2} \cdot a \cdot T^3 \cdot \frac{1 - \frac{T_3^{3,6}}{T}}{1 - \frac{T_3}{T}} \quad (4.49)$$

$$a_L = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0,8 + 1}{2} \cdot 0,623 \cdot 1220,35^3 \cdot \frac{1 - \frac{534^{3,6}}{1220,35}}{1 - \frac{534}{1220,35}} = 112,37$$

Коэффициент тепловой эффективности поверхности нагрева [34]:

$$\chi = 0,85$$

Коэффициент теплопередачи от газов к стенке (4.50):

$$k = \chi \cdot (a_k + a_L) \quad (4.50)$$

$$k = 0,85 \cdot (112,37 + 51,09) = 138,94$$

Тепловосприятие нагреваемой среды определим по формуле (4.34):

$$Q_m = \frac{138,94 \cdot 98,46 \cdot 610,4}{0,59 \cdot 10^3} = 14153,13 \text{ кДж/м}^3$$

Невязка теплового расчета (4.51):

$$\delta = \frac{Q_{\sigma} - Q_m}{Q_{\sigma}} \cdot 100\% \quad (4.51)$$

$$d = \frac{14071,4 - 14153,13}{14071,4} \times 100\% = 0,58\%$$

Для котельных пучков, если расхождение между значениями тепловосприятий по уравнениям теплового баланса и теплопередачи не превышает 2% , расчет не уточняется.

#### Расчет третьего хода

Внесем конструктивные размеры труб третьего хода котла Universal UL-SX 28000-13 в таблицу 4.5

Таблица 4.5 – Конструктивные размеры труб третьего хода котла Universal UL-SX 28000-13

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единица измерения	Ответ
Диаметр внутренний	$d_e$	По конструктивным размерам	м	0,09
Длина трубы	$l$	По конструктивным размерам	м	6,7
Количество труб	$z$	По конструктивным параметрам	шт	63

Среднее сечение для прохода газов найдем по формуле (4.35):

$$F_g = \frac{3,14 \times 0,09^2}{4} \times 63 = 0,4 \text{ м}^2$$

Поверхность нагрева пучка труб найдем по формуле (4.36):

$$F = 3,14 \times 0,09 \times 6,7 \times 63 = 119,28 \text{ м}^2$$

Температура газов на входе в третий ход из расчета второго хода:

$$t'_{3x} = t''_{3x} = 510^0 \text{ С}$$

Энтальпия газов на входе в второй ход из таблицы 4.4:

$$I'_{3x} = I''_{3x} = 7193,9 \text{ кДж/м}^3$$

Зададимся температурой газов на выходе из третьего хода:

$$t''_{3x} = 120^{\circ}\text{C}$$

Энтальпия газов на выходе из третьего хода из таблицы 4.4:

$$I''_{3x} = 1622,9 \text{ кДж/м}^3$$

Определим тепловосприятие нагреваемой среды, по уравнению теплового баланса (4.33):

$$Q_b = 0,993 \times (7193,9 - 1622,9) = 5571 \text{ кДж/м}^3$$

Найдем среднюю температуру дымовых газов по формуле (4.52):

$$\bar{t}_r = \frac{t'_{3x} + t''_{3x}}{2} \quad (4.52)$$

$$\bar{t}_r = \frac{51 + 120}{2} = 315^{\circ}\text{C}$$

Температура воды на входе в третий ход:

$$t_B = 95^{\circ}\text{C}$$

Температурный напор на входе во третий ход найдем по формуле (4.53):

$$Dt_b = t'_{3x} - t_B \quad (4.53)$$

$$Dt_b = 510 - 95 = 415^{\circ}\text{C}$$

Температурный напор на выходе из второго хода по формуле (4.54):

$$Dt_m = t''_{3x} - t_B \quad (4.54)$$

$$Dt_b = 120 - 95 = 25^{\circ}\text{C}$$

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Средний температурный логарифмический напор найдем по формуле (4.40):

$$Dt = \frac{415 - 25}{\ln\left(\frac{415}{25}\right)} = 138,8^{\circ}\text{C}$$

Объем дымовых газов (из раздела 4.7):

$$V_g = 9,97\text{ м}^3$$

Объемная доля водяных паров (из раздела 4.7):

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = 0,0641$$

Объемная доля трехатомных газов (из раздела 4.7):

$$r_n = 0,1621$$

Определим среднюю скорость газов в пучке по формуле (4.41):

$$W = \frac{0,159 \times 11,714}{0,122} \times \frac{(877 + 273)}{273} = 31,67\text{ м/с}$$

Коэффициент теплопроводности дымовых газов определяется по таблице ПЗ [34]:

$$l = 48,7 \times 10^2$$

Коэффициент кинематической вязкости дымовых газов при средней температуре в ходе рассчитаем по таблице ПЗ [34]:

$$\eta = 4,46 \times 10^2$$

Критерий Прандтля при средней температуре дымовых газов определяется по таблице ПЗ [34]:

$$Pr = 0,65$$

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Найдем коэффициент теплоотдачи конвекцией по формуле (4.42):

$$a_k = 0,023 \frac{0,06}{0,057} \cdot 64,3 \frac{0,057}{6,971 \cdot 10^{-5}} \cdot 0,669^{0,4} = 187,7$$

Степень черноты загрязнённых стенок лучевоспринимающих поверхностей нагрева второго хода [34]:

$$a_3 = 0,8$$

Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами (4.45):

$$k_g r_n = \frac{7,8 + 16 \cdot 0,0641}{3,16 \sqrt{0,0146}} - 1 - 0,37 \frac{315 + 273}{1000} \cdot 0,1621 = 2,82$$

Средняя температура в градусах Кельвина по формуле (4.46):

$$T = 315 + 273 = 588K$$

Степень черноты потока газов при средней температуре в градусах Кельвина определим по формуле (4.47):

$$a = 1 - \exp(-2,82 \times 0,1 \times 0,9) = 0,224$$

Абсолютную температуру загрязненной поверхности найдем по формуле (4.54):

$$T_3 = t_B + Dt + 273 \tag{4.54}$$

где  $Dt$  – расчетный перепад температуры поверхности [34]:

$$T_3 = 95 + 25 + 273 = 393K$$

Коэффициент теплоотдачи излучением найдем по формуле (4.49):

										Лист
										47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.148.05 ПЗ

$$a_L = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0,8 + 1}{2} \cdot 0,224 \cdot 588^3 \cdot \frac{1 - \frac{393}{588}^{3,6}}{1 - \frac{393}{588}} = 53,7$$

Коэффициент тепловой эффективности поверхности нагрева [34]:

$$\chi = 0,85$$

Коэффициент теплопередачи от газов к стенке (4.50):

$$k = 0,85 \cdot (183,7 + 53,7) = 201,8$$

Тепловосприятие нагреваемой среды определим по формуле (4.34):

$$Q_m = \frac{201,8 \cdot 119,28 \cdot 138,8}{0,59 \cdot 10^3} = 5662,7$$

Невязка теплового расчета (4.51):

$$d = \frac{5571 - 5662,7}{5571} \cdot 100\% = -1,64\%$$

Для котельных пучков, если расхождение между значениями тепловосприятий по уравнениям теплового баланса и теплопередачи не превышает 2% , расчет не уточняется.

При проведении поверочного теплового расчета парового жаротрубного трехходового котла Universal UL-SX 28000-13, определили основные параметры отображающие процессы теплообмена в поверхностях котла, такие как температура дымовых газов, расход топлива, КПД котельного агрегата, коэффициенты теплоотдачи и теплопроводности.

Полученные данные используем в поверочном расчете дымовой трубы в разделе экология.

										Лист
										48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.148.05 ПЗ					



## 5 МОДЕРНИЗАЦИЯ ЧЕЛЯБИНСКОЙ ТЭЦ-3

На ТЭС и АЭС с охлаждающей водой сбрасывается огромное количество теплоты в водоёмы. Для конденсации 1 кг пара расходуется в среднем 60–100 кг воды. Расход воды на конденсацию пара должен обеспечить такое давление в конденсаторе, при котором сумма недовыработки электроэнергии турбиной и затраты электроэнергии на перекачку воды будут минимальными.

Используют три основных системы охлаждения: прямоточную; обратную с градирнями или брызгальными бассейнами; обратную с водохранилищем–охладителем.

При прямоточной системе охлаждения вода однократно проходит через конденсаторы турбин и сбрасывается в водоем. При этом расход свежей воды, подаваемой на ТЭС, доходит до 99,9%.

Для сокращения расхода свежей воды используют системы обратного охлаждения. Охлаждающая вода используется многократно, а расход свежей воды на восполнение потерь составляет в среднем до 5% циркулирующей воды.

Чтобы влияние сбросной теплоты не нарушало экосистемы водоемов, по санитарным нормам тепловые сбросы не должны повышать температуру воды в водоеме более чем на 5 °С в зимнее время года и 3 °С в летнее.

Охлаждающая система должна быть экономичной, а основным параметром охлаждающей системы, определяющим ее экономичность, является температура воды на входе в конденсатор.

Использование системы обратного охлаждения с водохранилищем–охладителем связано с меньшими затратами, но в ней, как и в прямоточной системе, не всегда удается создать необходимый тепловой режим водоема.

Системы обратного охлаждения с градирней требуют больших затрат по сравнению с системами с водохранилищами, но их применение значительно сокращает сбросы подогретой воды в водоёмы.

Охлаждение воды при любой системе охлаждения конденсаторов турбин происходит за счёт испарения подогретой воды. Отводимая теплота поступает в атмосферу, что приводит к повышению температуры и относительной влажности воздуха.

При использовании водохранилищ потери воды на испарение возрастают на 20-25% по сравнению с прямоточными системами, а в системах с градирнями в 40-50 раз.

Важным вопросом при сбросе тепловых вод в водоёмы является организация процесса перемешивания этих вод с водами водоема.

Помимо теплового загрязнения окружающей среды, происходят значительные потери теплоты, которую можно использовать для работы низко температурный теплового двигателя (НТД). Полученное тепло от НТД может быть использовано для отопления производственных помещений станции, что в свою

очередь уменьшит затраты теплоты на собственные нужды ТЭЦ и повысит общий КПД электростанции.

В качестве низкотемпературного теплового двигателя предлагается использовать двигатель с замкнутым контуром циркуляции. В качестве рабочего тела будет использоваться пропан. Принципиальная тепловая схема работы низкотемпературного теплового двигателя представлена на рисунке 5.1

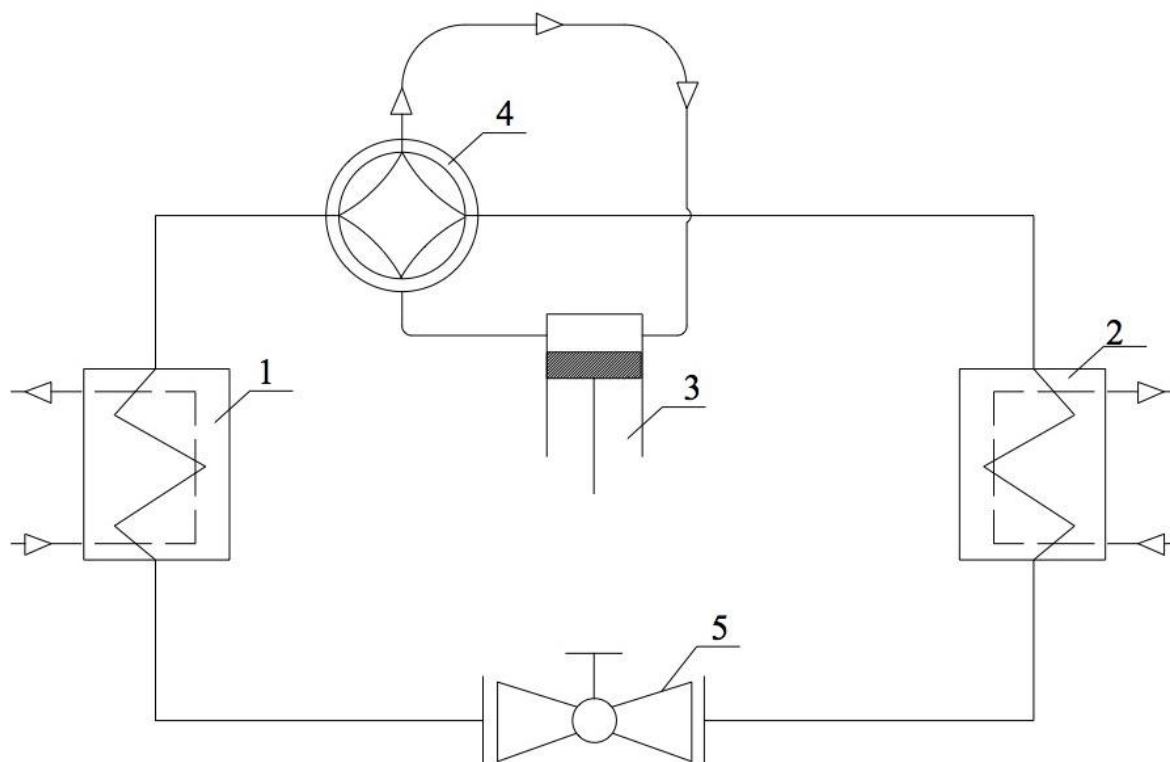


Рисунок 5.1 – Принципиальная тепловая схема низкотемпературного теплового двигателя

Наружный теплообменник 1 устанавливается у источника теплоты – конденсаторе паровой турбины. Внутренний теплообменник 2 – в помещении, требующем обогрева. Работа теплового насоса невозможна без подвода энергии на привод компрессора 3. После компрессора с помощью четырехходового крана 4, хладагент подается в необходимом направлении на внешний или внутренний теплообменники. Регулирующий вентиль 5 способен регулировать подачу хладагента между теплообменниками.

При работе теплового насоса в качестве машины, работа которой направлена на отопление здания, применяется обратный цикл холодильной машины. Так рабочее тело (хладагент) с высоким потенциалом поступает во внутренних теплообменник, где передает свое тепло воде, которая в свою очередь, может пода-

ваться в систему отопления производственного объекта. Далее через регулирующий вентиль 5, хладагент поступает во внешний теплообменник, где происходит процесс кипения хладагента, путем теплообмена с горечей средой – отработанным паром турбины.

На рисунке 5.2 представим тепловую схему работы НТД в составе паротурбинной установки.

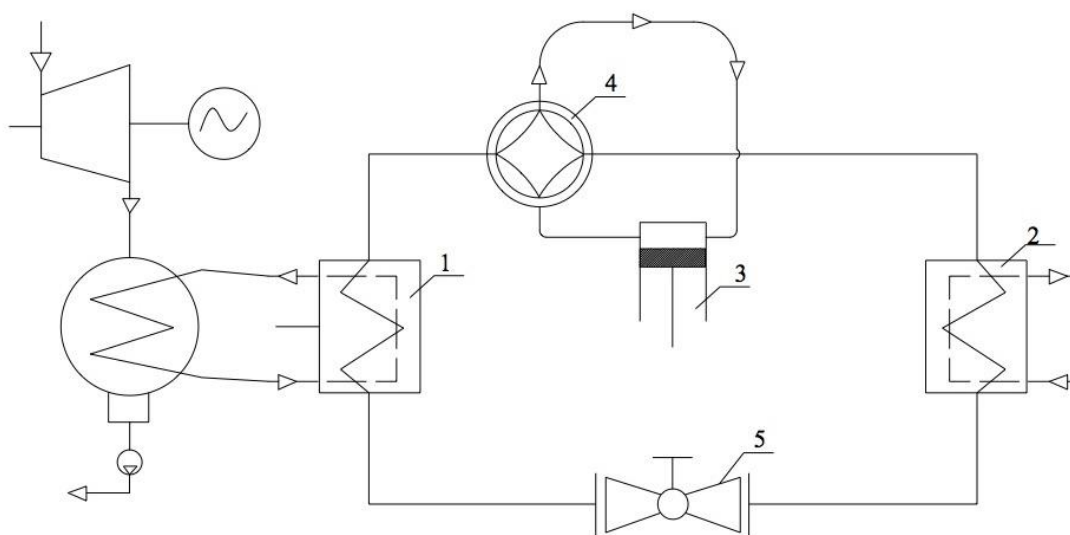


Рисунок 5.2 – Тепловая схема НТД в составе паротурбинной установки

В качестве пилотного проекта для реализации модернизации Челябинской ТЭЦ-3, было принято решение использовать низкотемпературный двигатель для в качестве источника теплоснабжения для центральной насосной станции технического водоснабжения. Данное сооружение представляет собой одноэтажное помещение высотой – 7 м, отапливаемая площадь – 180 м<sup>2</sup> (длина – 18 м, ширина 10 м), по длинной стороне здания расположены оконные проемы в количестве трех штук с каждой стороны, площадью 10 м<sup>2</sup>.

Проведем теплотехнический расчет ограждающих конструкций объекта, по результатам расчёта определим необходимое количество теплоты на обогрев помещения и выберем тепловой насос необходимой мощности.

### 5.1 Тепловой баланс центральной насосной станции

Для определения мощности системы отопления составляется баланс часовых расходов теплоты для расчетного зимнего периода по формуле 5.1 и 5.2:

$$Q_{от} = Q_{ном} - Q_{номст} \quad (5.1)$$

$$Q_{от} = Q_{огр} + Q_{u(в)} - Q_{m(быт)} \quad (5.2)$$

где  $Q_{огр}$  – потери теплоты через ограждающие конструкции;

$Q_{u(в)}$  – расход теплоты на нагревание инфильтрующегося воздуха;

$Q_{m(быт)}$  – технологические и (или) бытовые тепловыделения.

## 5.2 Теплотехнический расчет ограждающих конструкций

Теплотехнический расчет выполняется в соответствии с СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий» [2], и заключается в определении толщины искомого слоя ограждения, при котором температура поверхности ограждение будет выше температуры точки росы внутреннего воздуха.

Наружная стена центральной насосной станции технического водоснабжения Челябинской ТЭЦ-3, выполнена из шлакоблока на цементно-песчаном растворе, а в качестве утеплителя используются плиты из пенополистерола. Пол и потолок здания склада выполнен из железобетонной пустотной плиты.

В таблице 5.1 представлены теплотехнические показатели строительных материалов и изделий [2].

Таблица 5.1 – Теплотехнические показатели строительных материалов

№ слоя	№ поз. По СП 50.13330.2012	Наименование матери-альных слоев ограждающих конструкций	Обо-значе-ние	Толщина слоя, м	Расчет-ный ко-эффици-ент
1	2	3	4	5	6
<b>Наружная стена</b>					
1	1	плиты из пенополисти-рола $\rho=100 \text{ кг/м}^3$	$\delta_1$	0,08	0,052
2	186	шлакового на цементно-песчаном растворе $\rho=1500 \text{ кг/м}^3$	$\delta_2$	0,19	0,64
3	1	плиты из пенополисти-рола $\rho=100 \text{ кг/м}^3$	$\delta_3$	-	0,052
<b>Перекрытие пола</b>					
1	199	железобетонная пустот-ная плита $\rho=2500 \text{ кг/м}^3$	$\delta_1$	0,22	2,04

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6
2	222	один слой рубероида $\rho=600 \text{ кг/м}^3$	$\delta_2$	0,002	0,17
3	1	плиты из пенополисти- рола $\rho=100 \text{ кг/м}^3$	$\delta_3$	-	0,052
4		воздушная прослойка	$\delta_4$	0,1	0,18
5	216	листы асбестоцемент- ные плоские $\rho=1800$ $\text{кг/м}^3$	$\delta_5$	0,04	0,47
Перекрытие потолка					
1	199	железобетонная пустот- ная плита $\rho=2500 \text{ кг/м}^3$	$\delta_1$	0,22	2,04
2	222	один слой рубероида	$\delta_2$	0,002	0,17
3	1	плиты из пенополисти- рола $\rho=100 \text{ кг/м}^3$	$\delta_3$	-	0,052
4	200	цементно-песчаная стяжка $\rho = 2400 \text{ кг/м}^3$	$\delta_4$	0,03	0,93
5	222	три слоя рубероида	$\delta_5$	0,006	0,17

Значение градусо-суток отопительного периода определяется по формуле 5.3:

$$ГСОП = (t_e - t_{cp.o}) \cdot z \quad (5.3)$$

где  $t_{cp.o}$  – средняя температура наружного воздуха, °С;

$z$  – продолжительность отопительного периода, сут.

$$ГСОП = (16 - (-5,4)) \cdot 221 = 4729,4 \text{ С} \cdot \text{сут.}$$

Требуемое базовое значение сопротивления теплопередачи ограждающей конструкции определяется по формуле (5.4):

$$R_0^{mp} = a \cdot ГСОП + b \quad (5.4)$$

где  $a$  и  $b$  – коэффициенты, которые следует принимать в зависимости от группы зданий и типа конструкции.

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

$$R_0^{mp} = 0,0003 \cdot 4729,4 + 1,2 = 2,62 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$$

Толщина теплоизоляционного слоя будет минимальной при условии:

$$R_0^{mp} = R_0$$

где  $R_0$  – сопротивление теплопередачи ограждающей конструкции,  $\text{м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$ , определяется по формуле (5.5):

$$R_0 = R_e + R_k + R_n \quad (5.5)$$

где  $R_e$  – термическое сопротивление теплоотдачи внутренней поверхности ограждающей конструкции,  $\text{м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$ ;

$R_n$  – термическое сопротивление теплоотдачи наружной поверхности ограждающей конструкции,  $(\text{м}^2 \cdot \text{°C})/\text{Вт}$ ;

$R_k$  – термическое сопротивление ограждающей конструкции,  $(\text{м}^2 \cdot \text{°C})/\text{Вт}$ .

Термическое сопротивление теплоотдачи  $R_e$  определяется по формуле (5.6):

$$R_e = \frac{1}{\alpha_e} \quad (5.6)$$

где  $\alpha_e$  – коэффициент теплоотдачи внутренней поверхности ограждающей конструкции,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$ , [2, табл.4]:

$$\alpha_e = 8,7 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$$

Термическое сопротивление теплоотдачи  $R_n$  определяется по формуле (5.7):

$$R_n = \frac{1}{\alpha_n} \quad (5.7)$$

где  $\alpha_n$  – коэффициент теплоотдачи наружной поверхности ограждающей конструкции,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$ , [2, табл.6]:

$$\alpha_n = 23 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$$

$R_k$  – термическое сопротивление теплоотдачи ограждающей конструкции,  $(\text{м}^2 \cdot \text{°C})/\text{Вт}$ , определяемое для однородной конструкции по формуле (5.8):

										Лист
										54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.148.05 ПЗ

$$R_k = \frac{\delta}{\lambda}, \quad (5.8)$$

где  $\delta$  – толщина слоя материала ограждающей конструкции, м;

$\lambda$  – расчетный коэффициент теплопроводности слоя материала, Вт/(м·°С).

Таким образом, подставив полученные выражения в формулу (5.5) получим выражение (5.9):

$$R_0 = \frac{1}{\alpha_e} + \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{\delta_3}{\lambda_3} + \frac{1}{\alpha_n} \quad (5.9)$$

Из полученного выражения (7.9) найдем значение минимального значения толщины теплоизоляционного материала в виде формулы (7.10):

$$\delta_{\min} = \delta_3 = [R_0 - (\frac{1}{\alpha_e} + \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{1}{\alpha_n})] \cdot \lambda_3 \quad (7.10)$$

$$\delta_{\min} = \delta_3 = [2,62 - (\frac{1}{8,7} + \frac{0,08}{0,052} + \frac{0,19}{0,64} + \frac{1}{23})] \cdot 0,052 = 0,032 \text{ м}$$

Фактическая толщина слоя теплоизоляционного материала ограждающей конструкции принимается согласно типоразмеру материала  $\delta_3 = 0,05$  м.

Сопротивление теплопередачи ограждающей конструкции при фактической толщине теплоизоляционного материала по формуле (7.10) равна:

$$R_0 = \frac{1}{8,7} + \frac{0,08}{0,052} + \frac{0,19}{0,64} + \frac{0,05}{0,052} + \frac{1}{23} = 2,96 \text{ м}^2 \cdot \text{°С/Вт}$$

Таким образом, фактическое значение теплопередачи ограждающей конструкции больше базового значения, что соответствует теплотехническим требованиям:

$$R_0 \geq R_0^{mp}$$

Коэффициент теплопередачи ограждающей конструкции определяется по формуле (7.11):

						13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
							55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

$$k = \frac{1}{R_0} \quad (7.11)$$

$$k = \frac{1}{2,96} = 0,338 \text{ Вт/ м}^2 \cdot \text{°С}$$

Расчет коэффициента теплопередачи через перекрытие пола

Базовое значение сопротивления теплопередачи перекрытия пола определяется по формуле (5.4):

$$R_0^{mp} = 0,00045 \cdot 4729,4 + 1,9 = 4,03 \text{ м}^2 \cdot \text{°С/Вт}$$

где  $a = 0,00045$  и  $b = 1,9$  – безразмерные коэффициенты, принимаемы зависимости от группы зданий и типа конструкции.

Минимальная толщина искомого теплоизоляционного материала для перекрытия пола определяется по формуле (5.12):

$$\delta_{\min} = [R_0 - (\frac{1}{\alpha_g} + R_{\text{возд.з.}} + \sum \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_n})] \cdot \lambda_{из}, \quad (5.12)$$

где  $R_{\text{возд.з.}}$  – сопротивление теплоотдачи воздушного зазора. Для железобетонной плиты  $R_{\text{возд.з.}} = 1,9 \text{ м}^2 \cdot \text{°С/Вт}$  [2];

$\alpha_g = 8,7 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°С)}$  – коэффициент теплоотдачи внутренней поверхности ограждающей конструкции [2, табл.4];

$\alpha_n = 6 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°С)}$  – коэффициент теплоотдачи наружной поверхности ограждающей конструкции [2, табл.6];

$R_0 = R_0^{mp}$  – сопротивление теплопередачи ограждающей конструкции при минимальном значении слоя тепловой изоляции,  $\text{м}^2 \cdot \text{°С/Вт}$ .

$$\delta_{\min} = [4,03 - (\frac{1}{8,7} + 1,9 + \frac{0,22}{2,04} + \frac{0,002}{0,17} + \frac{0,04}{0,47} + \frac{1}{6})] \cdot 0,052 = 0,085 \text{ м}$$

Фактическая толщина слоя теплоизоляционного материала ограждающей конструкции принимается согласно типоразмеру материала  $\delta_3 = 0,1 \text{ м}$ .

Сопротивление теплопередачи ограждающей конструкции при фактической толщине теплоизоляционного материала по формуле (5.10) равна:

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56



$$R_0 = \frac{1}{8,7} + 1,9 + \frac{0,22}{2,04} + \frac{0,002}{0,17} + \frac{0,1}{0,052} + \frac{0,04}{0,47} + \frac{1}{6} = 4,31 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$$

Таким образом, фактическое значение теплопередачи ограждающей конструкции больше базового значения, что соответствует теплотехническим требованиям:

$$R_0 \geq R_0^{mp}$$

Коэффициент теплопередачи ограждающей конструкции определяется по формуле (5.11):

$$k = \frac{1}{4,31} = 0,232 \text{ Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{°C}$$

Расчет коэффициента теплопередачи бесчердачного перекрытия

Расчет коэффициента теплопередачи бесчердачного перекрытия проводится аналогично расчету коэффициента теплопередачи перекрытия пола.

Базовое значение сопротивления теплопередачи перекрытия пола определяется по формуле (5.4):

$$R_0^{mp} = 0,00045 \cdot 4729,4 + 1,9 = 4,03 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$$

где  $a=0,00045$  и  $b=1,9$  – безразмерные коэффициенты, принимаемые зависимости от группы зданий и типа конструкции.

Минимальная толщина искомого теплоизоляционного материала для бесчердачного перекрытия определяется по формуле (5.12):

$$\delta_{\min} = [4,03 - (\frac{1}{8,7} + 1,9 + \frac{0,22}{2,04} + \frac{0,002}{0,17} + \frac{0,03}{0,93} + \frac{0,006}{0,17} + \frac{1}{23})] \cdot 0,052 = 0,092 \text{ м}$$

Фактическая толщина слоя теплоизоляционного материала ограждающей конструкции принимается согласно типоразмеру материала  $\delta_3 = 0,1 \text{ м}$ .

Сопротивление теплопередачи ограждающей конструкции при фактической толщине теплоизоляционного материала по формуле (7.9) равна:

											Лист
											57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.148.05 ПЗ						

$$R_0 = \frac{1}{8,7} + 1,9 + \frac{0,22}{2,04} + \frac{0,002}{0,17} + \frac{0,1}{0,052} + \frac{0,03}{0,93} + \frac{0,006}{0,17} + \frac{1}{23} = 4,17 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$$

Таким образом, фактическое значение теплопередачи ограждающей конструкции больше базового значения, что соответствует теплотехническим требованиям:

$$R_0 \geq R_0^{mp}$$

Коэффициент теплопередачи ограждающей конструкции определяется по формуле (5.11):

$$k = \frac{1}{4,17} = 0,24 \text{ Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{°C}$$

Расчет коэффициента теплопередачи оконного блока

Базовое значение сопротивления теплопередачи перекрытия пола определяется по формуле (5.4):

$$R_0^{mp} = 0,000015 \cdot 4729,4 + 0,15 = 0,221 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$$

где  $a=0,000075$  и  $b=0,15$  – безразмерные коэффициенты, принимаемые зависимости от группы зданий и типа конструкции.

Сопротивление теплопередаче центральной части стеклопакета (оценочное) [2, прил.К, табл.К.1] :

$$R_{oc.nak} = 0,59 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт}$$

Таким образом, фактическое значение теплопередачи ограждающей конструкции больше базового значения, что соответствует теплотехническим требованиям:

$$R_{oc.nak} > R_0^{mp}$$

Коэффициент теплопередачи оконного блока определяется по формуле (5.11):

$$k = \frac{1}{0,59} = 1,69 \text{ Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{°C}$$

										Лист
										58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.148.05 ПЗ					

Расчет коэффициента теплопередачи наружной двери

Нормируемое значение сопротивления теплопередаче входных дверей и ворот  $R_0^{норм}$ ,  $(\text{м}^2\cdot\text{°C})/\text{Вт}$ , должно быть не менее  $0,6 \cdot R_0^{норм}$  стен зданий, определяемого по формуле (5.13):

$$R_0^{норм} = \frac{t_e - (-t_n)}{\Delta t^H \cdot \alpha_e} \quad (7.13)$$

где  $\alpha_e$  – коэффициент теплоотдачи внутренней поверхности ограждающей конструкции,  $\text{Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{°C})$ ;

$\Delta t^H$  – температурный перепад между температурой внутреннего воздуха  $t_e$  и температурой поверхности  $t_n$  ограждающей конструкции,  $\text{°C}$ , [2].

$$R_0^{норм} = 0,6 \cdot \frac{16 - (-32)}{4,5 \cdot 8,7} = 0,74 \text{ Вт}/\text{м}^2\cdot\text{°C}$$

Коэффициент теплопередачи наружной двери по формуле (7.11):

$$k = \frac{1}{0,74} = 1,35 \text{ Вт}/\text{м}^2\cdot\text{°C}$$

Данные теплотехнического расчета представлены в таблице 5.2:

Таблица 5.2 – Теплотехнические характеристики ограждающих конструкций

Наименование	Термическое сопротивление теплопередаче, $R_0$ , $(\text{м}^2 \cdot \text{°C})/\text{Вт}$	Коэффициент теплопередачи, $k$ , $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$
1. Наружная стена	2,96	0,338
2. Перекрытие пола	4,31	0,232
3. Бесчердачное перекрытие	4,17	0,24
4. Оконный блок	0,59	1,69
5. Наружная дверь	0,74	1,35

### 5.3 Расчет потерь теплоты через ограждающее конструкции

Потери теплоты через ограждающее конструкции с округлением определяются по формуле (7.3):

$$Q_{огр} = A \cdot k \cdot (t_e - t_o) \cdot (1 + \sum \beta) \cdot n \quad (5.14)$$

где  $A$  – расчетная площадь ограждающей конструкции,  $m^2$ ;

$k$  – коэффициент теплопередачи ограждающей конструкции,  $Вт/м^2 \cdot ^\circ C$ , его значение принимается согласно теплотехнического расчета;

$t_e$  – расчетная температура воздуха в помещении, температура на складе равна  $16^\circ C$ ;

$t_o$  – температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки;

$\beta$  – добавочные потери теплоты через ограждающие конструкции;

$n$  – коэффициент ограждения относительно наружного воздуха [2].

Добавочный коэффициент  $\beta$  для различного типа помещений принимаются:

– в размере 0,1 – через наружные стены, двери и окна, обращенные на север, восток, северо-восток и северо-запад;

– в размере 0,05 – через наружные стены, двери и окна, обращенные на юго-восток и запад;

– в размере 0,1 дополнительно на каждую стену, дверь и окно для угловых помещений, обращенных на север, восток, северо-восток и северо-запад и 0,05 – в других случаях.

Произведем расчет потерь теплоты для наружной стены здания центральной насосной станции технического водоснабжения Челябинской ТЭЦ-3, обращенной на запад.

Расчетная площадь наружной стены определяется согласно габаритных размеров  $a \cdot b \cdot c = 10 \cdot 18 \cdot 7$  м плану склада, представленному в приложение А.

Потери теплоты для наружной стены здания склада, обращенной на запад согласно формуле (5.14) составят:

$$Q_{огр} = 7 \cdot 10 \cdot 0,338 \cdot (16 - (-32)) \cdot (1 + 0,05 + 0,05) \cdot 1 = 1249,2 \text{ Вт}$$

Расчет потерь теплоты для остальных ограждающих конструкций проводится аналогично. Данные расчета представлены в таблице 5.3:

Таблица 5.3 – Потери теплоты через ограждающие конструкции

1. Наименование ограждающей конструкции	НС	НС	НС	НС	Пл	Пт	ДО	ДО	ВД
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2. Ориентация по сторонам горизонта	3	С	В	Ю	–	–	С	Ю	В

Продолжение таблицы 5.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3. Площадь конструкции, м	70	70	84	96	180	180	10	10	12
4. Коэффициент теплопередачи конструкции $k$ , Вт/(м <sup>2</sup> ·°С)	0,338	0,338	0,338	0,338	0,232	0,24	1,69	1,69	1,35
5. Расчетная разность температур ( $t_e - t_o$ ), °С	48								
6. Добавочные потери теплоты $\beta$	0,1	0,2	0,2	0,05	–	–	0,2	0,05	0,2
7. Коэффициент положения ограждения относительно наружного воздуха $n$	1	1	1	1	0,6	0,6	1	1	1
8. Потери теплоты $Q_{огр}$ , Вт	1249,2	1362,8	1635	1635,4	1202	1244	973	851	933
9. Суммарные потери теплоты $\Sigma Q_{огр}$ , Вт	14738,3								

В таблице 5.3 сокращение названия ограждающей конструкции и ориентации по сторонам горизонта соответствует:

- НС – наружная стена;
- Пл – перекрытие пола;
- Пт – перекрытие потолка;
- ДО – двойное окно;
- ВД – входная дверь;
- С – Север;
- Ю – Юг;
- З – Запад;
- В – Восток.

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ				Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					61

#### 5.4 Расчет расхода теплоты на нагревание инфильтрующегося воздуха

Расход теплоты на нагревание поступающего воздуха в помещение при естественной вытяжной вентиляции определяется по формуле (5.15):

$$Q_{u(e)} = 0,28 \cdot L_n \cdot \rho \cdot c \cdot (t_e - t_n) \cdot k, \quad (5.15)$$

где  $L_n$  – расход удаляемого воздуха, м<sup>3</sup>/ч;

$\rho$  – плотность воздуха в помещении, кг/ м<sup>3</sup>;

$c$  – удельная теплоемкость воздуха, равная 1 кДж/(кг·°С);

$k$  – коэффициент учета влияния встречного теплового потока в конструкциях;

Для оконных блоков коэффициент  $k$  равен 0,8;

Расход удаляемого воздуха из помещения определяется по формуле (5.16):

$$L_n = V \cdot K \quad (5.16)$$

где  $V$  – объем помещения, м<sup>3</sup>;

$K$  – минимальная кратность воздухообмена, 1/ч. Для здания склада с непостоянным пребыванием людей  $K=1$  (1/ч).

$$L_n = 10 \times 18 \times 7 \times 1 = 1260 \text{ м}^3/\text{ч} \text{ заменить } 12 \text{ на } 18 \text{ равно } 1260$$

Плотность воздуха в помещении определяется по формуле (5.17):

$$\rho = \frac{353}{273 - t_n} \quad (5.17)$$

$$\rho = \frac{353}{273 - (-32)} = 1,157 \text{ кг/м}^3$$

Таким образом, необходимая мощность системы отопления здания центральной насосной станции технического водоснабжения Челябинской ТЭЦ-3 по формуле (5.2) составит:

$$Q_{от} = 14738,3 + 5442,5 = 20180,8 \text{ Вт} = 20,18 \text{ кВт}$$

										Лист
										62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.148.05 ПЗ

## 5.5 Выбор тепловой насоса для здания центральной насосной станции Челябинской ТЭЦ-3

Согласно расчету теплового баланса здания центральной насосной станции технического водоснабжения Челябинской ТЭЦ-3 тепловое потребление составляет  $Q_{от} = 20,18$  кВт. При выборе теплового насоса учтем 10% запас мощности, итого мощность равна  $Q_{от} = 22,2$  кВт. Котел Universal UL-SX 28000-13 производит 28 тонн пара в час, это количества достаточно не только для нужд 3-го энергоблока станции, но и для отопления насосной станции.

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

## 6 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА

Для контроля и регулирования технологических процессов энергоблока, оборудование оснащено автоматической системой управления. Система имеет иерархическую двухуровневую структуру, многофункциональна, имеет возможность программирования. Данный производственно-технический комплекс построен на базе системы «Овация» производства компании «Emerson».

Система имеет два уровня управления – нижний (базовый) и верхний, рассмотрим уровни управления подробнее:

– базовый (нижний) уровень управления, представляет собой совокупность агрегатных контроллеров на базе микропроцессоров. В задачи этого уровня входит сбор данных, их обработка и реализация базовых функций управления процессами, например, управления локальными защитами, блокировками, автоматического управления производственными технологическими процессами.

– верхний уровень управления ответственен за оперативное управление оборудованием. Реализован в виде блочного щита управления с возможностью удаленного управления технологическими процессами, путем управления исполнительными механизмами. С помощью этого уровня возможно управление параметрами работы оборудования, информация о состоянии технических процессов выводится на дисплеях компьютеров. Уровень оборудован звуковой и световой аварийной сигнализацией. Реализована возможность архивирования данных.

Автоматизированная система регулирования энергоблока (АСР). Представляет собой систему, состоящую из взаимосвязанных локальных систем авторегулирования.

На верхнем уровне системы расположена общеблочная система автоматического регулирования электрической мощности и тепловой нагрузки, формирующая соответствующие задания подчиненным системам регулирования.

На нижнем уровне находится АСР котлоагрегата, турбоустановки и оборудования постоянного тока, каждая из которых, в свою очередь, состоит из ряда взаимосвязанных локальных регуляторов.

Применение микропроцессорных контроллеров типа Ремиконт для решения задач регулирования и управления теплоэнергетическим оборудованием блока позволяет значительно расширить области автоматического регулирования и подойти к решению задач все режимности работы регуляторов.

Реализация систем авторегулирования на Ремиконтах позволила осуществить ряд таких важных свойств как:

- самобалансировка регуляторов, что повышает готовность АСР, освобождает оператора от операции балансировки регулятора перед его включением, что в целом повышает эффективность автоматизации;

- автоматическое изменение структуры регулятора при изменении режима работы или возникновении технологических ограничений. Это повышает живучесть АСР, а также уровень ее все режимности;



- безударное переключение сигналов в АСР. Эти особенности АСР на Ремиконтах повышают степень автоматизации технологических процессов, охватывая те режимы и ситуации, управление которыми производилось вручную.

Во всех основных регуляторах установлены сторожа, назначение которых состоит в отключении регулирующих воздействий регулятора при разного рода отказах. Сторож формирует выходной дискретный сигнал, по которому должно произойти отключение регулятора.

Ремиконты не требуют знаний программирования, так как в их памяти записан набор алгоритмов, выбором которых возможна реализация практически всех законов регулирования и сложных систем блокировок.

В качестве аппаратуры технологических защит применены комплектные устройства технологических защит (модернизированные) (УКТЗ-М), выполняющие логические операции при отклонении технологических параметров от заданных и вырабатывающие команды управления исполнительными механизмами запорно-регулирующей арматуры и электродвигателями вспомогательных механизмов энергоблока.

В УКТЗ-М используется напряжение управления-24В, напряжение тестирования - 6В.

УКТЗ-М формирует команды на выходные реле, дает световую индикацию срабатывания защит блока. В устройстве имеется система контроля исправности, позволяющая по команде оператора проверить цепь прохождения сигнала срабатывания защиты от места ввода сигнала до выходных реле.

Функциональные блоки, в зависимости от типа, выполняют определенные операции:

- блок БЗ-1М формирует команду по сигналу от одного датчика и фиксирует прохождение команды.

- блок БЗ-2М формирует команду по сигналу от двух датчиков и фиксирует прохождение команды.

- блоки БЗ-1М и БЗ-2М имеют тумблера перевода на сигнал, кнопку опробования, кнопку подъема блинкера.

- блоки времени БВ1М-БВ4М предназначены для формирования выдержек времени.

- блок БВ1М обеспечивает выдержку времени 2-10 с.

-"- БВ2М -"- 10-50 с.

-"- БВ-3М -"- 40-200 с.

-"- БВ-4М -"- 100-500 с.

Блок фиксации и блинкеров ББФ - для фиксации событий. Блок имеет кнопку возврата. Блок импульсов БИМ формирует импульсные 1-3,5 сек команды или выдержки времени (задержки).

Блок сигнализации БС предназначен для формирования выдержки времени при прохождении сигнала о срабатывании защиты на световое табло.

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Блок ввода защит предназначен для автоматического ввода технологической защиты, фиксации и индексации этого события.

Блок опробования БО-1 предназначен для перевода цепей УКГЗ-М на пониженное напряжение 6В, выработки команды опробования или ее отмены при аварийной ситуации.

Все блоки имеют индикаторы состояния, выполненные на светодиодах, тумблеры срабатывания и реле - размножители. В качестве элементной базы используется реле РЭС-8, РЭС-9, реле с памятью РПС-20 на напряжение 24В.

АСУТП представляет собой комплекс программно-технических средств, обеспечивающих автоматическое регулирование параметров непрерывных технологических процессов энергоблока в следующих эксплуатационных режимах работы:

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

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

- обработка сигнала рассогласования и формирование аналогового или импульсного (совместно с исполнительным механизмом) ПИ/ПИД -закона регулирования;

- автоподстройка параметров настройки регуляторов;
- формирование выходных команд для управления исполнительным механизмом регулятора.

Обеспечение безударного переключения контуров регулирования из режима работы «ДИСТ» в режим работы «АВТ» происходит за счет балансировки.

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

## **7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ**

Котел Universal UL-SX 28000-13 – паровой, жаротрубный, трехходовой, основным видом топлива является природный газ Тюменского месторождения. В Главе 4 был произведен расчет расхода топлива, КПД, объема дымовых газов, выбрасываемых в атмосферу. Состав этих газов оказывает неблагоприятное воздействие на окружающую среду, ухудшая экологическую обстановку в районе эксплуатации оборудования. Дымовые газы, выбрасываемые из котла, необходимо рассеивать в атмосфере с помощью дымовой трубы. При этом при выбросе дымовых газов в атмосферу, возможно изменение их состава, из-за вступления компонентов газа в химические реакции с компонентами атмосферного воздуха.

К основным компонентам оказывающих наиболее неблагоприятное воздействие на окружающую среду можно отнести серу. Таким образом, мероприятия направленные на снижение содержания серы в дымовых газах, выбрасываемых ТЭЦ можно считать основными. Для этого возможно проведение следующих мероприятий: использование топлива с пониженным содержанием серы, например, природного газа; связывание серы в процессе горения; механическое или химическое извлечение серы до сжигания топлива в котельном агрегате; очистка дымовых газов.

Вторым по опасности загрязняющим веществом при эксплуатации котельных являются окислы азота.  $\text{NO}_x$  образуются в основном при окислении азота в топке при высоких температурах более  $1300^\circ\text{C}$ .

Существует большое количество способов борьбы с образованием окислов азота в дымовых газах котла. Таких как: снижение избытка воздуха, рециркуляция дымовых газов, двухступенчатое сжигание топлива, снижение температуры подогрева воздуха, горение факельным способом, уменьшение температуры горения факела в топке. Так, например, снижение избытка воздуха достаточно эффективно при использовании в качестве топлива природного газа, при сжигании мазута или угля этот способ может привести к ухудшению процесса горения.

Помимо выбросов вредных частиц в атмосферу, при производстве тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, возможно тепловой загрязнение окружающей среды. Так охлаждающая вода конденсаторов турбин, оказывает значительное влияние на загрязнение окружающей среды.

### **7.1 Рассеивание в атмосфере газообразных горячих выбросов промышленных предприятий из дымовых труб**

Приземный слой атмосферы неоднороден. В нем происходит регулярное перемешивание воздушных потоков. Движение воздуха зачастую турбулентно, и благодаря этому возможно эффективное рассеивание вредных частиц, содержащихся в дымовых газах. Слои воздуха способны перемешиваться во всех направлениях. Что приводит к разбавлению загрязнённых слоев, и снижению concentra-

ции вредных веществ в воздухе. Движение воздушных масс в атмосфере турбулентно, благодаря механическим и термическим процессам, протекающим в ней. Механический аспект возникновения турбулентности воздушных масс обусловлен трением потока воздуха о поверхность земли. При этом с увеличением неровности земной поверхности возрастает и интенсивность турбулентного потока воздуха, появляются завихрения, которые могут распространяться на большую высоту. Термический аспект возникновения турбулентности, обусловлен неравномерной температурой воздушных масс, то есть тепловым расслоением приземного слоя атмосферы.

Таким образом, турбулентность воздушного потока приземного слоя атмосферы, оказывает значительное влияние на процессы теплообмена происходящие в атмосфере, что способствует рассеиванию газовых и пылевых облаков [2,22,33].

## 7.2 Расчет концентрации вредных выбросов при работе котла Universal UL-SX 28000 на природном газе тюменского месторождения

Температура уходящих газов  $t_{yx} = 120^\circ \text{C}$ , ( $T = 393\text{K}$ );

Средняя температура самого холодного месяца –  $15,5^\circ \text{C}$  (для Челябинска);

Средняя температура самого жаркого месяца  $+ 22,8^\circ \text{C}$  (для Челябинска);

Тепловая мощность котла  $Q = 0,0157 \text{ Гкалл/час}$

Температура при нормальных условиях  $0^\circ \text{C}$  ( $T=273\text{K}$ );

Топливо – природный газ тюменского месторождения.

Объем дымовых газов на выходе из котла был рассчитан в главе 4, и равен:

$$V_{\Gamma} = 9,97 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$$

Расчетный объем продуктов сгорания, образующихся при сжигании топлива на  $\text{м}^3$  находим по формуле (7.1):

$$V_p = \frac{P_{ny} \cdot V_{ny} \cdot T_{yx}}{P \cdot T_{ny}} \quad (7.1)$$

$$V_{\Gamma} = \frac{101090 \cdot 9,97 \cdot 393}{97000 \cdot 273} = 14,95 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$$

Расход топлива на котел посчитан в главе 4, и равен:

										Лист
										68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$$B_p = 0,59 \text{ м}^3/\text{с}$$

Объем продуктов сгорания, образующихся при работе котла равен (7.2):

$$V = V_p \cdot B \quad (7.2)$$

$$V = 14,95 \times 0,59 = 8,82 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Суммарное количество окислов азота, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами при работе котла определяется по формуле (7.3):

$$M_{NO_2} = 0.034 \cdot 10^{-3} \cdot \beta_1 \cdot k \cdot B \cdot Q_n^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot (1 - \beta_2 \cdot r) \cdot \beta_3 \quad (7.3)$$

где  $\beta_1$  – безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива.  $\beta_1 = 0,9$  для паровых котлов, работающих на природном газе;

$B$  – расход топлива,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$\beta_2 = 0$  – безразмерный коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов;

$q_4 = 0$ , потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива;

$r = 0$  – степень рециркуляции инертных газов (дымовых газов, сушильного агента и т.п.) в процентах расхода дутьевого воздуха;

$\beta_3$  – безразмерный коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

$\beta_3 = 0,85$  для прямоточных горелок;

$k$  – коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1т сожженного условного топлива. Для парового котла находится по формуле.

Для паровых котлов паропроизводительностью менее 70т/час удельный выброс окислов азота (7.4):

$$k = \frac{Q_f}{20} \quad (7.4)$$

где  $Q_f$  – фактическая теплопроизводительность котлов, Гкал/час.

$$k = \frac{0,0157}{20} = 0,00078 \text{ Гкад/час}$$

						13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			69

Суммарное количество оксидов азота, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами:

$$M_{NO_2} = 0,034 \times 10^{-3} \times 0,9 \times 0,59 \times 0,00078 \times 33645,13 \times 0,85 = 0,402 \text{ мг/с}$$

Для котлов, работающих на природном газе рассчитывается количество выбросов оксидов азота и диоксида углерода. Так как в главе 4 определено, что химический недожог топлива  $q_3 = 0$ , то расчет выбросов углерода не производится.

Предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ даны ниже:

$$ПДК_{NO_2} = 0,085 \frac{\text{мг}}{\text{м}}$$

### 7.3 Поверочный расчет дымовой трубы

Отвод дымовых газов от котлов производится в одну трубу. Высота трубы 210 м, диаметр выходного отверстия 8,4 м, диаметр основания - 20,06 м, толщина: в основании 600 мм, в устье 250 мм. Железобетонная оболочка из бетона М300, футеровка из кислотоупорного кирпича на кислотоупорной замазке толщиной в основании 466 мм, в устье 250 мм. Теплоизоляция железобетонного ствола выполнена из полужестких и минераловатных плит до отметки 30.0 м и прижимной стенки из обыкновенного глиняного кирпича до отметки 120.0 м. Вентилируемый зазор между футеровкой и стволом имеет переменную ширину от 350 мм на отметке 5.0 м, до 50 мм в верхней части ствола. Приточные отверстия системы вентиляции в футеровке предусмотрены на отметки 5.21 м в количестве 20 штук, выходные вентиляционные отверстия на отметке 206.35 м в количестве 10 штук.

Максимальная приземная концентрация вредных веществ определяется по формуле (7.6):

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}} \quad (7.6)$$

где  $A$  – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, определяется климатической зоной и для европейской территории России и Урала севернее  $52^\circ$  с.ш. составляет  $A=160, \text{с}^{2/3} \cdot \text{мг}/(\text{К}^{1/3} \cdot \text{г})$ ;

$M$  – расход выбрасываемого в атмосферу вещества, г/с;

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

										Лист
										70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.148.05 ПЗ

$m$  и  $n$  – безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса

Рассчитаем скорость выхода газа из устья дымовой трубы по формуле (7.7):

$$w_g = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D_0^2} \quad (7.7)$$

$$w_g = \frac{4 \times 8,82}{3,14 \times 8,4^2} = 0,159 \text{ м/с}$$

Параметр  $f$  определяется по формуле (7.8):

$$f = \frac{10^3 w_g^2 D_0}{H^2 \Delta T} \quad (7.8)$$

где  $D_0$  – диаметр устья источника выброса, м;

$H$  – высота дымовой трубы, м;

$\Delta T$  – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха, °С.

Определяется по формуле (7.9):

$$\Delta T = T_g - T_a \quad (7.9)$$

$$\Delta T = 120 + 273 - (22,8 + 273) = 97,2 \text{ К}$$

Определим параметр  $f$  по формуле (7.8):

$$f = \frac{10^3 \times 0,159^2 \times 8,8}{210^2 \times 97,2} = 0,000052$$

Параметр  $m$  находится по формуле (7.10):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} \quad (7.10)$$

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \times \sqrt{0,000052} + 0,34 \times \sqrt[3]{0,000052}} = 1,46$$

Параметр  $v$  определяется по формуле (7.11):

$$v = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V \cdot \Delta T}{H}} \quad (7.11)$$

$$v = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{8,82 \times 97,2}{210}} = 1,03$$

Т.к.  $0,5 < v < 2$ , то, параметр  $n$  найдем по формуле (7.12):

$$n = 0,532(v'_m)^2 - 2,13v'_m + 3,13 \quad (7.12)$$

$$n = 0,532 \times (1,03)^2 + 2,13 \times 1,03 + 3,31 = 6,06$$

Максимальная приземная концентрация вредных выбросов для  $NO_2$  по формуле (7.6):

$$C_{NO_2} = \frac{160 \times 0,402 \times 10^{-3} \times 1,46 \times 6,06}{210^2 \times \sqrt[3]{8,82 \times 97,2}} = 0,0013 \times 10^{-3} \text{ мг/м}^3$$

Проведем проверку по формуле (7.13):

$$\frac{C_{NO_2}}{PDK_{NO_2}} \leq 1 \quad (7.13)$$

$$0,0013 \times 10^{-3} \leq 1$$

Расчет произведен верно

										Лист
										72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.148.05 ПЗ					



## **8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Основное генерационное оборудование парогазового энергоблока ПГУ-230Т установлено в главном здании котлотурбинного цеха электростанции. Рассматриваемый нами энергоблок №3 имеет следующее оборудование:

- котел-утилизатор П-137;
- газотурбинная установка ГТЭ-160;
- пусковой котел Universal UL-SX 28000-13;
- паровая турбина Т-50/70-6,8/0,12;
- система автоматического управления газотурбинной установки SPPA-3000 производства компании «Siemens»;
- система автоматического управления тепловыми процессами «Овация» компании «Emerson».

Помимо основного оборудования в котлотурбинном цехе установлено вспомогательное оборудование, работающее под избыточным давлением.

Электростанция работает на природном газе Тюменского месторождения. К основному оборудованию – ГТУ газ поставляется по газопроводу высокого давления 2,5 МПа, давление создается на дожимной компрессорной станции.

Управление энергоблоком происходит на блочном щите управления, находящемся в котлотурбинном цехе, но расположенном в отдельном, специально оборудованном помещении. Управление режимами работы энергоблока осуществляется оператором энергоблока. Так же им осуществляется контроль за процессами, происходящими в тепломеханическом оборудовании станции, с помощью программно-технического комплекса. Контроль осуществляется путем работы на компьютерном оборудовании.

Оператор энергоблока испытывает вредные воздействия на организм как непосредственно на рабочем месте в помещении блочного щита управления, так и при обходе цеха, в зоне работы оборудования КТЦ. Оператор энергоблока, в процессе выполнения своей работы испытывает серьезные умственные напряжения, нервно-эмоциональную нагрузку, значительную напряженность зрительной работы. [14, 41].

### **8.1 Опасные и вредные производственные факторы**

Физические факторы:

- воздействие повышенной температуры воздуха (вблизи котельного агрегата, турбины);
- воздействие повышенной температуры поверхностей оборудования (паропроводы, детали турбоустановок);
- повышенный уровень постоянного и импульсного шума в цехе (его основными источниками являются РОУ, газотурбинная установка, паротурбинная установка, генератор, газопроводы, паропроводы, питательные насосы);

Высокий уровень вибрационной нагрузки, основные источники: газотурбинная установка, паротурбинная установка, котел-утилизатор, дымосос, вентиляторы, насосы);

Возможность получения повреждений при падении с большой высоты. Ожно выделить падения двух видов: падения различных предметов на человека и падения человека с большой высоты в результате подскользывания, запинания, падения с высоты или внезапного ухудшения здоровья

Недостаток естественного освещения.

Химические факторы:

- пары турбинного масла;
- пары аммиака;
- отходящие газы CO, CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>.

## 8.2 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса. Организация мероприятий защиты

Следующие факторы рабочей среды и трудовых процессов подлежат обязательному нормированию: состояние воздуха рабочей зоны, микроклимат помещения, освещенность рабочей зоны, вибронегруженность рабочей зоны, тяжесть и напряжение рабочего процесса. Рассмотрим подробнее каждый из факторов.

Состояние воздуха рабочей зоны.

Состояние воздуха рабочей зоны зависит от многих параметров. Эти параметры зависят от микроклимата помещения и состава воздушной среды в рабочей зоне. Параметры микроклимата помещения и состав воздушной среды рабочей зоны должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»,

Микроклимат помещения.

Температура, влажность воздуха, скорость движения воздушных масс, температура поверхностей нагрева, расположенных в непосредственной близости от тела человека оказывает значительное влияние на терморегуляцию человека. Приведенные выше параметры микроклимата с течением времени могут изменять свои значение в широком диапазоне. Однако основным условием комфортного существования человека является поддержание температуры тела в строго заданных рамках, этому и способствует терморегуляция. Все поверхности в рабочей зоне, излучающие тепло должны быть покрыты тепловой изоляцией. Тепловая изоляция – это специальный вид материалов с плохой теплопроводящей способностью, к ним относятся: шамот, шлаковата, минеральная вата. Согласно ГОСТ установка тепловой изоляции требуется на все поверхности с температурой выше 45 °С для находящихся в помещении, и выше 60 °С для объектов вне помещений.

							13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				74

СанПиН 2.2.4.548-96 «Технические требования к микроклимату производственных помещений» является основным нормативным документом, действующим в настоящее время. Он регламентирует параметры микроклимата внутри помещений.

Ниже приведем основные требования к микроклимату помещений оператора блочного щита управления.

Любая работа, выполняемая человеком разделена на категории по энергозатратам организма необходимым на ее выполнение. Так работа, выполняемая машинистом блочного щита управления, относится к категории Иб. К данной категории Иб относятся работы с интенсивностью затрат энергии в объеме 121-150 ккал/ч (140-174 Вт), производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением.

Так как оператор блочного щита управления большую часть своего рабочего времени проводит за работой с персональным компьютером, то можно отметить, что на него действуют те же нормы что и на оператора ЭВМ.

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» и ГОСТ 12.1.005-88 (2001) ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». В помещениях оборудованных компьютерами должны соблюдаться нормы, указанные в выше приведенных нормативных документах.

Освещенность рабочей зоны является одним из важнейших факторов комфортного и безопасного рабочего процесса. Все помещения в которых происходят производственные процессы, бытовые помещения, коридоры, лестницы, участки территории производственного объекта должны освещаться. При этом для разных типов помещений и территорий необходимо использовать разные виды осветительных приборов. Так для помещений, которые являются рабочем местом для персонала станции необходимо использовать газоразрядные лампы дневного света, для основных дорог на территории станции – лампы ДРЛ. Согласно требованиям техники безопасности, при установке осветительных приборов в теплофикационных туннелях на высоте менее 2,5 м. используют осветительные приборы с напряжением не выше 43 В. При установке аварийного освещения необходимо использовать резервное питание от аккумуляторных батарей.

СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования» является основным документом действующим в настоящее время, который регламентирует нормы освещённости рабочей зоны.

Согласно технологическим требованиям, некоторые места ТЭЦ не могут быть обеспечены естественным светом, к ним, например, относится блочный щит управления, соответственно БЩУ необходимо обеспечить электрическим светом. Котлотурбинный цех помимо оснащения основным рабочим освещением необходимо наличие аварийного освещения.

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Для помещений оборудованных компьютерной техникой выдвигаются следующие требования: при выполнении работ с повышенной концентрации внимания и зрительного напряжения общая освещенность составляет не менее 300 Лк, комбинированная – 750 Лк; при выполнении работ среднего уровня концентрации и зрительного напряжения – 200 и 300 Лк соответственно. Более того основное гигиеническое требование гласит что поле зрения должно быть освещено равномерно. Нормы освещённости приведем в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Нормы освещенности рабочей зоны

Наименование оборудования и помещения	Освещение, Лк
1.Измерительные приборы, указатели уровня тепловые щиты, пульты управления.	400
2. Приборы автоматики, химводоочистки, приборы управления щитами оборудования, фронт котлов, вентиляционное, бункерное и дымососное отделения	100
3. Помещения баков, деаэраторов, площадки обслуживания, котлов и за котлами.	50
4. Коридоры, лестницы	50
5. Поверхности рабочего стола	300-500
6. Поверхность экрана компьютера	300

#### Вибрационные и акустические факторы рабочей зоны

Согласно определению, шум – это хаотическое распространение звуковых волн с разной интенсивностью и частоты, в совокупности отрицательно влияющих на человека.

При работе тепломеханического оборудования станции, можно выделить два вида источников звуковых волн: механический и гидродинамический. При это оба вида источников шума являются постоянными во времени.

Для комплексной борьбы с источником возникновения шума на оборудование устанавливают шумозащитные кожухи, этот тип защиты относится к средствам коллективной защиты. Методы и устройства, позволяющие снизить шумовое загрязнений рабочей среды регламентируются ГОСТ 12.1.029-80 «Средства и методы защиты от шума. Классификация». К другим методам борьбы с шумом можно отнести использование массивных стальных листов с толщиной от 0,7 до 2 мм, которые называются звукоизолирующие преграды, поверхность этих преград покрывается вибродемпфирующей мастикой ВД-17-58. Принцип действия звукоизолирующих преград основан на том, что мас-

сивное тело сложно привести к колебаниям, а следовательно прохождение звуковой волны через нее становится затруднительной, в конечном итоге, звукоизолирующие преграды способны снизить уровень шума до 20-46 дБ. Учитывая физические законы прохождения звуковой волны в различных средах, для повышения эффективности звуковой преграды можно выполнить ее многослойной, с воздушной прослойкой между ними или же с заполнением их войлоком или ватой, для лучшего гашения звуковых волн. Для нивелирования звуковых волн низкочастотного диапазона хорошо зарекомендовали себя гибкие панельные конструкции. Однако и они обладают своими недостатками. Так при возникновении резонансных явлений (совпадение собственной частоты колебания панели с частотой звуковой волны) происходит наложение волн, в результате звуковая волна вызывает механические колебания панелей. Для предотвращения явления резонанса данные панели выполняют с перфорированной поверхностью. Перфорационные отверстия выполняют роль резонаторов. Данные панели принято устанавливать на расстоянии 80-100 мм от поверхностей источников звука.

Именно поэтому, для предотвращения негативного влияния шума и вибраций, оперативный персонал станции, работающий на блочном щите управления располагается в отдельном помещении. Помимо защиты от вибраций и шума, это позволяет обеспечить качественную аэрацию помещения для уменьшения количества загрязняющих веществ в воздухе рабочей зоны. Дополнительная изоляция блочного щита управления позволяет уменьшить влияние вибрации на показания аналоговых приборов.

Электростатические поля, электромагнитные и иные виды излучений.

Основным нормативным документом, регламентирующим средства защиты от статического электричества, является ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ и СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работ».

Согласно этим нормативным документам, следует проводить измерения напряжённости и плотность потока электромагнитной энергии не реже одного раза в год, либо при в следующих случаях, в зависимости от того что наступит раньше:

- при вводе в эксплуатацию новых установок;
- при внесении конструктивных изменений, изменение расположения и режима работы действующих установок;
- вовремя и после проведения ремонтных работ, которые могут сопровождаться изменением излучаемой мощности;
- при внесении изменений в средства защиты от электромагнитного излучения;
- при организации новых рабочих мест.

Измерения напряженности или плотности электромагнитного потока энер-

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

гии допускается не проводить в случаях если: установка не работает в режиме излучения на открытый волновод, антенну или другой элемент.

Тяжесть и напряженность трудового процесса

Согласно классификации, работа оператора блочного щита управления относится к легкой физической нагрузке. Таким образом можно считать, что работа оператора БЩУ относится к оптимальному классу условий труда. То есть на протяжении времени рабочей смены статическая нагрузка при удержании груза двумя руками не превышает величины  $18\ 000\ \text{кг}\cdot\text{с}$ . К другим параметрам, определяющим условие тяжести трудового процесса, относятся положение рабочей позы, количество наклонов и количество стереотипных движений за время рабочей смены. Оператор блочного щита управления за время рабочей смены совершает не более 50 наклонов, количество стереотипных движений кистей рук не превышает 20 000, перемещение в пространстве менее 4 км, таким образом условие работы оператора БЩУ являются оптимальными [19].

### **8.3 Безопасность производственных процессов и оборудования**

Правила по охране труда при эксплуатации тепломеханического оборудования регламентируются Приказом Министерства труда N551н. «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок» от 17 августа 2015г.

Данный свод правил обязателен к исполнению работодателем, для юридических лиц вне зависимости от формы организации предприятия, также данные правила действуют и для физических лиц, за исключением физических лиц не занимающихся предпринимательской деятельностью.

На работодателя возлагается полная ответственность за исполнение и соблюдение свода правил. На основании этих правил работодатель обязан разработать инструкции по охране труда, также при разработке инструкции по охране труда работодатель обязан руководствоваться требованиями технической документации завода изготовителя тепломеханического оборудования.

В целях повышения безопасности трудового процесса и в целях повышения условий труда, работодатель имеет право вводить дополнительные правила и требования в области охраны труда и безопасности трудового процесса при эксплуатации тепломеханического оборудования.

Эксплуатация парогазовой установки ПГУ-230Т возможна лишь при выполнении следующих требований:

Аварийная и предупредительная сигнализации должны постоянно находиться в рабочем состоянии, необходима периодическая проверка их работоспособности.

Все технические средства, инструменты, оборудование, машины, возможно

									Лист
									78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.148.05 ПЗ				

использовать только в строго соответствии с их технической функцией, согласно паспорта оборудования.

При проведении высотных работ, либо работ в естественных и искусственных углублениях возможно только при наличии наряда-допуска.

Рабочий персонал станции, задействованный на работах с опасными производственными факторами, необходимо обеспечить средствами индивидуальной защиты.

#### **8.4 Электробезопасность**

Наиболее опасными ситуациями, приводящими к поражению человека электрическим током, возникают при непосредственном контакте с токопроводящими элементами, либо при приближении к ним на критически близкое расстояние. Также при возникновении следующих факторов, таких как неисправность электропроводки или электроприборов, неосторожное отношение, либо не соблюдение техники безопасности при работе с приборами, находящимися под напряжением, персоналом станции, значительно повышается риск поражения электрическим током.

Особую опасность представляет поражение электрическим током не только при непосредственном контакте с токопроводящими элементами, но и в результате контакта с металлическими корпусами оборудования, которые по ряду причин могут оказаться под напряжением, ввиду не явности наличия опасности.

Поражения электрическим током является наиболее опасным производственным фактором, ввиду невозможности обнаружения возможной опасности. При поражении электрическим током, в зоне поражения оказывается не только непосредственное пятно контакта с токопроводящими элементами, но и мягкие ткани всего организма, ввиду их токопроводящих свойств. При пропускании электрического разряда через тело человека возникают ожоги различной степени тяжести.

Степень возможных повреждений от воздействия электрического тока на организм человека зависит от следующих факторов: природы тока и величины его напряжения, частоты тока, пути прохождения электрического разряда через тело человека, продолжительность воздействия тока на человека, внешних условий в области рабочей зоны.

К основным потребителям электрической энергии на электростанции относятся: дымососы, приводы насосов (питательных, подпиточных, рециркуляционных) оборудование КИПиА.

В целях снижения вероятности поражения электрическим током на электростанции применяются следующие меры: установка защитного заземления, зануление электроприборов, установка блокировок на устройства, изоляция и двойная изоляция токопроводящих частей оборудования.

					<i>13.04.01.2019.148.05 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

Согласно своду правил промышленной эксплуатации оборудования все выключатели, рубильники и другие органы управления электрооборудованием должны быть оснащены табличками с надписями к какому оборудованию они относятся и какое действие они выполняют. Токопроводящие выводы обмоток, идущие к вращающимся механизмам, должны быть изолированы и закрыты защитными кожухами, для предотвращения случайного доступа к ним. Места установки блока управления электроприводом механизмов, необходимо оборудовать следующими устройствами: Кнопка «Пуск» для привода механизма в режим включен, сигнализация, сообщающая о пуске оборудования в работу, вблизи работающего механизма необходимо установить кнопку аварийного отключения, все установки обладающие электроприводом, либо же работающие под напряжением должны оснащаться системами автоматического контроля пуска и режимов работы оборудования, защитой от короткого замыкания, во избежание ошибочных действий рабочего персонала станции, устройства должны быть оборудованы блокировкой, все электротехническое оборудование станции должно быть заземлено.

При проведении ремонтных работ на площадках мостовых кранов, необходимо оборудовать последние средствами автоматики и блокировки, предоставить доступ к рабочим механизмам и электроприводу. Раз в месяц необходимо совершать осмотр оборудования и инвентаря, по завершению осмотра ставиться клеймо с указанием даты следующей проверки, данная обязанность возлагается на мастера. При несоответствии требованиям промышленной безопасности инструмент необходимо вывести из работы.

На всех этапах – проектировании, изготовлении, установке, эксплуатации электротехнического оборудования необходимо проводить контроль требований электробезопасности. Данное правило регламентируется ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ И – 1.01.86. «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защит»

## 8.5 Пожаровзрывобезопасность

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

Можно выделить два способа тушения возгораний, поверхностный – когда на очаг возгорания подается вещество гасящие пламя, и объемное – когда создаются условия среда, противостоящая возможности горения в данном районе.

Для предотвращения распространения пожара в здании котлотурбинного цеха произведена установка для подачи воды, система пожаротушения уста-

новлена у маслобаков турбин. Так же для предотвращения обрушения кровли в результате тепловых деформаций несущих конструкций обеспечена подача

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80



воды на фермы машинного зала. К средствам индивидуального, локального пожаротушения помимо огнетушителей относятся войлочные одеяла, ранее также использовались асбестовые одеяла, но в настоящий момент использование асбеста и асбестосодержащих материалов запрещено в виду его токсичности. Так же для этих целей используется песок.

При возникновении пожара, электростанция оборудована автоматическим средства прекращения подачи газа на оборудование. Для газотурбинной установки – быстродействующий клапан системы газоснабжения производства ОАО «Силовые машины». Также газопровод оснащен задвижкой с электроприводом. [7,10,11,12,14,15,17]. Наличие данных устройств регламентируется следующими нормативными документами ПБ 12-529-03 «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления», РД 153-34.1-30.106-00 «Правила технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций»

Система пожаротушения МЗХ включает в себя:

- наружный противопожарный водопровод по территории МЗХ с пожарными гидрантами;
- внутренний противопожарный водопровод здания мазутонасосной;
- стационарную автоматическую систему пожаротушения высокократной пеной и распыленной водой.

Наружный противопожарный водопровод выполнен кольцевым по территории МЗХ трубой Ø 219, отключающая арматура расположена в камерах В8-13 и В8-7.

От водовода запитано 6 пожарных гидрантов, предназначенных для тушения пожара на сливной эстакаде, приемной емкости, дренажном баке и складе мазута. В колодце В8-9 имеются две врезки, с отключающей арматурой, от трубопровода пожарной воды в пеногенераторную и в сеть внутреннего противопожарного водопровода здания МЗХ. Между этими врезками имеется секционная задвижка. Также противопожарное кольцо может быть разорвано в колодце В8-10.

Пожарные гидранты расположены в колодцах В8-7, В8-8, В8-9, В8-10, В8-11, В8-12.

Внутренний диаметр водовода - 200 мм, рабочее давление - 6 кг/см<sup>2</sup>.

Внутренний противопожарный водопровод запитан с помещения пеногенераторной после задвижек ВПЖ-9М (в масолапаратную) и ВПЖ-7М (в насосное отделение), предназначен для тушения пожара в насосном отделении и масолапаратной, а также имеет наружные пожарные краны по оси 6 ряда Г, по оси 5 ряда А.

Диаметр водовода - 76 мм, рабочее давление - 6 кг/см<sup>2</sup>.

В случае необходимости внутренний противопожарный водопровод может быть запитан по трубопроводу техводы Ду=100 мм (сухотруб) от схемы технической воды ПК (через задвижки ВТМ-1,2,4,5; ВПЖ-6М).

Автоматическая система пожаротушения предназначена для тушения п

										Лист
										81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.148.05 ПЗ					

жара на складе мазута при помощи 6-ти стационарных ГВП СК -2000 (по 2 на бак), в насосном отделении при помощи 4-х стационарных ГВП-600.

Для тушения пожара на сливной эстакаде и обваловки склада мазута к раздаточным трубопроводам раствора пены подключаются переносные пеногенераторы:

- на сливной эстакаде имеется 9 кранов для подсоединения пеногенераторов ГВП-600;

- на обваловки склада мазута 18 кранов для подсоединения пеногенераторов ГВП-600.

Для тушения пожара на сливной эстакаде и в обваловывании БЗМ-1,2,3 систему пожаротушения запустить дистанционно.

В теплое время года данные сухотрубы заполнены водой и находятся под давлением пожарной воды.

Автоматическая система пожаротушения включает в себя:

- насосную станцию пенотушения (пеногенераторную).
- наружную и внутреннюю сеть пенопроводов.
- пеногенераторы типа ГВП-600 и ГВП СК-2000;
- систему противопожарной сигнализации.
- систему противопожарной автоматики.

Насосная станция пенотушения состоит из:

- баков запаса пенообразователя БЗП-1,2 с пенообразователем  $V=3 \text{ м}^3$  каждый, рассчитанных на 3-х кратное тушение пожара по 10 мин. Там же имеется третий бак  $V=2 \text{ м}^3$ , используемый для временного приема и хранения пенообразователя из БЗП-1(2) в случае их разгерметизации.

- насосов дозаторов пены НДП-1,2 (ЦВ-4/85).
- раздаточного коллектора раствора пены и противопожарной воды, разделенного обратным клапаном.

От раздаточного коллектора раствора пены запитаны:

- через задвижку с электроприводом П-14 - насосное отделение.
- через задвижку с ручным приводом П-15 - обваловка мазутных баков.
- через задвижку с ручным приводом П-16 - сливная эстакада.
- через задвижку с электроприводом П-17-БЗМ-1.
- через задвижку с электроприводом П-18-БЗМ-2
- через задвижку с электроприводом П-19-БЗМ-3.

От раздаточного коллектора противопожарной воды запитаны:

- через задвижку с эл. приводом ВПЖ-11М орошение БЗМ-1 и обращенная к нему сторона БЗМ-2.

- через задвижку с эл. приводом ВПЖ-12М - орошение БЗМ-2 и обращенные к нему стороны БЗМ-1 и БЗМ-3.

- через задвижку с эл. приводом ВПЖ-13М-БЗМ.

Вентили П-20,21,22 предназначены для дозирования подачи.

										Лист
										82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.148.05 ПЗ

Пеногенераторная оборудована ключами управления насосов НДП-1,2; задвижек ВПЖ-4М, 5М, 11М, 12М, 13М; П-14,17,18,19. ключи управления предназначены для опробования и наладки установки пожаротушения, а также в случае отказа системы автоматического и дистанционного пуска, для запуска системы по месту.

Периодичность проверки качества пенообразователя 1р- 6 месяцев.

Наружные и внутренние пенопроводы и трубопроводы противопожарной воды выполнены сухотрубами и имеют в нижних точках дренажи: у камеры М-1, в колодце КМ-2, на обваловки баков мазута и сливной эстакады.

Генераторы ГВП-600 и ГВПСК-2000 предназначены для образования высокократной пены (воздушно-механической) и направления ее на очаг пожара.

ГВПСК-2000 конструктивно отличаются от ГВП-600 тем, что в конце короб закрыт герметизирующей крышкой, заведенный в верхнюю часть БЗМ. Герметизирующая крышка крепится к коробу при помощи стяжек, спаянных между собой в замок сплавом с температурой плавления не выше 120<sup>0</sup>С. При повышении температуры внутри БЗМ, при пожаре, замки расплавляются, и герметизирующая крышка под собственным весом падает в БЗМ, тем самым, освобождая доступ пене в БЗМ. В таблице 8.4 представлены технические характеристики оборудования.

Таблица 8.4 – Технические характеристики ГВПСК-2000 и ГВП-600

Технические характеристики	ГВПСК-2000	ГВП-600
Производительность по пене, л/сек	1800-2000	400-600
Кратность пены не менее, %	70	80
Давление перед распылителем, кг/см <sup>2</sup>	4-6	4-6
Расход пенообразователя, л/сек	18-20	5-6

Пожарная сигнализация от БЗМ-1,2,3 выведена на пульт ППС, установленный на щите управления мазутонасосной - ЩУМ. Сигнализация поступает на пульт от термоизвещателей типа ТРВ-2 при повышении температуры до +120<sup>0</sup>С, установленных в верхней части БЗМ-1,2,3.

Сигнализация о пожаре в бытовых помещениях ЦТАИ МЗХ также поступает на пульт ППС-1 от пожарных датчиков ДИП-1 при появлении дыма или повышении температуры в помещении выше 70<sup>0</sup>С.

Пожарная сигнализация от датчиков пожара типа ДПС-038-02 поступает на промежуточное устройство «ППО-017» и с него на табло сигнализации, расположенное на панели ППА-2. Она сигнализирует о пожаре в следующих помещениях:

- помещения управления БЗМ-1.
- помещения управления БЗМ-2.
- помещения управления БЗМ-3.

- насосного отделения.

Сигнал о пожаре в вышеперечисленных помещениях поступает при срабатывании любого датчика ДПС-0,38-02 при скачкообразном повышении температуры до +100<sup>0</sup>С.

Противопожарная автоматика смонтирована на панелях ППА-1,2, установленных на ЩУМ. Она защищает:

- насосное отделение
- БЗМ-1
- БЗМ-2
- БЗМ-3

Пульт ППС предназначен для приема и обработки сигналов от пожарных извещателей типа ТРВ-2 и обеспечивает.

Прием и формирование сигнала «ВНИМАНИЕ», с указанием номера (луча) направления при срабатывании одного из извещателей в любом защищаемом объекте.

Прием и формирование сигнала «ТРЕВОГА», с указанием номера луча при срабатывании не менее двух извещателей, в любом защищаемом объекте.

Ручное и автоматическое включение цепей управления системой пожаротушения в каждом луче (направление).

Непрерывный контроль исправности сигнальных линий с автоматическим выявлением характера возникшего повреждения в каждом луче:

- обрыв
- замыкание

Световую и звуковую сигнализацию, поступающих всех перечисленных выше сигналов.

Автоматическую регистрацию и общий счет поступающих сигналов «ТРЕВОГА».

Оперативную проверку работоспособности основных узлов пульта без выдачи ложных сигналов во внешние цепи.

Ручное отключение звуковой сигнализации о принятом сигнале, с сохранением световой индикации, при этом отключение звуковой сигнализации не влияет на прием сигналов с других лучей и ее последующее включение.

На пульте ППС расположены:

Десять тумблеров (задействованы четыре), расположенных под соответствующей световой сигнализацией, для управления режимом работы лучей, и имеющие положения:

- «Авт.»;
- «Выкл.»;
- «Ручн.» .

Пятиклавишный блок для оперативной проверки работоспособности пульта и снятия звукового сигнала

										Лист
										84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.148.05 ПЗ

Тумблер включения пульта имеет положения:

- «Основное»;
- «Резервное»;
- счетчик общего количества сигналов «Тревога»;
- кнопка «Пуск» для ручного запуска системы пожаротушения.

На панели ППА-1 расположены:

Четыре кнопки дистанционного пуска системы пожаротушения (ДП-1,2,3,4)

Ключ выбора режима работы системы ППА, имеющий положения:

- «Дист.»;
- «Авт.»;
- «Откл.»;
- кнопка возврата схемы управления системой пожаротушения в и ходное положение (ВС).
- переключатель опробования цепей сигнализации.

Ключи управления электромагнитными вентилями П-10,11,12; задвижками П-14, 17, 18, 19, ВПЖ-11М,12М,13М.

Кнопка съема звука.

На панели ППА-2 расположены:

Ключи управления насосами НДП-1,2.

Ключи управления задвижками ВПЖ-4М, 5М.

Ключи выбора режимов работы НДП-1,2 (АВР), имеющие положения:

- «Работа»;
- «Резерв».

Ключ автоматики (А) насосов НДП-1,2, имеющий положения:

- «Вкл.»;
- «Откл.».

Табло сигнализации срабатывания датчиков пожара.

Табло контроля оперативного тока в системе пожаротушения.

Противопожарное водоснабжение Главного корпуса 1,2 эн.бл.

В помещении Главного корпуса выполнена кольцевая противопожарная сеть Ду 200 мм, имеются три ввода с водовода В-8. 1,2 ввод Ду 200 мм со стороны постоянного торца турбинного отделения, третий ввод по ряду "А" между осями 6-7, для гибкости схемы и возможности вывода в ремонт части пожарного кольца смонтированы секционные задвижки по рядам А, Б, В, Г, Г-2.

В турбинном отделении по ряду А, Б установлены пожарные краны. Смон-

тированы два трубопровода один Ду 250 мм, второй Ду 200 мм и установлены задвижки с электроприводом по ряду А у 2 и 4 оси отм.12м (управление задвижек по месту и с БЩУ) для орошения колонн и ферм т/о (смонтированы стволы СВР 14 шт. и оросители ДВ-10 14 шт. под кровлей) между рядами А,

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Б. Для тушения пожара в районе главного маслобака турбины смонтирована разводка пожарной воды, запитанная с ряда «Б» у 7-ой оси и установлены 8 шт. оросителей ДВ-10. Для тушения кровли т/о смонтирован сухотруб со стороны временного торца по ряду «Б». Для тушения пожара в рядах Б-В бункерно-деаэрационного отделения установлены 3 пожарных крана на отметке 32.5 м.

Для охлаждения ферм маш. зала сформированной и направленной струей воды установлены по 2 лафетных ствола типа ПЛС-П20 на отм.12.6 в осях 4,7,12,17 турбинного отделения.

В связи с вводом в эксплуатацию блока №2 дополнительно смонтированы трубопроводы Ду 250мм по ряду А и Ду 200мм по ряду Б для орошения колонн и ферм перекрытия кровли турбинного отделения блока №2 и временного торца с 8-ю по 14-ую ось. Для подачи пожарной воды в трубопроводы орошения установлены две задвижки с электроприводом по ряду А ось 11 отм.12м турбинного отделения (одна для орошения с 8-ю по 11-ую ось, другая 12 – 14 ось) управление задвижек по месту и с БЩУ. Данные трубопроводы оборудованы стволами СВПР 14 шт. (для орошения ферм) и оросителями ДВ-10 14 шт. (для орошения колонн), находящиеся под кровлей турбинного отделения между рядами А,Б. Для тушения пожара в районе главного маслобака турбины блока №2и охлаждения его стенок смонтирована разводка пожарной воды, запитанная с ряда «Б» у 10-й оси и установлены 6 шт. оросителей ДСУ-П 0,81.

## 9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Цель проекта: «Разработать проект модернизации Челябинской ТЭЦ-3 ОАО «Фортум» с установкой пускового котла Universal UL-SX 28000-13 находящейся по адресу: г. Челябинск, Бродокалмакский тракт 6, к 31 июля 2019г. Для выполнения данной цели компании «Фортум», занимающейся реализацией данного проекта, необходимо:

- разработать проектно-сметную документацию на модернизацию Челябинской ТЭЦ-3;
- произвести закупку основного и вспомогательного оборудования;
- произвести монтаж оборудования в здании 3-го энергоблока станции;
- провести пуско-наладочные работы;

Изложенные в данном проекте подходы позволяют при незначительных капитальных затратах повысить энергетическую эффективность ЧТЭЦ-3.

Современным станциям необходимо диверсифицировать источники подачи пара на паровую турбину на парогазовых энергоблоках, для минимизации рисков в случае останова газовой турбины и котла-утилизатора.

Принцип работы парогазового блока заключается в следующем: в газовой камере ГТУ сжигается природный газ, энергия дымовых газов приводит в движение ротор газовой турбины, на выходе из ГТУ газы имеют высокую теплотворную способность, следовательно, она может быть использована в котле-утилизаторе, в котором нагревается вода и превращается в пар высокого давления, который подается на паровую турбину.

Проект модернизации Челябинской ТЭЦ-3 предлагает установку пускового парового котла Universal UL-SX 28000-13. В случае необходимости останова газовой турбины, и не возможности производства пара в котле-утилизаторе, пусковой котел может быть использован в качестве генератора пара высокого давления для паровой турбины. Что значительно повышает эффективность и стабильность работы электростанции. Так как в отличие от газовой турбины, паровая турбина является высоко инертным оборудованием, и не может быть остановлена в короткие сроки.

Для обоснования экономической целесообразности реализации проекта необходимо провести ряд расчетов и определить срок окупаемости данного проекта по формуле (9.1):

$$T = \frac{K}{\Delta I} \quad (9.1)$$

где  $K$  – капитальные затраты на реализацию проекта модернизации, тыс. руб.;

$\Delta I$  – экономия текущих затрат вследствие проведения модернизации тыс.руб./год.

Определяемый срок окупаемости должен быть меньше нормативного срока окупаемости, значение которого составляет 5 лет. В этом случае реализация проекта будет экономически эффективна.

### 9.1 Капитальные затраты на реализацию проекта

Для реализации проекта необходимо разработать проектно-сметную документацию на модернизацию Челябинской ТЭЦ-3, произвести закупку основного и вспомогательного оборудования произвести монтаж оборудования, провести пуско-наладочные работы.

Смету капитальных затрат представим в таблице 9.1, согласно проекту УралСпецСтройМонтаж [47].

Таблица 9.1 – Смета капитальных затрат на модернизацию ЧТЭЦ-3

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1 Разработка проектно-сметной документации	1370,00
2 Приобретение основного оборудования (Котел Universal UL-SX 28000-13)	14776,00
3 Приобретение прочего вспомогательного оборудования (насосы, дутьевые вентиляторы)	6850,00
4 Транспортировка до места установки (5% от стоимости оборудования)	1081,30
5 Монтаж	3540,00
6 Пуско-наладочные работы	1280,00
7 Заготовительно-складские затраты (1,2% от стоимости оборудования)	259,51
8 Затраты на комплектацию оборудования тару и упаковку (3,2 % от стоимости оборудования)	692,03
9 Итого капитальных затрат	29848,80

### 9.2 Расчет текущих затрат Челябинской ТЭЦ-3 без проведения модернизации

Текущие затраты состоят из: затрат на поддержание оборудования в рабочем состоянии, затрат на текущие и капитальные ремонты, затраты на топливо.

Текущие затраты Челябинской ТЭЦ-3 без проведения модернизации сведем в таблицу 9.2



Таблица 9.2 – Текущие затраты Челябинской ТЭЦ-3 без проведения модернизации

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
1. Годовой расход топлива станции	тыс.м <sup>3</sup> /год	285,89
2. Тариф на газ	руб./тыс.м <sup>3</sup>	2350,00
3. Сумма затрат на топливо	тыс.руб./год	671841,50
4. Собственные нужды станции (2,5% от выработанной мощности)	тыс.квт/год	4217,00
5. Затраты на собственные нужды электростанции (2,5% от выработки эл. энергии).	тыс.руб./год	4622,80
6. Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая содержание оборудования и его текущий ремонт (1% от стоимости оборудования), амортизация оборудования (норма 10%),	тыс.руб/год	250000,00
7. Основная и дополнительная зарплата эксплуатационных рабочих	тыс.руб./год	8174,20
8. Отчисление на социальные нужды (39% от п.7)	тыс.руб./год	3187,94
9. Обще заводские расходы в части персонала управления ОГЭ, (39% от зарплаты).	тыс.руб./год	1084,20
10. Прочие производственные расходы (10% от суммы зарплаты всех категорий персонала)	тыс.руб./год	852,30
11. Налоги	тыс.руб./год	142544,20
12. Итого (УПЗ)	тыс.руб./год	190000,00
13 Выработка э/энергии ГТУ блока	МВтч	160,00
14 Выработка э/энергии ПТУ блока	МВтч	46,00
15 Тариф на э/энергию [48]	Руб.кВтч	3,15
15 Недополученная прибыль от простоя ГТУ в течении 2-х недель	млн.руб.	178,21
16 Недополученная прибыль от простоя ПТУ в течении 2-х недель	млн.руб.	51,23
17 Итого недополученная прибыль	млн.руб.	229,44
18. Итого затрат	млн.руб./год	1505,44

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.01.2019.148.05 ПЗ

Лист

89

### 9.3 Расчет текущих затрат Челябинской ТЭЦ-3 при проведении проекта модернизации

ПГУ-230Т состоит из газотурбинной установки, котла-утилизатора и паротурбинной установки. ГТУ блока необходимо выводить в текущий ремонт один раз в год, ПТУ же согласно регламенту, выводится в текущий ремонт один раз в два года. Срок проведения текущего ремонта ПГУ-230Т – 2 недели. Текущий ремонт проводится в летнее время, когда отсутствуют отборы пара на отопление. При проведении текущего ремонта не вырабатывается электрическая энергия, в следствии чего компания Фортум не дополучает прибыль. Текущие затрат ЧТЭЦ-3 при проведении модернизации в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Текущие затраты Челябинской ТЭЦ-3 при проведении проекта модернизации

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
1	2	3
1. Годовой расход топлива станции	тыс.м <sup>3</sup> /год	285,89
2. Тариф на газ	руб./тыс.м <sup>3</sup>	2350,00
3. Сумма затрат на топливо	тыс.руб./год	671841,50
4. Собственные нужды станции (2,5% от выработанной мощности)	тыс.квт/год	4217,00
5. Затраты на собственные нужды электростанции (2,5% от выработки эл. энергии).	тыс.руб./год	4622,80
6. Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая содержание оборудования и его текущий ремонт (1% от стоимости оборудования), амортизация оборудования (норма 10%),	тыс.руб/год	250000,00
7. Основная и дополнительная зарплата эксплуатационных рабочих	тыс.руб./год	8174,20
8. Отчисление на социальные нужды (39% от п.7)	тыс.руб./год	3187,94
9. Общезаводские расходы в части персонала управления ОГЭ, (39% от зарплаты).	тыс.руб./год	1084,20

Продолжение таблицы 9.3

1	2	3
10. Прочие производственные расходы (10% от суммы зарплаты всех категорий персонала)	тыс.руб./год	852,30
11. Налоги	тыс.руб./год	142544,20
12. Итого (УПЗ)	тыс.руб./год	190000,00
13 Выработка э/энергии ГТУ блока	МВтч	160,00
14 Выработка э/энергии ПТУ блока	МВтч	46,00
15 Тариф на э/энергию [48]	Руб.кВтч	3,15
15 Недополученная прибыль от простоя ГТУ в течении 2-х недель	млн.руб.	178,21
16 Затраты на эксплуатацию пускового котла в течении 2-х недель	млн.руб.	0,53
17 Затраты на ремонт пускового котла	млн.руб.	0,38
18. Итого затрат	млн.руб./год	1455,12

#### 9.4 Расчет срока окупаемости проекта

Рассчитаем экономию текущих затрат при реализации проекта модернизации Челябинской ТЭЦ-3 (9.2):

$$\Delta И = И_1 - И_2 \quad (9.2)$$

$$\Delta И = 1505,44 - 1455,12 = 50,32$$

Рассчитаем срок окупаемости проекта модернизации Челябинской ТЭЦ-3 по формуле (9.1)

$$T = \frac{K}{\Delta И} \quad (9.1)$$

$$T = \frac{29,84}{50,32} = 7 \text{ месяцев}$$

Вывод: срок окупаемости проекта составил менее года. модернизация требует незначительных капитальных затрат. Срок окупаемости значительно меньше нормативного, следовательно, реализация проекта может быть осуществлена в кратчайшие сроки.

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

## 9.5 SWOT– анализ для реализации проекта модернизации Челябинской ТЭЦ-3 с парового котла Universal UL-SX

Для достижения цели компании «Фортум» «разработки проекта модернизации Челябинской ТЭЦ-3 с установкой парового котла Universal UL-SX 28000-13 находящейся по адресу: г. Челябинск, Бродакалмакский тракт 6, к 31 июля 2019г. необходимо показать выгоду от реализации этого проекта. Сравним затраты при проведении модернизации при ее отсутствии и выберем лучший вариант на основе SWOT-анализа.

SWOT-анализ –позволяет выявить и структурировать сильные и слабые стороны, а также потенциальные возможности и угрозы при реализации проектов модернизации. Для оценки перечисленных выше категорий рассмотрим SWOT-анализ без модернизации Челябинской ТЭЦ-3, представленный в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – SWOT-анализ работы станции без модернизации ЧТЭЦ-3

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

Для оценки проведения изменений состояния предприятия рассмотрим SWOT-анализ Челябинской ТЭЦ-3 после проведения модернизации, результаты представим в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – SWOT-анализ с модернизацией Челябинской ТЭЦ-3

<p><b>Сильные стороны(S):</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Снижение затрат на текущий ремонт и эксплуатацию оборудования;</li> <li>- Быстрая окупаемость и высокий КПД;</li> <li>- Не существенные капитальные затраты на реализацию проекта модернизации</li> </ul>	<p><b>Слабые стороны(W):</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Малый межремонтный интервал при эксплуатации ГТУ;</li> <li>- Загрязнение окружающей среды выбросом в атмосферу оксида азота;</li> </ul>
--	--

<p><b>Возможности(О):</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Наличие элементов оборудования отечественного производства;</li> <li>- Завершение модернизации раньше установленного срока за счет эффективного планирования монтажных работ;</li> </ul>	<p><b>Угрозы(Т):</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Штрафные санкции за нарушение пунктов ДПМ;</li> <li>- Штрафы за загрязнения окружающей среды;</li> </ul>
---	--

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

### **9.6 STEEP – анализ внешних факторов влияющих на разработку проекта**

STEER-анализ — это инструмент, предназначенный для выявления политических (Political), экономических (Economic), социальных (Social), экологических (Environmental) и технологических (Technological) факторов внешней среды, которые влияют на предприятие и реализацию его проектов. На основе анализа внешней среды предприятия и доступных ресурсов формируются комплекс целей и стратегия предприятия.

**Факторы STEEP–элементов.**

**Социальные факторы (S):** низкая мотивированность персонала станции в проведении проекта, ввиду инертности мышления.

**Технологические факторы (Т):** повышение энергетической надежности электростанции; возможность эксплуатации паровой части энергоблока №3 при останове газовой турбины.

**Экономические факторы (Е):** при отсутствии пускового котла, и останове газовой турбины энергоблока №3 возникают значительные экономические потери из-за простоя оборудования.

**Экологические факторы (Е):** наиболее экологически невыгодным режимом работы электростанции являются режимы пуска и останова оборудования, так как при наличии пускового котла, появляется возможность поддержания работы паровой части, без ее останова, снижается нагрузка на окружающую среду.

**Политические факторы (Р):** строгие нормативы, регулирующие работу объектов энергетики.

Анализируя эти факторы, можно прийти к выводу, что к наиболее вероятным внешним угрозам относиться жесткий контроль со стороны надзорных органов. Наибольшим драйвером реализации проекта является возможность не останавливать паровую часть блока во время проведения текущего ремонта газовой части, что приведет к минимизации финансовых потерь при работе станции

					<i>13.04.01.2019.148.05 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

## 9.7 Модель ранжирования мероприятий по модернизации ЧТЭЦ-3

К 31 июля 2019 года в целях повышения энергоэффективности Челябинской ТЭЦ-3 запланирована установка пускового котла Universal UL-SX-28000-13 в составе ПГУ 230-Т. В настоящее время процесс пуска паровой турбины осуществляется путем получения пара в котле-утилизаторе П-137, либо путем байпасирования с 1-го или 2-го энергоблоков.

Проблемы работы парогазового энергоблока станции ранжированы с помощью матрицы проблем по параметрам «степень важности – степень срочности» повышения энергетической и экономической эффективности.

Важнейшей проблемой, которая будет решена в процессе модернизации станции является зависимость пуска паровой турбины от работы 1-го и 2-го энергоблоков, а именно возможность запуска паровой турбины отдельно от запуска газовой части блока. В ситуациях когда необходим ремонт газовой турбины или котла-

утилизатора, появляется возможность пуска паровой турбины с помощью котла Universal UL-SX-28000-13.

Представим модель ранжирования проблем работы Челябинской ТЭЦ-3 на рисунке 9.1.



Рисунок 9.1 – Модель ранжирования проблем работы Челябинской ТЭЦ-3

Низкая надежность работы парогазового блока станции относится к проблеме высокой важности. Так как это связано с тем что для пуска паровой турбины необходимо сперва запускать газовую турбину, что не возможно в моменты ремонта газовой части блока.

Стоимость текущего ремонта байпасов соединяющих энергоблоки станции относится к проблемам низкой важности.

## 9.8 Построение модели причинно-следственной диаграммы

С помощью матрицы ранжирования мы определили главную проблему, обосновывающую необходимость модернизации Челябинской ТЭЦ-3.

Главная проблема конкретизируется по направлениям ее возникновения и решения и анализируются исходы, в случае игнорирования обозначенной проблемы. Причины, вызывающие проблему, делятся на первичные и вторичные.

Вторичные причины вызывают первичные, которые уже в свою очередь формируют глобальную проблему.

После главной проблемы в причинно-следственной диаграмме следуют блоки следствий. Верхние блоки отвечают за ситуацию «мир с проектом», то есть следствия, в случае успешной реализации проекта по модернизации Челябинской ТЭЦ-3, нижние – «мир без проекта», когда проблема не решается.

Главной проблемой является зависимость 3-го энергоблока станции в моменты его пуска от энергоблоков №1 и №2 и газовой части блока.

Первая первичная проблема – работа паровой турбины блока от котла-утилизатора ГТУ. Вторая первичная проблема – запуск паровой турбины путем байпасирования от 1-го или 2-го энергоблоков.

Первая вторичная проблема – устаревшая схема работы энергоблока. Вторая вторичная проблема – устаревшая схема работы электростанции.

В случае, если проект будет реализован (ситуация «мир с проектом») первичным следствием будет то, что появится возможность автономной работы паровой турбины блока от ГТУ. Вторичным следствием – возможность вывода ГТУ в ремонт без останова паровой части блока.

В случае, если проект не будет реализован (ситуация «мир без проекта») первичным следствием будет полный останов блока при выводе ГТУ в ремонт. Вторичным следствием – финансовые потери от недовыработки энергии.

Построим причинно-следственную диаграмму для проекта модернизации ЧТЭЦ-3 приведем ее на рисунке 9.2.

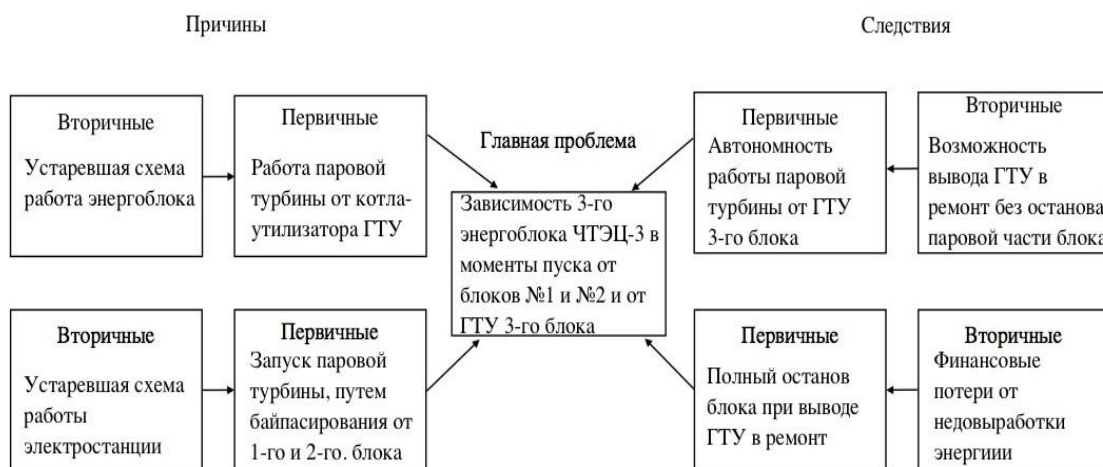


Рисунок 9.2 – Причинно-следственная диаграмма для проекта модернизации ЧТЭЦ-3

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.01.2019.148.05 ПЗ

Лист

95

## 9.9 Построение модели пирамиды целеполагания и дерева целей

Пирамида целеполагания, будучи одним из инструментариев стратегического менеджмента, помогает представить в наглядном виде последовательность мероприятий при внедрении проектного решения.

Самым верхним элементом пирамиды является формулировка видения предприятия, реализующего проектное решение. Видение – это то, каким предприятие себя видит в будущем, то, к чему оно стремится, формулирует смысл деятельности. Важно отметить, что видение всегда относится только к будущему, и в случае достижения целей должно переформулироваться под новые вызовы и задачи. Следующим элементом пирамиды является миссия.

Миссия отражает фактическое предназначение в настоящее время, она не направлена в будущее.

Далее формулируются цели проекта по принципу SMART. Данный принцип позволяет конкретизировать и четко обозначить существующие цели. Цели, сформулированные по принципу SMART, должны отвечать следующим пунктам: быть конкретными (S – Specific), то есть должен быть четко обозначен результат, который эта цель перед собой ставит; измеримыми (M – Measurable), то есть нужно четко определить, когда будет достигнут результат и каков он количественно; достижимыми (A – Achievable), то есть цель должна быть реальной и выполнимой, иначе ее эффективность будет стремиться к нулю; должна являться реалистичной (R – Realistic); должны быть ограничены во времени (T – Time bound).

После формулировки целей переходят к определению стратегии предприятия, то есть долгосрочному направлению разработки и внедрения новых технологических мероприятий при запуске новых источников теплоснабжения.

Представим пирамиду целеполагания на рисунке 9.2.

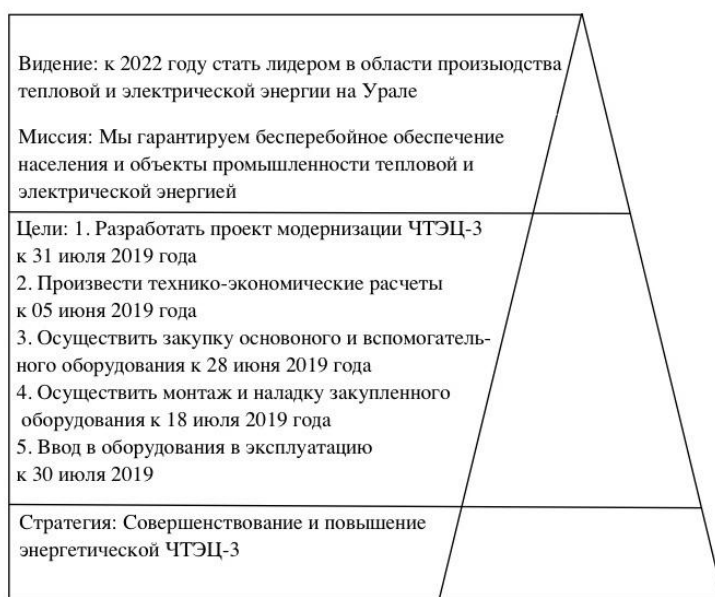


Рисунок 9.3 – Пирамида целеполагания компании Фортум



Дерево целей проекта показано на рисунке 9.4

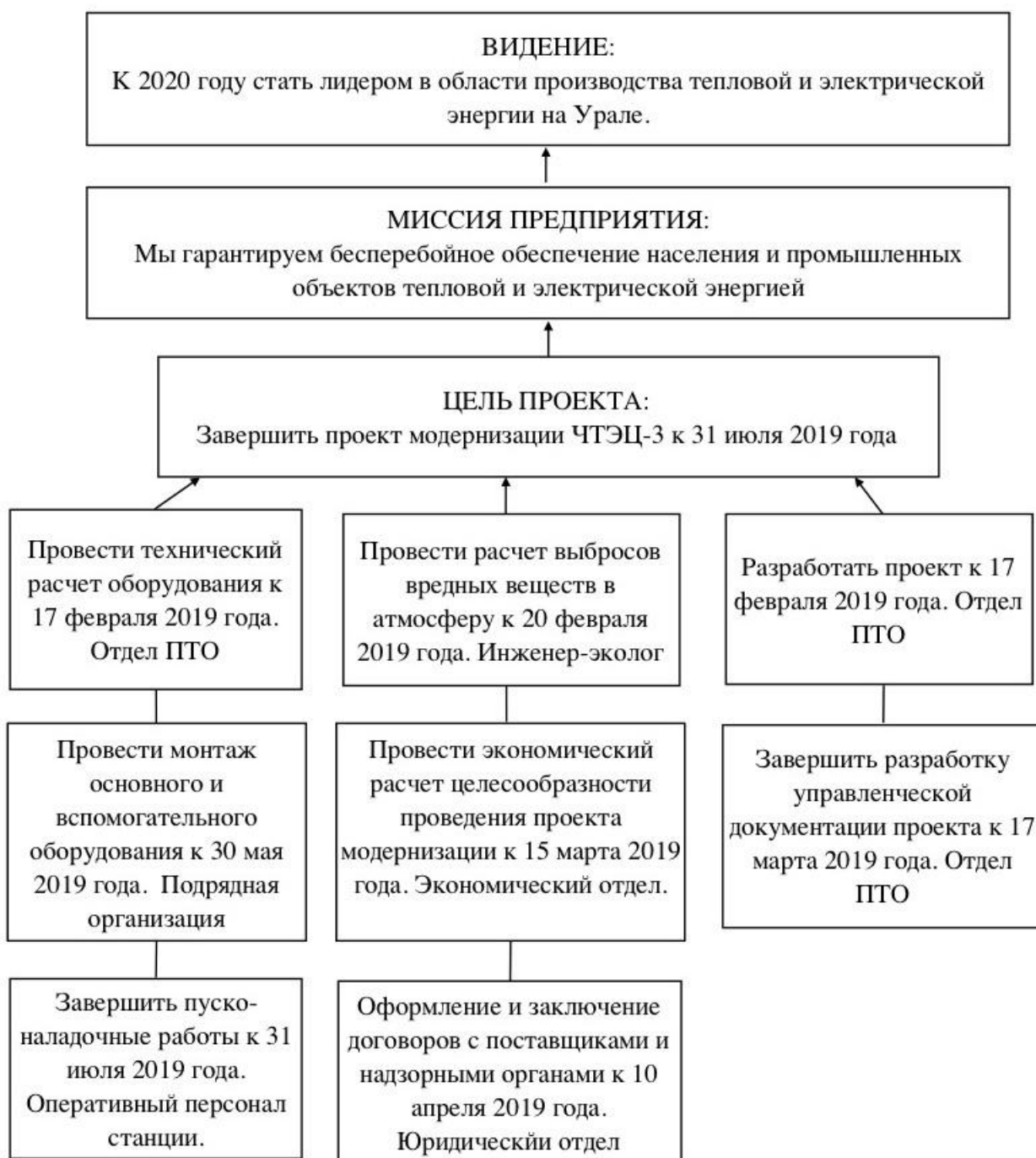


Рисунок 9.4 – Дерево целей реализации проекта модернизации ЧТЭЦ-3

### 9.10 Модель оценки дисбаланса сил при реализации проекта

Анализ поля сил Курта Левина – это метод выявления и оценки группы факторов, способствующих осуществлению проекта или ему противодействующих.

Цель метода: оценка сильных и слабых сторон проекта.

Использование метода: «Анализ поля сил» – практический инструмент, используемый для понимания того, почему проект будет или не будет реализован, как повлияют на его осуществление внутренние и внешние факторы. «Анализ поля сил» помогает разработать конкретную стратегию реализации проекта с учетом влияния действия этих сил.

На реализацию проекта по модернизации Челябинской ТЭЦ-3 с установкой парового котла Universal UL-SX 28000-13 находящейся по адресу: г. Челябинск, Бродакалмакский тракт 6, к 31 июля 2019г. могут повлиять следующие движущие силы:

- Наличие денежных средств и соответствие проекта инвестиционным целям компании. Является сильным по «мощности» фактором, можно даже назвать ключевым, так как без денежных средств компания не сможет закупить необходимое для монтажа оборудование и, следовательно, реализовать проект.

- Дефицит генерирующих мощностей на Южном Урале, является сильным фактором, так как в регионе расположено большое количество энергоемких промышленных предприятий, то генерирующие мощности региона не в состоянии покрыть все потребности потребителей.

- При реализации проекта имеется, возможность повысить прибыль предприятия, так как больше не будет необходимости производить останов паровой части энергоблока №3 при останове его газовой части. Средний по своему значению фактор.

Отсутствие конкурентов на рынке электроэнергии в регионе и городе Челябинск. Компания Фортум является монополистом на рынке по отпуску электрической энергии в городе Челябинск. Слабый по своему значению фактор

К сдерживающим силам данного проекта относятся:

- Низкая мотивация персонала станции при реализации проекта модернизации Челябинской ТЭЦ-3, является сильным фактором, так как при недобросовестной работе персонала, сроки реализации проекта могут выйти за пределы пректных.

- Затраты на проектирование и реализацию проекта является слабым фактором, так как капитальные затраты на реализацию проекта незначительны на фоне общей прибыли компании.

По данному полю сил можно сделать вывод, что проект может быть реализован, так как движущие силы преобладают над сдерживающими. Представим модель дисбаланса сил в Приложении А.

### 9.11 План-график Ганта

График Ганта представляет собой столбчатую диаграмму, отображающую график работ по реализации проекта. Так как фактор времени – один из важнейших при разработке источника теплоснабжения, то планирование работ

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

с помощью графика Ганта позволит систематизировать рабочий процесс и повысить эффективность управления, что благоприятно скажется на сроках выполнения работ на каждом отдельном этапе разработки котельной.

График Ганта является диаграммой, в которой по вертикали откладываются задачи, которые должны быть решены к определенному сроку, а по горизонтали – сами сроки выполнения тех или иных задач. Таким образом легко проследить сроки выполнения каждой отдельно взятой операции и всего проекта в целом. Это позволит грамотно и рационально распределить время, тем самым осуществив ввод источника теплоснабжения точно в срок, без задержек и срывов.

Построим график Ганта для проекта модернизации ЧТЭЦ-3. График представлен на рисунке 9.5.

Наименование этапа	Исполнитель	2019 год						
		1	2	3	4	5	6	7
Произвести анализ окупаемости и актуальности проекта	Отдел маркетинга							
Разработка проекта	Проектный отдел							
Составление проектной документации и согласование с надзорными органами	Юридический отдел							
Произвести монтаж нового оборудования	Подрядная организация							
Пуско-наладочные работы	Подрядная организация совместно с эксплуатационным персоналом							

Рисунок 9.5 – График Ганта

## 9.12 Основные показатели энергетической, экологической и экономической эффективности

Основные показатели энергетической, экологической и экономической эффективности представлены в таблице 9.6. [Глава 4, 7,9]

Таблица 9.6 – Основные показатели энергетической, экологической и экономической эффективности

Наименование показателей	Единица измерения	Величина
Показатели энергетической эффективности		
1. Годовой расход топлива	м <sup>3</sup> /год	2595,6
2. Годовой расход электроэнергии	кВт·ч/год	164,3
3. Годовая выработка тепла	тыс. Гкал	659,5
Показатели экологической эффективности		
1. Массовый выброс диоксида азота	мг/с	0,402
2. Высота дымовой трубы для рассеивания	м	210
3. Концентрация NO <sub>2</sub> после рассеивания	мг/м <sup>3</sup>	0,0013
Показатели экологической эффективности		
1. Численность персонала	чел.	27
2. Капитальные затраты на реализацию проекта	тыс. руб.	29848,80
3. Годовые текущие затраты на эксплуатацию	млн. руб./год	1272,30
4. Себестоимость 1 Гкал тепловой энергии	руб./год	481,40

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы магистранта, был предложен вариант модернизации Челябинской ТЭЦ-3, согласно которому предлагается установка пускового парового котла Universal UL-SX 28000-13 в составе ПГУ 230Т. В результате проведения процесса модернизации станции, увеличивается надежность работы парогазового энергоблока, и в целом электростанции.

При проведении поверочного расчета котла Universal UL-SX 2800-13, получена невязка расчета равная -1,64% при работе на природном газе Тюменского месторождения, который используется в виде основного и резервного топлива Челябинской ТЭЦ-3. КПД котла при заданных параметрах составляет 91,08%. Расход топлива 0,59 м<sup>3</sup>/с.

При работе котельного агрегата на заданном виде топлива, в результате сгорания которого образуются выбросы диоксида азота, которые составляют 0,402 мг/с. Так при сжигании природного газа основными загрязняющими веществами является диоксидазота и углекислый газ. Был проведен поверочный расчет дымовой трубы, результат которого показал возможность использования дымовой трубы, уже установленной на электростанции. Высота дымовой трубы 210 м.

При проведении работы была проведена научно-исследовательская работа, в результате которой, был предложен комплекс мер по модернизации станции, так, например, предлагается использовать тепловой насос для утилизации тепла охлаждающей воды конденсатора паровой турбины.

В разделе экономика и управление были проведены расчеты капитальных затрат и срока окупаемости предложенного проекта. Так капитальные затраты на реализацию проекта равняются 29848,8 тыс. рублей. Срок окупаемости проекта составил 7 месяцев.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ (ред. От 18.07.2011). О теплоснабжении. Введён в действие 30.07.2010. Российская газета N 5247, – 2010.
- 2 СП 50.13330.2012 "СНиП 23-02-2003 Тепловая защита зданий"
- 3 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации. Введён в действие 27.11.2009 // Российская газета № 5050 27 ноября 2009 г. – 2009.
- 4 ПБ 10-574-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов // «Российская газета» от 21.06.03 № 120/1. – 2003.
- 5 Об энергосбережении, повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации. Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года №261-ФЗ.
- 6 ГОСТ 31607-2012. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. М.: Стандартинформ, 2013.
- 7 ГОСТ 14202-69. Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки. – М.: Изд-во стандартов, 2001.
- 8 ПБ 10-574-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов // «Российская газета» от 21.06.03 № 120/1. – 2003.
- 9 Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390 "О противопожарном режиме" // «Российская газета» от 08.05.2012.
- 10 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа, водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева воды не выше 388. – М.: ДЕАН, 2007.
- 11 Приказ №328н от 24 июля 2013г. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (с 04.08.2014.)
- 12 Приказ Минтруда России №551н от 17 августа 2015 г. Правила по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок (с 08.01.2016.)
- 13 РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – М.: Изд-во МЭИ, 2004.
- 14 РД 34.03.301-87. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. - Ч.: фирма "АТОКСО", 1995.
- 15 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ: учебное пособие / А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2018. – 36 с.
- 16 Алабугина, Р.А. Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормоконтролю / Р.А. Алабугина. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2017. – 41 с.
- 17 Андрианова Т.Н. Сборник задач по ТТН / Т.Н. – М.: МЭИ, 2006.

18 Андрижиевский А.А., Володин В.И. Энергосбережение и энергетический менеджмент. – Мн.: Выш. шк., 2005.

19 Бараненко, А.В. Холодильные машины: учебник для вузов / А.В. Бараненко, Н.Н. Бухарин, В.И. Пекарев, Л.С. Тимофеевский. М.: Политехника, 2006.

20 Бахшиева Л.Т. Техническая термодинамика и теплотехника: учебное пособие для вузов. – М.: Академия, 2008.

21 Бисерова, В.А. Метрология, стандартизация и сертификация: курс лекций / В.А. Бисерова, Н.В. Демидова, А.С. Якорева. – М.: Эксмо, 2007.

22 Богов И.А. Математическое моделирование и оптимизация параметров рабочих процессов в газотурбинных установках / И.А. Богов, А.И. Бодров и др. СПб: Энергомашиностроение, 2005.

23 Бондарь, Е.С. Автоматизация систем вентиляции и кондиционирования воздуха / Е.С. Бондарь, Г.В. Нимич, В.А. Михайлов, А.С. Гордиенко. М.: Аванпост-Прим, 2005.

24 Брюханов, О.Н. Тепломассообмен / О.Н. Брюханов, С.Н. Шевченко. – Издательство Ассоциации строительных вузов, 2005.

25 Булкин, А.Е. Автоматическое регулирование энергоустановок: учебное пособие для вузов. Гриф МО РФ / А.Е. Булкин. – М.: Изд-во МЭИ, 2009.

26 Буров А.Л., Назаров В.И., Чиж В.А. Теплотехнические измерения и приборы. – Белорусия, Техноперспектива, 2008.

27 Быстрицкий Г.Ф. Основы энергетики. – М.: КноРус, 2011.

28 Виноградов С.Н., Таранцев К.В., Виноградов О.С. Выбор и расчет теплообменников: Учебное пособие. – Пенза: Изд-во ПГУ, 2001.

29 Данилов, Н.И. Энциклопедия энергосбережения / Н.И. Данилов, Я.М. Щелоков. – Екатеринбург: ИД «Сократ», 2002. – 352 с.

30 Жиргалова Т.Б. Теоретические основы теплотехники: Техническая термодинамика: учебное пособие для самостоят. работы /Т.Б. Жиргалова, И.В. Катаевская. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2006.

31 Ижорин, М.Н. Дымовые трубы. Справочник. – М: Теплотехник, 2004.

32 Калиниченко А.В. Справочник инженера по контрольно-измерительным приборам и автоматике. 2008.

33 Карауш, С.А. Теплогенерирующие установки систем теплоснабжения / С.А. Карауш, А.Н. Хуторной. – Томск, 2003.

34 Касилов, В.Ф. Справочное пособие по гидрогазодинамике для теплоэнергетиков / В.Ф. Касилов. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 272 с.

35 Кувшинов Ю.Я., Хрусталев Б.М., Дячек П.И., Копко В.М., Пилющенко В.П., Михалевич А.А. Теплоснабжение и вентиляция: курсовое и дипломное проектирование. – Изд-во АСВ, 2008

36 Кудинов, В.А. Техническая термодинамика: учебное пособие для ВУЗов / В.А. Кудинов, Э.М. Карташов. М: Изд-во Высшая школа, 2007.

37 Кудинов А.А. Энергосбережение в ТТУ. Ульяновск: УлГТУ, 2000.

					13.04.01.2019.148.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

- 38 Лифиц, И.М. Стандартизация, метрология и сертификация: учебник. М: Юрайт-Издат, 2004.
- 39 Лосюк, Ю.А. Нетрадиционные источники энергии: учебное пособие для вузов/ Ю.А. Лосюк, В.В. Кузьмич. – Минск.: Технопринт, 2005.
- 40 Луканин В.Н. Теплотехника: учеб. для вузов/ В.Н. Луканин, М.Г. Шатров, Г.М. Камфер и др.; под ред. В.Н. Луканина. 5е изд., стер. М.: Выс. шкл., 2008.
- 41 Ляшков, В.И. Теоретические основы теплотехники: учебное пособие/ В.И. Ляшков. – М.: Изд-во Машиностроение-1, 2005.
- 42 Мановян А.К. Технология переработки энергоносителей. М.: Химия Колосс, 2004.
- 43 Минко, В.А. Нагнетатели в системах теплоснабжения и вентиляции: учебное пособие/ В.А. Минко, Ю.И. Юров, Ю.Г. Овсянников. – М.: 2006.
- 44 Мулёв Ю.В. Манометры. – М.: Изд-во МЭИ, 2003.
- 45 Нефедов, В.И. Метрология и радиоизмерения /В.И. Нефедов– М: Высш. шк., 2004.
- 46 Палей, Е.Л. Проектирование котельных в секторе ЖКХ: справочное практическое пособие – Издательство: "Газовый клуб", 2006.
- 47 Проектная документация УралСпецСтройМонтаж г. Уфа на реализацию проекта <http://uralspecstroimontazh.ufa24.net/proekt/2019.html>
- 48 Тарифы на отпуск тепловой и электрической энергии в Челябинской области - <https://energo-24.ru/tariffs/electro/2019-elektro/13100.html>

					<i>13.04.01.2019.148.05 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		104