МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Политехнический институт
Заочный факультет
Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»
Направление подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ПРОВЕРЕНА
Рецензент,
Начальник КТЦ,
ПАО «Фортум», филиал ЧТЭЦ-1
_____ В.Е.Чендяев
«___» _____2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
«Промышленная теплоэнергетика»
к.т.н., доцент
_____ К.В. Осинцев
«_____» _____2020 г.

Реконструкция водогрейного котла ВК №5 КВГМ-100 АО «Фортум» филиал «Челябинская ТЭЦ-1» путем усовершенствования системы газораспределения и технологических защит

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2020.427.07.ПЗ ВКР

Консультант по разделу
«Безопасность жизнедеятельности»,
к.т.н., доцент
_____ И.П. Палатинская
«____» _____2020 г.

Консультант по разделу
«Экономика и управление»,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
«____» _____2020 г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент
_____ К.В. Осинцев
«___» _____2020 г.

Автор работы,
студент группы ПЗ-579
_____С.В. Козлович
«___» _____2020 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель
_____Р.А. Алабугина
«____» _____2020г.

Челябинск 2020

АННОТАЦИЯ

Козлович С.В. Реконструкция водогрейного котла ВК №5 КВГМ-100 АО «Фортум» филиал «Челябинская ТЭЦ-1» путем усовершенствования системы газораспределения и технологических защит. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, ЗФ; 2020, 89с.,6ил., библиогр. список –54наим., 1 прил.,6 листов чертежей ф.А1, 2 демонстрационных листа ф.А1.

В выпускной квалификационной работе бакалавра была предложена реконструкция водогрейного котла ВК №5 КВГМ-100 АО «Фортум» филиал «Челябинская ТЭЦ-1» путем усовершенствования системы газораспределения и технологических защит.

Необходимость предлагаемых в работе мероприятий обусловлена приведением системы газораспределения в соответствие с требованиями ПБ 12-259-03. Систему управления котлом предлагается реализовать на базе шкафов управления горелок и центрального шкафа управления.

Задачи работы:

– обоснование и актуальность предлагаемой реконструкции;

– выполнение теплового расчета котла КВГМ-100;

–определение выбросов и поверочный расчет высоты дымовой трубы);

– технико-экономической обоснование разработки предложенной реконструкции и расчет срока окупаемости проекта.

Пояснительная записка содержит 9 разделов. Графическая часть выполнена с применением AutoCAD –системы автоматизированного проектирования на 8-ти листах формата А1.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ……..6

1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ ВОДОГРЕЙНОГО КОТЛА ВК № КВГМ-100 АО «ФОРТУМ» ФИЛИАЛ «ЧЕЛЯБИНСКАЯ ТЭЦ-1» ПУТЕМ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАЩИТ……..8

1.1 Описание пиковой водогрейной котельной Челябинской ТЭЦ-1…….8

2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ С ИНОСТРАННЫМИ АНАЛОГАМИ……..10

2.1 Краткий обзор современных АСУ ТП на базе программно-технического комплекса (ПТК)……...10

2.2 Сравнительный анализ конкурентоспособных поставщиков АСУ ТП для энергетического оборудования на базе ПТК для электростанции РФ с иностранными аналогами……11

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ……..……14

3.1 Описание водогрейного котла КВГМ-100……14

3.2 Характеристика топлива……..16

3.3 Состав и количество продуктов сгорания……..16

3.4 Теплосодержание воздуха и продуктов сгорания……18

3.5 Тепловой баланс котла и расход топлива……..…20

3.6 Конструктивные характеристики топочной камеры……21

3.7 Расчет теплообмена в топке……..…..21

3.8 Расчет конвективного пучка…….…..23

3.9 Сводный расчет котла и расчетная невязка теплового баланса……..…25

3.10 Система газораспределения водогрейного котла……26

4 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ……...….28

5 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ТЭЦ-1 И ТЭЦ-2……..….32

5.1 Краткое описание ТЭЦ-2…….....32

5.2 Перспективные изменения на станциях……...…..33

5.3 Сравнительная таблица ТЭЦ-1 ТЭЦ-2 по показателям ТЭП……...34

5.4 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2……...35

5.5 Теплоснабжение города Челябинска……...…..39

5.6 Распределение нагрузки между ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2. Выводы по разделу...40

6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ……....41

6.1 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов из дымовой трубы……41

6.2 Расчет выброса оксидов азота……42

6.3 Расчет максимальной концентрации выбросов NO_2. Поверочный расчёт высоты дымовой трубы……43

7 АВТОМАТИКА И КИП……...….47
7.1 Постановка задачи автоматического контроля и регулирования водогрейного котла КВГМ-100……...……..47
7.2 Выбор схемы автоматического контроля и регулирования водогрейного котла КВГМ-100……...……..47
7.3 Разработка функциональной схемы автоматического контроля и регулирования водогрейного котла КВГМ-100……...48
8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ……52
8.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов……...…52
8.2 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса Организация мероприятий защиты……..53
8.2.1 Воздух рабочей зоны……...……53
8.2.2 Световая среда……55
8.2.3 Виброакустические факторы…….……57
8.2.4 Инфразвук……61
8.2.5 Тяжесть и напряженность трудового процесса……...……61
8.3 Безопасность производственных процессов и оборудования……..……62
8.3.1 Электробезопасность……..…..…62
8.3.2 Пожаровзрывобезопасность……..…63
8.4 Эргономика и производственная эстетика рабочего места……..67
9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ……...…70
9.1 Технико-экономический расчет реконструкции водогрейного котла ВК №5 КВГМ-100 АО «Фортум» филиал «Челябинская ТЭЦ-1……..……70
9.1.1Расчет капитальных затрат……..……70
9.1.2 Расчет текущих затрат……71
9.1.3 Расчет срока окупаемости реконструкции котла КВГМ-100……..76
9.2 Аналитический инструментарий обоснования вариантов технических решений……..…77
9.2.1 SWOT – анализ реализации проекта реконструкции водогрейного котла ВК №5 КВГМ-100……..77
9.3 Организационно-плановый инструментарий реализации проекта реконструкции водогрейного котла……...…79
9.3.1 Планирование целей предприятия в пирамиде целеполагания…..79
9.3.2 Планирование целей проекта в дереве целей……..…80
9.3.3 Модель поля сил эффективности реализации проекта……82
9.3.4 Ленточный график Ганта……...…83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ…….....85
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК……..…87

ВВЕДЕНИЕ

В современных городах теплофикация потребителей покрывается за счет ТЭЦ. В городах и районах нашей области нуждаемость в тепловой энергии в основном компенсируют за счет ТЭЦ и котельных. Главными векторами развития промышленности Челябинской области, которые должны противостоять отрицательной динамике, являются: технологические усовершенствования производства; переход на существенно новые технические процессы; обновление и структурный сдвиг в сторону наукоемких производств; замена на природосберегающие и экологичные технологии.

Все котельные установки подразделяются на несколько видов в зависимости от используемого топлива. Существуют сооружения, работающие на жидком топливе, другие агрегаты действуют за счет потребления твердого топлива. В современных котельных, в основном, в виде топлива применяется природный газ. Это топливо является наиболее экономическим типом ресурса. Кроме того, газ по сравнению с другим топливом, значительно дешевле в цене. Главное, важно подобрать надежное и качественное оборудование, тогда можно будет воспользоваться всеми преимуществами таких установок.

Автоматизированные газовые котельные являются на сегодняшний день наиболее распространенным источником тепла и горячего воддоснабжения. В нашей стране такое оборудование обширно применяют в разных производственных сферах и хозяйственных отраслях. Газовые котельные снабжают бесперебойную подачу тепла в заводские цеха, складские помещения, на строительные площадки, а также в административные, жилые и объекты социально-общественного назначения. Для работы автоматизированных установок могут быть использованы следующие типы топлива: во-первых, котельные могут функционировать на природном газе, во-вторых, на сжиженном, в-третьих, на попутном нефтяном.

Нынешнее экономическое состояние регионов, выражается во многих сферах сильным снижением производства, но для индустриально развитой Челябинской области, которая имеет высокий уровень развития территориального и промышленного производства, оказывает наиболее болезненное действие. Возникшие различные причины спада вызваны финансовой неустойчивостью, изменением спроса на традиционную продукцию, хозяйственные разобщения контактов, малоэффективные устаревшие производства, экономическая неконкурентоспособность произведенной продукции в условиях многократно возросших цен на энергоносители в целом.

Рентабельность основной продукции определяется стоимостью энергоресурсов области, энергоемкостью производств, количеством и качеством топлива. Экологическая перегруженность региона усугубляет энергетическую проблему области.

Основная цель энергетической программы – снабжение промышленного и аграрного комплексов энергоносителями по ценам, оптимальным на федеральном рынке, достижение конкурентоспособности местной продукции, создание условий для быстрого развития региона и уменьшение экологической нагрузки.

Для достижения этой цели нужно менять политику энергосбережения, модернизировать действующие теплоэлектростанции, применять современные продвинутые технологии, в топливный оборот привлекать больше местных ресурсов и доступных ресурсов близлежащих регионов.

Основной путь решения проблемы энергетики в области – это рациональное использования энергии и ее сбережение во всех областях деятельности. Это путь наилучший экономически, гарантирующий повышение надежности рационального использования энергии для населения и общего хозяйства, благоприятствующий нормализации окружающей среды в целом.

Рассмотрение технико-экономического состояния индустрии, сельского и жилищно-коммунального хозяйства, строительной отросли и др. обнаруживает существенные резервы области в рациональном использовании энергии.

Главное место в современной энергетике должно уделяться научным разработкам, внедрению инноваций, которые улучшат характеристики теплоэлектростанций, сделав их более экологичными. Подразумеваем ввод новых технологий отчистки топлива, применяемых на теплоэлектростанциях, разработку, производство и внедрение на теплоэлектростанциях специальных фильтров отчистки, строительство новых ТЭЦ, сконструированных сразу с учётом современных экологических стандартов.

ТЭЦ и ГРЭС это основные источники тепла и электричества для человечества и еще долгое время останутся ими. По этому теплоэнергетические комплексы будут активно развиваться в сторону более безопасных экологичных и ресурсосберегающих технологий.

Реконструкция водогрейного котла КВГМ-100 на ТЭЦ-1 города Челябинска является лишь небольшим шагом предприятия на пути к внедрению ресурсосберегающих технологий. Целью ВКР является разработка проекта реконструкции рассматриваемого котла путем усовершенствования системы газораспределения и технологических защит. Задачи работы:

– обоснование и актуальность предлагаемой реконструкции;

– выполнение теплового расчета котла КВГМ-100;

–определение выбросов и поверочный расчет высоты дымовой трубы);

– технико-экономической обоснование разработки предложенной реконструкции и расчет срока окупаемости проекта.

1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ ВОДОГРЕЙНОГО КОТЛА ВК № КВГМ-100 АО «ФОРТУМ» ФИЛИАЛ «ЧЕЛЯБИНСКАЯ ТЭЦ-1» ПУТЕМ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАЩИТ

1.1 Описание пиковой водогрейной котельной Челябинской ТЭЦ-1

Челябинская ТЭЦ-1 одна из первых станций построенная в годы войны (1942г.). Стране нужны были дополнительные мощности области, промышленность наращивала производства и параметры станции были пересмотрены от 50 до 250 МВт. В настоящее время на станции работают две противодавленческие турбины, три энергетических котла и четыре пиковых водогрейных.

В 2014 году завершено строительство двух газотурбинных установок мощностью 88 МВт. Старый парк турбин выведен из эксплуатации.

В связи с тем, что в отопительный сезон не всегда хватает тепловой мощности, перебои в системе теплоснабжения покрывает пиковая водогрейная котельная с пятью котлами и выработкой тепла 100 Гкал/час. Она рассчитана для обеспечения высокой тепловой нагрузки в период низких температур и нормальных условий в системах центрального теплоснабжения.

Котельная является структурными производственно-хозяйственным подразделением Челябинской ТЭЦ-1 филиала ПАО «Фортум».

Необходимость реконструкции водогрейных котлов КВГМ-100 обусловлена приведением системы газораспределения в соответствие с требованиями ПБ 12-259-03 «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления»[11].

В век дефицита энергетических ресурсов вопросам энергосбережения уделяется особое внимание. Усовершенствование системы газораспределения и технологических защит в водогрейном котле КВГМ-100 будет способствовать более экономичному расходованию энергоресурсов путем использования современной автоматизированной системы. Эта система позволит производить:

– автоматический розжиг горелок с применением защитно-запального устройства (ЗЗУ) в соответствии с разделом 7 [11];

– управление автоматическими процессами технологическим оборудованием в обычных, промежуточных, аварийных и особых режимах работы, накопление, переработку, воспроизведение и учет данной информации обо всем имеющемся оборудовании котельной, и о происходящих процессах.

В связи с установкой нового газоиспользующего оборудования требуется изменение топливного режима ЧТЭЦ-1.В качестве топлива для котлов КВГМ-100 используется природный газ.

Систему управления котлом предлагается реализовать на базе шкафов управления горелок (ШГ) и центрального шкафа управления (ШУК).

Шкаф ШУК является главным шкафом управления котлом и концентратором информационного обмена между автоматизированным рабочим местом (АРМ) оператора и интеллектуальными шкафами управления горелок ШГ.

АРМ предназначено для визуализации технологических параметров и состояния оборудования котлов типа КВГМ-100, обеспечения дистанционного управления исполнительными механизмами и режимами работы котлов, отображения и регистрации аварийных, предупредительных и информационных сообщений, периодической регистрации параметров технологического процесса в файловых архивах на жестком диске компьютера. АРМ обеспечивает выполнение следующих функций:

– обеспечение дистанционного мониторинга за технологическими параметрами котла;

–изменение редактируемых параметров работы и защит котла;

–включение/отключение автоматических регуляторов котла;

–дистанционное ручное управление ИМ котла;

– регистрация пользователей для защиты от несанкционированного доступа и распределения прав пользователей АРМ;

– ведение архивов сообщений и значений контролируемых и расчетных параметров котла с возможностью просмотра и распечатки значений архивов.

2 СРАВНЕНИЕОТЕЧЕСТВЕННЫХСОВРЕМЕННЫХСИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИС ИНОСТРАННЫМИ АНАЛОГАМИ

Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) является неотъемлемой частью котлов, так как она позволяет проводить регулирование и управление работой котла, автоматически поддерживает без участия человека в течение определённого промежутка времени с требуемой точностью заданные режимы технологического процесса, а также осуществляет автоматический пуск и остановку различных приводов и двигателей, отдельных узлов механизмов и агрегатов в целом.

Основанием для выбора АСУ ТП стала необходимость реконструкции котлоагрегата КВГМ-100 путем усовершенствования системы газораспределения и технологических защит.

Основные функции АСУ ТП:

– сбор, архивирование и предоставление информации о состоянии оборудования и параметрах работы котлов;

– формирование учетной документации, регистрация аварийных ситуаций;

– дистанционное управление исполнительными механизмами;

– выполнение общекотловых и горелочных алгоритмов защит и блокировок;

– автоматизированный контроль плотности газовых блоков;

– автоматизированный розжиг горелок на газе;

–регулирование давления газа на котел, разрежение в топке, соотношение «топливо-воздух» с помощью программных регуляторов.

2.1 Краткий обзор современных АСУ ТП на базе программно--технического комплекса (ПТК)

В настоящее время на Российском рынке услуг для энергетики представлен довольно широкий ряд различных отечественных и зарубежных производителей современного поколения АСУ ТП на базе ПТК, позволяющих с тем или иным успехом решать задачи стоящие перед энергетиками в условиях функционирования рынка энергии и мощности. Полноценный программно-технический комплекс должен удовлетворять следующим требованиям:

– предоставление оперативному персоналу достаточной, достоверной и своевременной информации о протекании технологических процессов, о состоянии оборудования и технических средств АСУ ТП;

– автоматизированное управление технологическим оборудованием в нормальных, переходных, аварийных и специальных режимах работы;

– оптимальное ведение процесса с целью получения тепловой и электрической энергии заданного качества и количества;

– снижение эксплуатационных затрат и увеличение межремонтного периода за счет уменьшения числа обслуживаемой аппаратуры (по сравнению с традиционными средствами), минимального времени восстановления, а также облегчения изменения и наращивания функций при дальнейшей модернизации;

– автоматическое ведение оперативной документации;
– выполнение расчетов ТЭП.

Таким требованиям отвечают далеко не все из рекламируемых, созданных и внедряемых в настоящее время АСУ ТП на базе ПТК. В таблице 2.1 представлен перечень поставщиков АСУ ТП на базе современных ПТК для электростанций по всей территории Российской Федерации.

Таблица 2.1 – Перечень конкурентноспособных поставщиков АСУ ТП на базе современных ПТК для электростанций по всей территории Российской Федерации

Фирма	Страна	Наименование ПТК
Westinghouse	США	WDPF-2
Westinghouse	США	Ovation
ABB	Германия	PROCONTROL-P
ABB	Германия	Freelance 2000
Siemens	Германия	TelepermXP-R,ME, Sicam
НИИ Теплоприбор	Россия	Квинт

Слабое место импортных систем управления, которое следует учитывать при выборе ПТК, это необходимость постоянно прибегать к дорогостоящим услугам фирм, занимающихся их внедрением. Для импортных систем достаточно сложно вносить какие-либо усовершенствования по результатам опыта эксплуатации. Из российских систем, получивших в последнее время признание в энергетике, безусловным лидером является ПТК «Квинт», разработанный специалистами Государственного научно-исследовательского института теплоэнергетического приборостроения (ФГУП НИИ Теплоприбор) при разработке которого основной целью ставилась максимальная адаптация его к условиям Российской энергетики [40].

2.2 Сравнительный анализ конкурентоспособных поставщиков АСУ ТП для энергетического оборудования на базе ПТК для электростанции РФс иностранными аналогами

Проведем сравнительный анализ систем автоматизации «Квинт» отечественного производства и немецкой автоматики фирмы Siemens.

ПТК «Квинт» — российский программно-технический комплекс (ПТК), предназначенный для управления непрерывными технологическими процессами на предприятиях тепловой и атомной энергетики.

Комплекс позволяет создавать полномасштабные информационно-управляющие системы управления технологическими процессами котельного

оборудования, реализовывать защиты технологического оборудования, отображать и архивировать информацию о технологическом процессе в реальном масштабе времени, принимать от центрального диспетчерского управления (ЦДУ) управляющие воздействия в соответствии с потребностями Единой энергосистемы России.

Информационный масштаб комплекса практически не ограничен вследствие применения масштабируемой архитектуры системы управления. Средний информационный размер автоматизируемых систем (один типовой блок ТЭЦ) насчитывает тысячи дискретных и аналоговых датчиков, сотни исполнительных механизмов и сотни элементов защит.

Живучесть комплекса обеспечена возможностью аппаратного и проектного резервирования программируемых логических контроллеров (ПЛК), устройств связи с объектом (УСО), операторских станций верхнего уровня.

Связь с верхним уровнем ПТК (операторские станции, САПР, архивные станции и т. п.), а также со сторонними SCADA-системами осуществляется по протоколу OPC UA. Для взаимодействия со сторонними УСО и АСУ ТП могут использоваться информационные каналы ввода-вывода по шинам Profibus DP, Modbus.

В состав ПТК «КВИНТ» входят все необходимые средства для создания самой современной АСУ ТП:

– контроллеры (Ремиконты);
– рабочие станции:
– сети;
– средства САПР;
– виртуальные средства

В ПТК «Квинт» используется передовая элементная база электронных компонентов российского производства.

АСУ ТП на базе ПТК «Квинт»имеет ряд отличительных принципов построения, выделяющих ее среди аналогов:

– перестраиваемая структура контроллера;
– многопоточность;
– дублирование архива;
– архитектура OPC UA;
– библиотека алгоритмов;
– технологические макросы;
– подключение проектов

С 2005 года энергоблоки, управляемые «Квинтом», начали участвовать в нормированном первичном регулировании частоты и мощности, а в 2008 г. на блоке № 1 300 МВт Киришской ГРЭС, управляемом «Квинтом СИ», впервые в практике российской тепловой энергетики был успешно реализован пилотный проект автоматического вторичного регулирования частоты и мощности.

Крупные полномасштабные АСУ ТП с числом сигналов более 5-10 тыс. оснащаются несколькими десятками шкафов с контроллерами и рабочих станций «Квинта». Для малых АСУ ТП требуется всего один-два шкафа и одна-две рабочие станции «Квинта»[47].

ПТК АСУ ТП на базе оборудования Siemens Sicam 1703: – это новая линейка оборудования автоматизации подстанций компании Siemens, покрывающая средние и большие возможности автоматизации и телемеханики, а также выполняющая функции коммуникации и обработки для создания многоиерархических автоматизированных сетей. SICAM 1703 является надежным и производительным продуктом, имеющим следующие характеристики:

– свободная (централизованная или децинтрализованная) архитектура;

–модульная многопроцессорная система выполняет функции обработки периферийных данных, автоматизации, коммуникации;

– унифицированное программное обеспечение.

ПТК на базе оборудования Siemens Sicam 1703 также базируется на трехуровневой структуре[48].

Оба сравниваемых продукта автоматизации, как зарубежного, так и отечественного производства широко распространены на российском рынке. Выбор, как правило, производится заказчиком, в зависимости от предпочтений, предыдущего опыта использования и финансовых вложений. Однако можно выделить ряд преимуществ при сравнении ПТК «Квинт» с ПТК Siemens Sicam. Все алгоритмы управления запорной и регулирующей арматурой, двигателями механизмов собственных нужд у отечественной системы автоматики выполнены с учетом существующих схем управления, все программное обеспечение имеет русскоязычный интерфейс (чего нельзя сказать ни об одной из импортных систем). Благодаря широким возможностям программы разработки операторского интерфейса можно удовлетворить самые взыскательные требования заказчика при создании АСУ ТП с точки зрения предоставления технологической информации. Среда разработки программного обеспечения загружаемого в контроллеры (управление электрифицированным приводом, система автоматического регулирования (САР), блокировки, технологические защиты, сигнализация) реализована на базе алгоритмических блоков, и не вызывает трудностей при работе с ней. Таким образом, у ТЭС, эксплуатирующих «Квинт», не возникает проблем с изменениями, потребность в которых неизбежно возникает в процессе эксплуатации. Недостатком зарубежных производителей является необходимость постоянно обращаться к производителю и услугам сторонних фирм для возможности внесения изменений и модернизации систем. Это влечет за собой дополнительные расходы.

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Данный раздел является специальной частью выпускной квалификационной работой бакалавра. В нем выполним основной расчет по теме ВКР – тепловой расчет водогрейного котла КВГМ-100. Будут приведены технические характеристики рассматриваемого котла, а также дано описание системы газораспределения.

Целью поверочного теплового расчета котлоагрегата является определение (по имеющимся конструктивным характеристикам, заданной нагрузке и топливу) следующих параметров: температуры воды и продуктов сгорания на границах между поверхностями нагрева, КПД агрегата, расхода топлива.

3.1Описание водогрейного котла КВГМ-100

Газомазутный водогрейный котел КВГМ-100 предназначен для установки на ТЭЦс целью покрытия пиков теплофикационных нагрузок в качестве основного теплоснабжения на ТЭЦ-1 и в районных котельных.

Котел водогрейный, прямоточный, П-образной компоновки рассчитан для подогрева воды до 150 ^{0} С с температурным перепадом для пикового режима на 40 ^{0} С.

Конструкция котлоагрегата разработана с учетом максимальной степени заводской блочности и унификации деталей, элементов и узлов котлоагрегатов, работающих на различных видах топлива. Котлы КВГМ-100-150 эксплуатируются, и выпуск их продолжается на Дорогобужском котельном заводе.

Топочная камера котла полностью экранирована трубами диаметром 60 х 3 мм с шагом 64 мм. Экранные трубы привариваются непосредственно к камерам диаметром 219×10 мм. В задней части топочной камеры имеется промежуточная экранированная стенка, образующая камеру догорания. Экраны промежуточной стенки выполнены также из труб диаметром 60×3 мм, но установлены в два ряда с шагом S_1 = 128 мм и S_2 = 182 мм. Объем топочной камеры 388 м^3, лучевоспринимающая поверхность нагрева равна 325 м^2. Конвективные поверхности нагрева котла расположены в спускном газоходе, образованном боковыми, промежуточными и задним экранами. Они выполнены в виде трех пакетов высотой 1220 мм каждый. Пакеты набираются из секций, состоящих из вертикальных стояков 83 х 4 мм (сталь 20) и горизонтально расположенных И–образных змеевиков, выполненных из труб диаметром 28 х 3 мм с шагом в шахматном пучке: 64 ммиа40 мм. Вертикальные стояки расположены с шагом 128 мм. Они присоединены к верхними нижним камерам, расположенным на боковых стенках конвективной шахты. Поверхность нагрева конвективной части = 2385 м ^{2}.

Для очистки конвективных поверхностей нагрева при работе котла на мазуте смонтирована установка дробечистки. Дробечистительная установка состоит из двух автономных контуров пневмотранспорта дроби. Подъем ее вверх котла производится сжатым воздухом от воздуходувной машины через ижектор. Разброс дроби производится сферическими разбрызгивателями.

Котел оборудован тремя газомазутными горелками с паромеханическими форсунками установленными на фронтовой стене топки треугольником, вершиной вверх. Горелки предназначены для раздельного сжигания газа и мазута. Производительность одной горелки по газу – 4175 м^3/час, по мазуту – 3835 кг/час.

Давление газа перед горелкой – 0, 17 – 0,4 кгс/см^2;

Давление мазута – 2 кгс / см^2, температура мазута – 90 ^{0} С.

Технические характеристики водогрейного котла представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики водогрейного котла КВГМ-100

Технические характеристики	Значение
Теплопроизводительность котла	100Гкал/час
Рабочее давление	10 – 25 ати
Температура на входе в котел	104 ^{0} С
Температура на выходе из котла	150 ^{0} С
Расход воды на котел	2450 т/час
Гидравлическое сопротивление	1,65 кг/ см ^{2}
Расход топлива – газ – мазут	 12520 м ^{3} / час 11300 м ^{3} / час
Температура уходящих газов – газ – мазут	 140 ^{0} С 180 ^{0} С
Коэффициент полезного действия – газ – мазут	 92,7 % 91,3 %
Высота от уровня отм. 0.0. до верхней дробечистки	14450 мм
Ширина по осям каркаса (по фронту)	5700 мм
Глубина по осям каркаса	9406 мм
Ширина с учетом выступающих частей	10100 мм
Глубина с учетом выступающих частей	14160 мм

Схема циркуляции: последовательное движение воды по поверхностям нагрева, вход – в нижний коллектор заднего топочного экрана, выход - из нижнего коллектора фронтового экрана.

Обмуровка надтрубная, несущего каркаса нет. Топочный и конвективный блоки имеют опоры, приваренные к нижним коллекторам котлоагрегата. Опоры на стыке топочного и конвективного блоков неподвижные. Регулирование подачи вторичного воздуха производится с помощью направляющих аппаратов, установленных на всасе вентиляторов.

Тягодутьевая установка состоит из двух дутьевых вентиляторов вторичного воздуха ВД – 15 ,5

Гидравлическая схема котла позволяет работать в пиковом режиме.

Расход воды в пиковом режиме – 2450т/час.

Минимальный расход воды–2150 т/час.

3.2Характеристика топлива

В котлах Челябинской ТЭЦ-1 сжигается природный газ Тюменского месторождения. Характеристики и компоненты данного газа представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Характеристика природного газа

Характеристика	Компоненты газа, %					
$Q_н^с$, кДж/м^3	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	CO_2	N_2
33519,521	96,02	2,13	0,47	0,08	0,1	1,2

3.3 Состав и количество продуктов сгорания

Теоретический объём воздуха необходимый для сжигания 1м^3 топлива определяется по формуле (3.1):

$$V_0 = 0{,}0476\left[0{,}5CO + 0{,}5H_2 + 1{,}5H_2S + \Sigma\left(m + 0{,}25n\right)C_mH_n - O_2\right] \quad (3.1)$$

$$V_0 = 0{,}0476 \cdot [\left(1 + 0{,}25 \times 4\right)96{,}02 + \left(2 + 0{,}25 \times 6\right)2{,}23 + \left(3 + 0{,}25 \times 8\right)0{,}47 +$$
$$+(4 + 0{,}25 \cdot 10)0{,}08 - 0] = 9{,}649\ м^3 / м^3$$

Теоретические объёмы продуктов сгорания при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1$:

–объём трёхатомных газов (3.2):

$$V_{RO_2}^{O} = 0{,}01\left(CO_2 + CO + H_2S + \Sigma mC_mH_n\right) \quad (3.2)$$

$$V_{RO_2}^{O} = 0{,}01\left(0{,}1 + 1 \times 96{,}02 + 2 \times 2{,}23 + 3 \times 0{,}47 + 4 \times 0{,}08\right) = 1{,}023 м^3 / м^3$$

– объём двухатомных газов равен теоретическому объёму азота (3.3)

$$V_{N_2}^{O} = 0{,}79V^o + 0{,}01N_2 \quad (3.3)$$

$$V_{N_2}^{O} = 0{,}79 \times 9{,}649 + 0{,}01 \times 1{,}2 = 7{,}6347\ м^3 / м^3$$

– объём водяных паров (3.4):

$$V_{H_2O}^{o} = 0{,}01\left(H_2S + H_2 + \Sigma 0{,}5nC_mH_n + 0{,}124d_{г.тл}\right) + 0{,}0161V_o \qquad (3.4)$$

$$V_{H2O}^{O} = 0{,}01 \cdot (0{,}5 \times 4 \times 96{,}02 + 0{,}5 \times 6 \times 2{,}23 + 0{,}5 \times 8 \times 0{,}47 + 0{,}5 \times 10 \times 0{,}08 + 1{,}24 +$$
$$+0{,}0161 \times 9{,}649) = 2{,}024\ м^3 / м^3$$

где $d_{г.тл.}$ – влагосодержание топлива, отнесенное к 1м^3 сухого газа, $d_{г.тл.} = 10$ г/м^3.

Коэффициент избытка воздуха в топке принимаем равным $\alpha^{вх}$=1,1.Присосывоздуха в газоходах котла $\Delta\alpha$ принимаем по [45]. Все полученны езначения заносим в таблицу 3.3

Таблица 3.3 – Присосы воздуха в газоходе Δα и расчет коэффициента избытка воздуха α”

Участки газового тракта	$\Delta\alpha$	α”
Топка	0,08	1,18
Газоход (после конвективной части)	0,08	1,26

При α>1 объёмы продуктов сгорания и воздуха отличаются от теоретических на величину объёмов воздуха и водяных паров, поступающих в котёл с избыточным воздухом. Расчеты объёмов продуктов сгорания, а также расчет объёмных долей трёхатомных газов r_{RO2} и r_{H2O} производится по методике, описанной в [45]. Все расчеты сведены в таблицу 3.4

Таблица 3.4– Расчет действительных объёмов продуктов сгорания

Величина и размерность	Обозначение	Формула или способ определения	Расчетное значение	
			Топка	Газоход
1	2	3	4	5
Расчетный коэффициент избытка воздуха в газоходе	$\alpha''_т$	По таблице 3.3	1,18	1,26
Объем трехатомных газов, м^3/м^3	V_{RO2}	Из расчета	1,023	1,023

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5
Объем двухатомных газов, м^3/м^3	V_{N2}	$V_{N_2}^o + (\alpha - 1)V^o$	9,372	10,143
Объем водяных паров, м^3/м^3	V_{H2O}	$V_{H_2O}^o + 0,016(\alpha - 1)V^o$	2,052	2,064
Объем продуктов сгорания, м^3/м^3	$V_г$	$V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O}$	12,447	13,231
Объемная доля трехатомных газов	r_{RO2}	$\frac{V_{RO_2}}{V_Г}$	0,082	0,077
Объемная доля водяных паров	r_{H2O}	$\frac{V_{H_2O}}{V_Г}$	0,165	0,156
Объемная доля трехатомных газов и водяных паров	$r_п$	$r_{RO_2} + r_{H_2O}$	0,247	0,233

3.4Теплосодержание воздуха и продуктов сгорания

Энтальпия или теплосодержание теоретического объёма воздуха и продуктов сгорания, отнесённые к 1м^3 сжигаемого топлива при температуре воздуха или продуктов сгорания *t*рассчитываются по формулам (3.5 – 3.9):

$$I_в^o = V^o (ct)_в; \quad (3.5)$$

$$I_{RO_2}^o = V_{RO_2} (cv)_{N_2}; \quad (3.6)$$

$$I_{H_2O}^o = V_{H_2O} (cv)_{H_2O}; \quad (3.7)$$

$$I_{N_2}^o = V_{N_2} (cv)_{N_2}; \quad (3.8)$$

$$I_Г^o = I_{RO_2}^o + I_{H_2O}^o + I_{N_2}^o, \quad (3.9)$$

где $(ct)_в$, $(cv)_{RO2}$, $(cv)_{H2O}$, $(cv)_{N2}$–удельные энтальпии воздуха, трёхатомных газов, водяных паров и азота соответственно в кДж/м^3.Результаты расчета энтальпий теоретического объёма воздуха сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5– Энтальпии теоретического объёма воздуха

t,С°	$I_в^o$,кДж/м^3	$I_{RO_2}^o$,кДж/м^3	$I_{N_2}^o$,кДж/м^3	$I_{H_2O}^o$, кДж/м^3	$I_Г^o$,кДж/м^3
30	308,77	–	–	–	–
100	1273,67	172,9	992,5	305,6	1471
200	2180,67	365,0	1985,0	615,3	2965,3
300	3888,55	571,9	2992,8	937,1	4501,8
400	5229,76	789,8	4023,5	1267,0	6080,3
500	6599,92	1018,9	5069,0	1607,1	7695,0
600	8008,67	1250,1	6138,3	1957,2	9345,6
700	9446,37	1494,6	7222,4	2321,5	11038,5
800	10903,37	1743,2	8344,7	2702,0	12789,9
900	12360,37	1995,9	9489,9	3084,6	14570,4
1000	13855,96	2252,6	10642,7	3491,4	16386,7
1100	15390,2	2513,5	11795,6	3896,2	18205,3
1200	16924,35	2779,5	12940,8	4313,0	20033,0
1400	19686,05	3314,5	15338,1	5177,4	23830,0
1600	23186,55	3853,6	17735,4	6074,0	27663,0
1800	26332,10	4402,0	20170,9	6999,0	31571,9
2000	29564,54	4954,4	22629,3	7946,2	35529,7
2200	32796,95	5510,9	21118,0	8903,6	39532,5

Энтальпии продуктов сгорания при $\alpha > 1$ определяются по формуле (3.10):

$$I_г = I^o_г + (\alpha - 1)\, I^o_в \qquad (3.10)$$

где α– коэффициент избытка воздуха на выходе из соответствующего газохода. Полученные значения энтальпий воздуха при α>1,а также ΔI– разность двух соседних по вертикали значений I заносим в таблицу 3.6

Таблица 3.6– Энтальпии воздуха и продуктов сгорания

Температура, °С	$I^o_Г$ кДж/м^3	$I^o_В$ кДж/м^3	Участки газового тракта			
			Топка		Газоход	
			I	ΔI	I	ΔI
1	2	3	4	5	6	7
100	1471,02	1273,67	1700,3	–	1802,2	–
200	2965,53	2566,63	3427,5	1727,2	3632,9	1830,7
300	4501,77	3888,55	5201,7	1774,2	5512,8	1879,9
400	6080,27	5229,76	7021,6	1819,9	7440,0	1927,2
500	7695,40	6599,92	8883,4	1861,8	9411,4	1971,4

Окончание таблицы 3.6

1	2	3	4	5	6	7
600	8799,13	8008,67	10240,7	1357,3	10881,4	1470,0
700	11038,56	9446,37	12738,9	2498,2	13494,6	2613,2
800	12789,96	10903,37	14752,6	2013,7	15624,8	2130,2
900	14570,38	12360,37	16795,2	2042,7	17784,1	2159,2
1000	16386,82	13855,96	18880,9	2085,6	19989,4	2205,3
1100	18207,35	15390,16	20977,6	2096,7	22208,8	2219,4
1200	20033,45	16924,35	23079,8	2102,3	24433,8	2225,0
1400	23830,02	20031,32	27435,7	4355,8	29038,2	4604,4
1600	27663,07	23186,55	31836,7	4401,0	33691,6	4653,4

3.5 Тепловой баланс котла и расход топлива

Произведен расчет теплового баланса котла и расхода топлива.

Все данные по расчету теплового баланса котла и расходу топлива сведены в таблицу 3.7

Таблица 3.7– Расчет теплового баланса котла и расхода топлива

Величина и размерность	Обозначение	Формула или способ определения	Расчетное значение
1	2	3	4
Располагаемая теплота топлива, КДж/м^3	$Q_р^р$	$Q_р^р = Q_н^с$	33519,521
Потеря теплоты от химической неполноты сгорания, %	q_3	Принимается по [44]	0
Потеря теплоты от механического недожога, %	q_4	Принимается по [44]	0
Температура уходящих газов, °С	$t_{ух.г}$	Задано	140
Энтальпия уходящих газов, кДж/м^3	$I_{ух.г}$	Is – диаграмма, таблица 2.5	2860
Энтальпия воздуха в котельной, кДж/м^3	$I^о_{х.в}$	Is – диаграмма, таблица 2.5	122
Температура воздуха в котельной, °С	$t_{х.в}$	Задано	10
Потеря теплоты с уходящими газами, %	q_2	$(I_{ух.г} - \alpha_{ух.г} I^о_{х.в}) \times$ $\times(100-q_4)/ Q_н^с$	5,83
Потеря тепла в окружающую среду, %	q_5	По [44]	0,4
Сумма потерь, %	$\sum q$	$q_2 + q_3 + q_4 + q_5$	6,23
КПД котла, %	$\eta_{к.а}$	$100-\sum q$	93,7
Коэффициент сохранения тепла	φ	$1-[q_5/(\eta_{ка}+q_5)]$	0,9958

Окончание таблицы 3.7

1	2	3	4
Температура воды на входе в котел	$t'_в$	По расчету	70°С
Энтальпия воды на входе в котел, кДж/кг	$I'_в$	Табл. VI−6 [26]	294,6
Температура воды на выходе из котла, °С	$t''_в$	По расчету	150
Энтальпия воды на выходе из котла, кДж/кг	$I''_в$	Табл. VI−7 [26]	633,1
Расход топлива, кг/с	B	$Q/Q_Н^Р \cdot \eta_{ка}^{бр}$	3,47

3.6 Конструктивные характеристики топочной камеры

По конструктивным характеристикам топки рассчитываем полную площадь её стен и площадь лучевоспринимающих поверхностей.

Топка котла КВГМ-100 призматическая, вертикальная открытого типа. Топка котла экранирована гладкими трубами ø60х3мм с шагом 64мм. Размеры топки в плане 6,23х6,23м с высотой призматической части 5,5м. Все трубы экранов соединены между собой горизонтальными поясами с шагом по высоте 2,8м. В нижней части фронтовой и задний экраны образуют под топки в виде холодной воронки. Котел оборудован 3-мя газомазутными горелками. Горелки размещены в два яруса, 2 горелки в нижнем ярусе и 1 – в верхнем. Все расчеты конструктивных характеристик и размеров топочной камеры занесены в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 - Конструктивные характеристики топочной камеры

Величина и размерность	Обозначение	Формула или способ определения	Расчетное значение
Объём топочной камеры, м^3	$V_т$	По конструктивным размерам	388
Тепловое напряжение объёма расчетное, кВт/м^3	q_v	$B \cdot Q_н^с / V_т$	299
Количество горелок, шт	N	По конструкции котла	3
Теплопроизводительность горелки, мВт	$Q_г$	$1{,}25(B \cdot Q_н^с / n)10^{-3}$	38,7

3.7 Расчет теплообмена в топке

Поверочный расчет топки приведен в таблице 3.9

Таблица 3.9 -Поверочный расчет топки

Величина	Обозна-чение	Расчетная формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Суммарная площадь лучевоспр. поверхности	$H_л$	табл. II–9 [45]	м^2	325
Полная площадь стен топочной камеры	$F_{ст}$	по конструктивным размерам	м^2	331,4
Коэф. тепловой эффект-тивности лучевосп. поверхности	$\Psi_{ср}$	$\frac{\zeta_{от} \cdot H_{л.от}}{F_{ст}}$	–	0,637
Эффективная толщина излуч. слоя пламени	s	$\frac{3,6 \cdot V_m}{F_{ст}}$	м	4,2
Полная высота топки	$H_т$	по конструктивным размерам	м	9,58
Высота расположения горелок	$h_т$	по конструктивным размерам	м	1,5
Относительный уровень расположения горелок	$x_т$	$\frac{h_г}{H_т}$	–	0,157
Параметр, учитыв. характер распределения т-ры в топке	M	$0,59 - 0,5 \cdot x_m$	–	0,5
Коэф. избытка воздуха на выходе из топки	$\alpha_т$	Табл.1–1	–	1,14
Присос воздуха в топке	$\Delta\alpha_т$	Табл. 2–2 [45]	–	0,06
Кол-во теплоты, вносимое в топку воздухом	$Q_в$	$I^0_{гв}(\alpha_m - \Delta\alpha_m) + +I^0_{прс} \cdot \Delta\alpha_m$	кДж/ м^3	144,54
Полезное тепловыделение в топке	$Q_т$	$Q^p_p \cdot \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4}$	кДж/ м^3	33519,521
Адиабатическая температура горения	$\upsilon_а$	Табл. 1–4	°С	1996,6
Температура газов на выходе из топки	$\upsilon''_т$	По выбору, табл. 5–3 [26]	°С	1050
Энтальпия газов на выходе из топки	$I''_т$	Табл. 1–4	кДж/м^3	19929,29

Окончание таблицы 3.9

1	2	3	4	5
Средняя суммарная теплоем. продуктов сгорания	$Vc_{ср}$	$\frac{Q_m - I''_m}{\upsilon_a - \upsilon''_m}$	$\frac{кДж}{кг \cdot К}$	14,36
Объемная доля: – водяных паров – трехатомных газов	r_{H_2O} r_{RO_2}	Табл. 1–2 Табл. 1–2	– –	0,1649 0,082
Суммарная объемная доля трехатомных газов	r_n	Табл.1-2	–	0,2469
Коэф. ослабления лучей трехатомными газами	$k_г$ $k_{кокс}$	Рис. 5–5 [45] Стр. 31 [45]	1/ /м·МПа	6,76
Коэф. ослабления лучей топочной средой	k	$k_г \cdot r_n + k_{кокс} \cdot \chi_1 \cdot \chi_2$	1/ /м·МПа	1,77
Степень черноты факела	$a_ф$	$1 - e^{-kps}$	–	0,307
Степень черноты топки	$a_т$	$\frac{a_ф}{a_ф + (1 - a_ф) \cdot \psi_{ср}}$	-	0,41
Тепловая нагрузка стен топки	q_F	$\frac{B_p \cdot Q_m}{F_{ст}}$	кВт/м^2	351
Температура газов на выходе из топки	$\upsilon''_т$	Рис. 5–8 [45]	°С	1090
Энтальпия газов на выходе из топки	$I''_т$	Табл. 1–4	кДж/м^3	12751,03
Общее тепловосприятие топки	$Q^л_т$	$\varphi \cdot (Q_т - I''_т)$	кДж/м^3	12697,5
Средняя тепловая нагрузка лучевосп. поверхности топки	$q^{ср}_л$	$\frac{B_p \cdot Q^л_m}{H_л}$	кВт/м^3	135,6

3.8 Расчет конвективного пучка

Конвективными называют такие поверхности нагрева, в которых процесс передачи теплоты осуществляется путем конвективного теплообмена.

Конвективные пучки получают теплоту не только путем конвективного теплообмена, но и теплоту прямого излучения топки. При расчете такой поверхности нагрева используют методику расчета конвективных поверхностей нагрева с учетом тепловосприятия прямого излучения топки.

Расчет конвективного пучка праведен в таблице 3.10

Таблица 3.10 -Тепловой расчет конвективного пучка

Величина	Обозна-чение	Формула или способ определения	Едини-ца	Расчет
1	2	3	4	5
Полная площадь поверхности нагрева	H	По конструктивным размерам (табл. II–9 [45])	м^2	2710
Диаметр труб	d	По конструктивным размерам	мм	0,28
Средняя длина труб	l	По конструктивным размерам	м	0,75
Поперечный шаг труб	s_1	По конструктивным размерам	м	0,064
Продольный шаг труб	s_2	По конструктивным размерам	м	0,04
Относительный поперечный шаг труб	s_1/d	По конструктивным размерам	-	2,286
Относительный продольный шаг труб	s_2/d	По конструктивным размерам	-	1,429
Площадь живого сечения для прохода газов	F	$AB - z_1 dA$	м^2	14,448
Эффективная толщина излучающего слоя	s	$0{,}9\left(\frac{4S_1 \cdot S_2}{\pi \cdot d^2} - 1\right) \cdot d$	м	0.0797
Температура газов перед конвективным пучком	υ'	$\upsilon''_т$– из расчета топки	°С	1090
Энтальпия газов перед конвективным пучком	I'	$I''_т$ – из расчета топки	кДж/м^3	20768,49
Температура газов за конвективным пучком	υ''	По выбору (стр. 53 [45])	°С	160
Энтальпия газов за конвективным пучком	I''	По $I-\upsilon$таблице	кДж/ м^3	2705
Количество теплоты, отданное конвективному пучку	$Q_г$	$\varphi \cdot (I' - I'')$	кДж/ м^3	18437,5
Средняя температура газов	$\upsilon_{ср}$	$0{,}5 \cdot (\upsilon' + \upsilon'')$	°С	615
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_к$	$\alpha_н \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_ф$, рис. 6–5 [45]	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	103
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	kps	$(k_г r_п + k_{зл}\mu_{зл}) \cdot p \cdot s$		0,259
Степень черноты излучающей среды	a	$1 - e^{-kps}$	–	0,228

Окончание таблицы 3.10

1	2	3	4	5
Температура загрязнения стенки трубы	$t_{ст}$	$t_{кип} + \Delta t$	°С	413,5
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_л$	$\alpha_н \cdot a$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	14,3
Коэффициент теплопередачи	k	$\frac{\alpha_1}{1 + \xi \alpha_1}$	$\frac{Вт}{м^2}$	117,3
Тепловосприятие конвективного пучка	ε_0	$\psi \cdot \alpha_1$	$\frac{м^2 \cdot К}{Вт}$	93,8
Температурный напор на входе в пучок	$\Delta t_б$	$\upsilon' - t'$	°С	944,65
Температурный напор на выходе из пучка	$\Delta t_м$	$\upsilon'' - t''$	°С	43,88
Средний температурный напор	Δt	Табл. 6–1 [45]	°С	293,71
Расхождение расчетных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_т - Q_г}{Q_т} \cdot 100$	%	0,8

3.9 Сводный расчет котла и расчетная невязка теплового баланса

Сводный расчет котла и определение невязки теплового баланса приведены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Тепловой баланс котла

Величина	Обозначение	Единица	Результат
1	2	3	4
Располагаемая теплота топлива	$Q_р^р$	кДж/м^3	33519,521
Температура уходящих газов	$\upsilon_{ух}$	°С	140
Потери теплоты с уходящими газами	q_2	%	5,83
КПД	η	%	93,7
Расход топлива на котел	$B_р$	м^3/с	3,47
Топка			
Теплота, вносимая воздухом	$Q_в$	кДж/м^3	144,54
Полезное тепловыделение	$Q_т$	кДж/м^3	33519,521
Температура газов на выходе из топки	$\upsilon''_т$	°С	1090
Энтальпия газов на выходе из топки	$I''_т$	кДж/м^3	20768,49
Тепловосприятие	$Q_л$	кДж/м^3	18175,3

Окончание таблицы 3.11

1	2	3	4
Конвективный пучок			
Температура газов на входе	υ'	°С	1090
Температура газов на выходе	υ''	°С	140
Энтальпия газов на входе	I'	кДж/м^3	21152,67
Энтальпия газов на выходе	I''	кДж/м^3	2253,2
Тепловосприятие	Q	кДж/м^3	18392,8

Невязка теплового баланса составила 1,2%, расчет считаем верным.

3.10 Система газораспределения водогрейного котла

Газ с давлением на вводе 0,15 МПа подается в котельную от существующего ГРП предприятия. Условный диаметр газопроводов на вводе в котельную 500 мм. Коммерческий учет расхода газа на котельную осуществляется в ГРП предприятия.

На отводе к каждому котлу КВГМ-100 установлено следующее оборудование:

– задвижка с электроприводом;

– поворотная заглушка;

– камерная диафрагма для измерения расхода газа на котел;

– поворотная регулирующая заслонка;

– раздающий коллектор газа на горелки;

– газопроводы подачи газа на горелки,оборудованные отключающей арматурой, приборами безопасности и приборами КИПиА.

При реконструкции системы газораспределения предусматривается замена газопроводов от выходного фланца регулирующей заслонки до горелок котла. На газопроводе перед каждой из горелок устанавливается блок газового оборудования БГ8.00 ЗАО НПО «Амакс», от которого выполняется присоединение подвода газа к горелке.

Газовый блок выполняет следующие функции:

– обеспечение автоматической опрессовки своих запорных устройств;

– обеспечение безопасного розжига;

– регулирование расхода газа на горелку;

– отсечку газа при нарушении технологических параметров работы котла, недопустимом отклонении давления газа или воздуха или при погасании факела горелки.

Комплект газооборудования блока включает в свой состав:

– два предохранительно-запорных клапана (ПЗК), установленных последовательно;

– опрессовочную гребенку для проверки плотности ПЗК и подачи газа на защитно-запальные устройства (ЗЗУ);

– датчики давления;

– на вводном патрубке устройства предусмотрены врезка шарового крана для присоединения продувочного газопровода;

– заслонку дроссельную с электроприводом.

Для розжига горелок применены защитно-запальные устройства, входящие в состав автоматики котла, отбор газа на них предусмотрен от блоков БГ8.00.

Газопроводы в пределах котлов проложены открыто по существующим металлическим конструкциям на опорах. Расстояние между опорами и сварными стыками принято не менее 100 мм. Предусмотрена антикоррозийная защита газопроводов путем покрытия эмалью желтого цвета по грунтовке ГФ-021.

4 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Энергосбережение и повышение энергоэффективности экономики в настоящее время очень актуально. Освоение природных углеводородов в больших объемах (таких как нефть, газ, уголь) негативно действует на экологию Земли.

В этом кроется источник климатических изменений на планете, в том числе парниковый эффект от повышенной концентрации парниковых газов в атмосфере.

Нужны способы по сохранению и эффективному использования природных ресурсов. Основной и важный способ внедрение инновационных сберегающих новейших технологий.

Для водогрейных котельных значительным мероприятием являются следующие положения:

– для низких выходов оксидов азота и других токсичных компонентов применять горелочные устройства;

– установка современного автоматического регулирования и защиты котлов и их вспомогательного оборудования;

– применение новейших ПТК, контролирующих технологические процессы;

– регулировка и коррекция сумм потерь теплоты, с недожогом и уходящими газами, общими процессами горения топлива и газами на основе установки электрорегулируемого привода тягодутьевых машин;

– внедрение современных систем водоконтроля и водоподготовки;

– ввод установок электрических насосных с обширными диапазонными характеристиками и установка электрорегулируемого привода;

– оснащение котельных установок современными утилизаторами уходящих дымовых газов и теплоты, отработанных стоков воды, пара и конденсата.

Сберегающие технологии исключительно важны для механизмов, которые постоянно работают с низкой нагрузкой: конвейеров, насосов, вентиляторов, и прочих механизмов. Множественные сберегающие технологии, как применение электрических приводов и автоматические системы, могут быть использованы в жилищно-коммунальных хозяйствах. Предприятия, имеющие сберегающие технологии, также могут быть обеспечены благодаря принятию этих мер. Это касается их автоматизации, качества работы и улучшения надежности несовременного оборудования (лифтов, систем вентиляции и т.д.).

Комплекс проведенных мероприятий по энергоэффективности разрешит целый ряд задач – сберечь множество энергоресурсов, разрешить множество трудностей жилищно-коммунального хозяйства, уменьшить нагрузку на окружающую среду и повысить продуктивность предприятий. Во всех сферах будет повсеместное использование энергосберегающих технологий –это просто вопрос времени.

Тепловые сети и системы теплоснабжения в современных городах и областях нашей страны в частых случаях сильно изношены. Множество тепловых магистралей превысили эксплуатационный тридцатилетний ресурс.

Количество потребителей тепла увеличивается, и изношенные теплосети не способны удовлетворить их потребности без больших долговременных капитальных инвестиций (окупаемость более десяти лет). Рентабельности в них

нет. Водогрейные котельные, которые обеспечивают теплоснабжением города и поселки, в большей степени уже достаточно изношены.

Как правило, расположение их от тепловых пунктов жилых кварталов и микрорайонов на значительно удаленном расстоянии. Многие тепломагистрали с многокилометровой протяженностью.

Большинство производственных котельных, строящихся на промышленных предприятиях, обеспечивали теплом себя и близлежащие районы городов и поселков. На сегодняшний день отпуск тепла такого рода сокращен, загруженность котельных состоит всего двадцать или тридцать процентов от общей мощности. А потребление газа проводится на полную мощность. Оборудование на таких котельных давно выработало свой ресурс и технически устарело, имеет незначительный КПД. Устаревшие комплексы автоматизации несовременных котельных нуждаются в постоянном присутствии оперативного персонала. По причине медлительности и несвоевременного вмешательства, система отопления не может чутко реагировать на изменения наружной температуры. Вышеупомянутые моменты нуждаются в больших экономических затратах, которые приходится оплачивать из бюджета города и его жителей.

Перевооружение новейшими автоматическими системами управления водогрейных котлов нового поколения на центральных ТРП в городских микрорайонах и поселковых жилых кварталах приведет к хорошим показателям:

–современная автоматизированная котельная имеет коэффициент полезного действия до 94% , а также при изменениях температуры окружающей среды, значительно быстрее откликается на эти колебания, что способствует сэкономить на топливе в сравнении с имеющимися на сегодня расходом в больших котельных;

–происходит значительное сокращение расхода электроэнергии котельных, оборудованных автоматикой в пересчете на единицу отпускаемой тепловой энергии, по сравнительным характеристикам с существующими котельными, намного сокращается;

– технический персонал, который занимается обслуживанием котельной, сокращается до минимально необходимого;

– существенно снижаются ежегодные затраты на ремонтные работы.

В предоставленном проекте также используются технологии энергосбережения. Главным внедрением сберегающих технологий является системы регулирования.

На собственные нужды затрачивается около шестидесяти процентов электричества, основное потребление приходится на тягодутьевые машины котельных. Если наладить регулирование их режимных параметров, оно существенно воздействует на мощность и экономичность работы котлоагрегатов.

Обычно выработка вентилятора меняется, установкой противодействия воздушному напору, уменьшая или увеличивая его. Работа двигателя все это время продолжается в номинальном режиме.

Мы имеем множество преимуществ, используя частотный преобразователь:

– скоростной режим вращения регулируется от нулевого до максимального и выше номинала;

– плавный разгон и торможение;

– токовый ограничитель в рабочих и аварийных режимах и на уровне номинального в пусковых;

– увеличение срока службы электрической и механической частей оборудования;

– часть оборудования освобождается (например, заслонки).

Тягодутьевые механизмы предназначены для поддержания наилучшего режима горения в топке котла. Понятие«наилучший режим» характеризуется как идеальная пропорция «топливо-воздух» и формирует наиболее положительные условия для полного сгорания топлива. Чтобы выполнить такие условия, нужно подать необходимое количество воздуха с одной стороны в топку – с другой стороны с заданной интенсивностью извлекать из нее продукты горения.

Так как водогрейные котельные работают в неравномерных тепловых режимах, снижением выработки вентилятора можно сэкономить до семидесяти процентов затраченной энергии, шедшей на работу механизмов.

Насосы – главные потребители электрической энергии в тепловых системах. При условии больших затрат энергии на привода насосов, естественно, повышается себестоимость воды, и все приходится оплачивать потребителю. Кубометр воды подаваемый насосом и количество энергии затраченной при этом, зависит от напора, подающегося насосом, и от КПД насоса. При проектировании закладывается значение КПД насоса, когда разрабатываются его профиля проточной части. Требуется высокая точность при изготовлении профилей, так как при незначительных несовпадениях от заданного, высокая степень КПД будет не достигнута. Технология изготовления профилей такова, что поверхности должны быть идеально гладкими, иначе высоких показаний КПД не добиться. Для этого требуется высокотехнологичное оборудование для изготовления таких насосов. Одни из ведущих изготовителей высокотехнологичных насосов такие кампании как Grundfos, Kolmeks, Wilo, которые используют для гладких поверхностей колес и каналов высококачественные материалы и оборудование, изготавливающее их, что обеспечивает высокие показатели надежности и КПД насосов. Конструктивное улучшение насосов, требований относящиеся с увеличением экономичности, идет развитие по таким направлениям как:

– отказ от одноступенчатых насосов и ввод многоступенчатых, имеющих более лучшие профили гидравлических каналов ступени для заданных условий, чем у одноступенчатых насосов;

– с гидравлической точки зрения, достигнуто установкой оптимальных пропорций каналов, обтекаемости рабочих органов и соотношение скоростей для достижения высокого КПД в нужном режиме;

– факторы, влияющие на долгую эксплуатацию насоса это поддержание его в надлежащем состоянии недопущения кавитационных и корозионных процессов за счет подобающих материалов;

– насосы, которые оснащены на электродвигателях частотниками (ЭПЧ) тока, имеют возможность по заданному алгоритму изменять характеристики насосов.

Современные и качественные материалы устойчивые к коррозии, собранные в насосе, вот результат энергосбережения и эффективности.

Когда дело доходит до выбора насоса, нужно учесть следующие условия, при совмещении в системе водоснабжения максимального расхода воды с оптимальной выдачей насоса, согласно максимальному показанию коэффициента полезного действия, но насос при этом обязан иметь минимальный запас по выдачи.

При гидравлическом сопротивлении системы нужен запас отклонения для покрытия реального от расчетной величины и выбирается проектировщиком, как правило, из личной практики.

Экономия по электричеству составляет пятьдесят процентов, и по воде до двадцати, таких показателей добиваются насосы, укомплектованные системой частотного регулирования.

Высокая энергетическая эффективность, надёжность и низкие расходы на обслуживание – это лучший показатель модернизирования автоматических систем.

5 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ТЭЦ-1 И ТЭЦ-2

Данный раздел выпускной квалификационной работы посвящен распределению нагрузок между ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 города Челябинска. Здесь будет проведен сравнительный анализ работы двух ТЭЦ, описано основного оборудование и энергетические мощности, рассмотрены перспективные изменения на станциях, дана карта с зонами их действия, приведена сравнительная таблица ТЭЦ-1 ТЭЦ-2 по показателям ТЭП, расчетные табличные данные по перспективным балансам и топливопотреблению ТЭЦ.

5.1 Краткое описание ТЭЦ-2

Станция расположена в юго-восточной части Челябинска.

Решение о ее строительстве было принято в послевоенные годы. Работы на стройплощадке начались в 1951 году. 1 декабря 1962 года турбогенератор №1 мощностью 60 МВт был включен в сеть Единой энергетической системы.

В 1980 году завершено строительство энергетического комплекса на Челябинской ТЭЦ-2, теплоэлектроцентраль стала самой мощной в столице южного Урала.

В данное время электростанция обеспечивает город теплом, вырабатываемым в комбинированном цикле.

Установленная электрическая мощность электростанции составляет 320 МВт. Установленная тепловая мощность электростанции составляет 956 Гкал/ч, в том числе:

– отборы турбинсоставляет596 Гкал/ч;

– пиковые водогрейные котлы – 360 Гкал/ч.

Структура установленной тепловой мощности отборов турбин:

– в паре составляет 170 Гкал/ч;

– в горячей воде составляет426 Гкал/ч.

Располагаемая (балансовая) тепловая мощность электростанции:

– в горячей воде составляет 806 Гкал/ч.

Отпуск электроэнергии от ТЭЦ осуществляется напряжением 10 и 110 кВ.

Отпуск тепла осуществляется паром давлением 10-16 кгс/см и горячей водой по температурному графику 131/65°С. Схема горячего водоснабжения – закрытая.

В турбинном отделении установлены паровые турбины: турбогенераторы ПТ-60-130/3 производства ОАО «Силовые Машины» (2 единицы), мощностью по60МВткаждый;турбогенераторыТ-100-130производстваЗАО«УТЗ»(2 единицы) мощностью по 100 МВт каждый.

Турбоагрегатыст.№1...3имеютнаработку420000...560000часов, турбоагрегатст.№4былмодернизированвсоответствииспроектомЗАО «Теплоэнергосервис» и имеет наработку 9700 часов.

К котельному оборудованию относятся девять энергетических котлов БКЗ-210-140Ф и 2 пиковых водогрейных котла ПТВМ-180. Котлы БКЗ-210-140Ф

производства ОАО «Сибэнергомаш» предназначены для выработки пара высокого давления 130кгс/см^2 при температуре 550 ˚С с номинальной производительностью 210 т/ч.

Суммарная паропроизводительность котлоагрегатов – 1890 т/ч.

Водогрейные котлы ПТВМ-180 на ЧТЭЦ-2 предназначены для покрытия пиковых нагрузок в системах централизованного теплоснабжения. Все энергетические котлы на текущий момент освидетельствованы, имеют большую наработку (первая очередь близка к 328000 часов, а вторая чутьменьше280000 часов) и прошли не одну ремонтную кампанию, претерпели ряд реконструкций и модернизаций. Для производства тепловой и электрической энергии в качестве основного топлива используется бурый уголь, энергетические котлы ТЭЦ имеют возможность работать на природном газе. В годовом топливном балансе уголь и газ составляют по 50%.

Состав оборудования ЧТЭЦ-2 представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Состав оборудования ЧТЭЦ-2

Агрегат	Тип	Изготовитель	Количество	Год ввода в эксплуатацию	Основные характеристики	
					Параметр	Значение
Паровой котел	БКЗ-210-140Ф	Барнаульский котельный завод	9	1962–1971	Топливо	уголь, газ
					Производительность	210 т/ч
					Параметры пара	130 кгс/см^2, 550 °С
Паровая турбина	ПТ-60-130/13	Ленинградский металлический завод	2	1962, 1964	Установленная мощность	60 МВт
					Тепловая нагрузка	138 Гкал/ч
Паровая турбина	Т-100-130	Уральский турбинный завод	2	1968, 1969	Установленная мощность	100 МВт
					Тепловая нагрузка	160 Гкал/ч
Водогрейный котел	ПТВМ-100	Дорогобужский котельный завод	2	1970, 1972	Топливо	газ
					Тепловая мощность	100 Гкал/ч

5.2 Перспективные изменения на станциях

Помимо строительства новых генерирующих источников программа электроэнергетики предусматривает модернизацию существующих объектов генерации Челябинской энергосистемы. К 2020году планируется модернизировать генери-

рующее оборудование ЧелябинскойТЭЦ-2, что позволит не только повысить экономичность, но и увеличит установленную мощность станции на 50 МВт.

Не стоит забывать о том, что в настоящее время в Челябинской энергосистеме большой объем генерирующего оборудования является морально устаревшим и не отвечает современным требованиям по надежности и экономичности. Эксплуатировать такое оборудование экономически не целесообразно, а модернизировать невозможно. Поэтому необходимо выводить такое оборудование из эксплуатации. Данные мероприятия касаются ТЭЦ-1, как более старой станции. Планируется вывести турбины №7 – №8 Р-25-29 с последующим перспективным закрытием старой части станции.

Челябинскую ТЭЦ-2 (принадлежит ПАО «Фортум») планируется полностью перевести с бурого угля на газ. Теплоэлектроцентраль ежегодно выбрасывает в атмосферу 15 тыс. т загрязняющих веществ. Работа по переводу на газ будет завершена в течение нескольких лет. В министерстве экологии области отметили, что стоимость проекта по переводу ТЭЦ на природный газ оценивается в 50 млрд. руб. Эксперты считают, что остановка сжигания бурого угля в черте города позволит значительно улучшить качество воздуха.

Теплоэлектроцентраль ежегодно сжигает 1 млн. тонн угля, в результате в атмосферу выбрасывается около 15 тыс. т вредных веществ. Ресурс обновленных ТЭЦ должен быть продлен на 15–20 лет. ПАО «Фортум» анализирует варианты развития челябинской ТЭЦ-2 с возможным строительством блоков парогазовых установок при условии включения проекта в программу модернизации тепловых электростанций (ДПМ-2). Проект находится в высокой степени проработки.

5.3 Сравнительная таблица ТЭЦ-1 ТЭЦ-2 по показателям ТЭП

Удельные расходы топлива на отпуск тепловой и электрической энергии для ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 представлены в таблице 5.2. Данные взяты из Энергосистемы Урал 2/4 в период с 22.05.19 по 28.05.19.

Таблица 5.2 – Удельные расходы

	Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г/кВт·ч			Удельный расход топлива на отпуск теплоэнергии, кг/Гкал		
	норма	факт	отклонение	норма	факт	отклонение
ТЭЦ-1	245,0	244,8	-0,2	109,7	109,7	0,0
ТЭЦ-2	361,6	361,3	-0,3	173,6	173,0	-0,6

Ухудшение ТЭП связано с уменьшением тепловых и электрических нагрузок (в связи с ремонтами тепловых сетей).

В таблице 5.3 даны основные показатели станций.

Таблица 5.3 – Основные показатели станций в период с 22.05.19 по 28.05.19.

	22.05.2019 г.			28.05.2019 г.		
	$N_{эл}$	$Q_т$	$t_{нв}$	$N_{эл}$	$Q_т$	$t_{нв}$
ТЭЦ-1	82,5	81,9	19	88,5	83,4	14,3
ТЭЦ-2	93	65		95	61	

В таблице 5.4 представлены сравнительные показатели тепловой и электрической мощности на станциях

Таблица 5.4 – Сравнительные показатели тепловой и электрической мощности на станциях

	Электрическая мощность станции, МВт	Тепловая мощность станции, МВт
ТЭЦ-1	133,8	827,1
ТЭЦ-2	320,0	1111,8

5.4 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2

В настоящее время установленная тепловая мощность источников централизованной системы теплоснабжения (с учетом собственных нужд) значительно превосходит подключенную нагрузку на коллекторы. Балансы установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в горячей воде приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Баланс установленной тепловой мощности ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 и тепловой нагрузки в горячей воде, Гкал/час

Зона действия ТЭЦ	ТЭЦ-1	ТЭЦ-2
1	2	3
фактическая тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.:	555,8	314,2
– коммунально-бытовая сфера, в т.ч.:		
– жилые здания, в т. ч.:		
– население	232,3	145,5
– общественные здания	125,1	89,2
коммунально-бытовая сфера, в т.ч.:		
– отопление и вентиляция	488,2	252,5
– горячее водоснабжение	67,64	61,7
промышленность	198,4	79,5
– отопление и вентиляция		

Окончание таблицы 5.5

1	2	3
– горячее водоснабжение		
потери при передаче, в т.ч.:	64	51
– через изоляционные конструкции	52	40
– с утечками теплоносителя	12	11
хозяйственные нужды тепловых сетей	0,6	0,3
тепловые нагрузки на коллекторах	620,4	365,5
достигнутый максимум тепловой нагрузки	611,4	333,6
установленная тепловая мощность пиковых источников	600	360
располагаемая тепловая мощность пиковых источников	600	360
собственные нужды в горячей воде	15	15
располагаемая тепловая мощность теплофикационных установок	653	596
установленная тепловая мощность	653	596
резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности по горячей воде	617,6	575,5

Таблица 5.6 дает информацию о тепловой мощности источников с разделением на мощности пиковых водогрейных котельных (ПВК) и теплофикационных установок (ТФУ).

Таблица 5.6 – Тепловая мощность источников по годам 2019-2029

ТЭЦ-1	
Теплофикационные установки ПГУ	376
Теплофикационные установки ПТУ	0
Пиковая водогрейная котельная	600
Собственные нужды станции	15
Итого:	961
ТЭЦ-2	
Теплофикационные установки ПГУ	0
Теплофикационные установки ПТУ	660
Пиковая водогрейная котельная	360
Собственные нужды станции	15
Итого:	1005

В таблице 5.7 представлены прогнозируемые значения отпуска тепловой и электрической энергии и потребления топлива ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2

Таблица 5.7 – Прогнозируемые значения отпуска тепловой и электрической энергии и потребления топлива ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
ТЭЦ-1										
Отпуск электроэнергии, млн. кВт*ч	4187,4	4187,1	8187,2	4187,3	4187,3	4187,4	4187,6	4187,7	4187,8	4188,0
Отпуск тепла, тыс. Гкал	1643,5	1635,3	1624,8	1614,4	1606,6	1605,2	1603,7	1602,1	1600,5	1600,5
Потребление топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т.у.т.	894,4	892,7	893,3	893,8	894,3	894,8	895,5	896,2	896,9	897,2
Потребление топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т.у.т.	206,2	205,1	203,8	202,5	201,5	201,3	201,1	200,9	200,7	200,7
Суммарное потребление топлива, тыс. т.у.т.	1100,6	1097,9	1097,1	1096,3	1095,8	1096,1	1096,6	1097,1	1097,6	1098,3
ТЭЦ-2										
Отпуск электроэнергии, млн. кВт*ч	2480,2	2478,6	2477,2	2477,7	2478,3	2478,9	2479,3	2479,4	2479,4	2479,5
Отпуск тепла, тыс. Гкал	2501,3	2506,5	2511,8	2517,4	2523,3	2516,0	2509,0	2502,1	2495,5	2495,5
Потребление топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т.у.т.	695,7	693,3	691,3	692,1	693,1	694,1	694,9	695,0	695,2	695,4
Потребление топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т.у.т.	327,7	328,4	329,1	329,9	330,6	329,7	328,8	327,9	327,0	327,0
Суммарное потребление топлива, тыс. т.у.т.	1023,4	1021,7	1020,4	1022,0	1023,8	1023,8	1023,6	1022,9	1022,2	1022,4

В таблице 5.8 представлены сводные значения удельных расходов условного топлива (УРУТ) на отпуск электрической энергии соответственно для ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2.

Таблица 5.8 – УРУТ на отпуск электроэнергии по периодам, г/кВт·ч

Источник	2019	2024	2029
ТЭЦ-1	214,0	213,6	214,3
ТЭЦ-2	281,4	279,7	280,5

В таблице 5.9представлены сводные значения удельных расходов условного топлива (УРУТ) на отпуск тепловой энергии для ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2соответственно.

Таблица 5.9 – УРУТ на отпуск тепловой энергии по периодам, кг/Гкал

Источник	2019	2024	2029
ТЭЦ-1	125,4	125,4	125,4
ТЭЦ-2	131,1	131,0	131,0

Снижение удельного расхода топлива на отпуск электрической и тепловой энергии обусловлено поэтапным выводом старых очередей ТЭЦ и строительством новых блоков ПГУ.

В таблице 5.10 представлена структура топливопотребления энергоисточниками по видам топлива

Таблица 5.10 – Потребление различных видов топлива ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, тыс. т у.т.

Источник	2019	2024	2029
ТЭЦ-1			
Природный газ	1101,2	1095,8	1098,3
Уголь	0,0	0,0	0,0
Мазут	0,0	0,0	0,0
ТЭЦ-2			
Природный газ	1022,4	936,8	935,5
Уголь	0,0	0,0	0,0
Мазут	0,0	0,0	0,0

В таблице 5.11 представлены результаты оценки перспективных значений нормативов создания запасов топлива на период 2019-2029 гг., рассчитанные на основании перспективных тепловых нагрузок и перспективного отпуска тепла и электроэнергии.

Таблица 5.11 – Результаты оценки перспективных значений нормативов создания запасов топлива на период 2019-2029 гг.,

Источник	2019	2024	2029
ТЭЦ-1			
– уголь	0,0	0,0	0,0
– мазут	4,0	4,0	4,0
ТЭЦ-2			
– уголь	0,0	0,0	0,0
– мазут	5,0	5,0	5,0

5.5 Теплоснабжение города Челябинска

Зоны действия локальных источников энергии, в том числе ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 представлены на рисунке 5.1. Данные взяты из проекта схемы теплоснабжения Челябинского городского округа до 2029 года [39].

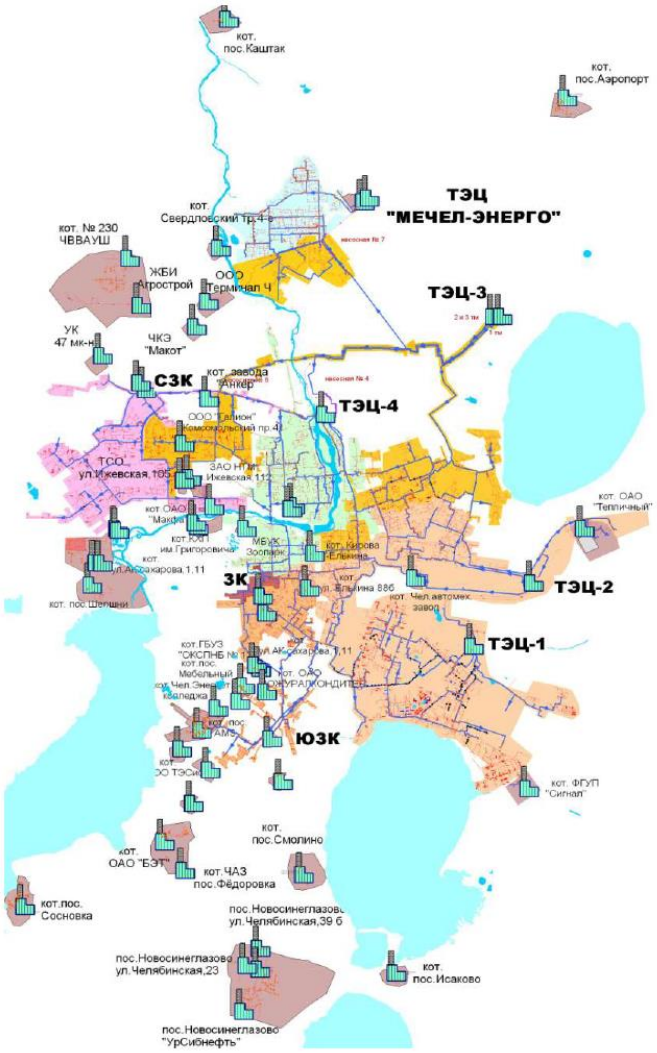


Рисунок 5.1 – Зоны действия локальных источников энергии

Массовые жалобы челябинцев на недостаточное количество подаваемой теплоты в дома отсутствуют, а возникающие жалобы связаны с локальными проблемами отапливаемых объектов. Средняя температура воздуха в отапливаемых помещениях Челябинска превышает величину 20 градусов, установленную строительными нормами.

5.6 Распределение нагрузки между ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2. Выводы по разделу

В научной части выпускной квалификационной работы был проведен анализ работы двух станций города Челябинска – ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, оценено количество основного оборудования. По результатам данных, представленных в таблицах, можно сделать вывод, что ТЭЦ-2 является самой мощной в городе и превосходит ТЭЦ-1 по расходам условного топлива, выработке тепловой и электрической энергии.

На обеих станциях ежегодно ведутся реконструкции и усовершенствования. В соответствии с [50] они запланированы и на ближайшие 10 лет.

Как видно из приведенных балансов, на источниках теплоснабжения отсутствует критический дефицит тепловой мощности. Выбытие устаревшего теплогенерирующего оборудования на ТЭЦ-1 компенсируется вводом в эксплуатацию двух новых блоков ПГУ мощностью по 150 Гкал/ч каждый. Значительный избыток тепловой мощности ТЭЦ-2 определил целесообразность перераспределения нагрузок между ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 на время реконструкции ТЭЦ-1.ТЭЦ-2 способна производить тепло без ущерба для выработки электроэнергии на нужды города. Между ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 построена теплотрасса, что делает производство и распределение тепла более гибким. Станции распределяют тепловые нагрузки между собой в зависимости от сезонных потребностей. Это обеспечивает экономичный режим работы оборудования.

Для обобщения существующих и перспективных тепловых нагрузок в административных границах города Челябинска была разработана система кластеров единиц деления схемы теплоснабжения, которые могут быть перераспределены между источниками теплоснабжения только в целом виде. Наиболее значимым изменением зон действия источников теплоснабжения является передача т/м ЧКПЗ, т/м КБС, т/м Новороссийская с ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2. В результате соответствующие кластеры переходят с ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2. Это позволяет более полно загрузить теплофикационные установки ТЭЦ-2 за счет разгрузки пиковой водогрейной котельной ТЭЦ-1. В 2018 году в строй вводятся два блока ПГУ на ТЭЦ-1, что позволяет вернуть т/м ЧКПЗ обратно с ТЭЦ-2 на ТЭЦ-1. Это позволит более равномерно загрузить теплофикационные установки ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 и значительно улучшить экономические показатели этих станций.

6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Рассеивание выбросов при помощи дымовых труб является основным способом защиты атмосферы от чрезмерного ее загрязнения. При истечении в атмосферу дымовые газы состоят из продуктов реакции горения топлива. Происходит изменение их состава. Образуются новые соединения**.**

В пиковой водогрейнойкотельнойЧелябинской ТЭЦ-1 установлено два котла ПТВМ-100 и два котла КВГМ-100. Топливом для котлов служит природный газ, поэтому в топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95%). Котлы типа ПТВМ-100 оборудованы индивидуальными дымовыми трубами высотой *H*=55м от уровня пола котельной с диаметром устья *d*=3,2м. Продукты сгорания от котлов КВГМ-100 отводятся через общую железобетонную дымовую трубу высотой *H*=120м с диаметром устья *d*=5м. Максимальная приземистая концентрация выбросов из дымовой трубы будет наблюдаться в период максимальной нагрузки котлов, т е в зимний период при температуре -34˚С.

Высота дымовых труб электростанций и других предприятий должна обеспечивать такое рассеивание золы, пыли, сернистого ангидрида или других вредных примесей, при котором концентрации их у поверхности земли становятся меньше предельно допустимых.

В данном разделе дипломного проектирования мы проводим расчёт максимальной приземистой концентрации выбросов из дымовой трубы, определяем количество выбросов оксидов азота, а также производим поверочный расчёт высоты дымовой трубы. Расчет проводим только для двух котлов КВГМ-100, так как котлы ПТВМ-100 оборудованы индивидуальными дымовыми трубами.

ПВК ТЭЦ-1 города Челябинска работает круглый год. В котлах сжигается природный газ Тюменского месторождения. Характеристики и компоненты данного газа представлены в разделе 3 в таблице 3.2. Состав и количество продуктов сгорания определены в также в третьем разделе ВКР в тепловом расчете котла.

Коэффициент избытка воздуха на выходе из расчета котла принят α=1,26. $V_г = 13,231\,м^3/м^3$

6.1 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов из дымовой трубы

Объем продуктов сгорания, образующихся при сжигании топлива при нормальных условиях (6.1):

$$V_{ну} = \frac{P_{ну} \cdot V_г \cdot T}{P \cdot T_{ну}} \qquad (6.1)$$

где $t_{ух} = 140\,°C = 413\,K$ – средняя температура уходящих газов.

$$V_{ну} = \frac{101090 \cdot 13,231 \cdot 413}{97000 \cdot 273} = 20,86 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Расход топлива на котлы определяется по формуле (6.2):

$$B_p = \frac{\sum Q}{Q_н^p \cdot \eta} \quad (6.2)$$

гдеΣQ – суммарная мощность котлов;

Мощность котлов КВГМ-100 составляет 100 Гкал/час = 116,3 МВТ.

η – КПД котла. Из расчета η = 93,7%;

$$B_p = \frac{2 \cdot 116,3}{33,52 \cdot 0,937} = 7,41 \text{ м}^3/\text{с}$$

Объем продуктов сгорания, образующихся при работе котлов (6.3):

$$V = V_{ну} \cdot B_p \quad (6.3)$$

$$V = 20,86 \cdot 7,41 = 154,57 \text{ м}^3/\text{с}$$

6.2 Расчет выброса оксидов азота

В топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95%). Образование двуокиси азота NO_2 за счет окисления NO происходит при низких температурах и требует значительного времени. Выброс окислов азота, г/с, рассчитывается по NO_2.

Суммарное количество оксидов азота, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами определяется по формуле (6.4):

$$M_{NO_2} = B_P \cdot Q_н^p \cdot K_{NO_2}^г \cdot \beta_K \cdot \beta_t \cdot \beta_\alpha \cdot (1 - \beta_Г) \cdot (1 - \beta_\delta) \cdot k_П \quad (6.4)$$

где$K_{NO_2}^г$ – удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, $г/МДж$, для водогрейных котлов (6.5):

$$K_{NO_2}^г = 0,0113 \cdot \sqrt{Q_T} + 0,03 \quad (6.5)$$

гдеQ_T – фактическая тепловая мощность котла по введенному в топку теплу, МВт (6.6)

$$Q_T = B_p \cdot Q_н^p \quad (6.6)$$

$$Q_T = 7,41 \cdot 33,52 = 248,38 \text{ МДж/с}$$

$$K^{г}_{NO_2} = 0,0113 \cdot \sqrt{248,38} + 0,03 = 0,21 \text{ г/МДж}$$

$\beta_K = 1$ – безразмерный коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелки.

β_t – безразмерный коэффициент, учитывающий температуру воздуха, подаваемого для горения (6.7):

$$\beta_t = 1 + 0,002 \cdot (t_{гв} - 30) \quad (6.7)$$

$$\beta_t = 1 + 0,002 \cdot (1000 - 30) = 2,94$$

где $t_{гв}$ – температура горячего воздуха ºС.

$\beta_\alpha = 1$ – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота.

$\beta_Г$ – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота (6.8):

$$\beta_Г = 0,16 \cdot \sqrt{r} \quad (6.8)$$

где r – степень рециркуляции дымовых газов.

$$\beta_Г = 0,16 \cdot \sqrt{1} = 0,16$$

$\beta_\delta = 0,01$ – безразмерный коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру.

$k_П$ – коэффициент пересчета, при определении выбросов в граммах в секунду $k_П = 1$.

$$M_{NO_2} = 7,41 \cdot 33,52 \cdot 0,21 \cdot 1 \cdot 2,94 \cdot 1 \cdot (1 - 0,16) \cdot (1 - 0,01) \cdot 1 = 127,5 \text{ г/с},$$

$$ПДК = 0,085 \; мг / м^3$$

6.3 Расчет максимальной концентрации выбросов NO_2. Поверочный расчёт высоты дымовой трубы

Даже после очистки в дымовых газах остаются вредные вещества, особенно газообразные, количество которых может значительно превосходить предельно допустимую концентрацию (ПДК) этих веществ в атмосфере. Основным методом

снижения концентрации выбросов на уровне земли является рассеивание их через высокие дымовые трубы. При истечении в атмосферу дымовые газы состоят из продуктов реакции горения топлива. Происходит изменение их состава. Образуются новые соединения.

Отходящие газы от любых промышленных источников подлежат рассеиванию в атмосфере, даже если они не содержат токсичных веществ.

Рассеивание (диффузия) токсогенов, выделяемых различными источниками, происходит под влиянием турбулентности, свойственной приземному слою атмосферы. Различные слои воздуха интенсивно перемешиваются во всех направлениях. Это приводит к разбавлению загрязненных слоев и к падению концентрации токсогенов в них. Турбулентность атмосферы может иметь механическое и термическое происхождение. В первом случае она возникает главным образом в результате трения ветрового потока о поверхность почвы. С увеличением шероховатости поверхности интенсивность турбулентности возрастает, так как возрастает размер вихрей, распространяющихся до больших высот. Другим источником турбулентности в атмосфере является неравномерное распределение температуры (тепловое расслоение приземного слоя воздуха).

Турбулентность ветра играет большую роль в процессе атмосферного тепломассообмена, благодаря которому происходит рассеивание газовых и пылевых облаков в атмосфере.

Из дымовых труб поток газов выбрасывается в высокие слои атмосферы, перемешивается с воздухом, за счет чего концентрация вредных веществ на уровне дыхания снижается до нормативного значения. К тому же окислы азота и серы, попавшие в атмосферу, там не накапливаются, т.к. под действием ультрафиолетового излучения сравнительно быстро происходит самоочищение [41].

Расчет рассеивания выбросов ведется в соответствии с СН-369-74 [18], согласно которым минимальная высота трубы определяется из условия, что максимальная концентрация вредного вещества в приземном слое $C_м$ не превосходит максимально разовую ПДК этого вещества в атмосферном воздухе (6.9).

$$\underline{C}_м \leq ПДК \qquad (6.9)$$

Максимальная концентрация выбросов NO_2 может быть рассчитана по формуле (6.10):

$$C_м = \frac{A \cdot M_{NO2} \cdot F \cdot m \cdot n}{h^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}} \qquad (6.10)$$

гдеM – расход выбрасываемого в атмосферу вещества, г/с;

ΔT – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха;

V_1 – полный расход дымовых газов на срезе (устье) трубы, м^3/с;

A=160 – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, определяется климатической зоной;

F – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе. Для газообразных примесей F = 1;

m и n – коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой;

η – поправочный коэффициент на рельеф. Если перепад высот в местности размещения источника выбросов не превышает 50 м на 1км или препятствия (откосы, каньоны, горная гряда и т.п.) удалены более чем на 50Н, то η = 1.

Так как в ПВК уже установлена дымовая труба, то необходимо произвести ее поверочный расчёт, т.е. определить максимальную концентрацию выбросов и сравнить ее с предельно допустимой концентрацией. Если условие будет выполняться, и максимальная концентрация вредного вещества в приземном слое $C_м$ не будет превосходить максимально разовую ПДК, то данная дымовая труба будет соответствовать условиям эксплуатации и не будет необходимости в её реконструкции.

Скорость газа при высоте трубы 120 м и диаметре трубы 5 м найдем по формуле (6.11):

$$w_г = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D_o^2} \tag{6.11}$$

$$w_г = \frac{4 \cdot 154,57}{3,14 \cdot 5^2} = 7,87\ м/с$$

Находим значения коэффициентаf (6.12):

$$f = \frac{10^3 w_г^2 D_o}{h^2 \Delta T} \tag{6.12}$$

где $\Delta T = 140 + 273 - (-34 + 273) = 174\ K$

$$f = \frac{10^3 \cdot 7,87^2 \cdot 5}{120^2 \cdot 174} = 0,12$$

Тогда коэффициент m определяется по формуле (6.13):

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

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,12} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,12}} = 1,15$$

Безразмерный коэффициент n определяется в зависимости от параметра $v_м$ (6.14):

$$\left.\begin{array}{l} \text{при } v_м \le 0,3 \; n = 3; \\ \text{при } 0,3 \le v_м \le 2 \; n = 3 - \sqrt{(v_м - 0,3)(4,36 - v_м)}; \\ \text{при } v_м > 2 \; n = 1. \end{array}\right\} \quad (6.14)$$

Где $v_м$ определяется по формуле (6.15):

$$v_м = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V \cdot \Delta T}{h}} \quad (6.15)$$

$$v_м = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{154,57 \cdot 174}{120}} = 3,95 \; м/с$$

Т.к. $v_м > 2$, то:n=1;

Рассчитаем максимальную концентрацию выбросов NO_2:

$$C_м = \frac{160 \cdot 127,5 \cdot 1 \cdot 1,15 \cdot 1}{120^2 \cdot \sqrt[3]{154,57 \cdot 174}} = 0,054 \; мг/м^3$$

Максимальная концентрация выбросов NO_2 в зимний период не превышает ПДК$_{NO2}$=0,085 мг/м^3.

Вывод: существующая дымовая труба удовлетворяет условию $С_м \le$ ПДК, поэтому замене не подлежит.

7 АВТОМАТИКА И КИП

В выпускной квалификационной работе бакалавра рассматривается реконструкция водогрейного котлоагрегата КВГМ-100 путем усовершенствования системы газораспределения и технологических защит.

Систему управления котлом предлагается реализовать на базе шкафов управления горелок (ШГ) и центрального шкафа управления (ШУК).

Шкаф ШУК является главным шкафом управления котлом и концентратором информационного обмена между автоматизированным рабочим местом (АРМ) оператора и интеллектуальными шкафами управления горелок ШГ.

В спецчасти работы дано описание рассматриваемого котельного агрегата. Также выше дано описание пиковой водогрейной котельной. В данном разделе остановимся на видах систем автоматического регулирования (САР), разработаем функциональную схему автоматизации и рассмотрим реконструируемую систему управления котлом на базе ШГ, ШУК и АРМ.

7.1 Постановка задачи автоматического контроля и регулирования водогрейного котла КВГМ-100

В котельной должна предусматриваться защита оборудования (автоматика безопасности), автоматическое регулирование, контроль, сигнализация и управление технологическими процессами. В зданиях и сооружениях котельных допускается предусматривать центральные, групповые, или местные щиты управления. Происходящие в котле, во время работы, технологические процессы характеризуются рядом параметров. Изменение одного из них, например, температуры воды, должно отражаться на всех остальных: расходе топлива, количестве воздуха и отсасываемых дымовых газов и т.д. Автоматизация котлов предусматривает осуществление заданного технологического режима без непосредственного участия человека. Система автоматического регулирования состоит из объекта регулирования и взаимодействующего с ним автоматического регулятора.

7.2 Выбор схемы автоматического контроля и регулирования водогрейного котла КВГМ-100

Основными звеньями системы автоматического регулирования (САР), кроме объекта регулирования автоматического регулятора, являются:

– усилитель – устройство усиления сигнала за счет дополнительного источника энергии;

– исполнительный механизм – устройство, взаимодействующее на регулируемый объект;

– чувствительный элемент, реагирующий на отклонение регулируемого параметра (датчика);

– задающее устройство – механизм ручной или автоматической настройки заданного значения или программное устройство;

– преобразователь – исполнительный орган, преобразующий сигнал чувствительного элемента в электрические импульсы, удобные для усиления;

– корректирующее устройство – стабилизирующие процесс регулирования воздействия на работу регуляторов: в качестве корректирующих устройств используются внутренние обратные связи и дифференцирующие элементы.

Существуют системы с регулированием по отклонению, т.е. воздействие на объект регулирования зависит от изменения регулируемого параметра.

САР по виду регулирования делятся на системы непрерывные и многопозиционные. В системах непрерывного регулирования при изменении возмущающего воздействия положение регулирующего органа изменяется плавно. В системах многопозиционных регулирующий орган всегда занимает одно из крайних положений [38].

7.3 Разработка функциональной схемы автоматического контроля и регулирования водогрейного котла КВГМ-100

Шкаф ШУК является главным шкафом управления котлом и концентратором информационного обмена между автоматизированным рабочим местом (АРМ) оператора и интеллектуальными шкафами управления горелок ШГ.

Автоматизированное рабочее место оператора водогрейного котла КВГМ-100 – это комплекс автоматики, предназначенной для управления и автоматической работы котельного агрегата.

АРМ предназначено для выполнения следующих функций:

– обеспечение дистанционного мониторинга за технологическими параметрами с сигнализацией об отклонениях контролируемых параметров от заданных значений;

– дистанционное ручное, дистанционное автоматическое или программное управление операциями, отдельными узлами или элементами технологического оборудования;

– ведение глобального архива с возможностью просмотра и распечатки значений архивируемых параметров в требуемой форме.

АРМ предназначено для визуализации технологических параметров и состояния оборудования котлов типа КВГМ-100, обеспечения дистанционного управления исполнительными механизмами и режимами работы котлов, отображения и регистрации аварийных, предупредительных и информационных сообщений, периодической регистрации параметров технологического процесса в файловых архивах на жестком диске компьютера.

При работе котла АРМ должен быть включен постоянно. Допускается только кратковременный перезапуск АРМ. К одному АРМ может быть подключено до десяти ШУК. При подключении новых ШУК необходима доработка программного обеспечения АРМ.

Структурная схема АРМ представлена на рисунке 7.1.

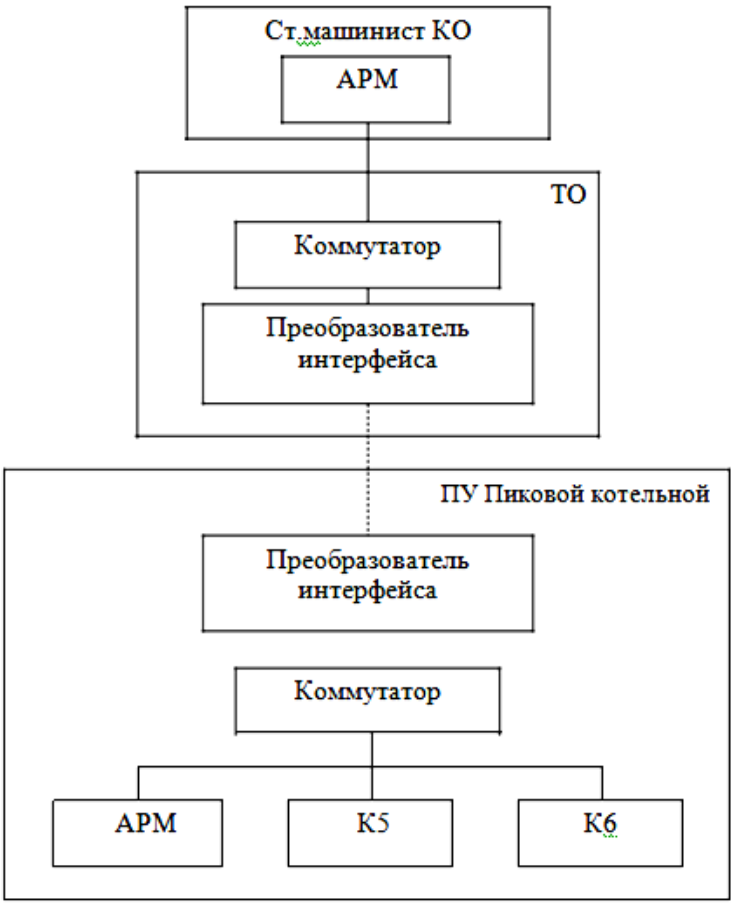


Рисунок 7.1 – Структурная схема АРМ

ШУГ будет обеспечивать необходимый информационный обмен между горелками, взаимодействие горелок, функции вентиляции топки, котловых защит, а также будет собирать и обрабатывать данные от горелок для дальнейшей передачи на АРМ.

В состав ШУК входят следующие элементы:

– блок управления – 2 процессора;

– комплект мезонинов ввода/вывода;

– блоки питания. От них осуществляется резервированное питание контроллера, дискретных входов, части аналоговых датчиков.

– стационарный пульт управления.

Система будет реализовывать следующие функции:

– сбор и обработка информации технологических параметров и положения арматуры;

– дистанционное управление электрифицированной арматурой котла;

– автоматическое регулирование параметров работы котла;

–логическое управление арматурой блоков газооборудования горелок;

– технологических защит, действующих на останов котла;

– локальных технологических защит и блокировок.

Предусмотрен контроль содержания кислорода в уходящих газах, температуры воздуха и дымовых газов по газовоздушному тракту котла.

Контроль факела каждой горелки выполнении приборами селективного контроля пламени.

Для управления арматурой блоков газооборудования система обеспечивает выдачу сигналов на переключение клапанов, управление запальниками и исполнительными механизмами регуляторов по командам с дистанционных пультов управления.

Регулирование нагрузки котла выполняется по сигналу температуры сетевой воды на выходе из котла с воздействием на регулирующую газовую заслонку горелки, выбранной ведущей. Регулирующие газовые заслонки остальных горелок отслеживают положение ведущей горелки. Алгоритм регулятора реализован в шкафу ШУК.

Регулирование давление воздуха перед котлом выполняется по сигналу давления воздуха после дутьевых вентиляторов, алгоритм которых реализован в шкафу ШУК.

Регулирование разрежения в топке выполняется по сигналу датчика разрежения в топке котла с воздействием направляющего аппарата дымососа. Регулирование соотношения «газ-воздух» горелок выполняется по сигналам давления газа и воздуха перед горелкой с воздействием на шибер воздуха данной горелки. Регулирование давления газа перед котлом выполняется по сигналу давления газа перед блоками газооборудования. Регулятор реализован в шкафу ШУК. Он воздействует на регулирующую заслонку на газопроводе к котлу.

Логическое управление арматурой горелок котла, запальными устройствами и шиберами воздуха горелок реализовано по «жесткой программе» обеспечивающей проведение проверки плотности арматуры горелок перед розжигом, безопасный розжиг горелок и и вывод их на работу на минимальной мощности, отключение горелки, выполнение локальных защит и блокировок при розжиге горелки.

В шкафу ШУК реализованы следующие технологические защиты, действующие на останов котла:

– понижение давления воды на выходе из котла;
– повышение давления воды на выходе из котла;
– повышение температуры воды на выходе из котла;
– понижение расхода воды через котел;
– понижение разрежения в топке;
– отключение двух дутьевых вентиляторов;
– отключение дымососа;
– повышение давления газа перед котлом;
– понижение давления газа перед котлом;
– погасание факела всех горелок.

В системе управления реализованы следующие локальные защиты и блокировки:

– понижение давления газа перед горелкой;
– понижение давления воздуха перед горелкой;
– погасание факела горелки при растопке на газе;

– запрет открытия задвижки на газопроводе к котлу при незакрытом положении всех ПЗК газа горелок;

– разрешение открытие ПЗК-1 горелки после проведения опрессовки;

– запрет открытия ПЗК-2 горелки без факела запальника;

– открытие клапана свечи безопасности при закрытии ПЗК-1 данной горелки;

– закрытие клапана свечи безопасности при открытии ПЗК-1 данной горелки;

– закрытие ПЗК-2 при закрытии шибера воздуха этой горелки.

АРМ размещается в операторской на пульте оператора. Новые шкафы горелок ШГ, стенды датчиков предполагается разместить по месту у котла, шкафы ШУК – на щите управления.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

8.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

В выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция водогрейного котла КВГМ-100, установленного в пиковой водогрейной котельной Челябинской ТЭЦ-1. Необходимость реконструкции котельного агрегата обусловлена приведением системы газораспределения в соответствие с ПБ 12-259-03 «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления». Усовершенствование системы газораспределения и технологических защит в водогрейном котле КВГМ-100 будет способствовать более экономичному расходованию энергоресурсов путем использования современной автоматизированной системы.

Систему управления котлом предлагается реализовать на базе шкафов управления горелок (ШГ) и центрального шкафа управления (ШУК). Шкаф ШУК является главным шкафом управления котлом и концентратором информационного обмена между автоматизированным рабочим местом (АРМ) оператора и интеллектуальными шкафами управления горелок ШГ.

Опасные и вредные производственные факторы рабочей среды и трудового процесса (ОиВФ и ТП) делятся на физические, химические, биологические и психофизические. В ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. «Опасные и вредные производственные факторы» приводится классификация ОиВФ и ТП.

В зоне обслуживания водогрейных котлов имеют место:

Физические факторы:

–параметры микроклимата: температура, влажность, скорость движения воздуха, тепловое излучение от горячих поверхностей;

– повышенный уровень постоянного шума;

– повышенный уровень вибрации в котельном зале;

– инфразвук;

– освещение.

Химические факторы: топливо котельной – природный газ и его продукты сгорания: углекислый газ, оксиды азота, оксиды углерода, бензапирен, летучие органические соединения

Факторы трудового процесса:

Тяжесть труда – характеристика трудового процесса, отражающая преимущественно нагрузки на опорно-двигательный аппарат и функциональные системы организма.

Тяжесть труда характеризуется:

– физической динамической нагрузкой;

– массой поднимаемого и перемещаемого груза.

Напряженность труда – нагрузка преимущественно на центральную нервную систему, органы чувств, эмоциональную сферу работника.

К факторам, характеризующими напряженность труда, относятся: интеллектуальные, сенсорные, эмоциональные нагрузки, степень монотонности нагрузок, режим работы.

Травмоопасные факторы:

– возможность поражения теплоносителем с высокой температурой;

– тепловое излучение от горячих поверхностей трубопроводов и котлов;

– острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования;

– повышенное давление теплоносителя;

– разностное расположение оборудования;

– движущиеся и вращающиеся части механизмов могут вызвать механическое повреждение тела человека при попадании частей тела в поле действия этих частей механизмов;

– возможность поражения электрическим током.

Аварийно возможные ситуации:

– утечка топлива;

– пожар;

– разрыв трубопровода вследствие повышения давления, образования свищей.

– аварии вследствие разрушения, повреждения и выхода из строя оборудования;

– халатности обслуживающего персонала;

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

8.2.1 Воздух рабочей зоны

Воздух рабочей зоны оценивается по метеорологическим и атмосферным условиям на рабочих местах, а именно параметрами микроклимата (температуры воздуха, относительной влажности, скорости движения воздуха, теплового облучения) и составом воздуха, которые определяется спецификой производственной среды.

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

ГОСТ 12.1.005-88(1999) ССБТ – Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

Микроклимат

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются:

– температура воздуха;

– температура поверхностей;

– относительная влажность воздуха;

– скорость движения воздуха;

– интенсивность теплового облучения.

При благоприятных сочетаниях параметров микроклимата человек испытывает состояние теплового комфорта, при неблагоприятных – организм человека стремится сохранить постоянство температуры тела за счет терморегуляции, что может привести к ряду физиологических нарушений.

На основании ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» установлены оптимальные метеорологические условия в рабочей зоне (пространство до 2 м над уровнем пола или площадки, где находятся рабочие места в пиковой водогрейной котельной (ПВК).

В котельной требуется постоянное нахождение персонала. Работа машиниста водогрейного котла по энергозатратам организма относится к категории Iб:

Персонал находится в отдельном помещении (щитовая).

Согласно ГОСТ 12.1.005-88(1999) [4]приведем в таблице 8.1 допустимые величины показателей микроклимата для непостоянных рабочих мест.

Таблица 8.1 – Оптимальные и допустимые величины показателей микроклимата в рабочей зоне производственных помещений.

Период года	Категории работ	Температура, ^{0}C			Оптимальная влажность, %		Скорость воздуха	
		Оптимальная	Допустимая					
			Постоянное рабочее место	Временное рабочее место	Оптимальная	Допустимая, не более	Оптимальная	Допустимая, не более
Холодный	Легкая, Iб и Iа	21-23 22-24	20-24 21-25	17-25 18-26	40-60 40-60	75 75	0,1 0,1	0,2 0,1
	Средней тяжести-IIб	17 -19	21	23	40-60	75	0,2	0,4
Теплый	Легкая, Iб и Iа	22-24 23-25	21-28 20-28	21-30 20-30	40-60 40-60	60 55	0,2 0,1	0,1-0,3 0,1-0,2
	Средней тяжести-IIб	22 - 24	29	30	40-60	45	0,3	0,4-0,7

В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88(1999) ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» установлены ПДК:

– оксида углерода (CO): класс опасности – 4 ПДК – 20 мг/м^3;

– оксида азота (NO): класс опасности – 3 ПДК – 5 мг/м^3;

– диоксида азота (NO2): класс опасности – 3 ПДК – 2 мг/м^3;

Для защиты обслуживающего персонала от воздействия тепловой энергии тепловыделения должны быть устранены или уменьшены. Котельная является

источником избыточных выделений тепла. Температура горячих поверхностей в целях безопасности человека не должна превышать 45 °С.

Для защиты обслуживающего персонала от воздействия тепловой энергии можно выделить следующие мероприятия:

– всетепловыделенияуменьшитьпутемиспользования тепловой изоляции. В данном случае применяем минеральную вату;

– уплотнить арматуру, для этого необходим правильный расчет всего оборудования на прочность;

– осуществлять автоматический контроль за оптимальной температурой;

– рационализация режимов труда и отдыха. Это достигается сокращением продолжительности рабочей смены, ведением дополнительных перерывов, созданием условий для эффективного отдыха в помещениях с нормальными метеорологическими условиями;

– использование средств индивидуальной защиты: спецодежды, спецобуви, средств защиты рук и головных уборов.

Система вентиляции обеспечивает обмен воздуха в производственных, служебных и бытовых помещениях здания ПВК для удаления избытков теплоты, влаги, вредных и других веществ с целью обеспечения допустимых метеорологических условий и чистоты воздуха, необходимых для нормальной работы персонала и оборудования. Вентиляция здания главного корпуса состоит из приточных, вытяжных, приточных естественных и вытяжных естественных систем вентиляции.

Система приточной вентиляции обеспечивает подачу и обработку (фильтрацию, охлаждение, нагрев) атмосферного воздуха в обслуживаемые помещения. Подача воздуха обеспечивается приточными вентиляторами.

Забираемый с улицы воздух фильтруется. После фильтра расположен калорифер, предназначенный для подогрева наружного воздуха в диапазоне от -34ºС до + 13ºС.

8.2.2 Световая среда

Освещение котельной и прилегающей территории находится в соответствии с действующими нормами. Все производственные, вспомогательные и бытовые помещения, проходы, проезды и некоторые другие участки территории предприятия должны освещаться. Реализовано максимальное использование естественного освещения (щита управления, экспресс-лаборатории, комнаты отдыха оперативного персонала). Гигиенические требования по освещению в производственном помещении:

– должна быть обеспечена равномерность и устойчивость уровня освещенности в помещение во избежание частой переадаптации и утомления органов зрения;

– уровень освещенности должен быть достаточным и соответствовать гигиеническим нормам;

В помещениях, где постоянно пребывает персонал, предусмотрено применение газоразрядных ламп, наружное освещение основных дорог на территории ПВК осуществляется с помощью неоновых ламп. В кабельных и теплофикационных тоннелях при установке светильников на высоте менее 2,5 м применяется освещение напряжением не выше 42 В, согласно технике безопасности.

В таблице 8.2 представлены требования к освещению промышленных предприятий.

Таблица 8.2 – Требования к освещению промышленных предприятий

Характеристика зрительнойработы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разрядзрительной работы	Подразряд зрительной работы	Искусственное освещение				Есте-ствен-ное освеще-ние		Совме-щенное освеще-ние	
				Освещенность, лк		Р	$К_П$ %	КЕО, $е_н$ %			
				Комбинированное освещение	Общее освещение			Верхнее	Боковое	Верхнее	Боковое
Высокойточ-ности	св. 0,3 до 0,5	III	–	400	200	40	10-15	–	–	3,0	1,2
Наблюдение за ходом производ-ственного процесса	–	VIII	б	нет	75	–	–	1	0,3	0,7	0,2

Освещение является одним из важнейших производственных условий работы. Через зрительный аппарат человек получает порядка 90 % информации. От освещения зависит утомление работающего, производительность труда, его безопасность. Недостаток или отсутствие освещения приводит к уменьшению работоспособности, сонливости, потере зрения и к травмированию персонала.

Для освещения оборудования в ночное время, а также в местах, которые по технологическим причинам не освещаются естественным освещением, запланировано искусственное освещение. Нормы освещенности рабочих мест регламентируются СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*» [19]

При установлении нормы освещенности необходимо учитывать: размер объекта различения (установлено восемь разрядов от 1 до VIII), контраст объекта с фоном и характер фона. На основании этих данных по таблицам СНиП 23-05-95* определяется норма освещенности VIII – общее наблюдение за ходом производственного процесса: периодическое при периодическом пребывании людей в помещении.

Для освещения производственных помещений используются светильники, представляющие собой совокупность источника и арматуры.

Назначением арматуры является перераспределение светового потока, защита работающих от ослепленности, а источника от загрязнения. Основными характеристиками арматуры являются: кривая распределения силы света, защитный угол и коэффициент полезного действия. В зависимости от светового потока, излучаемого светильником в нижнюю полусферу, различают светильники: прямого света (п), у которых световой поток, направленный в нижнюю сферу, составляет более 80%; преимущественно прямого света (Н) 60-80%; рассеянного света (Р) 40-60%; преимущественно отраженного света (В) 20-40%; отраженного света (О) менее 20 %.

Аварийное освещение предусматривает автоматическое резервирование питания от аккумуляторных батарей, оно обеспечивает действия персонала по ликвидации последствий аварий.

Аварийным освещением оборудованы следующие места:

– проходы (не более 25% нормируемой освещенности);

– водоуказательные и измерительные приборы;

– тепловые щиты и пульты управления;

– трубопроводы и паропроводы;

– запорная и регулирующая арматура.

Кроме комбинированного и аварийного освещения предусмотрено также дежурное, охранное и специальное во взрывозащищенном исполнении освещение. По СП 52.13330.2016[19] разряд зрительных работ персонала ПВК - III. При системе общего освещения норма 300-500 лк, коэффициент пульсации$K_п$ = 10 –15 %.

8.2.3 Виброакустические факторы

Вибрация

В ПВК установлено много оборудования, эксплуатация которого сопровождается вибрацией. Источником вибрации являются: горелки котлов, насосы, компрессоры, вентиляторы с приводом от электродвигателя и прочее оборудование, совершающее движение.

Нормативной документацией, характеризующей виброакустические факторы, является ГОСТ 12.1.012-2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования», СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий».

Длительное воздействие вибрации приводит к различным нарушениям здоровья человека. Вибрация оказывает неблагоприятное воздействие на нервную систему человека, наступают изменения в сердечно-сосудистой системе, вестибулярном аппарате, нарушается обмен веществ, в особых случаях разрыв тканей, сотрясение мозга. Наиболее опасны вибрации с частотами колебаний человеческого тела, они могут вызвать резонансные явления в организме. Собственные частоты колебаний тела в положении лежа составляют 3–6 Гц, стоя — 5–12 Гц, грудной клетки — 5– 8 Гц.

По способу передачи на человека различают:

– общую вибрацию, передающуюся через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека;

– локальную вибрацию, передающуюся через руки человека.

Общая вибрация 3 категории – технологическая вибрация, воздействующая на человека на рабочих местах стационарных машин или передающаяся на рабочие места, не имеющие источников вибрации:

а) на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятий;

б) на рабочих местах на складах, в столовых, бытовых, дежурных и других производственных помещений, где нет машин, генерирующих вибрацию;

в) на рабочих местах в помещениях заводоуправления, конструкторских бюро, лабораторий, учебных пунктов, вычислительных центров, здравпунктов, конторских помещениях, рабочих комнатах и других помещениях для работников умственного труда;

Вибрационная безопасность обеспечивается:

1. Системой технических, технологических и организационных решений и мероприятий по созданию машин и оборудования с низкой вибрационной активностью; системой проектных и технологических решений производственных процессов и элементов производственной среды, снижающих вибрационную нагрузку на машиниста котлов;

2. Системой организации труда и профилактических мероприятий на предприятиях, ослабляющих неблагоприятное воздействие вибрации на человека.

Предусматриваются следующие мероприятия по ограничению вибрации и снижению ее уровня:

1. Вибропоглощение – уменьшение вибрации силами трения

2. Виброгашение – осуществляется за счет преодоления инерционного или упругого сопротивления.

3. Уменьшение возбуждающих вибрацию сил в самом ее источнике.

4. Виброизоляция – осуществляется виброизоляторами с большим внутренним трением, установленные на пути распространении вибрации.

Все агрегаты установлены на самостоятельном фундаменте, виброизолированном от пола и конструкции здания, либо на специальных амортизаторах. Также между фундаментом здания и грунтом имеется промежуток, толщиной не менее 80 мм, заполненный вибропоглощающим материалом.

Котельное и вспомогательное оборудование размещены с учетом создания минимальных уровней вибрации на рабочих местах. Опоры трубопроводов выполнены гибкими, с пружинами. Все агрегаты установлены на самостоятельном фундаменте, виброизолированном от пола и конструкции здания, либо на специальных амортизаторах в виде стальных пружин или упругих прокладок из резины. Между стенами несущих блоков и каркасом здания также установлены демпфирующие прокладки. Чтобы исключить передачу вибрации через грунт между фундаментом здания и грунтом выполнен акустический разрыв, то есть промежуток не менее 70мм, заполненный вибропоглощающим материалом.

Производственный шум

Источником механического шума в котельном цехе являются насосы, дымососы, вентиляторы с приводом от электродвигателя, и горелки котельных агрегатов. Шум электрических машин образуется при одновременном действии следующих составляющих шумов: магнитный, то есть колебания ротора и статора под действием магнитных сил; аэродинамический – вращение ротора и движение воздушных потоков; механический – вибрация деталей и узлов машины. В трубопроводах и насосах может возникнуть кавитация. Кавитационный шум проявляется даже на ранней стадии кавитации. В воздуходувных аппаратах и горелках главной составляющей шума является аэродинамический шум, связанный с турбулентным течением газа или воздуха.

Шум ухудшает точность выполнения работ, затрудняет прием и восприятие информации, способствует быстрой утомляемости, что ведет к снижению производительности труда.

Повышенный уровень производственного шума на рабочем месте оказывает вредное воздействие на организм человека: снижается острота слуха, зрения, нарушается нормальная деятельность сердечно-сосудистой системы. Сильный производственный шум может быть причиной функциональных изменений нервной, кровеносной, а также пищеварительной систем организма человека.

СогласноГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования к безопасности» [2], предельно допустимый уровень шума определяется в зависимости от рабочего места и вида трудовой деятельности. Дляоператорской котельной допустимый уровень шума составляет – 65 дБА. Допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот и уровни звука приведены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Допустимые уровни звукового давления

Уровни звукового давления, дБ, в составных полосах со средне-геометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, ДБА
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
96	83	74	68	63	60	57	55	54	65

Средства коллективной защиты по отношению к источнику возбуждения шума, снижающие шум на пути его распространения реализуется в применении кожухов на источниках шума. Чтобы ослабить проникающий шум, применяют звукоизолирующие преграды. Чем жестче, массивнее преграда тем труднее привести ее в колебание и тем лучше она изолирует звук. В качестве таких поверхностей используется стальные листы толщиной 0,7-2,0 мм с покрытием из вибродемпфирующей мастики ВД-17-58, снижающие уровень шума с частотной октавой от 63 до 8000 Гц на 20-45 дБ. стекло толщиной 4 мм ослабляет шум на 28 дБ.

Ослабление звука преградой значительно повышается, если ее выполнить из двух или болле слоев с воздушными промежутками или просдлойками войлока, ваты, поглощающими звук. Слои преграды выполняются жесткими, но не связанными между собой. Пористые материалы – войлок, вата, пемза, ткань, пористая штукатурка и керамика значительно ослабляют силу звука, в особенности высоких тонов при частотах выше 500 Гц.

Для ослабления низкочастотных шумов применяют гибкие панельные коструктции (из фанеры, ткани). При совпадении частот собственных колебаний панели и звуковой волны, т.е. в резонанс, происходит наибольшая потеря звуковой энергии на механические колебания панели. Для этой цели используют перфирированные панели – облицовки. отверстия являются резонаторами.Перфорированнные панели с отверстиями Ø 5-8 мм располагаются на расстоянии 80 – 100 мм стены. Шум оценивают по частотной характеристике, обеспечивающей согласование звуков различных уровней и частот с субъективными ощущениями.

Для уменьшения шума в трубопроводах и арматуре скорость воды принимается в пределах величины, при которой вибрация не будет создавать не допустимых шумовых явлений.

Допустимые уровни шума для трудовой деятельности машинистов-обходчиков и машинистов котлов с учетом степени напряженности их труда сведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Уровни шума для различных видов трудовой деятельности с учетом степени напряженности труда

Вид трудовой деятельности	Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
Умственная работа, по точному графику с инструкцией (операторская), точная категория зрительных работ	65
Физическая работа, связанная с точностью, сосредоточенностью или периодическим слуховым контролем	80

Вследствие невозможности установки звукоизолирующих перегородок, экранов для людей, которые в силу технологического процесса находятся в цехе, рекомендуется использовать средства индивидуальной защиты: противошумные вкладыши (беруши).

Учитывая необходимость создания комфортных условий труда для персонала щита управления, последние вынесены в отдельные помещения (будки с двойным остеклением для машинистов котлов). Это позволяет обеспечить аэрацию и звукоизоляцию помещений щитов управления, а также избежать влияние на показания приборов.

8.2.4 Инфразвук

Инфразвук предусматривает собой механические колебания упругой среды, имеющие одинаковую с шумом физическую природу, частотой до 20Гц.

Воздухом такие колебания поглощаются слабо, и поэтому способны передаваться на большие расстояния.

В производственных условий инфразвук образуется главным образом от вибрации работающих тихоходных машин и механизмов, детали которых совершают вращательные движения. Особо неблагоприятно воздействует на человека инфразвук частотой 2 – 15 Гц.

В соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.583-96 «Инфразвук на рабочих местах, в жилых и общественных помещениях и на территории жилой застройки»[17] уровень инфразвукового давления не должен превышать 100 дБ.

8.2.5 Тяжесть и напряженность трудового процесса

Монотонная работа отрицательно сказывается на эффективности производства: ухудшаются экономические показатели, повышаются травматизм и аварийность.

При длительной работе, требующей эмоционального напряжения, могут возникнуть заболевания сердечно-сосудистой системы.

По тяжести работ**,** работа начальника смены станции, старшего машиниста энергоблока, машиниста энергоблока, инженера АСУТП и КИПиА, слесаря КИПиА, относится к группе 1 «А», 1 «Б» легкой тяжестии. Работа машинистов-обходчиков относится к группе 2 «Б» средней тяжести.

К факторам напряженности труда относятся:

– интеллектуальные нагрузки – принятие решений, выполнение задач по инструкции; восприятие сигналов с последующей коррекцией действий и операций;

– степень монотонности нагрузки – наблюдение за техпроцессом;

– режим работы (сменность работы – работа в ночную смену, продолжительность рабочей смены 12 часов).

– сенсорные нагрузки – сосредоточенное наблюдение во время смены за работой оборудования и режимами работы, наблюдение за параметрами на экране монитора и за параметрами на контрольно-измерительных приборах и автоматике;

– эмоциональные нагрузки – степень риска для собственной жизни, степень ответственности за безопасность других людей, степень ответственности за результат собственной деятельности, значимость ошибки;

8.3 Безопасность производственных процессов и оборудования

8.3.1 Электробезопасность

Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний.

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей зависит от: рода и величины напряжения и тока; частоты электрического тока; пути тока через тело человека; продолжительности воздействия электрического тока или электромагнитного поля на организм человека; условий внешней среды.

Нормы на допустимые токи и напряжения прикосновения в электроустановках должны устанавливаться в соответствии с предельно допустимыми уровнями воздействия на человека токов и напряжений прикосновения и утверждаться в установленном порядке.

Электробезопасность должна обеспечиваться: конструкцией электроустановок; техническими способами и средствами защиты; организационными и техническими мероприятиями. Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности.

Возможность поражения электрическим током возникает в результате случайного прикосновения к неизолированным токоведущим частям, находящимся под напряжением, а также в результате появления напряжения на металлических нетоковедущих частях оборудования (корпусах, кожухах, ограждениях) вследствие повреждения изоляции.

Электрический ток может поражать отдельные участки тела или весь организм в целом, вызывать ожоги, электрометаллизацию кожи, электрический удар.

Сети электроснабжения прокладываются открыто по стенам в трубе по полу. В качестве аппаратуры защиты и управления используются шкафы управления, предусмотренные комплектно с вентилятором.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства: защитные оболочки; защитные ограждения (временные или стационарные); безопасное расположение токоведущих частей; изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную); изоляцию рабочего места; малое напряжение; защитное отключение, предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться

под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы: защитное заземление; зануление; выравнивание потенциала; систему защитных проводов; защитное отключение; изоляцию нетоковедущих частей; электрическое разделение сети; малое напряжение; контроль изоляции; компенсацию токов замыкания на землю; средства индивидуальной защиты. Технические способы и средства применяют раздельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

Для помещения пиковой водогрейной котельной защита обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается в виде систем зануления и защитного заземления.

В ПВК находится электрооборудование, каждое из которых имеет свою категорию:

– 1 категория: электроника (защищенное электрооборудование, оборудование присоединенное к цепям).

– 2 категория: однофазные подключаемые нагрузки, розетки и длинные отводы.

– 3 категория: трехфазное энергосбережение, в том числе однофазные линии освещения.

– 4 категория: любые воздушные линии.

8.3.2 Пожаровзрывобезопасность

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями. Требования пожарной безопасности должны соответствовать НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» [10], а также Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 27 декабря 2018 года) [23].

Системы пожарной безопасности должны характеризоваться уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учетом всех стадий (научная разработка, проектирование, строительство, эксплуатация) жизненного цикла объектов и выполнять одну из следующих задач:

– исключать возникновение пожара;

– обеспечивать пожарную безопасность людей;

–обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей;

– обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно.

Пожаровзрывобезопасность может быть обеспечена мерами пожарной профилактики и активной пожарной защиты. Пожарная профилактика включает комплекс мероприятий, направленных на предупреждение пожара или

уменьшение его последствий. Активная пожарная защита – меры, обеспечивающие борьбу с пожарами или взрывоопасной ситуацией. Мероприятия по пожарной профилактике разделяются на:

– организационные;
– технические;
– режимные;
– эксплуатационные

Система предотвращения пожара направлена на исключение возможности возникновения пожара и представляет собой систему мер по предотвращению образования горючей среды и предотвращение образования в горючей среде источников зажигания.

Организационные мероприятия предусматривают правильную эксплуатацию машин и внурицехового транспорта, правильное содержание зданий, территории, противопожарный инструктаж рабочих и служащих, организацию пожарно – технических комиссий, издание приказов по вопросам усиления пожарной безопасности и т.д.

К техническим мероприятиям относятся, соблюдение противопожарных правил, норм проектирования, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения, правильное размещение оборудования.

Мероприятия режимного характера – это запрещение курения в не установленных местах,производства сварочных и других огневых работ в пожароопасных помещениях и т.д.

Эксплуатационными мероприятиями являются своевременные профилактические осмотры, ремонты и испытания технологического оборудования.

Согласно НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» котельная относится по степени пожарной опасности к категории «Г», по степени огнестойкости является объектом второй степени, класс пожароопасности П-1А.

Возможными источниками пожара в котельной является система топливоподачи котла. Агентом в системе топливоподачи котла является природный газ.

Утечки газа могут приводить к общему отравлению организма, вызывать удушье. Кроме того, в определенных концентрациях газо-воздушная смесь является взрывоопасной.

Темпрературы, скорости газов и жидкостей выбраны исходя из требований технологического процесса, в местах соприкосновения металлических частей электрических машин с фундаментом установлены диэлектрические прокладки.

Изоляцию токоведущих частей выбирают с повышеннной стойкостью против сырости и химических взаимодействий. вращающиеся части, которые могут вызвать искрение при случайном задевании за другие части, изготавливают из цветного металла, либо защищают взрывопроницаемой оболочкой.

Включатели, нормально искрящие по условиям работы, удаляют от мест скопления горючих материалов или выносят за пределы помещений. Силовое электрооборудование, приборы, аппараты и прводки защищают от химических

воздействий, а также сырости. Приборы выбирают в пыленепроницаемом исполнении, электропроводки выполняются защищенными проводами типа ВРГ или СРГ в трубах.

Газопроводы оборудуют водяными затворами или пламяпреградителями для защиты от попадания взрывной волны или пламени со стороны сети потребления, а также от проникновения кислорода.

Помещения котельной построено таким образом, чтобы ограничить распространение огня во время взрыва или пожара и уменьшить их разрушительные последствия. Для этого устанавливают прочные массивные стены из несгораемых материалов в тех напрвлениях, в которых взрыв или пожар приведет к наиболее разрушительным последствиям.

Важную роль в пожарной безопасности помещения котельной имеютэваукуационные и аварийные выходы. Выходы являются эвакуационными, если они ведут:

а) из помещений первого этажа наружу: непосредственно; через коридор; через лестничную клетку; через коридор и лестничную клетку;

б) из помещений любого этажа, кроме первого: непосредственно в лестничную клетку; в коридор, ведущий непосредственно в лестничную клетку или на лестницу; в холл (фойе), имеющий выход непосредственно в лестничную клетку;

в) в соседнее помещениена том же этаже, обеспеченное выходами, указанными в а и б.

Выходы не являются эвакуационными, если в их проемах установлены раздвижные и подъемно-опускные двери и ворота, ворота для железнодорожного подвижного состава, вращающиеся двери и турникеты.

В котельной имеется два эвакуационных выхода, которые располагаются рассредоточено.Каждый из выходов обеспечивает безопасную эвакуацию всех людей, находящихся в помещении, на этаже или в здании. Двери эвакуационных выходов и другие двери на путях эвакуации должны открываться по направлению выхода из здания и не должны иметь запоров, препятствующих их свободному открыванию изнутри без ключа.

Выходы, не отвечающие требованиям, предъявляемым к эвакуационным выходам, рассматриваются как аварийные и предусматриваются для повышения безопасности людей при пожаре. Аварийные выходы не учитываются при эвакуации в случае пожара. К аварийным выходам относятся:

а) выход на открытый балкон или лоджию с глухим простенком не менее 1,2 м от торца балкона (лоджии) до оконного проема (остекленной двери) или не менее 1,6 м между остекленными проемами, выходящими на балкон (лоджию);

б) выход на открытый переход шириной не менее 0,6 м, ведущий в смежную секцию здания класса Ф1.3 или в смежный пожарный отсек через воздушную зону;

в) выход на балкон или лоджию, оборудованные наружной лестницей, поэтажно соединяющей балконы или лоджии;

г) выход непосредственно наружу из помещений с отметкой чистого пола не

ниже -4,5 м и не выше + 5,0 м через окно или дверь с размерами не менее 0,75х1,5 м, а также через люк размерами не менее 0,6х0,8 м; при этом выход через приямок должен быть оборудован лестницей в приямке, а выход через люклестницей в помещении; уклон этих лестниц не нормируется;

д) выход на кровлю здания I, II и III степеней огнестойкости классов С0 и С1 через окно, дверь или люк с размерами и лестницей по «г».

В качестве аварийных выходов в ПВК будем считать выходы через окна.

Применение сигнальных цветов и знаков пожарной безопасности обязательно для организаций независимо от их ведомственной принадлежности и форм собственности на всей территории Российской Федерации. В качестве сигнальных цветов используются красный, желтый, синий и зеленый, для усиления зрительного восприятия которых должны применяться контрастные цвета – черный и белый. Красный сигнальный цвет применяют для: обозначения различных видов пожарной техники и ее элементов; обозначения знаков пожарной безопасности, содержащих информацию о месте нахождения средств пожаротушения, спасания людей при пожаре, включения установок (систем) пожарной автоматики и т.п., а также мест нахождения водоисточников; окантовки пожарных щитов белого цвета, нанесенного непосредственно на вертикальную конструкцию (стену) с устройствами для крепления пожарного инвентаря, обозначения участков (зон), которые запрещается чем-либо загромождать. Обозначение выполняется окантовкой границ таких участков (зон) или заполнением соответствующих площадей этих участков (зон) наклонными под углом 45-60° полосами красного сигнального цвета шириной от 50 до 200 мм.

Желтый сигнальный цвет применяют для фона знаков треугольной формы "Внимание! Будь осторожен!" в целях предупреждения возникновения пожара.

Зеленый сигнальный цвет используют для: фона знаков, имеющих форму квадрата или прямоугольника, используемых для обозначения путей эвакуации и эвакуационных выходов; обозначения выходов на световых табло с белой надписью "Выход" или светильников.

Для предупреждения образования взрывоопасных газовоздушных смесей большое значение имеет контроль воздушной среды производственного помещения. Наиболее прогрессивен контроль воздушной среды производственных помещений автоматическими сигнализаторами до взрывных концентраций. При включении предупредительной сигнализации и аварийной вентиляции предусматривается автоматическое или ручное отключение всего или части технологического оборудования.

Для тушения пожара предусмотрены следующие системы:

– система водяного пожаротушения закольцованная по цеху (пожарные гидранты);

– местные пожарные щиты, укомплектованные пожарным инвентарем(лопаты, ведра);

– углекислотные огнетушители для тушения возгорания электрооборудования.

8.4 Эргономика и производственная эстетика рабочего места

Согласно ГОСТ 12.2.049-80 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования»рабочее место должно обеспечивать возможность удобного выполнения работ. Эргономические требования к производственному оборудованию должны устанавливать его соответствие антропометрическим, физиологическим, психофизиологическим и психологическим свойствам человека и обусловленным этими свойствами гигиеническим требованиям с целью сохранения здоровья человека и достижения высокой эффективности труда. При выборе положения работающего необходимо учитывать:

– физическую тяжесть работ;

– размеры рабочей зоны и необходимость передвижения в ней работающего в процессе выполнения работ;

–технологические особенности процесса выполнения работ (требуемая точность действий, характер чередования по времени пассивного наблюдения и физических действий, необходимость ведения записей и др.).

Эргономическими аспектами проектирования рабочего места оператора котельной являются: высота рабочей поверхности, размеры пространства для ног, требования к расположению документов на рабочем столе, характеристики рабочего кресла, требования к поверхности рабочего стола, регулируемость элементов рабочего места.

В конструкцию рабочего места включено кресло и рабочий стол, а также предусмотрено в конструкции производственного оборудования пространство для размещения ног. Основным рабочим положением является положение сидя. Рабочая поза сидя вызывает минимальное утомление. Рациональная планировка рабочего места предусматривает четкий порядок и постоянство размещения предметов, средств труда и документации. То, что требуется для выполнения работ чаще, расположено в зоне легкой досягаемости рабочего пространства.

Моторное поле – пространство рабочего места, в котором могут осуществляться двигательные действия человека. При конструировании органов управления и их размещении в моторном поле рабочего места учтены следующие физиологические особенности двигательного аппарата человека:

– скорость движения рук больше при движении в направлении «к себе», меньше – при движении «от себя»;

– скорость движения правой руки больше при движении слева – направо, левой руки – справа – налево;

– линейная скорость вращательных движений рук больше скорости поступательных движений;

– скорость плавных криволинейных движений рук больше скорости прямолинейных движений рук с резким изменением направления;

–точность движения рук больше при работе в положении сидя, меньше – при работе в положении стоя;

– точность движений рук больше при небольших (до 10 Н) нагрузках;

– точность движений, совершаемых пальцами рук, больше точности движений кистью;

– наибольшая точность движений, совершаемых пальцами рук, достигается в горизонтальной плоскости при положении рук, согнутых в локтевом суставе на 50 – 60° и в плечевом суставе на 30 – 40°;

Моторное поле оператора котельной можно условно разделить на зоны досягаемости, в которых рационально можно разместить предметы, необходимые для осуществления рабочего процесса. Разделение рабочего стола оператора на зоны представлено на рисунке 8.1.

На рабочем месте оператора котельной в обязательном порядке имеется телефон, для оперативного взаимодействия с диспетчерской службой; а также на столе лежат журналы учёта показаний оборудования, и система сигнализации – сигнальная кнопка и датчики контроля за параметрами. Расположение этих предметов учитывают физиологические особенности двигательного аппарата человека. Так, телефон находится с правой стороны от оператора в зонеа), т е на расстоянии вытянутой руки работающего, чтобы можно было оперативно отвечать на звонки, не вставая при этом с места. Телефон также не может и находится в зоне г), предназначенной для журналов учета, документов, чтобы не мешать рабочему процессу. Сигнальная кнопка и датчики параметров располагается со стороны левой руки оператора. Её положение таково, что она не попадает в зоны досягаемости во избежание случайного нажатия, но находится в зоне видимости. Места возможных контактов органов управления с руками работающего выполнены из нетоксичных и электроизоляционных материалов. Форма и размеры приводных элементов органов управления обеспечивают надежный захват их руками. Для обозначения функционального назначения органов управления применяются надписи и символы, которые расположены на элементах конструкции рабочего места в непосредственной близости от органов управления. Органы управления кодируются формой, цветом, размером.

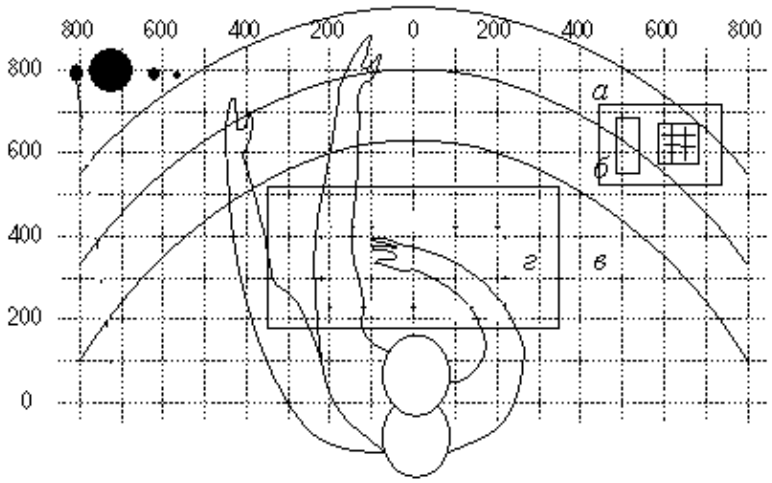


Рисунок 8.1 – Разделение моторного поля рабочего на зоны досягаемости рук в горизонтальной плоскости

Для комфортной работы стол должен удовлетворять следующим условиям:

− высота стола должна быть выбрана с учетом возможности сидеть свободно, в удобной позе, при необходимости опираясь на подлокотники;

− нижняя часть стола должна быть сконструирована так, чтобы оператор мог удобно сидеть, не был вынужден поджимать ноги;

− поверхность стола должна обладать свойствами, исключающими появление бликов в поле зрения оператора;

− конструкция стола должна предусматривать наличие выдвижных ящиков (не менее 3 для хранения документации, листингов, канцелярских принадлежностей).

− высота рабочей поверхности рекомендуется в пределах 680-760мм. Высота поверхности, на которую устанавливается клавиатура, должна быть около 650мм.

− Оптимальные размеры рабочей поверхности столешницы – 1400х1000 мм. Под столешницей рабочего стола должно быть свободное пространство для ног с размером по высоте не менее 600 мм, по ширине – 500 мм, по глубине – 650 мм.

Большое значение придается характеристикам рабочего кресла. Так, рекомендуемая высота сиденья над уровнем пола находится в пределах 420 – 550 мм. Поверхность сиденья мягкая, передний край закругленный, а угол наклона спинки – регулируемый.

Большое значение также придается правильной рабочей позе оператора. При неудобной рабочей позе могут появиться боли в мышцах, суставах и сухожилиях. Требования к рабочей позе оператора котельной видеотерминала следующие:голова не должна быть наклонена более чем на 20°,плечи должны быть расслаблены,локти - под углом 80°…100°,предплечья и кисти рук – в горизонтальномположении.

Создание благоприятных условий труда и правильное эстетическое оформление рабочих мест на производстве имеет большое значение как для облегчения труда, так и для повышения его привлекательности, положительно влияющей на производительность труда.

9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа посвящена реконструкция водогрейного котла №5КВГМ-100 Челябинской ТЭЦ-1 путем усовершенствования системы газораспределения и технологических защит. Необходимость реконструкции обусловлена приведением системы газораспределения в соответствие с требованиями ПБ 12-259-03 [11].Усовершенствование системы газораспределения и технологических защит в водогрейном котле КВГМ-100 будет способствовать более экономичному расходованию энергоресурсов путем использования современной автоматизированной системы.

Для принятия решения по реконструкции необходимо провести оценочные расчеты данного проекта по внедрению представленных в ВКР предложений. Раздел «Экономика и управление» и необходим для проведения экономического обоснования реконструкции котла, выявления стоимостных и качественных показателей предлагаемого решения. Эти расчеты и будут приведены ниже. При реконструкции технологического оборудования расчет экономической эффективности проводится методом срока окупаемости.

9.1 Технико-экономический расчет реконструкции водогрейного котла ВК №5 КВГМ-100 АО «Фортум» филиал «Челябинская ТЭЦ-1

В данном подразделе выпускной квалификационной работе определим капитальные затраты на реконструкцию, рассчитаем текущие затраты до и после проведения реконструкции котла КВГМ-100 и вычислим срок окупаемости предлагаемого решения.

9.1.1Расчет капитальных затрат

Перечень капитальных затрат представим в таблице 9.1. Эти данные взяты в проектно-сметном отделе ТЭЦ-1 города Челябинска. Сведем их в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Смета капитальных затрат по проекту, тыс. руб.

Наименование	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Стоимость разработки проекта	300,00
Демонтажные работы	200,00
Стоимость оборудования и материалов, всего в т.ч.:	3 630,00
– приборы автоматизации	750,00
– газопроводы и арматура	480,00
– газовый блок БГ8.00 ЗАО НПО «Амакс» 3 шт.	900,00

Окончание таблицы 9.1

1	2
– автоматизированное рабочее место (АРМ)	1 500,00
Стоимость транспортировки	50,00
Строительно-монтажные работы	900,00
Пуско-наладочные работы	300,00
Итого:	5 380,00

9.1.2 Расчет текущих затрат

Рассмотрим два варианта расчета затрат на эксплуатацию водогрейного котла КВГМ-100:

– первый вариант – расчет затрат без проведения реконструкции

– второй вариант – расчет затрат с учетом проведения реконструкции

Вариант1: Расчет текущих затрат без проведения реконструкции

Расходы на эксплуатацию котла разделяются на постоянные, не зависящие от выработки тепла, и переменные, изменяющиеся прямо пропорционально производительности котла. Расходы на эксплуатацию котла определяются по формуле (9.1):

$$C_к = C_{пост} + C_{пер}, \quad (9.1)$$

где $C_{пост}$ – постоянные, тыс.руб./год;

$C_{пер}$ – переменные расходы, тыс.руб./год.

Постоянные расходы на эксплуатацию определяются по формуле (9.3):

$$И_{пост} = И_{ЗП} + И_а + И_{тр} + И_{проч}, \quad (9.3)$$

где $И_{ЗП}$ – годовые затраты на заработную плату с начислениями, тыс.руб./год;

$И_{тр}$ – отчисления на текущий ремонт, тыс.руб./год;

$И_а$ – амортизационные отчисления, тыс.руб./год;

$И_{проч}$–прочие расходы, тыс.руб./год.

Переменные расходы на эксплуатацию по формуле (9.4)

$$И_{пер} = И_Т + И_Э + И_В \quad (9.4)$$

где $И_Т$ – затраты на топливо, тыс.руб./год;

$И_Э$ – затраты на электроэнергию, тыс.руб./год;

$И_В$ – затраты на воду, тыс.руб./год.

Определим стоимость текущих затрат при эксплуатации котла КВГМ-100 без проведения реконструкции путем усовершенствования системы газораспределения и технологических защит.

Расходы на заработную плату эксплуатационного персонала определяют по штатному расписанию. До реконструкции работу котла обслуживало 10человек. Расходы на заработную плату по данным бухгалтерии ТЭЦ-1 АО «Фортум»составили $И_З$= 4092,00 тыс. руб./год.

Отчисления на социальное страхование определяем по формуле (9.5):

$$И_с=0,26 \cdot И_З \tag{9.5}$$

$$И_с=0,26 \cdot 4092,00=1063,92 \text{ тыс. руб./год.}$$

Заработная плата с отчислениями определяется по формуле (9.6):

$$И_{ЗП} = И_З + И_с \tag{9.6}$$

$$И_{ЗП} = 4092,00 + 1063,92 = 5155,92 \text{ тыс.руб./год.}$$

Отчисления на амортизацию определяются по формуле (9.7):

$$И_а = К_{оборуд} \cdot Н_а \tag{9.7}$$

где $Н_а$ – средняя норма амортизации оборудования $Н_а$=7%;

$К_{оборуд}$– стоимость оборудования по данным сметного отделаЧТЭЦ-1,$К_{оборуд}$ = 450 тыс. руб.

$$И_а = 450 \cdot 0,07 = 31,50 \text{ тыс.руб./год.}$$

Расходы на текущий ремонт (15% от амортизационных отчислений) определим по формуле (9.8):

$$И_{тр}=0,15 \cdot И_а , \tag{9.8}$$

$$И_{тр}=0,15 \cdot 31,50=4,73 \text{ тыс. руб./год.}$$

Прочие расходы (10% от суммы $И_{ЗП}$, $И_а$, $И_{тр}$) определим по формуле (9.9):

$$И_{проч} =0,1 \cdot (И_{ЗП} +И_а+ И_{тр}) \tag{9.9}$$

$$И_{проч}=0,1 \cdot (5155,92+31,50+4,73)=519,21 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$И_{пост}=5155,92+31,50+4,73+519,21=5711,36 \text{ тыс.руб./год.}$$

Затраты на топливо определим по формуле (9.10)

$$И_Т = Q \cdot B_Т \quad (9.10)$$

где Q – расход газа в год, который в 2019 году составил Q= 30 536891 м^{3}по данным ПАО « Фортум»;

$B_т$ =2,01 – стоимость топлива в рублях за м^3 газа. [49].

$$И_T = 30\ 536\ 891 \cdot 2,01 = 61\ 379,15 \text{ руб./год.}$$

Стоимость электроэнергии принимают по действующим тарифам, которые устанавливаются для каждой системы, определяем по формуле (9.11):

$$И_Э = Э_{сн} \cdot B_э, \quad (9.11)$$

где $B_э$ – стоимость электроэнергии в руб./кВт. ч, $B_э$ =2 руб./кВт · ч [49].

$Э_{сн}$ – потребление электроэнергии котлом, которое составляло 6 240 331 кВт· ч.

Расход электроэнергии до реконструкции:

$$И_Э= 6\ 240\ 331 \cdot 2 = 12\ 480,66 \text{ тыс. руб./год.}$$

Затраты на воду до реконструкции котла находим по формуле (9.12):

$$И_В = Q_{вод} \cdot B_{вод}, \quad (9.12)$$

где $Q_{вод}$ – расход воды на котел, составляющий $Q_{вод}$ =212 500 м^3 /год;

$B_{вод}$ – себестоимость водопроводной и обработанной воды в руб./т. (себестоимость одного м^3 холодной воды по данным производственно-технического отдела ЧТЭЦ-1 составляет $B_{вод}$=3,80 руб./т)

$$И_В = 212\ 500 \cdot 3,8 = 807,50 \text{ тыс.руб./год.}$$

Переменные расход до реконструкции котла составят (9.4):

$$И_{пер}=61\ 379,15 + 12\ 480,66 + 807,50=74\ 667,31 \text{ тыс.руб./год.}$$

Общие эксплуатационные расходы до реконструкции котла равны (9.2):

$$И_1 =5\ 711,36 +74\ 667,31=80\ 378,67 \text{ тыс.руб./год.}$$

Вариант 2: Расчет текущих затрат после проведения реконструкции

Определим стоимость текущих затрат при эксплуатации котла КВГМ-100 после проведения реконструкции системы газораспределения и технологических защит.

После реконструкции сокращаются 4 рабочих места (4обходчика). Расходы на заработную плату после сокращения численности персонала определим по формуле (9.13):

$$И_З = \left(Ф_М - \frac{Ф_М \cdot N_{сокр}}{N_{раб}} \right) \cdot 12, \qquad (9.13)$$

где $Ф_М$– фонд заработной платы, который по данным ПАО «Фортум» составил $Ф_М$=342 тыс. руб./год.

$$И_З = \left(342 - \frac{342 \cdot 4}{10} \right) \cdot 12 = 2462,4 \text{ тыс. руб./год.}$$

Отчисления на социальное страхование определяем по формуле (9.5):

$$И_с = 0,26 \cdot 2462,4 = 640,22 \text{ тыс. руб./год.}$$

Заработная плата с начислениями определяется по формуле (9.6):

$$И_{ЗП} = 2462,4 + 640,22 = 3102,62 \text{ тыс. руб./год.}$$

Отчисления на амортизацию определяются по формуле (9.7). Стоимость оборудования при проведении реконструкции определена в таблице 9.1:

$$И_а = 3\,630 \cdot 0,07 = 254,10 \text{ тыс. руб./год.}$$

Расходы на текущий ремонт (15% от амортизационных отчислений) определим по формуле (9.8):

$$И_{тр} = 0,15 \cdot 254,10 = 38,12 \text{ тыс. руб./год.}$$

Прочие расходы (10% от суммы $И_{ЗП}$, $И_а$, $И_{тр}$) определим по формуле (9.9):

$$И_{проч} = 0,1 \cdot (3102,62 + 254,10 + 38,12) = 339,48 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$И_{пост} = 3\,102,62 + 254,10 + 38,12 + 339,48 = 3\,734,32 \text{ тыс. руб./год.}$$

После реконструкции котла экономия топлива составит 3 %, и затраты на топливо составят:

$$И_Т = (30536891 – 30536891 \cdot 0,03) \cdot 2,01 \text{ руб./м3} = 59\ 537,78 \text{ тыс. руб./год.}$$

Стоимость электроэнергии принимают по действующим тарифам, которые устанавливаются для каждой системы, определяем по формуле (9.11) Потребление электроэнергии котлом до реконструкции составляло 6240332кВт. ч. После реконструкции позволило сократить эту величину на 10 %.

Расход электроэнергии после проведения реконструкции:

$$И_Э = (6240332 – 6240332 \cdot 0,1) \cdot 2 = 11\ 232,60 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на воду после реконструкции котла находим по формуле (9.12). Расход воды на котел после реконструкции составляет $Q_{вод}$ =212 400 м^3 /год;

$$И_В = 212\ 400 \cdot 3,8 = 807,10 \text{ тыс.руб./год.}$$

Переменные расход после реконструкции котла составят (9.4):

$$И_{пер} = 59\ 537,78 + 11\ 232,60 + 807,10 = 71\ 577,48 \text{ тыс.руб./год.}$$

Общие эксплуатационные расходы после реконструкции котла равны (9.2):

$$И_2 = 3\ 734,32 + 71\ 577,48 = 75\ 311,80 \text{ тыс.руб./год.}$$

Определим себестоимость единицы вырабатываемого тепла, руб./Гкал, которая зависит от мощности котельной установки, числа часов использования оборудования в течении года, вида топлива, способа его сжигания и др. до и после реконструкции котла КВГМ-100.

Теплопроизводительность котла составляет 100 Гкал/ч. Количество часов работы котла в год n = 5000 часов. Выработка тепла определяется по формуле (9.14):

$$Q = 100 \cdot n \tag{9.14}$$

$$Q = 100 \cdot 5000 = 500000 \text{ Гкал/год.}$$

Полезный отпуск тепла потребителям составляет 92 % и определяется по формуле (9.15):

$$Q_К = 0,92 \cdot Q \tag{9.15}$$

$$Q_К = 0,92 \cdot 500000 = 460000 \text{ Гкал/год.}$$

Себестоимость 1 Гкал определяется по формуле (9.16):

$$C = \frac{И}{Q_к} \tag{9.16}$$

Тогда себестоимость одной Гкал до реконструкции:

$$C_1 = \frac{80378,67 \cdot 1000}{460000} = 174,7 \text{ руб/Гкал.}$$

Себестоимость одной Гкал после проведения реконструкции:

$$C_2 = \frac{75311,80 \cdot 1000}{460000} = 163,7 \text{ руб/Гкал.}$$

9.1.3 Расчет срока окупаемости реконструкции котла КВГМ-100

Экономическая эффективность принятых технических решений может быть определена таким показателем, как срок окупаемости. Для определения срока окупаемости – времени, в течение которого возмещаются дополнительные капитальные вложения за счет экономии на издержках производства, используют формулу 9.17:

$$T = \frac{К - К_{ликв}}{\Delta И}, \tag{9.17}$$

где *К*– капитальные затраты, тыс. руб.;

ΔИ– экономия текущих затрат, тыс. руб./год.

$К_{ликв}$ – стоимость демонтированного оборудования, определяемая как стоимость возврата лома по формуле (9.18)

$$К_{ликв} = m_л \cdot B_л, \tag{9.18}$$

где $m_л$ = масса демонтированного металла (лома), по предварительным расчетам $m_л$= 2,5 тонны;

$B_л$ = стоимость лома, по данным ОАО «Челябвтормет» $B_л$ =12,1 тыс. руб./тонну[54].

$$К_{ликв} = 2,5 \cdot 12,2 = 30,50 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем срок окупаемости проекта:

$$T = \frac{5380,00 - 30,50}{(80378,67 - 75311,80)} = 1,06 \text{ года.}$$

Годовой экономический эффект определяется по формуле (9.19):

$$Э_г = \Delta И + E_н \cdot К. \qquad (9.19)$$

где $E_н$ – нормативный коэффициент экономической эффективности единовременных (капитальных) инвестиций (вложений), для методов реконструкции и технического перевооружения $E_н$ = 0,15.

$$Э_г = (80378,67 - 75311,80) + 0,15 \cdot 5380 = 5873,87 \text{ тыс.руб/ год}$$

В данном подразделе была рассчитана экономическая эффективность проекта реконструкции водогрейного котла ВК №5 КВГМ-100 Челябинской ТЭЦ-1 путем усовершенствования системы газораспределения и технологических защит. Были определены стоимости капитальных затрат на проведение реконструкции, а также стоимости текущих затрат до и после проведения.

Полученный срок окупаемости составил 1,05 года, что не превышает 5 лет и является очень благоприятным. Основная экономия текущих затрат достигается за счет сокращения численности персонала благодаря повышению автоматизации, а также за счет экономии топлива и электроэнергии.

Была определена также себестоимость 1 МВт тепловой энергии до и после проведения реконструкции котла. Она сократилась приблизительно на 10 руб./ Гкал.

9.2 Аналитический инструментарий обоснования вариантов технических решений

9.2.1 SWOT – анализ реализации проекта реконструкции водогрейного котла ВК №5 КВГМ-100

SWOT-анализ – это определение сильных и слабых сторон предприятия, а так же возможностей и угроз, исходящих из его окружения(внешней среды):

– сильные стороны (Strengths) – преимущества предприятия;

– слабости (Weaknesses) – недостатки предприятия;

– возможности (Opportunities) – факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества предприятия на рынке;

– угрозы (Threats) – факторы, которые могут потенциально ухудшить положение предприятия на рынке.

Сравнительный анализ проекта осуществляется методом SWOT, т.е. составляют четыре матрицы, в которых приводятся сильные (S), слабые (W) стороны, возможности (O), угрозы (T) каждой культуры на предприятии (оценка внешних и внутренних факторов).

Проведем SWOT-анализ двух вариантов:

– работа котельной после реконструкции путем усовершенствования системы газораспределения и технологических защит;

–работа котельной без проведения реконструкции.

SWOT-анализ для первого варианта представлен в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – SWOT-анализ работы котельной после реконструкции

Сильные стороны (S):	**Слабые стороны (W):**
– сокращение себестоимости тепловой энергии; – упрощенный технологический процесс; – накопленный опыт в реконструкции и эксплуатации котлов; – высокий уровень автоматизации производства; – большой межремонтный период; – новое современное оборудование.	– большие капитальные вложения на реконструкцию; –сокращение обслуживающего персонала.
Возможности (O):	**Угрозы (T):**
– спрос на тепловую энергию; – применение новых технологий и оборудования, существующих на рынке; – поддержка со стороны местных властей.	– повышение цен на новые технологии; –возможные задержки с поставкой оборудования.

SWOT-анализ для второго варианта представлен в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – SWOT-анализ работы котельной без проведения реконструкции

Сильные стороны(S):	**Слабые стороны (W):**
– нет сокращения обслуживающего персонала; – опыт в эксплуатации водогрейных котельных.	– небезопасное обслуживание оборудования; – пожаро-взрывоопасность газа; – большие затраты на заработную плату персонала; – частые отказы оборудования.
Возможности (O):	**Угрозы (T):**
– устойчивый спрос на тепловую энергию.	– возможные штрафы за несоблюдение Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления; – возможные проблемы с поставкой запасных частей для устаревшего оборудования.

Вывод: реконструкция водогрейного котла ВК №5 КВГМ-100Челябинской ТЭЦ-1 путем усовершенствования системы газораспределения и технологических защит является наиболее выгодным вариантом и позволяет более эффективно использовать имеющиеся ресурсы.

9.3 Организационно-плановый инструментарий реализации проекта реконструкции водогрейного котла

9.3.1 Планирование целей предприятия в пирамиде целеполагания

Пирамида целеполагания ЧТЭЦ-1 представлена на рисунке 9.1.

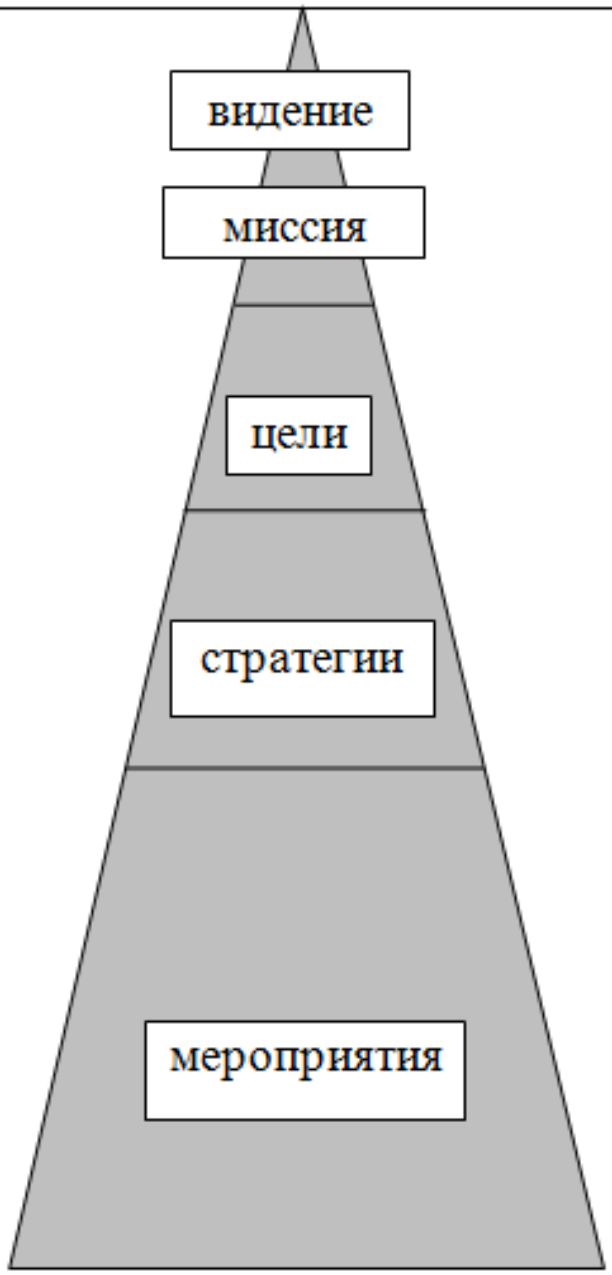
Видение – к 2025 года стать лидером по энергетической эффективности в Челябинской области **Миссия** – Надежная подача тепловой и электрической энергии городу Челябинску	
Цели: завершить реконструкцию водогрейного котла ВК №5 КВГМ-100 Челябинской ТЭЦ-1 путем усовершенствования системы газораспределения и технологических защит к 01 февраля 2021 г.	
Стратегия – это долгосрочные направления разработки и реализации плановых мероприятий, соответствующих установленным целям проектно-конструкторской работы или исследования.	
1. Установка системы автоматического управления котлом на интеллектуальных шкафов 2. Реконструкция автоматизированного рабочего места оператора 3. Реконструкция системы газораспределения котла с установкой блоков газового оборудования на каждую горелку	

Рисунок 9.1 – Модель пирамиды целеполагания ТЭЦ-1

Модель пирамиды необходима для представления последовательности и разработки целевого инструментария долгосрочного повышения энергетической эффективности по уровням управления предприятия.

Она может быть построена по логической схеме: идеальное видение будущего состояния предприятия – миссия (реальное предназначение в настоящем времени) – иерархия целей по уровням системы управления, организованная по принципу SMART – стратегии реализации целей – планы осуществления стратегий – задачи и действия. Формулировки целевых установок должны быть направлены на снижение остроты проблем, учитывать сильные стороны выбранного варианта технического решения, выявленные возможности и угрозы при его реализации.

Определение цели проекта соответствует начальной части формулировки темы по объектам: реконструкция водогрейного котла ВК №5 КВГМ-100. Определение предмета исследования (завершающая часть формулировки темы): водогрейный котел ВК №5 КВГМ-100 АО «Фортум» филиал «Челябинская ТЭЦ-1». В формулировках целей и стратегий следует использовать названия методов и выбранных технических решений. В определении видения целесообразно учесть основополагающую идею совершенствования процессов энергосбережения при использовании моделей и методов, выбранных технических решений.

9.3.2 Планирование целей проекта в дереве целей

Дерево целей проекта представляет структурную модель, показывающую связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения цель предприятия делится на проектные цели.

При построении дерева целей используются такие их свойства, как соподчиненность, развертываемость и соотносительная важность.

Соподчиненность целей обусловливается иерархическим построением производственных систем, а также наличием иерархии по времени и важности (значимости). Цели производственных подразделений определяются целями предприятия.

Развертываемость состоит в том, что каждая цель данного уровня делится на подцели более низкого уровня. Например, цели промышленного предприятия развертываются в цели цехов и других подразделений, цели цеха — в цели участков.

Соотносительная важность целей заключается в том, что цели одного и того же уровня имеют различное значение для достижения цели более высокого уровня. Это позволяет ранжировать цели по степени важности, количественно определять их соотносительную важность через коэффициент значимости.

Формулировки целей должны соответствовать принципам SMART, то есть отражать специфику темы проекта, иметь измеримость по величине, достижимость в реализации по конкретному предприятию, измеримость по времени.

Построение дерева целей начинается с формирования главной цели. Каждую цель более высокого уровня можно представить как самостоятельную систему, включающую в себя цели более низкого уровня (подцели) как ее элементы. При этом необходимо установить полный состав подцелей.

Цель второго уровня может быть расчленена на цели третьего и последующих уровней. Признаком завершения построения дерева целей является формулировка таких целей, которые дальше не расчленяются и дают конечные результаты, определенные главной целью [25].

На рисунке 9.2 представлена модель дерева целей проекта, реконструкции водогрейного котла ВК №5 КВГМ-100 Челябинской ТЭЦ-1путем усовершенствования системы газораспределения и технологических защит.

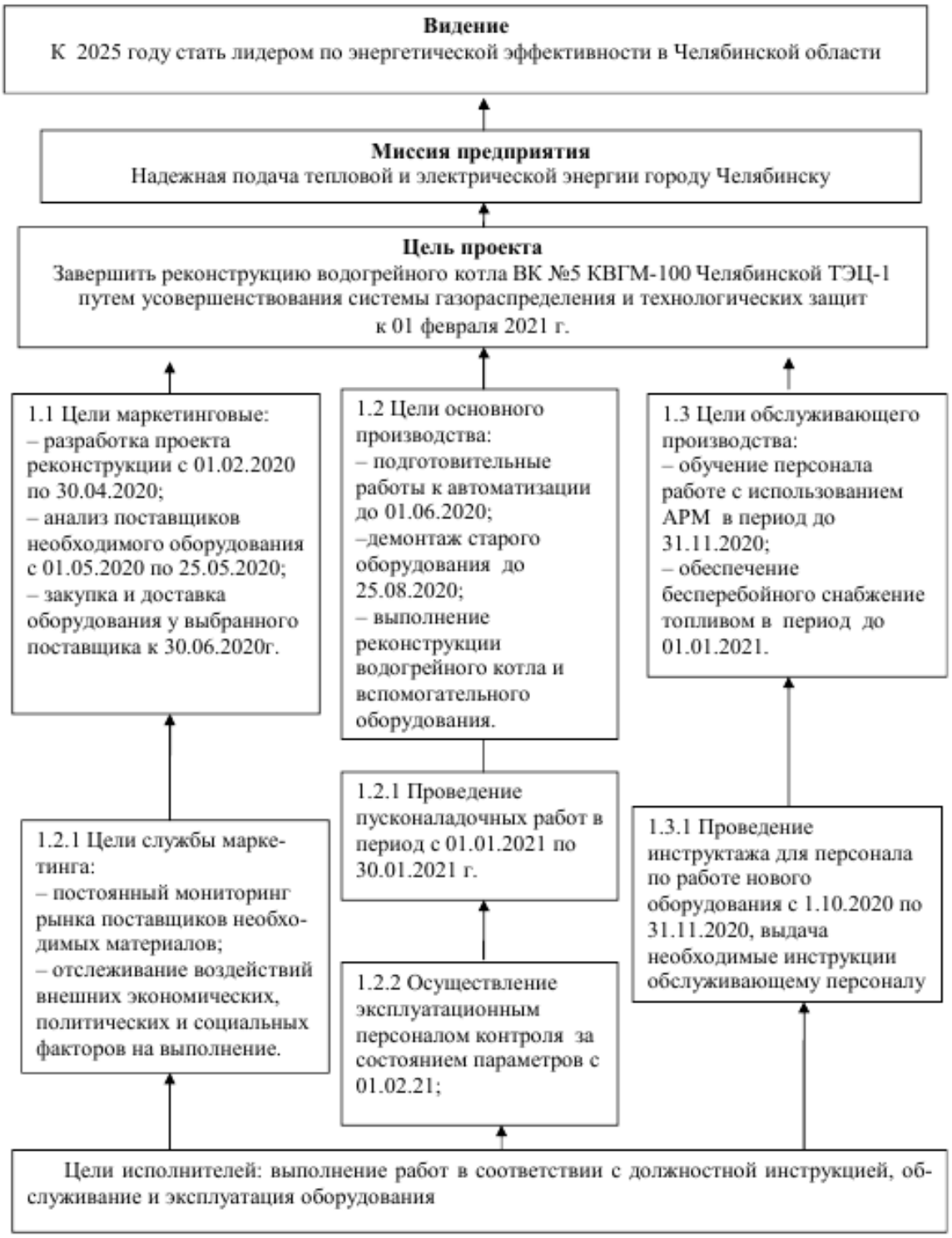


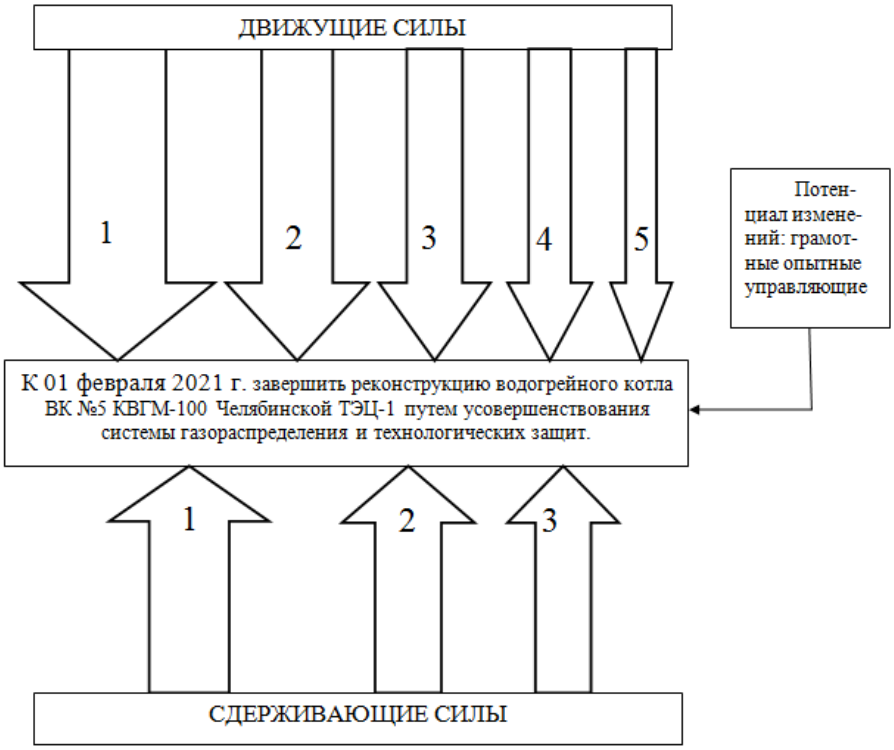
Рисунок 9.2 – Модель дерева целей проекта

9.3.3 Модель поля сил эффективности реализации проекта

Соотношение воздействия движущих сил реализации цели проекта и сдерживающих сил, этому препятствующих, необходимо показать на схеме их дисбаланса. Для этого формулируются силы как действия внешних и внутренних факторов, отдельных заинтересованных лиц, способствующие или препятствующие достижению цели проекта.

Конкретное соотношение сил характеризует дисбаланс интересов лиц, внешних и внутренних факторов, оказывающих воздействие на стабильность состояния предприятия, устойчивость и направленность его развития при реализации проекта.

Соотношение влияния движущих сил и сдерживающих сил представлено на рисунке 9.3.



Факторы движущих сил:

1. Сокращение себестоимости тепловой энергии
2. Упрощение технологического процесса
3. Необходимость приведения системы газораспределения в соответствие с требованиями ПБ 12-259-03
4. Опытный и грамотный производственный персонал
5. Наличие современного оборудования на рынке

Факторы сдерживающих сил:

1. Сокращение обслуживающего персонала
2. Сбои с поставками оборудования
3. Низкая мотивация персонала

Рисунок 9.3 – Поле сил К. Левина

Основной движущей силой для проведения реконструкции котла КВГМ-100 является сокращение себестоимости тепловой энергии, что позволит получать больше прибыли с ее продажи и быстро окупит затраты на проведение реконструкции. Влияние данной движущей силы является самым большим. Реконструкция котла КВГМ-100 приведет к упрощению технологического процесса, что имеет сильное влияние на принятие решения по реконструкции котла. Еще одной движущей силой, оказывающей среднее влияние, является необходимость приведения системы газораспределения в соответствие с требованиями ПБ 12-259-03.Несоответствие Правилам влечет за собой применение штрафных санкций к предприятию.

При рассмотрении влияния движущих сил имеет значение также наличие опытного и грамотного производственного персонала, и наличие современного конкурентоспособного российского оборудования на рынке. Данные силы оказывают слабое влияние по сравнению с вышеназванными движущими силами.

Реконструкция котла приведет к сокращению обслуживающего персонала, а, значит, часть сотрудников лишится рабочих мест – это сдерживающая сила, оказывающее большое влияние.

Сдерживающей силой можно считать возможные сбои с поставками оборудования. Данная сила имеет среднее влияние, так как сбои могут привести к увеличению планируемых сроков проведения реконструкции и простоям технологического процесса. Также сдерживающей силой со средним влиянием является низкая мотивация персонала в связи с сокращением рабочих мест.

Вывод: движущие силы в совокупности с потенциалом изменений преобладают над сдерживающими. Это значит, что проект может быть реализован в запланированный срок.

9.3.4 Ленточный график Ганта

Небольшой комплекс работ может быть показан в виде ленточного графика по этапам проектных работ. График отражает примерное распределение процессов во времени и их логическую последовательность, должен быть скорректирован и дополнен при детальной проработке проекта изменений. По этапам назначаются исполнители и ориентировочная продолжительность работ.

График Ганта позволяет:

– визуально оценить последовательность задач, их относительную длительность и протяженность проекта в целом;

– сравнить планируемый и реальный ход выполнения задач;

– детально проанализировать реальный ход выполнения задач.

На графике отображаются интервалы времени, в течение которых задача: выполнялась, была приостановлена, возвращалась на доработку и т.д.

График Ганта по реконструкции водогрейного котла ВК №5 КВГМ-100 Челябинской ТЭЦ-1путем усовершенствования системы газораспределения и технологических защит представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – План графика Ганта

Наименование работы	2020											2021
	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	январь
Разработка проекта реконструкции												
Анализ поставщиков необходимых материалов												
Закупка материалов и оборудования												
Подготовительные работы к автоматизации водогрейного котла												
Демонтаж оборудования												
Выполнение работ по реконструкции водогрейного котла и вспомогательного оборудования												
Пуско-наладочные работы												

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реконструкция котла пиковой водогрейной котельной Челябинской ТЭЦ-1 является лишь небольшим шагом предприятия на пути к внедрению ресурсосберегающих технологий. В результате выполнения выпускной квалификационной работы бакалавра была предложена реконструкция водогрейного котла ВК №5 КВГМ-100 АО «Фортум» филиал «Челябинская ТЭЦ-1» путем усовершенствования системы газораспределения и технологических защит.

Необходимость предлагаемых в работе мероприятий обусловлена приведением системы газораспределения в соответствие с требованиями ПБ 12-259-03 «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления» [11].

В век дефицита энергетических ресурсов вопросам энергосбережения уделяется особое внимание. Усовершенствование системы газораспределения и технологических защит в водогрейном котле КВГМ-100 будет способствовать более экономичному расходованию энергоресурсов путем использования современной автоматизированной системы. Эта система позволит производить:

– автоматический розжиг горелок с применением защитно-запального устройства (ЗЗУ) в соответствии с разделом 7 [11];

– управление автоматическими процессами технологическим оборудованием в обычных, промежуточных, аварийных и особых режимах работы, накопление, переработку, воспроизведение и учет данной информации обо всем имеющемся оборудовании котельной, и о происходящих процессах.

В связи с установкой нового газоиспользующего оборудования требуется изменение топливного режима ЧТЭЦ-1. В качестве топлива для котлов КВГМ-100 используется природный газ.

Систему управления котлом предлагается реализовать на базе шкафов управления горелок (ШГ) и центрального шкафа управления (ШУК).

В работе был выполнен сравнительный анализ АСУ ТП отечественных и зарубежных производителей на примере российской автоматизации «КВИНТ» и немецкой автоматики фирмы Siemens, в результате которого было выявлено, что наше оборудование автоматизации является более применяемым все программное обеспечение «КВИНТ» имеет русскоязычный интерфейс, а также не имеет проблем с изменениями, потребность в которых постоянно возникает в процессе эксплуатации. Недостатком зарубежных производителей является необходимость постоянно обращаться к производителю и услугам сторонних фирм для возможности внесения изменений и модернизации систем, что влечет за собой дополнительные финансовые вложения.

Также был произведен тепловой поверочный расчет рассматриваемого котельного агрегата, дано его описание и характеристика сжигаемого топлива. В разделе энергосбережения были рассмотрены энергосберегающие мероприятия, реализованные при разработке рассматриваемой котельной.

Научная часть ВКР была посвящена сравнению двух станций города Челябинска – ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, а также распределению тепловой и электрической

нагрузки между ними. Был проведен анализ работы, оценено количество основного оборудования. По результатам данных, представленных в таблицах, был сделан вывод, что ТЭЦ-2 является самой мощной в городе и превосходит ТЭЦ-1 по расходам условного топлива, выработке тепловой и электрической энергии.

В разделе экологии для обеспечения экологической безопасности предлагаемой реконструкции водогрейного котла выполнен поверочный расчет дымовой трубы. Расчеты показали, что существующая железобетонная дымовая труба высотой H =120м с диаметром устья d=5м удовлетворяет условию $C_м \leq$ ПДК, поэтому замене не подлежит.

В разделе Автоматики и КИП были рассмотрены основные основные принципы автоматизации котлов, виды систем автоматического регулирования (САР), разработана функциональная схема автоматического контроля и регулирования водогрейного котла КВГМ-100.

В работе предусмотрены мероприятия по технике безопасности, охране труда, электро- и противопожарной безопасности. Выявлены основные производственные вредные факторы и описаны методы защиты от теплового излучения и от шума.

В результате внедрения предлагаемого решения при небольших финансовых затратах можно в короткий срок окупить вложенные средства. Полученный срок окупаемости составил 1,05 года, что не превышает 5 лет и является очень благоприятным. Основная экономия текущих затрат достигается за счет сокращения численности персонала благодаря повышению автоматизации, а также за счет экономии топлива и электроэнергии.

Таким образом, цель работы достигнута, задачи – решены.

Результаты работы рекомендованы к использованию для разработкии внедрения проекта реконструкции водогрейного котла КВГМ-100 в пиковой водогрейной котельной Челябинской ТЭЦ-1.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2015.

2 ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования к безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 2014.

3 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Стандартинформ, 2006.

4 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Изд-во стандартов, 1988.

5 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ И – 01.12.81; 02.06.90. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 2007.

6 ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1990.

7 ГОСТ 12.1.019-2009 ССБТ ССБТ И – 1.01.86. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защит. – М.:ИПК Изд-во стандартов, 2009.

8 ГОСТ 12.2.049-80. ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. – Введ. 1982-01-01. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2002.

9 ГОСТ 21.404-85. СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. – Введ. 1986-01-01. – М.: Стандартинформ, 2007.

10 НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 2003-08-01. – М.: Стандартинформ, 2003.

11 ПБ 12-259-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления. Постановление Федерального горного и промышленного надзора России (Госгортехнадзора России) от 18 марта 2003 г. № 9.

12 ПБ 10-574-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. – Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. – 2008.

13 ПБ 12-368-00. Правила безопасности в газовом хозяйстве. – Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 26.05.2000 № 27. – М.: ПИО ОБТ, 2002.

14 ППБ-С. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – Утв. начальником Главгосэнергонадзора от 21 декабря 1984 г.

15 Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. – Утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 24 марта 2003 №115.

16 РД 34.03.201-97. Правила ТБ при эксплуатации тепломеханического оборудования электрических станций и тепловых сетей. – Введ. 15.10.2007. – М.:Издательство НЦ ЭНАС, 2003.

17 СН 2.2.4/2.1.8.583-96 Инфразвук на рабочих местах, в жилых и общественных помещениях и на территории жилой застройки. Санитарные нормы. – Минздрав России. – М.: 1997.

18 СН 369-74. Указания по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. – Утв. 17.04.1974 Государственным комитетом Совета Министров СССР по делам строительства. – М.: Стройиздат, 1975.

19 СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. – Введ. 2016-11-07. – М.: Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ, 2016.

20 СП 89.13330.1012. Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76. – Введ. 2013-01-01. – М.: Минрегион России, 2012.

21 СТО ЮУрГУ 04–2008. Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, В.И. Гузеев, Л.В. Винокурова. – Чел18

22 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.

23 Федеральный закон. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 27 декабря 2018 года). – Принят Государственной Думой4 июля 2008 года. – 2008.

24 Алабугина, Р.А. Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормоконтролю: методические указания / Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 43 с.

25 Алабугин, А. А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»: учебное пособие для бакалавров и магистрантов / А. А. Алабугин, Р.А. Алабугина. Ответственный редактор А.А. Алабугин – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 44 с.

26 Александров, А.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара / А. А. Александров, Б. А. Григорьев – М.: Изд-во МЭИ, 2006;

27 Бадагуев, Б. Экологическая безопасность предприятия. Приказы, акты, инструкции, журналы, положения / Б. Бадагуев // Издательство: Альфа-Пресс; 2012 г;

28 Быстрицкий, Г.Ф. Основы энергетики / Г.Ф. Быстрицкий, – М.: КноРус, 2011. – 357 с.

29 Гаряев, А.Б. Энергосбережение при производстве и распределении тепловой энергии (в примерах и задачах) : учеб. пособие / А.Б. Гаряев, И.В. Яковлев, Г.П. Шаповалова, В.С. Агабабов. – М.: МЭИ, 2012. - 64 с.

30 Григорьев, В.И. Справочник энергетика / В.И. Григорьев. – М.: Колосс, 2006. – 205 с.

31 Данилов, Н.И. Энциклопедия энергосбережения / Н.И. Данилов, Я.М. Щелоков. – Екатеринбург: ИД «Сократ», 2002. – 352 с.

32 Девисилов, В.А. Охрана труда: учебник / В.А. Девисилов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ФОРУМ, 2009. -496 с.

33 Ижорин, М.Н. Дымовые трубы. Справочник / М.Н. Ижорин. – М.:. Теплотехник, 2004.

34 Карауш, С. А. Теплогенерирующие установки систем теплоснабжения / С.А.Карауш, А.Н. Хуторной. – Томск, 2003.

35 Клименко, А.В. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. Справочник. (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн.4) / А.В. Клименко, В.М. Зорина. – М.: Издательство МЭИ, 2004.

36 Липов, Ю.М. Котельные установки и парогенераторы: учебник для вузов / Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков. – М.: 2006.

37 Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий (утв. приказом Министра охраны ООС РК от 18 апреля 2008 года № 100-П.).

38 Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для вузов / Г. П. Плетнев. – М.: Издательский дом МЭИ,2009,352 с.

39 Проект схемы теплоснабжения Челябинского городского округа до 2029 года.. / Утв. Минэнерго России. – Челябинск, 2013.

40 Рабенко, В.С. Актуальность модернизации АСУ ТП энергоблоков / В.С. Рабенко, В.Е. Назаров, С.В, Карасев, О.В. Еренков // «Энергосбережение и водоподготовка». – 2006. – №2 (40).

41 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды: учебник для вузов / П В. Росляков. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.- 336 с.: ил.

42 Самсонов, В. С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учебник для студентов вузов/ В. С.Самсонов, М. А. Вяткин.– М.: Высшая школа, 2007.

43 Сидельковский, Л.Н. Котельные установки промышленных предприятий: учебник для вузов / Л..Н. Сидельковский, В.Н. Юренев. – Издательство Бастет, 2009.

44 Тепловой расчет котлов: нормативный метод – 3-е изд., перераб. и доп. – СПб.: Издательство НПО ЦКТИ, 1998. – 256 с.

45 Тепловой расчет промышленных парогенераторов: учебное пособие для ВТУЗов. / под ред. В.И. Частухина, 1980.

46 Фокин, В.М. Расчет и эксплуатация теплоэнергетического оборудования котельных: учеб. пособие с грифом УМО «Теплоэнергетика» / В.М. Фокин. – Волгоград: ВолгГАСУ, 2004.

47 Программно-технический комплекс «КВИНТ» – АО «НИИТеплоприбор». – http://niiteplopribor.ru/ptk-kvint/.

48 Построение ПТК АСУ ТП на базе решений GE и Siemens для ОАО «Холдинг МРСК». – http://oldcpd.mrsksevzap.ru/162.pdf-t=esoft.pdf.

49 Тарифы на газ, электроэнергию и воду за 2019 г для предприятий. – http://www.forexcity.ru/information/zhkh/%D1%81helyabinsk.html.

50 Станции филиала «Урал». – https://www.fortum.ru/stancii-filiala-ural.

51 Анализ состояния электроэнергетики Челябинской области. – http://euii.esrae.ru/pdf/2014/4(6)/7.pdf.

53 Официальный сайт ОАО «Фортум». – http://www.fortum.ru.

54 Официальный сайт ОАО «Челябвтормет». – http://chvm.ru/Chvm.