

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Е.А. Бойко

подпись

инициалы и фамилия

« _____ » _____ 20__ г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект перевода Рефтинской ГРЭС на сжигание непроектного топлива

тема

Руководитель

подпись, дата

доцент, канд. техн. наук

должность, учёная степень

С.Р. Янов

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Е.Г. Шубина

инициалы, фамилия

Тех. контроль

подпись, дата

С.А. Михайленко

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

П.В. Шишмарев

инициалы, фамилия

Красноярск 2018

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Е.А. Бойко

подпись

инициалы и фамилия

« _____ » _____ 20__ г

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**

в форме _____ бакалаврской работы
бакалаврской работы, дипломного проекта, дипломной работы, магистерской диссертации

Студенту Шубиной Евгении Геннадьевне

фамилия, имя, отчество

Группы ФЭ14-01Б Направление (специальность) 13.03.01

номер группы

код

Теплоэнергетика и теплотехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект перевода Рефтинской ГРЭС на сжигание непроектного топлива

Утверждена приказом по университету № 3943/с от 19 марта 2018 г

Руководитель ВКР С.Р. Янов, доцент, канд. техн. наук, кафедра ТЭС

инициалы, фамилия, должность, учёная степень и место работы

Исходные данные для ВКР Установленная электрическая мощность – 3800; МВт, тепловая мощность – 350 Гкал/час; район размещения – п.Рефтинский; топливо – экибастузский каменный уголь.

Перечень разделов ВКР Актуальность проекта, расчетная часть, экономическая часть

Перечень графического материала _____

Лист 1 – Продольный разрез котлоагрегата П-57;

Лист 2 – Поперечный разрез котлоагрегата П-57;

Лист 3 – Разрез главного корпуса блока 500 МВт Рефтинской ГРЭС;

Лист 4 – Схема системы пылеприготовления;

Лист 5 – Продольный разрез мельницы;

Лист 6 – Техничко-экономические показатели.

Руководитель ВКР _____

подпись

С.Р. Янов

инициалы и фамилия

Задания принял к исполнению _____

Е.Г. Шубина

подпись, инициалы и фамилия студента

« » _____ 2018 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект перевода Рефтинской ГРЭС на сжигание непроектного топлива» содержит 71 страницы текстового документа. 14 использованных источников, 6 листов графического материала.

СЖИГАНИЕ НЕПРОЕКТНЫХ ТОПЛИВ, КОТЛОАГРЕГАТ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, РЕФТИНСКАЯ ГРЭС, ЗАМЕЩЕНИЕ ЭКИБАСТУЗСКИХ УГЛЕЙ

Объектом проектирования является Рефтинская ГРЭС. Цель работы заключается в переводе котлоагрегата энергоблока №10 на сжигание непроектного топлива с целью снижения затрат на топливо и повышения экономичности энергоблока. Работа включает в себя выбор замещающего топлива, конструкторско-поверочный расчет котла П-57 на непроектное топливо, аэродинамический расчет газового и воздушного тракта, расчет системы пылеприготовления, расчет выбросов вредных веществ в атмосферу, оценку эффективности инвестиционного проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
Основная часть	5
1 Актуальность	5
1.1 Описание объекта реконструкции	5
1.2 Обоснование выбора замещающего топлива.....	20
2 Расчетная часть.....	27
2.1 Поверочный тепловой расчет котельного агрегата.....	27
2.2 Система пылеприготовления.....	47
2.3 Гидравлический расчет газоздушного тракта.....	52
2.4 Выбросы загрязняющих веществ.....	59
3 Экономическая часть	63
3.1 Капитальные вложения	63
3.2 Себестоимость отпускаемой энергии	63
3.3 Эффективность инвестиционного проекта	64
Заключение	67
Список использованных источников	68

ВВЕДЕНИЕ

Топливоснабжение многих электростанций Западной Сибири и Урала базируется на каменных углях Экибастузского угольного бассейна, отличающихся от других углей высоким содержанием золы и ее абразивностью, повышенной тугоплавкостью минеральной части. Сжигание данного вида топлива сопровождается рядом проблем.

Высокая забаластированность пылевоздушной смеси золой топлива значительно увеличивает время прогрева горючей части топлива, затягивает и ухудшает стабильность горения на пониженных нагрузках и требует наличия в ядре факела достаточно высоких температур для достижения хороших показателей по выгоранию топлива. Зола экибастузского угля является высокоабразивной, что накладывает особые требования по надежности и абразивной стойкости оборудования пылеприготовления, топочно-горелочных устройств и конвективных поверхностей нагрева. Несмотря на то, что на станции применяются современные методы обезвреживания дымовых газов, имеются большие выбросы, загрязняющих веществ в атмосферу, что, опять же, связано с не удовлетворительным качеством сжигаемого топлива. В тоже время, данный вид топлива становится самым дорогим видом топлива, поскольку покупается он в долларовом эквиваленте.

Решением многих проблем может стать постепенный перевод котлов на сжигание углей российских месторождений. Замещение импортных углей отечественными будет способствовать повышению энергетической безопасности России, развитию отечественной угольной промышленности и освоению новых перспективных районов добычи, ускорению реструктуризации отрасли и созданию новых рабочих мест, улучшению экологической ситуации в районах потребления углей. Перевод котельного агрегата на сжигание топлива с физико-химическими характеристиками, отличающимися от проектного всегда создает множество проблем. В связи с этим, особое внимание при сжигании непроектного топлива уделяется устойчивой работе систем пылеприготовления, условиям шлакования поверхностей нагрева котла и обеспечению оптимального режима работы котельного агрегата с поддержанием выходных параметров пара.

В данной работе будет произведён выбор замещающего топлива для блока 500 МВт Рефтинской ГРЭС, работающего на экибастузском угле, а также оценен объем реконструкции, связанный с переводом на сжигание непроектного угля.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Актуальность

Котлы энергоблоков Рефтинской ГРЭС спроектированы на сжигание экибастузского каменного угля. Потребление угля станцией составляет около десяти тысяч тонн угля в год. Проектное топливо отличается высоким содержанием золы и ее абразивностью, повышенной тугоплавкостью минеральной части, что усложняет эксплуатацию котельных агрегатов, а также формирует ряд экологических проблем.

Покупка низкокачественного проектного угля в долларовом эквиваленте наряду с ужесточением в России экологических норм за выбросы загрязняющих веществ делает Рефтинскую ГРЭС неконкурентоспособной на рынке энергетики.

1.1 Описание объекта реконструкции

1.1.1 Общее описание станции

Рефтинская ГРЭС — крупнейшая тепловая электростанция в России, работающая на твёрдом топливе. Расположена в Свердловской области, в 100 км северо-восточнее Екатеринбурга и в 18 км от Асбеста. В 2,5 км от ГРЭС находится посёлок Рефтинский с населением около 18 тыс. человек. Ежегодная выработка электроэнергии составляет около 20 000 млн кВт·ч.

Её установленная мощность составляет 3800 МВт, тепловая мощность — 350 Гкал/час. Основное топливо — экибастузский каменный уголь с теплотворной способностью 16,3 МДж/кг, зольностью на сухую массу 43,3 %. Растопочное топливо — мазут.

Выдача мощности ГРЭС осуществляется с шин ОРУ-500 кВ по пяти ЛЭП-500 кВ и с шин ОРУ-220 кВ по пяти ЛЭП-220 кВ. Электростанция предназначена для энергоснабжения промышленных районов Свердловской, Тюменской, Пермской и Челябинской областей. Строительство электростанции началось в 1963 году, в 1970 состоялся пуск первого энергоблока, в 1980 — последнего.

Таблица 1 – Основные сведения об объекте

Местоположение	пос. Рефтинский Свердловской области
Собственник	Энел Россия
Энергетическая мощность	3800МВт
Тепловая мощность	350 Гкал/час
Основное топливо	Экибастузский каменный уголь
Количество энергоблоков	10

1.1.2 История

Строительство электростанции начато в 1963 году и осуществлялось в две очереди: на первой очереди установлены шесть энергоблоков единичной мощности 300 МВт с прямоточными двухкорпусными котлоагрегатами паропроизводительностью по 950 т/ч, во второй очереди — четыре энергоблока по 500 МВт с прямоточными котлоагрегатами, паропроизводительностью по 1650 т/ч.

Рефтинская ГРЭС использует в качестве топлива экибастузский каменный уголь с теплотворной способностью 3800-4100 ккал/кг, зольностью до 40-43 % и влажностью 6-9 %.

3 июля 1963 года группа первостроителей высадились на окраине Асбеста и, пробираясь сквозь таежные дебри, поехала осматривать площадку для строительства электростанции, которой суждено было стать флагманом уральской энергетики. В этом же году Юрием Еловиковым был забит первый колышек на площадке строительства Рефтинской ГРЭС.

Возведение электростанции было одной из самых важных строек в регионе, поэтому её ход непрерывно контролировался Свердловским обкомом партии во главе с Б. Н. Ельциным.

Проектирование Рефтинской ГРЭС было поручено Уральскому отделению отраслевого института "Теплоэлектропроект" - УралТЭПу. Коллектив института развивался со времен внедрения плана ГОЭЛРО и проектировал все электростанции большого Урала, накопив громадный опыт работы. В проект Рефтинской ГРЭС были включены наиболее удачные технологические решения того времени, весь мировой опыт.

В марте 1967 года был уложен первый кубометр бетона в фундамент главного корпуса. Стройка набирала темп. Один за другим оживали объекты первого блока, мощностью 300 МВт.

После серии проверок и опробований котла и турбины, первый блок был включен в сеть 24 декабря 1970 г. и сразу начал работать на максимальной нагрузке. Принцип работы блока с максимальной нагрузкой сразу после монтажа сохранился на всех девяти последующих энергоблоках 300–500 мегаватт, которые будут ежегодно запускаться вплоть до выхода на проектную мощность в 1980 году.

Блок № 1 был принят в эксплуатацию 28 декабря 1970 года государственной комиссией под председательством В. П. Трачука. Именно с этого момента начался отсчет жизнедеятельности электростанции. Блоки №2 и №3 были приняты в эксплуатацию в 1971 году. В следующем году был введён блок №4. В сентябре 1974 года был пущен блок №5. И в мае 1975 года был пущен блок №6. Мощность электростанции достигла 1 800 МВт.

Продолжать строительство блоков по 300 МВт было не выгодно. Принимается решение расширять Рефтинскую ГРЭС за счёт "пятисоток".

Буквально за один год был подготовлен фундамент всех четырёх объектов. Едва в конце 1977 года был сдан государственной комиссии

энергоблок №7, как у его торца поднялись металлоконструкции корпуса восьмого энергоблока. Следующие блоки №8 и №9 по 500 МВт вводились в конце 1978 и 1979 гг. соответственно. Последний, десятый, энергоблок введён в строй действующих энергоблоков 21 декабря 1980 года.

А 22 декабря 1980 года в честь окончания строительства ГРЭС и выхода на конечную проектную мощность в 3800 МВт, состоялся массовый митинг, на котором первый секретарь Свердловского обкома КПСС Б. Н. Ельцин поздравил энергетиков и вручил правительственные награды более двумстам строителям, монтажникам, эксплуатационникам. Начальнику Управления строительства Рефтинской ГРЭС Илье Владимировичу Вольфсону было присвоено звание Героя Социалистического Труда.

В 1997 году впервые в стране на пылеугольном блоке 500 мегаватт Рефтинской ГРЭС внедрена АСУ ТП. Так начала реализовываться разработанная в Свердловэнерго концепция реконструкции и развития АСУ ТП электростанций страны. Принципиально новая, невиданная на пылеугольных блоках технология сделала комфортным рабочее место машиниста (панели были заменены на 8 мониторов) и снабдила персонал большим количеством информации.

Доля вырабатываемой на Рефтинской ГРЭС электроэнергии от общего объёма потребляемой Свердловской областью электроэнергии составляет около 40%. Условно говоря, почти каждая вторая лампочка в домах жителей Свердловской области загорается от электроэнергии, генерируемой Рефтинской ГРЭС. Электростанция обеспечивает электроснабжение потребителей Уральского региона с выдачей мощности в ОЭС России.

24 сентября 2008 года, в 07:05 Рефтинская ГРЭС выработала 700-миллиардный киловатт-час электроэнергии.

В 2010 году были проведены общественные слушания в связи с переходом ГРЭС на сухозольное шлакоудаление. Руководству станции были высказаны претензии в отсутствии независимой экологической экспертизы проекта и педалировании административного ресурса, в связи с потенциальным экологическим загрязнением окружающей территории.

Дымовая труба № 4 Рефтинской ГРЭС высотой 330 метров является одной из высочайших дымовых труб в мире.

1.1.3 Установленное оборудование

Таблица 2 – Установленные котлоагрегаты.

Станционный номер	Тип, система котлоагрегата, завод-изготовитель (фирма)	Год изготовления	Год и месяц начала работы на электростанции
1	ПК-39-II, Подольский ЗИО	1968	1970, декабрь
2	ПК-39-II, Подольский ЗИО	1969	1971, июнь
3	ПК-39-II, Подольский ЗИО	1970	1971, декабрь
4	ПК-39-II, Подольский ЗИО	1971	1972, декабрь
5	ПК-39-II, Подольский ЗИО	1972	1974, сентябрь

Продолжение таблицы 2

Станционный номер	Тип, система котлоагрегата, завод-изготовитель (фирма)	Год изготовления	Год и месяц начала работы на электростанции
6	ПК-39-II, Подольский ЗИО	1974	1975, май
7	П-57-II, Подольский ЗИО	1975	1977, декабрь
8	П-57-II, Подольский ЗИО	1976	1978, ноябрь
9	П-57-III, Подольский ЗИО	1977	1979, декабрь
10	П-57-III, Подольский ЗИО	1979	1980, декабрь

Таблица 3 – Установленные турбоагрегаты.

Станционный номер	Тип турбоагрегата(тип, система двигателя), завод-изготовитель (фирма)	Год изготовления	Год и месяц начала работы на электростанции
1	К-300-240-ХТГЗ	1968	1970, декабрь
2	К-300-240-ХТГЗ	1969	1971, июнь
3	К-300-240-ХТГЗ	1969	1971, декабрь
4	К-300-240-ХТГЗ	1971	1972, декабрь
5	К-300-240-ХТГЗ	1973	1974, сентябрь
6	К-300-240-ХТГЗ	1974	1975, май
7	К-500-240-ХТГЗ	1976	1977, декабрь
8	К-500-240-ХТГЗ	1977	1978, ноябрь
9	К-500-240-ХТГЗ	1978	1979, декабрь
10	К-500-240-ХТГЗ	1980	1980, декабрь

Таблица 4 – Установленные электрогенераторы.

Станционный номер	Тип, завод-изготовитель (фирма)	Год изготовления	Год и месяц начала работы на электростанции
1	ТГВ-300, Харьковский завод «Электротяжмаш»	1993	1994, июнь
2	ТГВ-300, Харьковский завод «Электротяжмаш»	1969	1971, июнь
3	ТГВ-300, Харьковский завод «Электротяжмаш»	1970	1971, декабрь
4	ТГВ-300, Харьковский завод «Электротяжмаш»	1972	1972, декабрь
5	ТГВ-300, Харьковский завод «Электротяжмаш»	1997	2002, июль
6	ТГВ-300, Харьковский завод «Электротяжмаш»	1974	1975, май
7	ТГВ-500, Харьковский завод «Электротяжмаш»	1977	1977, декабрь
8	ТВМ-500, завод «Сибэлектротяжмаш»	1979	1994, октябрь
9	ТВМ-500, завод «Сибэлектротяжмаш»	1981	1982, август
10	ТВМ-500-2, НПО «Элсиб»	2007	2008, март

1.1.4 Котлоагрегат П-57-III

Котельный агрегат Пп-1650-255 (П-57-3) предназначен для работы на экибастузских каменных углях в блоке с турбиной мощностью 500 МВт. Котел прямоточный, на сверхкритические параметры пара, с промперегревом, однокорпусный, выполнен по Т-образной компоновке. Котел предназначен для работы с уравновешенной тягой и с сухим шлакоудалением. Общий вид и поперечный разрез представлен на рисунках 1 и 2.

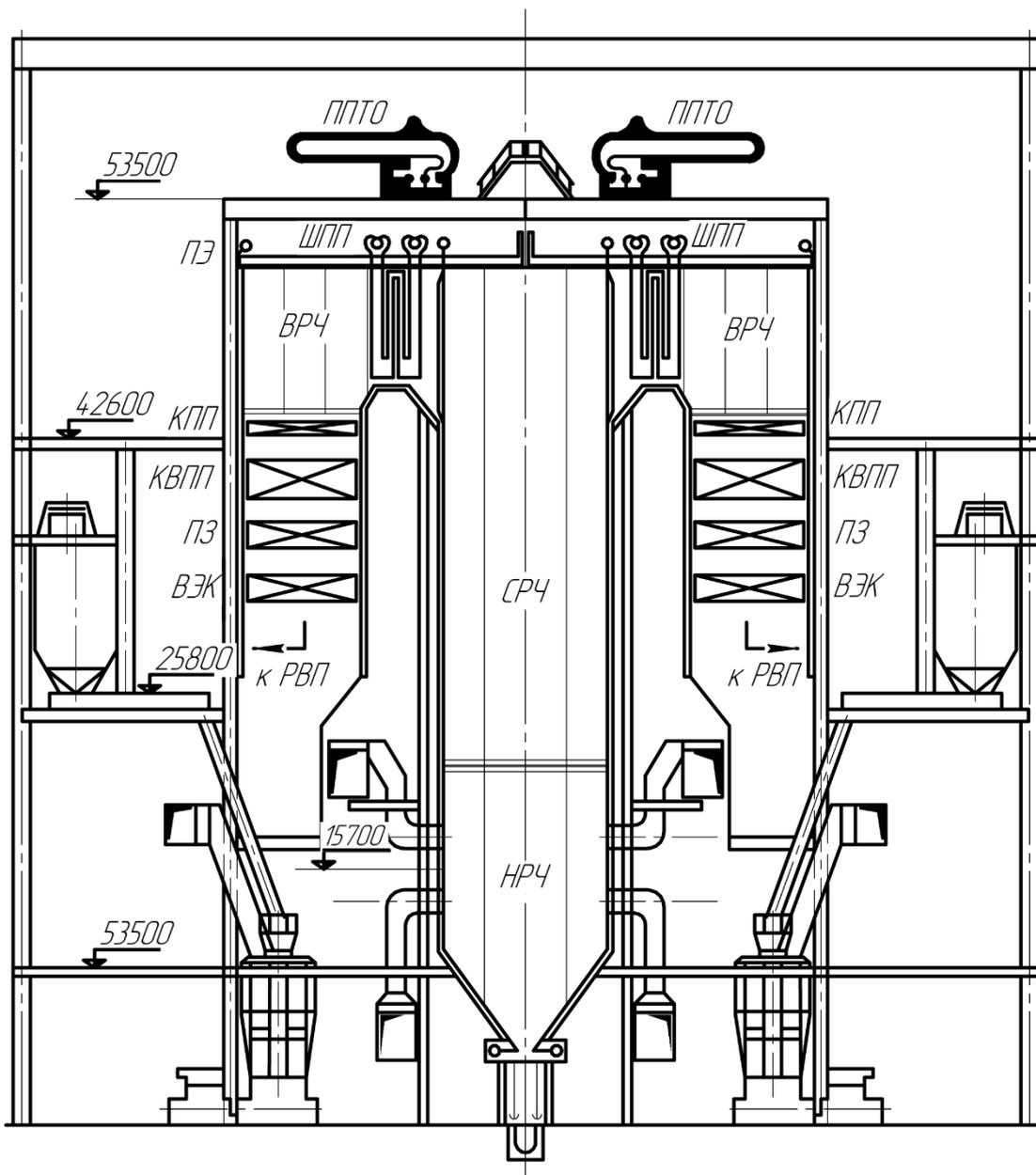


Рисунок 1 – Продольный разрез котлоагрегата П-57

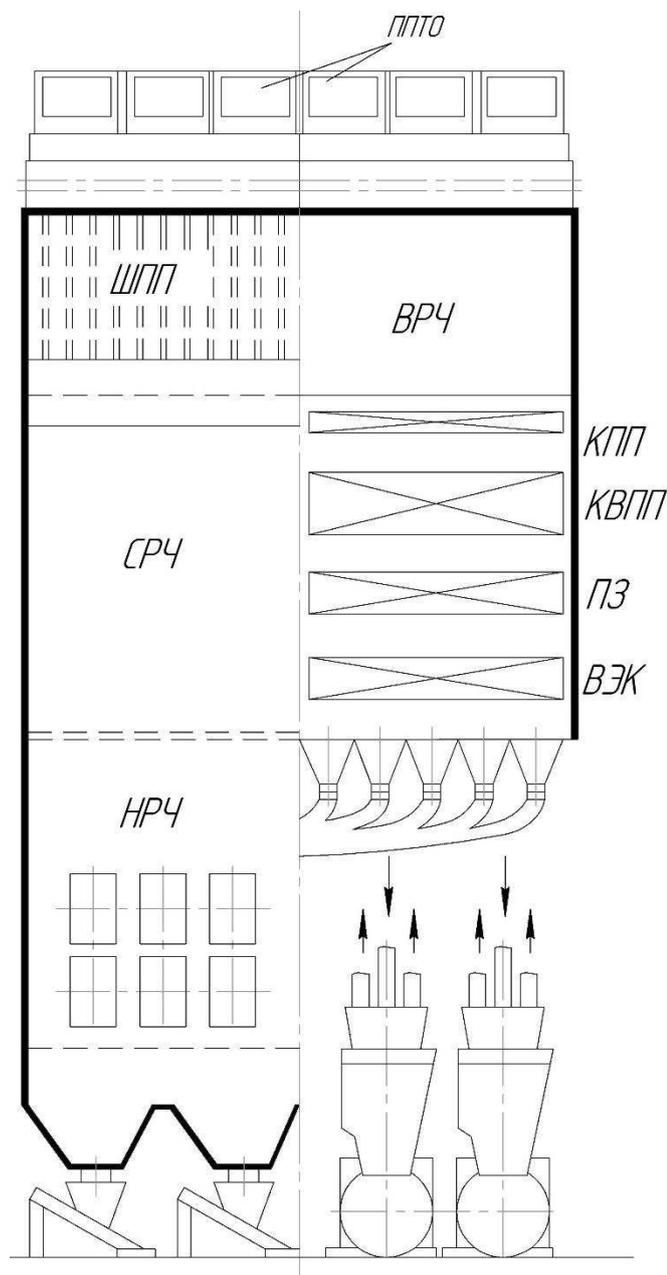


Рисунок 2 – Поперечный разрез котлоагрегата П-57

Топочная камера призматической формы, прямоугольного сечения, открытая. Размеры топки в плане по осям труб составляют 10×22 м. Топочная камера полностью экранирована вертикальными панелями из плавниковых труб. Панели СРЧ, экранирующие боковые стены топки на уровне выходного окна образуют фестоны.

Горизонтальный газоход экранирован панелями ВРЧ. В горизонтальном газоходе имеется ширмовый пароперегреватель. Первая ступень ширмового пароперегревателя (ШПП) выполнена из труб $d = 32\text{мм}$ с толщиной стенки 6мм (сталь 12Х1МФ), вторая ступень ШПП выполнена из труб $d = 32\text{мм}$ с толщиной стенки 5мм (сталь 12Х18Н12Т).

Котел имеет одинаковые конвенктивные шахты, в которых по ходу газов расположены следующие поверхности нагрева: конвенктивный

пароперегреватель высокого давления из плавниковых труб $d = 32$ мм с толщиной стенки 6 мм (сталь 12X18H12T); конвективный пароперегреватель промперегрева второй ступени из труб $d = 57$ мм с толщиной стенки 4 мм (сталь 12X1МФ); переходная зона из труб $d = 32$ мм с толщиной стенки 6 мм (сталь 20).

Рабочая среда по первичному пару от входа до выхода из котла движется двумя несмешивающимися потоками, а по тракту промперегрева – четырьмя самостоятельно регулируемым потоками.

Змеевики конвективных поверхностей нагрева расположены в шахматном порядке, конвективные пакеты в каждой шахте разделяются на два полупакета, каждый из которых имеет свою входную и выходную камеры. Камеры конвективных пакетов расположены на фронтальной и задней стенках котла.

Температура пара высокого давления регулируется изменением соотношения топлива и воды и впрыском питательной воды. Температура пара промперегрева регулируется с помощью изменения пропуска пара мимо вынесенного паро-парового теплообменника. Схема пароводяного тракта представлена на рисунке 3.

Таблица 5 – Технические характеристики котла П-57

Показатель, единицы измерения	Значение
Номинальная паропроизводительность, т/ч	1650
Расход пара промперегрева, т/ч	1364
Давление пара свежего пара, МПа	25
Давления пара промперегрева, МПа	
На входе в ПП	4,1
На выходе	3,8
Температура свежего пара, °С	545
Температура пара промперегрева, °С	
На входе в ПП	302
На выходе	542
Температура питательной воды, °С	277
Температура уходящих газов, °С	157
Температура воздуха в воздухоподогревателе, °С	
Воздуха:	
На входе	50
На выходе	355
КПД брутто при номинальной нагрузке, %	
Расчетный	91,65
Гарантированный	90,5±0,5
Объем топочной камеры, м ³	10*103
Размер по осям колонн, м	
Ширина	36
Глубина	24
Высота до верха хребтовой балки, м	57,8

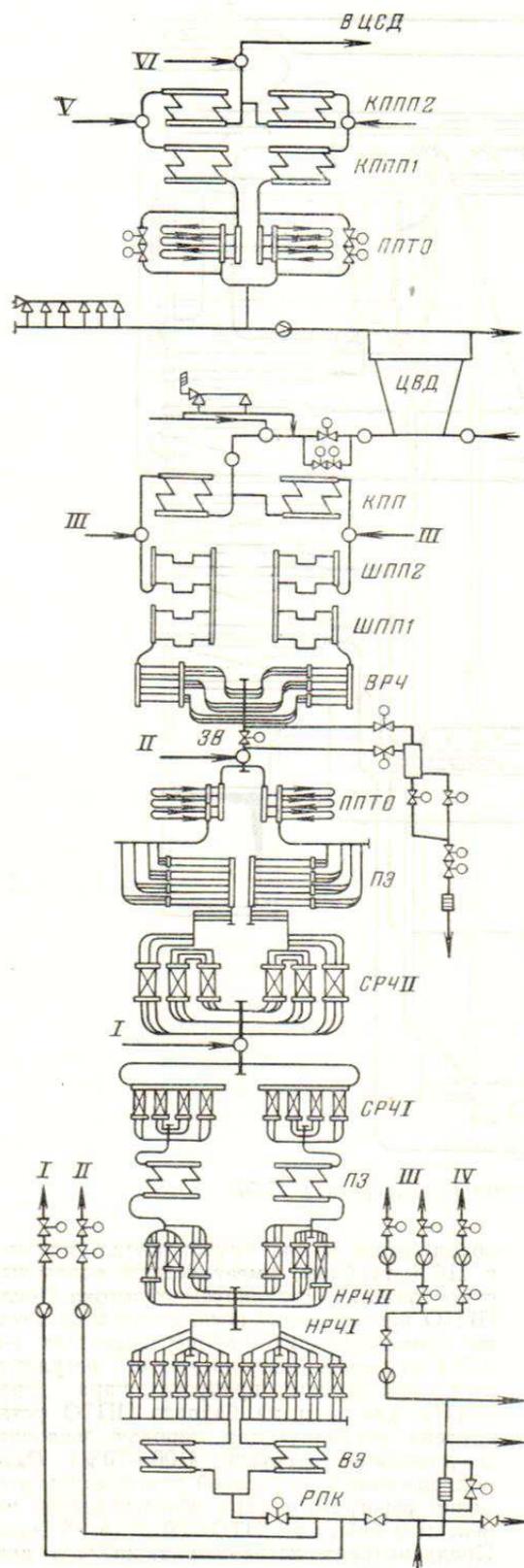


Рисунок 3 – Схема пароводяного тракта

Для подогрева воздуха установлен трубчатый воздухоподогреватель. Воздух движется по схеме Z-перекрест в два хода при внешних перепускных воздуховодах. Движение воздуха и газов встречно-перекрестное.

Котельные агрегаты П-57 оборудованы индивидуальными системами пылеприготовления с прямым вдуванием пыли и восемью молотковыми тангенциальными мельницами ММТ2600/2550/590, установленными по четыре по бокам топок. Мельницы оснащены центробежными сепараторами СПЦ 4000/1700 диаметром 4000 мм и рассчитаны на получение пыли тонкостью $R_{90} = 15\%$ при расходе вентилирующего агента через установку $V_{ca} = 75$ тыс. $m^3/ч$ при температуре аэросмеси за мельницей $t''_m=130^\circ C$ (при влажности пыли 1%). Ротор мельницы ($F_p = 6,63 m^2$) имеет 128 бил, расположенных по угловой схеме, и приводятся во вращение электродвигателем мощностью 1600 кВт с окружной скоростью 81 м/с. Коэффициент размолоспособности экибастузского угля $\sim K_{ло} = 1,3$.

Топливо из бункеров сырого угля подается в мельницы скребковыми питателями и подсушивается горячим воздухом. Воздух в мельницы подается из напорных коробой общего воздуха двумя дутьевыми вентиляторами ВДН-20-II, установленными перед специально выделенным на первичный тракт (одним из четырех) регенеративным воздухоподогревателем РВП-В. Расчетная температура сушильного агента перед установками $294^\circ C$ поддерживается присадкой холодного воздуха по коробам, байпасирующим воздухоподогреватель. Полученная в мельнице аэросмесь после делителя пыли конструкции УралВТИ по трем пылепроводам поступает в три горелки: из крайних мельниц – в группы горелок верхнего яруса, а из средних – нижнего яруса.

Расчетное значение удельного расхода электроэнергии на размол и пневмотранспорт при номинальной нагрузке мельницы $\mathcal{E}_{pp+пт}=23$ кВт·ч/т ($\mathcal{E}_p=22$ кВт·ч/т).

Мельницы размещены в непосредственной близости к боковым стенам топки, что позволяет иметь относительно короткие и простые по конфигурации пылепроводы к горелкам.

Обмуровка котла плитная, крепится непосредственно к элементам каркаса котла, или к каркасам блоков поверхностей нагрева.

Очистка поверхностей нагрева топки производится обдувкой, а конвективных поверхностей – дробеочисткой.

1.1.5 Турбоагрегат К-500-240-ХТГЗ

Конденсационный энергоблок 500 МВт предназначен преимущественно для установки на крупных ГРЭС и спроектирован на начальные параметры – давление перед стопорно-регулирующими клапанами $p_0=23,5$ МПа, начальная температура пара $t_0=540^\circ C$ с промежуточным перегрева пара.

Одновальная паровая конденсационная турбина К-500-240 номинальной мощностью 500 МВт состоит из однопоточных цилиндров высокого и среднего давления и двух двухпоточных цилиндров низкого давления. Турбина предназначена для непосредственного привода генераторов переменного тока, который монтируется на общем фундаменте с турбиной.

Частота вращения ротора 50 с^{-1} (3000 об/мин), направление вращения – по часовой стрелке со стороны переднего подшипника турбины в сторону генератора. Продольный разрез турбина представлен на рисунке ниже.

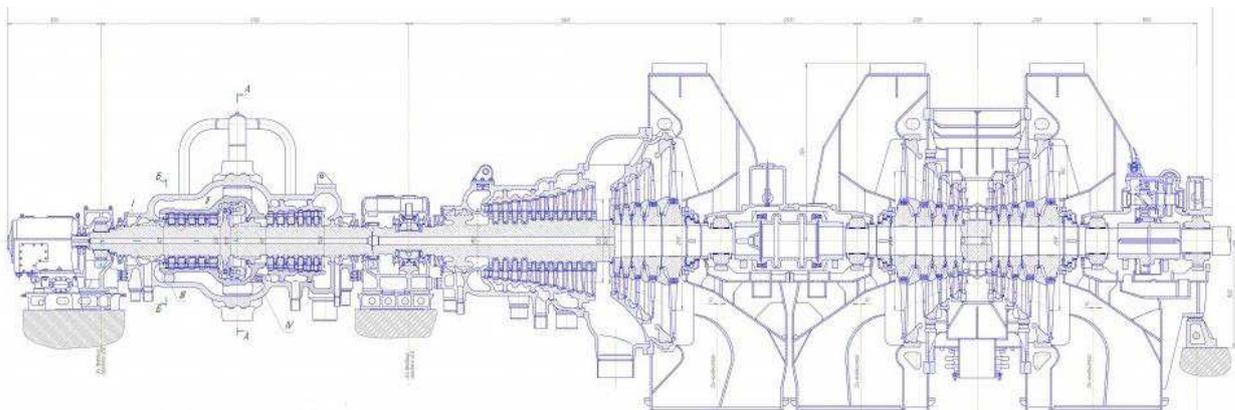


Рисунок 4 – Продольный разрез турбины К-500-240 (без второго ЦВД)

Конденсаторная установка включает два поверхностных конденсатора, основные эжекторы для удаления воздуха, конденсатные насосы I и II ступеней, циркуляционные насосы, водяные фильтры, трубопроводы, арматура и т.д. Выхлоп отработавшего пара осуществляется из каждого ЦНД в свой конденсатор. Для возможности эксплуатации турбоагрегата с нагрузкой до 70 % номинальной при отключенном конденсаторе между переходными патрубками конденсаторов выпущены два перепуска коробчатого сечения общей площадью 12 м^2 . Установка конденсаторов – перпендикулярная относительно оси турбоагрегата.

Турбина имеет восемь отборов пара для регенеративного подогрева питательной воды. Принципиальная тепловая схема представлена на рисунке 5.

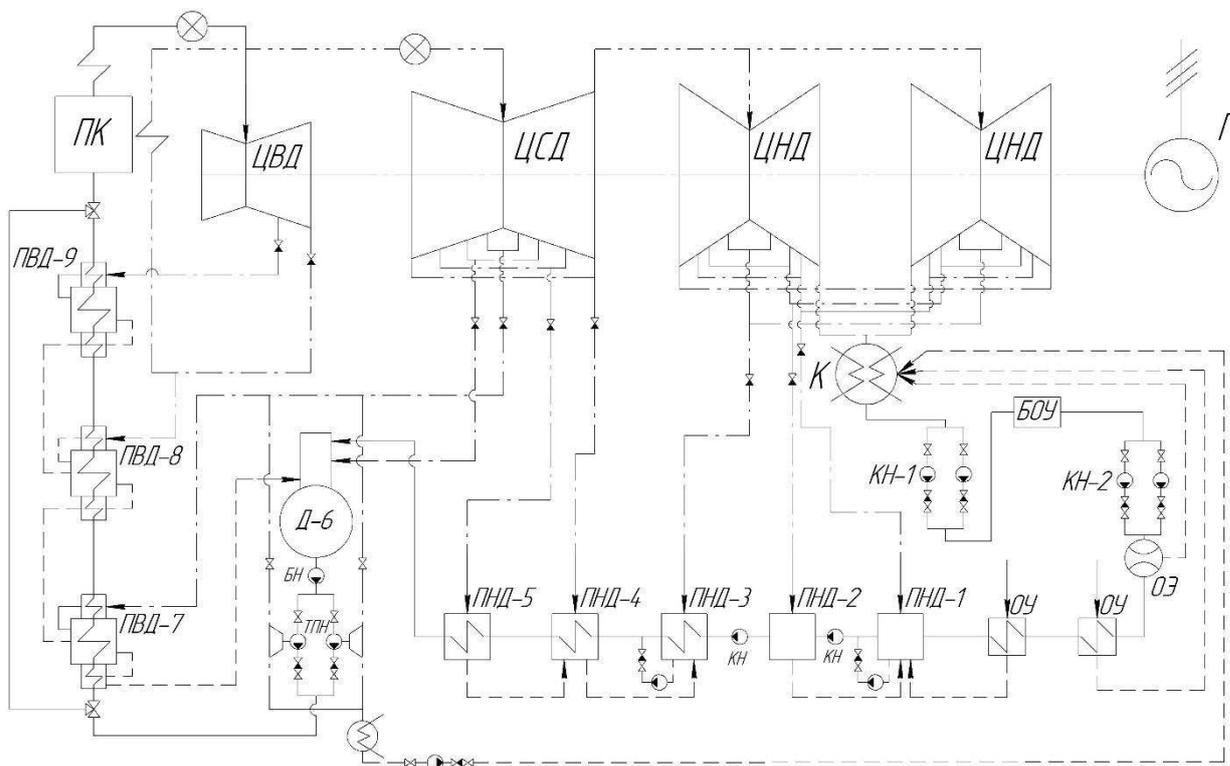


Рисунок 5 – Принципиальная тепловая схема блока К-500-240

Турбоустановка К-500-240 снабжена развитой системой регенеративного подогрева питательной воды и всережимными питательными насосами с конденсационными турбинными приводами. Кроме отборов на регенерацию, обеспечивается отпуск пара на теплофикационную установку, состоящую из двух подогревателей сетевой воды, на подогрев воздуха, подаваемого в котел, а также на подогрев добавочной воды, подаваемой в конденсаторы.

Система регенерации выполнена одноконтурной, с минимальным количеством параллельных связей по пару, конденсату и питательной воде.

Параметры пара, конденсата и питательной воде соответствуют режиму эксплуатации турбины при эксплуатации турбины при расходе свежего пара.

Теплофикационная установка предназначена для подогрева сетевой воды, используемой для нужд теплоснабжения. Установка состоит из основного и пикового бойлеров, а также охладителей дренажей бойлеров. Питание основного и пикового бойлеров осуществляется соответственно из VII и V отборов.

Таблица 6 – Технические характеристики турбины К-500-240

Показатель, единицы измерения	Значение
Мощность, МВт	500
Начальные параметры пара: Давление, МПа Температура, °С	23,5 540
Параметры пара промежуточного перегрева: Давление, МПа	3,75

Продолжение таблицы 6

Показатель, единицы измерения	Значение
Температура, °С	540
Максимальный расход свежего пара, т/ч	1650
Температура охлаждающей воды, °С	12
Расход охлаждающей воды, т/ч	51480
Давление пара в конденсаторе, кПа	3,3

Таблица 7 – Характеристики отборов турбины

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД 3	6,13	346	101,7
ПВД 2	4,20	297	157,6
ПВД 1	1,87	446	88,5
Турбопривод питательного насоса	1,187	383	97,7
Деаэратор	1,187	383	19,0
ПНД 4	0,473	267	50
ПНД 3	0,263	203	60,4
ПНД 2	0,107	122	73,8
ПНД 1	0,0187	58,5	50,6

В состав питательно-деаэрационной установки входят деаэраторы, предвключенные (бустерные) и питательные насосы, приводные турбины питательных насосов со своим вспомогательным оборудованием.

Деаэраторы обеспечивают удаление не конденсирующихся газов из питательной воды и осуществляют ее подогрев.

Блок комплектуется двумя деаэраторами на рабочее давление 0,69 МПа с деаэрационными колонками типа ДСП-800 производительностью 800 т/ч каждая. Деаэраторы соединены между собой паровыми и водяными уравнительными трубопроводами и работают как сообщающиеся сосуды. Суммарная емкость деаэрационных баков 200 м³, что обеспечивает более чем пятиминутный запас воды при номинальной нагрузке блока.

1.1.6 Топливоснабжение

В качестве основного топлива на станции используется каменный уголь Экибастузского месторождения.

Таблица 8 – Основные технические характеристики топлива

Показатели качества	Пределы изменения	Среднее значение
Влажность на рабочую массу W^r , %	-	5,0
Зольность на горючую массу A^{def} , %	32,6 – 48,0	38,5
Теплота сгорания на рабочую массу Q_r , ккал/кг	3960-4640	4290

Доставка экибастузского угля осуществляется железнодорожным транспортом на расстояние 1400 км. Подача топлива на блоки 300 и 500 МВт автономная. Схема топливоподачи включает в себя вагоноопрокидыватели, систему ленточных конвейеров, расположенных в подземных галереях и надземных эстакадах, узлы пересыпки, дробильный корпус.

Производительность каждой топливоподачи 1200т/ч. Схема подачи угля со склада на производство бульдозерная. На ГРЭС имеются четыре ёмкости для хранения мазута на 16000 м³.

1.1.7 Техническое водоснабжение

Система охлаждения обратная, с прудом-охладителем и использованием глубинного водозабора. Площадь пруда-охладителя 25 км². Мощность системы обратного водоснабжения 12,2 млн м³/сут.

1.1.8 Гидрозолоудаление

Система удаления золы и шлака замкнутая, гидравлическая, с транспортировкой золы и шлака по золопроводам на золоотвалы. В эксплуатации находится золоотвал № 2 площадью 1008 га.

Золоотвал № 1 площадью 440 га выведен из строя и полностью рекультивирован. Уникальный проект рекультивации золоотвала №1 Рефтинской ГРЭС завершился в 2007 году. Впервые в России с помощью уникального метода лесопосадок в природу возвращена земля, общей площадью 440 га. В результате совместной работы ученых Ботанического сада УрО РАН, Института экологии растений и животных, Сухоложского лесхоза и энергетиков Рефтинской ГРЭС по рекультивации (т. е. воспроизводству природных ресурсов) золоотвала на том месте, куда сбрасывались отходы, растут сосны высотой 3 метра.

В настоящее время рекультивированный золоотвал №1 представляет собой молодой сосновый лес, который находится в ведении Сухоложского лесничества Департамента лесного хозяйства Свердловской области. В 2008 году Рекультивация золоотвала №1 на Рефтинской ГРЭС признана лучшим экологическим проектом года. Эта премия была учреждена Минприроды РФ, проект победил в номинации "Природоохранные технологии".

1.1.9 Сухое золоудаление

Внедряется система сухого золошлакоудаления фирмы Tenova Takraf.

29 сентября 2015 года «Энел Россия» торжественно представила один из своих самых масштабных экологических проектов — систему сухого золошлакоудаления на Рефтинской ГРЭС. На данный момент — это первая подобная система, примененная на электростанции в России. «Энел Россия» инвестировала в этот проект более 12,5 млрд рублей. Впервые в России традиционный, гидравлический способ удаления золошлаковых отходов на

угольной электростанции был заменен новым, «сухим» методом. Это позволит существенно увеличить объемы промышленной утилизации золы, образующейся в качестве побочного продукта деятельности угольной электростанции. Сухая зола может быть широко использована в таких областях как дорожное строительство, сельское хозяйство, производство строительных материалов. К новой системе сухого золошлакоудаления подведены железнодорожные пути, что дает возможность осуществлять отправку сухой золы как автомобильным, так и железнодорожным транспортом. СЗШУ потенциально позволит отгружать промышленным потребителям весь объем золы, производимый на электростанции, а это до пяти миллионов тон в год. Весь невостребованный объём сухой золы транспортируется при помощи труболенточного конвейера, длиной 4,5 км к золоотвалу, где зольный штабель разравнивается и утрамбовывается. Пыление предотвращается путём водного орошения поверхности. Далее на подготовленную поверхность укладывается грунт, который засеивается травами. Внедрение комплекса СЗШУ позволит существенно снизить потребление воды для складирования золы, что дает возможность продолжать использовать существующий золоотвал № 2 Рефтинской ГРЭС в течение следующих 35 лет и сохранить сотни гектаров леса от вырубki. Проект СЗШУ Рефтинской ГРЭС был осуществлен в рамках Соглашения о сотрудничестве в области охраны окружающей среды, которое было подписано между «Энел Россия» и Правительством Свердловской области на ИННОПРОМЕ в 2011 году.

1.1.10 Водоподготовка

Водоподготовка осуществляется на ХВО производительностью по Натрионированной воде 100 т/ч, по обессоленной воде — 340 т/ч.

Общестанционная обессоливающая установка работает по схеме: известкование и коагуляция в осветлителях, фильтрация в механических фильтрах, одноступенчатое обессоливание для подпитки теплосети, трехступенчатое обессоливание воды для восполнения потерь воды и пара в цикле ГРЭС.

Конденсат турбин проходит очистку на блочных обессоливающих установках по схеме: обезжелезивание на электромагнитных фильтрах с последующей фильтрацией на фильтрах смешивающего действия (ФСД) — предвключенных и основных.

1.1.11 Система контроля и управления

Управление и контроль за работой энергоблоков 300 и 500 МВт осуществляется с блочных щитов управления — один щит на каждые два блока, куда вынесены приборы регулирования работы основного и вспомогательного оборудования.

На блоках внедрена автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) на базе вычислительных машин СМ-2М, СМ-2, М-6000 и информационных М-60. На 5 и 10 блоках внедрена АСУ ТП Siemens Simatic.

1.1.12 Система газоочистки

Исторически очистка газов от золы производилась в электрофильтрах.

13 мая 2015 года после завершения масштабного технического перевооружения, направленного на повышение экологических показателей, компания «Энел Россия» осуществила торжественную церемонию запуска энергоблока №7 на Рефтинской ГРЭС. Впервые в России на энергоблоке были установлены рукавные фильтры с эффективностью 99,9%, что позволит предотвратить выброс в атмосферу до 10 000 тонн золы в год. Проект осуществлен в рамках экологической программы, которая выполняется «Энел Россия» в соответствии с Соглашением о сотрудничестве в области охраны окружающей среды, подписанным с Правительством Свердловской области в 2011 году. Для обеспечения оптимальных режимов очистки дымовых газов на энергоблоке №7 были установлены фильтры из 16 800 «рукавов». Модернизация энергоблока также позволила повысить надежность и эффективность работы оборудования и значительно снизить расход топлива. В рамках переоборудования энергоблока №7 был установлен новый генератор, применены уникальные инженерные решения по замене поверхностей нагрева котла, произведена модернизация оборудования газового тракта и системы уплотнения регенеративного воздухоподогревателя. Это, в свою очередь, позволяет сократить перетоки воздуха из воздушной части подогревателя в газовую в 2,5 – 3 раза и приводит к снижению расхода электроэнергии на собственные нужды, а, следовательно, повышению КПД котла.

11 июля 2015 года на международной промышленной выставке ИННОПРОМ-2015 в Екатеринбурге «Энел Россия» объявила об оснащении рукавными фильтрами еще двух энергоблоков Рефтинской ГРЭС – №4 и №5. Установка рукавных фильтров с эффективностью 99,9% на энергоблоках №4 и №5 Рефтинской ГРЭС, мощностью 300 МВт каждый, позволит предотвратить выброс в атмосферу суммарно порядка 30 000 тонн золы в год, а вместе с введенным ранее в эксплуатацию энергоблоком №7 – порядка 40 000 тонн золы в год при максимальной нагрузке. В ходе технического перевооружения энергоблоков были использованы передовые технологии, многие из которых применялись в России впервые. Так, для обеспечения оптимальных режимов очистки дымовых газов на каждом энергоблоке 300 МВт установили по 14 600 золоулавливающих «рукавов». Для этого в общей сложности произвели демонтаж 3000 тонн металлоконструкций электростатических фильтров. Вместе с тем, на энергоблоке №5 в рамках модернизационных работ установили низкоэмиссионные горелки,

позволяющие сократить выбросы оксидов азота. Помимо улучшения экологических показателей энергоблоков, проведенная модернизация также позволила повысить надежность и эффективность работы оборудования и снизить расход топлива.

1.1.13 Дымовые трубы

Таблица 9 – Установленные дымовые трубы

№ трубы	Год постройки	Высота	Материал изготовления
1	1970	180 м	железобетон
2	1972	250 м	железобетон
3	1975	250 м	железобетон
4	1979	320 м	железобетон

1.2 Обоснование выбора замещающего топлива

подавляющая часть поставляемого в Россию экибастузского угля используется на электростанциях, оборудование которых специально спроектировано с учетом особенностей этого вида топлива (несмерзаемость, хорошая сыпучесть, взрывобезопасность, высокая зольность, большая абразивность и тугоплавкость его минеральной части). Выбор замещающего топлива должен производиться из соображений надежности топочного режима и системы топливоподачи/пылеприготовления, экологической безопасности и умеренных капитальных затрат на реконструкцию оборудования. По этим причинам следует подбирать топливо с характеристиками схожими с проектным с целью минимизации объемов реконструкции, однако сжигание тощих углей сопряжено с большими дополнительными трудностями – обеспечение их устойчивого – воспламенения и экономичности сжигания все равно потребует реконструкции котлов и даже замены части оборудования. По этим причинам следует исключить тощие угли и рассмотреть возможность использования бурых и каменных углей мерок Г и Д.

При выборе замещающего топлива следует обратить внимание на то, что практически все угли России имеют менее тугоплавкую золу (более шлаковую) и, соответственно, котлы для них лимитированы другими параметрами конструирования топочного устройства. Угли, имеющие высокую шлаковую способность, будут способствовать уменьшению надежности топочной камеры и котла в целом.

Отказ от тощих углей будет сопровождаться повышением пожаро- и взрывобезопасности топливного тракта. Будет производиться замена сушильного агента на дымовые газы или их смесь с воздухом.

Экологическая безопасность – один из немаловажных вопросов при выборе топлива. Следует обратить внимание на зольность, содержание серы азота, поскольку даже малейшее повышение этих характеристик в

замещающем топливе (относительно исходного топлива) приведет к ощутимому ухудшению экологической обстановке в регионе ввиду высоко потребления топлива.

Рефтинская ГРЭС потребляет около 10 тыс. тонн угля в год. Для такого крупного потребителя важно иметь надежный поставщик качественного топлива. Поэтому в качестве замещающего топлива были рассмотрены преимущественно угли крупнейшего поставщика энергетических углей в России – СУЭК.

Был проведен сравнительный анализ нескольких видов углей Канско-Ачинского, Кузнецкого и Черногоского бассейнов, также, во внимание был принят уголь Челябинского месторождения ввиду своего близкого расположения к потребителю.

В таблицах 10 и 11 представлены основные характеристики топлив, потенциально рассматриваемых в качестве замещающего топлива на объекте исследования. Показатели, наиболее влияющие на выбор топлива, для наглядности внесены в сравнение в виде диаграмм (рисунок 6-10).

Таблица 10 – Характеристики топлив

№	Уголь, марка	Технический и элементный состав									Приведенные характеристики				Температурные характеристики золы	
		W ^r , %	A ^d , %	C ^{daf} , %	H ^{daf} , %	S ^d , %	N ^{daf} , %	O ^{daf} , %	V ^{daf} , %	Q ^r _i , ккал/кг	W ⁿ , %	A ⁿ , %	S ⁿ , %	N ⁿ , %	t ₁ , °C	t _{шл} , °C
1	Экибастузский, КСН	5	34,5	82,2	5	0,7	1,7	10	26,5	4640	0,00108	0,00744	0,00015	0,00108	1250	1230
2	Бородинский, 2Б	33	10,5	71,5	4,9	0,3	0,9	22,4	47,8	3610	0,00914	0,00291	0,00008	0,00136	1170	965
3	Челябинский, 3Б	17	42,2	70	5,2	1,7	1,9	19,8	45	2950	0,00576	0,01429	0,00056	0,00177	1180	-
4	Березовский, 2Б	33	7	70,4	4,9	0,3	0,8	23,5	47,7	3730	0,00885	0,00188	0,00008	0,00131	1115	990
5	Талдинский, ДГР	23,3	18	78	4,9	0,4	2,3	14,3	38	4350	0,00536	0,00414	0,00009	0,00113	1110	1040
6	Полысаевский, ГСШ	6,7	20	80,5	5,8	0,5	2,7	10,4	40,4	5660	0,00118	0,00353	0,00009	0,00102	1140	990
7	Хакасский, ДР	14	14	78,7	5,2	0,7	2	13,4	41,5	4900	0,00264	0,00264	0,00013	0,00098	1190	971
8	Черногорский, ДСШ	14,2	24,6	75	4,9	0,7	2	17,2	41	4360	0,00326	0,00564	0,00016	0,00112	1280	1020

Таблица 11 – Коэффициент размолоспособности и рекомендации по выбору углеразмалывающих устройств

№	Уголь, марка	Коэф. взрываемости К _{вз-ти}	Коэф. размолоспособности К _{ло}	Рекомендованный тип сушки	Рекомендованный тип мельниц	Объем реконструкции оборудования
1	Экибастузский, КСН	1,38	1,38	Воздушная	ММ, ШБМ	-
2	Бородинский, 2Б	3,3	1,35	Газовая	ММ	Замена сушильного агента и возможна замена мельниц
3	Челябинский, 3Б	1,3	1,3	Газовая	ММ	Замена сушильного агента
4	Березовский, 2Б	1,2	1,05	Газовая	ММ	Замена сушильного агента, возможна замена мельниц
5	Талдинский, ДГР	1,1	1,1	Газовая/газовоздушная	ММ, ШБМ	Замена сушильного агента
6	Полысаевский, ГСШ	1,21	1,21	Газовоздушная	ММ, ШБМ	Замена сушильного агента
7	Хакасский, ДР	3,2	1	Газовая/ газовоздушная	ММ, ШБМ	Замена сушильного агента
8	Черногорский, ДСШ	2,1	1,05	Газовая/ газовоздушная	ММ, ШБМ	Замена сушильного агента
9	Экибастузский, КСН	1,38	1,38	Газовая	ММ, ШБМ	Замена сушильного агента

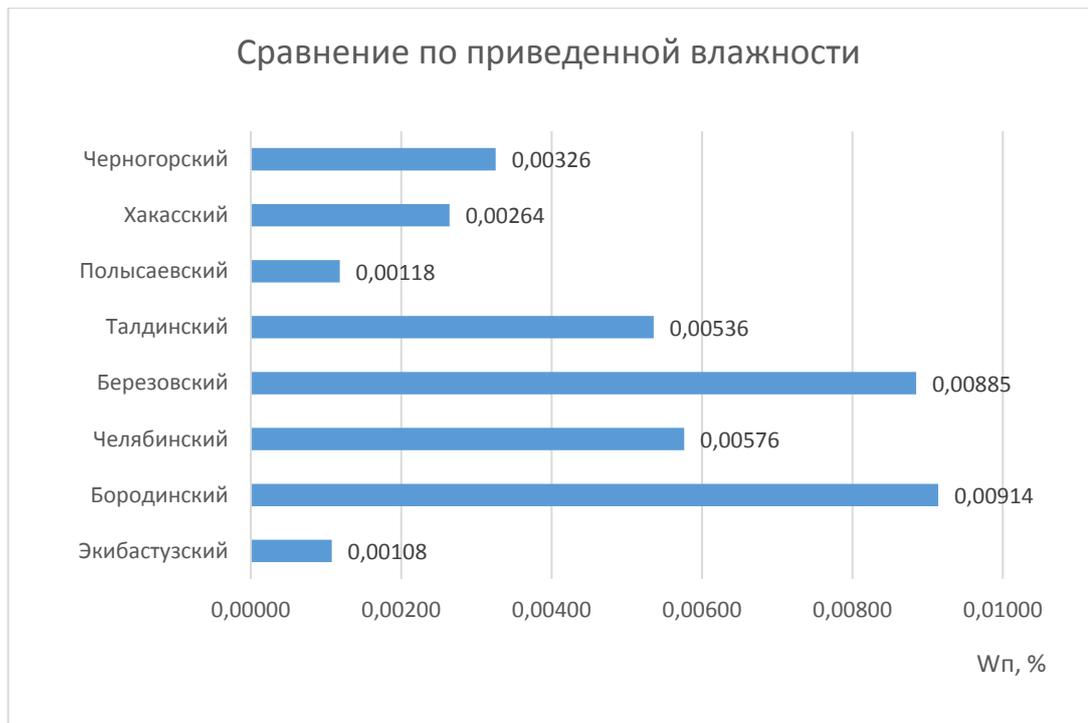


Рисунок 6 – Сравнение топлив по приведенной влажности



Рисунок 7 – Сравнение топлив по приведенной зольности

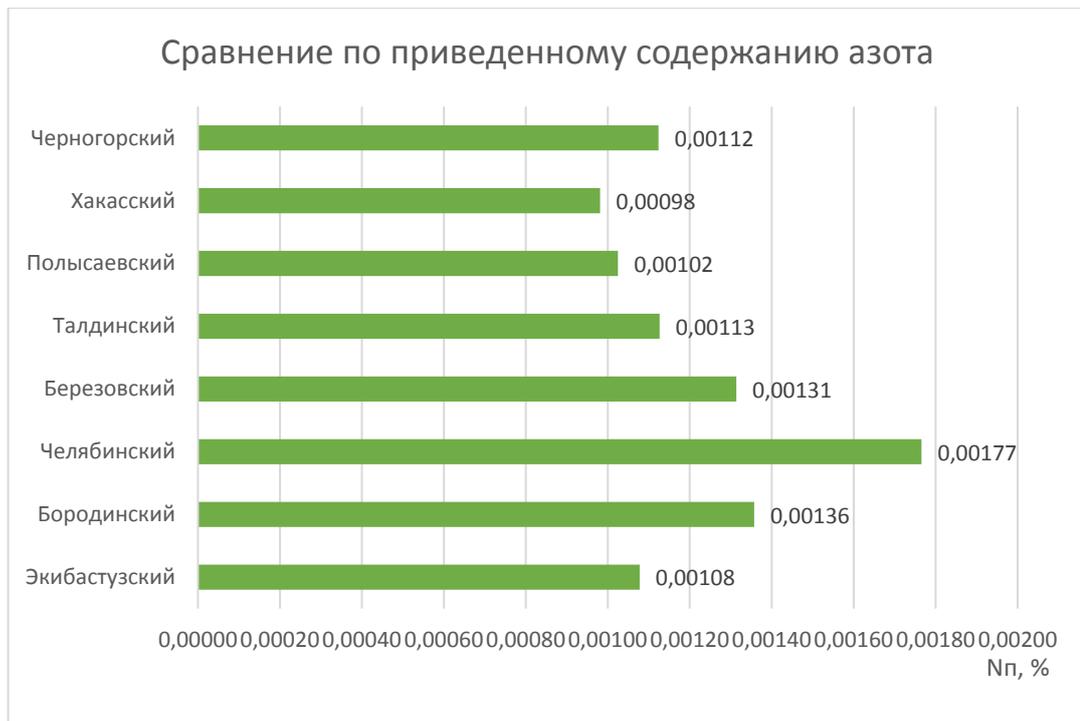


Рисунок 8 – Сравнение топлив по приведенному содержанию азота

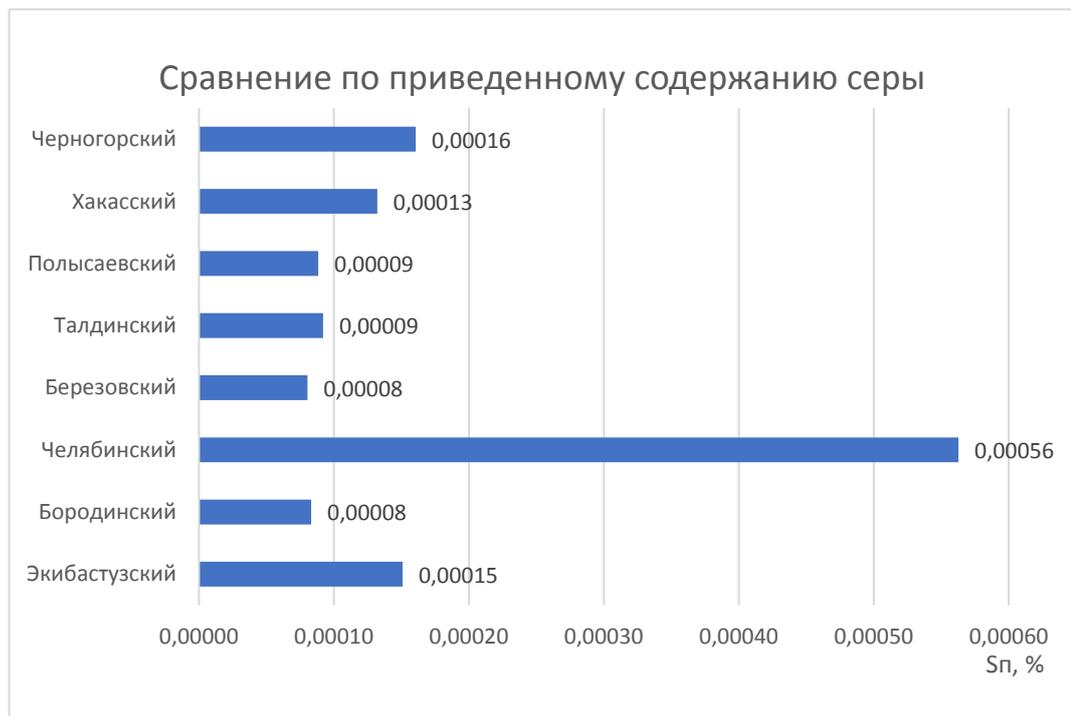


Рисунок 9 – Сравнение топлив по приведенному содержанию серы

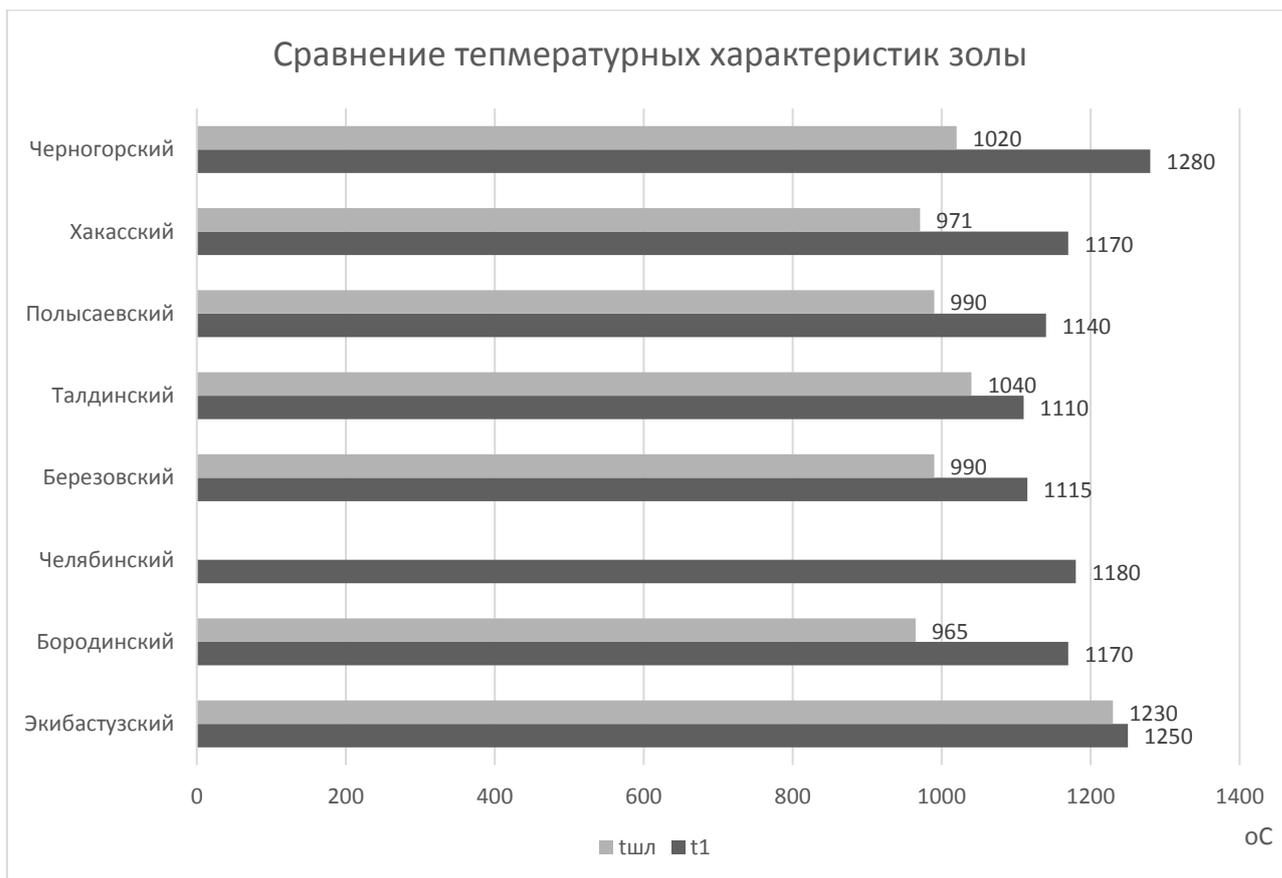


Рисунок 10 – Сравнение температурных характеристик золы

Ввиду повышенной влажности бурых углей для них рекомендована газовая или газоздушная сушка (есть характеристики топлива позволяют ее использовать по условиям взрывобезопасности). Экибастузский уголь имеет наименьшую приведенную влажность из всех сравниваемых вариантов и мельницы для этого угля должны, в первую очередь обеспечить размол топлива, а не его просушку, по этим причинам, использование высоковлажных топлив может вызвать необходимость замены молотковых мельниц на мельницы-вентиляторы.

Угли, имеющие пониженные температурные характеристики минеральной части, могут провоцировать интенсификацию шлакования поверхностей нагрева, по этим причинам следует дополнительно устанавливать на котел дополнительные средства отчистки.

Повышенные приведенные характеристики по зольности и азотосодержанию повышают выбросы загрязняющих веществ, что не только неблагоприятно отразится на экологической обстановке в регионе, но и вызовет необходимость внедрения дорогостоящих мероприятий, позволяющих снизить объемы выбросов.

Дополнительные капиталовложения, связанные с более глубокой реконструкцией котлоагрегата могут быть оправданы, при условии, что замещающее топливо сможет обеспечить сниженные расходы топлива и в целом максимально снизить затраты на топливо и себестоимость отпускаемой энергии. В случаях, когда снижение затрат и себестоимости незначительное,

следует отдать предпочтение более экономичным вариантам, при условии отсутствия прочих влияющих факторов.

Закономерно использовать топливо от приближенных поставщиков, однако, повышенные приведенные характеристики Челябинского угля делают его наименее подходящим топливом для замещения, поскольку такие высокие приведенные характеристики спровоцируют сильное увеличение выбросов в атмосферу, высокие расходы топлива на котел. Из соображений экологической безопасности и экономичности этот вид топлива не рекомендован к использованию на данном объекте, даже несмотря на то, что данный вид топлива находится на расстоянии максимально приближенном к объекту.

Далее следует обратить внимание на Кузнецкие каменные угли и угли Канско-Ачинского месторождения от крупнейшего производителя в регионе.

Уголь Березовского месторождения имеет высокую влажность, что потребует не только смены сушильного агента, но и замене молотковых мельниц на мельницы-вентиляторы. Также, эксплуатация котлов на данном виде топлива будет сопровождаться проблемой шлакования поверхностей нагрева, поэтому потребуются установка дополнительных средств очистки поверхностей котла по всему газовому тракту, все это выливается в повышенные капиталовложения.

Каменные угли Талдинского, Полысаевского, Хакасского и Черногорского месторождений имеют умеренные приведенные характеристики и высокую калорийность, их использование будет сопровождаться заметным снижением расхода топлива на котел. Черногорский уголь приближен к проектному топливу по показателям зольности. Эти угли потенциально могут быть использованы в качестве замещающих топлив.

Бородинский уголь широко используется на ТЭС Сибири и поставляется за рубеж, менее проблематичный по сравнению с Березовским углем. В сравнение Бородинскому выбран Полысаевский каменный уголь Кузнецкого месторождения и Черногорский каменный уголь.

2 Расчетная часть

2.1 Поверочный тепловой расчет котельного агрегата

Поверочный расчет котла при одноступенчатой компоновке хвостовых поверхностей нагрева рекомендуется вести в следующей последовательности. Оцениваются температуры уходящих газов и подогрева воздуха, определяются тепловые потери, КПД котла и расход топлива. После этого рассчитываются температуры газов на выходе из топки и методом последовательных приближений - за последующими поверхностями нагрева, до экономайзера. Расчет производился на проектный Экибастузский уголь, а также на угли Полысаевского, Бородинского и Черногорского месторождений. Основные характеристики топлив представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристики расчетного топлива

Уголь	Рабочая масса топлива, %							V ^r , %	Q _{н^p} , ккал/кг	t ₁ , °C
	W ^p	A ^p	S ^p	C ^p	H ^p	N ^p	O ^p			
Экибастузский	5	32,78	0,44	51,15	3,11	1,06	6,2	26,5	4640	1250
Полысаевский	6,7	18,66	0,37	60,09	4,3	2,01 5	7,7	40,4	5660	1190
Бородинский	33	7,04	0,18	42,9	2,94	0,54	13,43	47,8	3610	1170
Черногорский	14,2	21,1	48,52	3,17	0,45	1,29	11,13	41	4360	1280

Расчет теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания производился на следующей методике:

Теоретический объем воздуха, V_B^0 , м³/кг, для сжигания одного кг твердого топлива, определяется по следующему выражению:

$$V_B^0 = 0,0889(C^p + 0,375 \cdot S^p) + 0,265 \cdot H^p - 0,0333 \cdot O^p, \quad (1)$$

где C^p – количество углерода на рабочую массу топлива, %; S^p – количество серы на рабочую массу топлива, %; H^p – количество водорода на рабочую массу топлива, %; O^p – количество кислорода на рабочую массу топлива, %.

Объем азота, м³/кг, определяется по следующему выражению:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_B^0 + 0,8 \cdot \frac{N^p}{100}, \quad (2)$$

где V_B^0 – теоретически необходимый объем воздуха при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1$, м³/кг (см. формулу 6); N^p – количество азота на рабочую массу топлива, %.

Объем трехатомных газов, м³/кг, определяется по следующей формуле:

$$V_{RO_2} = 1,866 \frac{C^p + 0,375 \cdot S^p}{100}, \quad (3)$$

где C^p – количество углерода на рабочую массу топлива, %; S^p – количество серы на рабочую массу топлива, %.

Объем водяных паров для твердого топлива, м³/кг, определяется по следующему выражению:

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^p + 0,0124 \cdot W^p + 0,0161 \cdot V_B^0, \quad (4)$$

где H^p – количество водорода на рабочую массу топлива, %; W^p – влажность топлива на рабочую массу, %; V_B^0 – теоретически необходимый объем воздуха при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1$, м³/кг.

Суммарный объём дымовых газов, м³/кг, находим по формуле:

$$V_{\Gamma}^0 = V_{N_2}^0 + V_{RO_2} + V_{H_2O}^0 \quad (5)$$

Изменение коэффициентов избытка воздуха по газовому тракту представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Коэффициенты избытка воздуха

	Топочная камера	ШПП	КПП	КВПП	ПЗ	ВЭЖ	РВП	Ух.газы
α	1,2	1,2	1,21	1,23	1,24	1,25	1,413	1,45

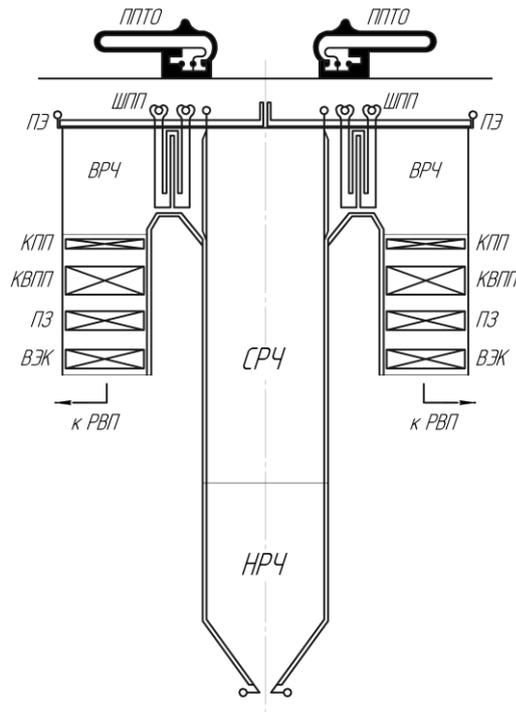


Рисунок 11 – Расчетная схема котла

Коэффициент полезного действия определяется методом обратного баланса:

$$\eta_k = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6) \quad (6)$$

Потеря тепла с уходящими газами:

$$q_2 = \frac{H_{ух.г} - \alpha_{ух.г} \cdot H_{хв}^0}{Q_p^p} \cdot (100 - q_4) \quad (7)$$

где $H_{ух.г}$ – энтальпия уходящих газов, кДж/кг, находится методом линейной интерполяции по температуре уходящих газов; $H_{хв}^0$ – энтальпия холодного воздуха, кДж/кг, находится по температуре холодного воздуха; $\alpha_{ух.г}$ – коэффициент избытка воздуха за воздухоподогревателем, q_4 – потеря тепла от

механического недожога, %, Q_p^p – рабочее располагаемое тепло сгорания топлива, кДж/кг.

Потеря тепла с химическим недожогом топлива. Для всех пылеугольных котлов данная тепловая потеря равна нулю. Потери с механическим недожогом принимаются равными 1,5%

Коэффициент сохранения тепла:

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{100} \quad (8)$$

Потеря теплоты с физическим теплом шлака q_6 , % обязательно учитывается при жидком шлакоудалении, а при твердом шлакоудалении – только в случае для высокозольных топлив:

$$q_6 = \frac{a_{шл} \cdot A^n \cdot (ct)_{шл}}{Q_p^p}, \quad (9)$$

где $a_{шл}$ – доля шлака, $(ct)_{шл}$ – энтальпия шлака, при твердом шлакоудалении.

Полный расход топлива определяется из следующего выражения, кг/с:

$$B = \frac{D_{пе} \cdot (h_{пе} - \bar{t}_{пв}) + D_{пп} \cdot (h''_{пп} - h'_{пп})}{Q_H^p \cdot \eta_{ка}^{бр}}, \quad (10)$$

где Q_H^p – низшая рабочая теплота сгорания топлива, кДж/кг, $\eta_{ка}^{бр}$ – коэффициент полезного действия в относительных единицах, $h_{пе}$, $\bar{t}_{пв}$, $h''_{пп}$, $h'_{пп}$ – энтальпии соответственно перегретого пара, питательной воды, пара промперегрева на входе и на выходе из промежуточного пароперегревателя, кДж/кг, принимает по таблице воды и водяного пара.

Расчетный расход топлива, кг/с:

$$B_p = B \left(1 - \frac{q_4}{100} \right) \quad (11)$$

Таблица 14 – Параметры рабочей среды по пароводяному тракту

Наименование величины	Значение	
	Первичный тракт	Вторичный тракт
Паропроизводительность, т/час	1650	1364
Давление на входе в тракт, МПа	37,5	4,1
Температура на входе в тракт, °С	277	302
Энтальпия на входе в тракт, кДж/кг	1214,914	2963,892
Давление на выходе из тракта, МПа	25	3,8
Температура на выходе из тракта, °С	545	545
Энтальпия на выходе из тракта, кДж/кг	3323,015	3543,85

Таблица 15 – Расчет экономичности работы котла

Наименование величины	Экибастузский	Польсаевский	Бородинский	Черногорский
Потери с уходящими газами, %	5,984	5,033	5,774	5,524
Потери с химическим недожогом, %	0	0	0	0
Потери с механическим недожогом, %	1,5	1,5	1,5	1,5
Потери с наружных поверхностей, %	0,2	0,2	0,2	0,2
Потери с физическим теплом шлака, %	0,06	0,022	0,013	0,0324
КПД котла, %	92,4	93,245	92,513	92,744
Коэффициент сохранения тепла	0,998	0,998	0,998	0,998
Полный расход топлива, кг/с (т/ч)	73,55 (264,8)	53,672 (193,218)	84,815 (305,336)	70,051 (252,183)
Расчетный расход топлива, кг/с (т/ч)	72,5 (261)	52,866 (190,319)	83,543 (300,756)	69 (248,401)
Располагаемая теплота, кДж/кг	17476,49	23691,984	15112,348	18248,448

Расчет теплообмена топки выполняется с целью определение температуры газов на выходе из топочной камеры и теплового напряжения.

Полезное тепловыделение в топочной камере Q_T , кДж/кг:

$$Q_T = Q_H^p \cdot \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_B, \quad (12)$$

где Q_H^p – низшая рабочая теплота сгорания топлива, кДж/кг, q_3 – потеря теплоты с химическим недожогом, %, q_4 – потеря теплоты с механическим недожогом, %, q_6 – потеря теплоты с теплом шлака, %, Q_B – теплота поступающего в топку горячего воздуха, кДж/кг.

Теплота поступающего в топочную камеру воздуха, кДж/кг:

$$Q_B = \beta_{ГВ} \cdot H_{ГВ}^0 + (\Delta\alpha_T + \Delta\alpha_{пл})H_{ХВ}^0, \quad (13)$$

где $\beta_{ГВ}$ – относительный избыток воздуха, $H_{ГВ}^0$ – энтальпия горячего воздуха после воздухоподогревателя, кДж/кг, $\Delta\alpha_T$ – присосы воздуха в топочную камеру, $\Delta\alpha_{пл}$ – присосы воздуха в пылесистему, $H_{ХВ}^0$ – энтальпия холодного воздуха, кДж/кг.

Относительный избыток воздуха:

$$\beta_{ГВ} = \alpha_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{пл} \quad (14)$$

где α_T – коэффициент избытка воздуха в топке.

Значению Q_T соответствует теоретическая (адиабатная) температура продуктов сгорания в топке $\vartheta_a, ^\circ\text{C}$, которая находится методом обратной интерполяции в зоне высоких температур газов при значении α_T .

Критерий поглощательной способности (критерий Бугера):

$$Bu = kps_T, \quad (15)$$

где k – коэффициент поглощения топочной среды, $1/(\text{м}\cdot\text{МПа})$, $p = 0,1$ – давление в топочной камере, МПа, s_T – эффективная толщина излучающего слоя топочной камеры, м.

Коэффициент поглощения топочной среды, $1/(\text{м}\cdot\text{МПа})$, при сжигании твердых топлив определяется по формуле:

$$k = k_{\Gamma}r_{\Pi} + k_{зл}\mu_{зл} + k_{к}, \quad (16)$$

где k_{Γ} – коэффициент поглощения лучей газовой фазой продуктов сгорания, $1/(\text{м}\cdot\text{МПа})$, r_{Π} – объемная доля трехатомных газов; $k_{зл}$ – коэффициент ослабления лучей взвешенными в топочной среде частицами летучей золы, $1/(\text{м}\cdot\text{МПа})$; $\mu_{зл}$ – концентрация золовых частиц в топочной камере; $k_{к}$ – коэффициент ослабления лучей частицами горящего кокса, принимаем $k_{к} = 1/(\text{м}\cdot\text{МПа})$.

Коэффициент поглощения лучей, $1/(\text{м}\cdot\text{МПа})$, газовой фазой продуктов сгорания:

$$k_{\Gamma} = \left(\frac{7,8+16\cdot r_{H_2O}}{\sqrt{r_{\Pi}\cdot s_T}} - 1 \right) \left(1 - 0,37 \cdot \frac{T_T''}{1000} \right), \quad (17)$$

где r_{H_2O} – объемная доля водяных паров, r_{Π} – суммарная доля трехатомных газов в продуктах сгорания, s_T – эффективная толщина излучающего слоя топки, м, $T_T'' = \vartheta_T'' + 273$ – абсолютная температура газов на выходе из топки.

Коэффициент ослабления лучей взвешенными в топочной среде частицами летучей золы:

$$k_{зл} = \frac{43\rho_{\Gamma}}{(T_T'' d_{зл})^{0,67}}, \quad (18)$$

где $\rho_{\Gamma} = 1300 \text{ г/м}^3$ – плотность дымовых газов при атмосферном давлении, T_{Γ}'' – абсолютная температура газов на выходе из топки, К, $d_{\text{зл}} = 16 \text{ мкм}$ – эффективный диаметр золых частиц, для молотковых мельниц.

По найденному значению Bu определяется эффективное значение критерия Бугера \widetilde{Bu} :

$$\widetilde{Bu} = 1,6 \ln \left(\frac{1,4 \cdot Bu^2 + Bu + 2}{1,4 \cdot Bu^2 - Bu + 2} \right) \quad (19)$$

Коэффициент, учитывающий положения факела:

$$M = 0,59 - 0,5X_{\Gamma}, \quad (20)$$

где X_{Γ} – параметр, характеризующий относительную высоту положения зоны максимальных температур в топке.

$$X_{\Gamma} = \frac{h_{\Gamma}}{h_{\Gamma}'} \quad (21)$$

где h_{Γ} – высота размещения горелок от пода топки, h_{Γ}' – расчетная высота заполняющего топку факела от низа топки до середины выходного газового окна.

Коэффициент тепловой эффективности экрана:

$$\psi = x \cdot \xi, \quad (22)$$

где ξ – условный коэффициент загрязнения, x – угловой коэффициент экрана.

Расчетная температура газов на выходе из топочной камеры ϑ_{Γ}'' :

$$\vartheta_{\Gamma}'' = \frac{T_a}{1 + M \cdot Bu^{0,3} \cdot \left[\frac{5,67 \cdot 10^{-11} \psi_{\text{ср}} F_{\text{ср}} T_a^3}{\phi B_p (Vc)_{\text{ср}}} \right]^{0,6}} - 273 \quad (23)$$

где M – эмпирический параметр, \widetilde{Bu} – эффективное значение критерия Бугера, $\psi_{\text{ср}}$ – средний коэффициент тепловой эффективности, $F_{\text{ср}}$ – полная площадь поверхности стен топки, м^2 , T_a – теоретическая температура продуктов сгорания в топке, К, ϕ – коэффициент тепловой эффективности, B_p – расход топлива на котел, кг/с , $(Vc)_{\text{ср}}$ – средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания 1 кг топлива, $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$:

$$(Vc)_{\text{ср}} = \frac{Q_{\Gamma} - H_{\Gamma}''}{\vartheta_a - \vartheta_{\Gamma}''} \quad (24)$$

где Q_{Γ} – тепловыделение в топочной камере, кДж/кг , H_{Γ}'' – энтальпия продуктов сгорания топлива, кДж/кг , на выходе из топки, определяется по принятой ранее температуре ϑ_{Γ}'' и избытку воздуха на выходе из топки α_{Γ} : $H_{\Gamma}'' = 9108,94 \text{ кДж/кг}$, ϑ_a – теоретическая температура продуктов сгорания в топке, $^\circ\text{C}$, ϑ_{Γ}'' – температура газов на выходе из топки, $^\circ\text{C}$.

Общее количество теплоты, кДж/кг, переданное излучением от газов к поверхностям нагрева топки:

$$Q_T^L = \varphi \cdot (Q_T - H_T''), \quad (25)$$

где Q_T – тепловыделение в топочной камере, кДж/кг, H_T'' – энтальпия продуктов сгорания топлива на выходе из топки кДж/кг.

Среднее тепловое напряжение экранов топки, кВт/м²:

$$q_L = \frac{B_p \cdot Q_T^L}{F_{CT}}, \quad (26)$$

где B_p – расход топлива на котел, кг/с, Q_T^L – количество теплоты, переданное излучением от газов к поверхностям нагрева топки, кДж/кг, F_{CT} – полная площадь поверхности стен топки, м².

Расчет подвесных поверхностей нагрева производится по балансовым уравнениям методом последовательных приближений с определением тепловосприятости и температур на входе и на выходе по газам и рабочему телу.

Прирост энтальпии определяется по формуле:

$$\Delta h = \frac{Q \cdot B_p}{D}, \quad (27)$$

где Q – тепловосприятость поверхности, кДж/кг, B_p – расход топлива на котел, кг/с, D – расход пара через радиационный пароперегреватель, кг/с.

Тепловосприятость поверхностей нагрева, получающих тепло излучением:

$$Q = \frac{q_L \cdot \eta_B \cdot F_{\text{пот}}}{B_p}, \quad (28)$$

где q_L – среднее тепловое напряжение экранов топки, кВт/м², η_B – коэффициент неравномерности тепловосприятости; F – площадь поверхности нагрева, м²; B_p – расчетный расход топлива, кг/с.

Тепловосприятость остальных поверхностей нагрева, кДж/кг:

$$Q = \varphi \cdot (H' - H'' + \Delta\alpha \cdot H_{XB}^0), \quad (29)$$

где φ – коэффициент сохранения тепла, H'' и H' – энтальпии газов на входе и на выходе из поверхности нагрева, кДж/кг; $\Delta\alpha$ – величина присосов воздуха в поверхности нагрева; H_{XB}^0 – энтальпия холодного воздуха, поступающего с присосами, кДж/кг.

Тепловосприятость воздухоподогревателя:

$$Q = \left(\beta_{ГВ} + \frac{\Delta\alpha}{2} \right) \cdot (H_{ГВ}^0 - H_{XB}^0), \quad (30)$$

где $\beta_{ГВ}$ – коэффициент избытка воздуха на выходе из воздухоподогревателя, $\Delta\alpha_{ВП}$ – величина присосов воздуха в воздухоподогревателе, $H_{ХВ}^0$ – энтальпия холодного воздуха, кДж/кг, $H_{ГВ}^0$ – энтальпия воздуха на выходе из воздухоподогревателя, кДж/кг.

Количество тепла, переданное рабочему телу, кДж/кг:

$$Q = \frac{k \cdot F \cdot \Delta t}{B_p}, \quad (31)$$

где k – коэффициент теплопередачи, $\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$, F – площадь поверхности ширм, $м^2$, Δt – температурный напор, $^{\circ}С$, B_p – расход топлива на котел, кг/с.

Результаты тепловых расчетов на разные виды топлива представлен в виде сводных таблиц ниже.

Таблица 16 – Результаты теплового расчета на Экибастузский уголь

Наименование величины	ВЭК	НРЧ	ПЗ	СРЧ	ПЭ	ВРЧ	ШПП	КПП	КВПП	РВП
Диаметр и толщина труб, мм	32x6	32x6	32x5	32x6	32x6	32x5	32x6	32x5	57x4	-
Материал изготовления	20	12Х1МФ	12Х1МФ	12Х1МФ	12Х1МФ	12Х1МФ	12Х18Н12Т	12Х18Н12Т	12Х18Н12Т	2
Поперечный шаг труб, мм	84	-	112	-	-	-	470	212	194	-
Продольный шаг труб, мм	50	-	40	-	-	-	36	50	80	-
Относительно поперечный шаг труб	2,62	-	3,5	-	-	-	14,69	6,62	3,4	-
Относительно продольный шаг труб	1,562	-	1,25	-	-	-	1,125	1,562	1,404	-
Число труб по ходу газов	21	-	32	-	-	-	72	12	12	-
Сечение для прохода газов, м ²	202	-	232	-	-	-	265	276	230	112
Сечение для прохода среды, м ²	0,422	0,226	0,384	0,22	0,28	0,356	0,25	0,249	1,628	112
Тип пучка	Шах.	-	Шах.	-	-	-	Корид.	Шах.	Шах.	Инт.
Характер тока	Прот.	-	Прот.	-	-	Прям.	Прям.	Прям.	Прот.	Прот.
Поверхность нагрева, м ²	9212	1108	9236	1478	740	761	2812	1790	6699	292600
Избыток воздуха за поверхностью	1,25	1,2	1,24	1,2	1,2	1,2	1,2	1,21	1,23	1,413
Присос воздуха в газоходе	0,02	0	0,01	0	0	0	0	0,01	0,02	0,075
Температура газов на входе, °С	498	1942	725	1942	1942	1942	1047	963	914	338
Энтальпия газов на входе, кДж/кг	4546,15	19873,17	8958,3	19873,17	19873,17	19873,17	11866	9062,9	11549,56	4056,5
Температура газов на выходе, °С	380	1277	518	1277	1277	1277	1025	865	725	130
Энтальпия газов на выходе, кДж/кг	3456,75	12394,02	6273,07	12394,02	12394,02	12394,02	9842,31	8095	8958	1663
Расход рабочей среды	1518	1518	1518	1518	1584	1617	1617	1650	1364	-
Температура среды на входе, °С	277	314	385	400	444	427	437	498	302	30
Энтальпия среды на входе, кДж/кг	1215,94	1403,23	1684,38	2187,2	2840,82	2744,5	2831,2	3146,7	3192,78	180
Температура среды на выходе, °С	314	385	400	455	496	438	508	545	545	337

Продолжение таблицы 16

Наименование величины	ВЭК	НРЧ	ПЗ	СРЧ	ПЭ	ВРЧ	ШПП	КПП	КВПП	РВП
Энтальпия среды на выходе, кДж/кг	1403,23	1684,38	2187,2	2849,2	2974,9	2831,2	3184,4	3322,67	3298,368	2084,52
Тепловосприятие по балансу, кДж/кг	206	4436	407	3240	1645	1089	4550,34	955,32	1843,6	2260
Расчетная разница температур, °С	139,2	-	191	-	-	-	-	388	292	64
Коэффициент теплопередачи, Вт/м ² К	52,9	-	63,2	-	-	-	68,2	85,2	54,8	9,4

Таблица 17 – Результаты теплового расчета на Полысаевский уголь

Наименование величины	ВЭК	НРЧ	ПЗ	СРЧ	ПЭ	ВРЧ	ШПП	КПП	КВП	РВП
Диаметр и толщина труб, мм	32x6	32x6	32x5	32x6	32x6	32x5	32x6	32x5	57x4	-
Материал изготовления	20	12X1MФ	12X1MФ	12X1MФ	12X1MФ	12X1MФ	12X18H12Г	12X18H12Г	12X18H12Г	2
Поперечный шаг труб, мм	84	-	112	-	-	-	470	212	194	-
Продольный шаг труб, мм	50	-	40	-	-	-	36	50	80	-
Относительно поперечный шаг труб	2,62	-	3,5	-	-	-	14,69	6,62	3,4	-
Относительно продольный шаг труб	1,562	-	1,25	-	-	-	1,125	1,562	1,404	-
Число труб по ходу газов	21	-	32	-	-	-	72	12	12	-
Сечение для прохода газов, м ²	202	-	232	-	-	-	265	276	230	112
Сечение для прохода среды, м ²	0,422	0,226	0,384	0,22	0,28	0,356	0,25	0,249	1,628	112
Тип пучка	Шах.	-	Шах.	-	-	-	Корид.	Шах.	Шах.	Инт.
Характер тока	Прот.	-	Прот.	-	-	Прям.	Прям.	Прям.	Прот.	Прот.
Поверхность нагрева, м ²	9212	1108	9236	1478	740	761	2812	1790	6699	292600
Избыток воздуха за поверхностью	1,25	1,2	1,24	1,2	1,2	1,2	1,2	1,21	1,23	1,413
Присос воздуха в газоходе	0,02	0	0,01	0	0	0	0	0,01	0,02	0,075
Температура газов на входе, °С	502	1972	673	1972	1972	1972	1179	922	857	371
Энтальпия газов на входе, кДж/кг	6066	26604,06	8260,676	26604,06	26604,06	26604,06	14990	11414,081	10610	4419,874
Температура газов на выходе, °С	382	1209	502	1209	1209	1209	1022	857	673	142
Энтальпия газов на выходе, кДж/кг	4564	15408,67	6066	15408,67	15408,67	15408,67	12790	10610	8261	1819
Расход рабочей среды	1518	1518	1518	1551	1551	1584	1584	1650	1364	-
Температура среды на входе, °С	277	301,924	386,7	393,02	425,362	433,048	463,581	501,027	394,211	30

Продолжение таблицы 17

Наименование величины	ВЭК	НРЧ	ПЗ	СРЧ	ПЭ	ВРЧ	ШПП	КПП	КВПП	РВП
Энтальпия среды на входе, кДж/кг	1215,06	1338,35	1913,725	2017,605	2659,77	2787,14	2976,59	3198,521	3012,964	247,19
Температура среды на выходе, °С	301,924	386,7	393,02	425,362	446,78	463,581	523,11	547,975	513,446	312
Энтальпия среды на выходе, кДж/кг	1338,35	1913,725	2017,605	2659,77	2863,49	2976,59	3239,83	3332,707	3476,47	2605,267
Тепловосприятие по балансу, кДж/кг	988,151	4589	835,024	5182	1660,25	1576,586	2174,726	805,11	2362,102	2639,036
Расчетная разница температур, °С	93,75	-	69,724	-	-	-	349,003	362,5	310,861	73,337
Коэффициент теплопередачи, Вт/м²К	60,5	-	63,6	-	-	-	64,7	55	44	6,05

Таблица 18 – Результаты теплового расчета на Бородинский уголь

Наименование величины	ВЭК	НРЧ	ПЗ	СРЧ	ПЭ	ВРЧ	ШПП	КПП	КВПП	РВП
Диаметр и толщина труб, мм	32x6	32x6	32x5	32x6	32x6	32x5	32x6	32x5	57x4	-
Материал изготовления	20	12X1МФ	12X1МФ	12X1МФ	12X1МФ	12X1МФ	12X18Н12Т	12X18Н12Т	12X18Н12Т	2
Поперечный шаг труб, мм	84	-	112	-	-	-	470	212	194	-
Продольный шаг труб, мм	50	-	40	-	-	-	36	50	80	-
Относительно поперечный шаг труб	2,62	-	3,5	-	-	-	14,69	6,62	3,4	-
Относительно продольный шаг труб	1,562	-	1,25	-	-	-	1,125	1,562	1,404	-
Число труб по ходу газов	21	-	32	-	-	-	72	12	12	-
Сечение для прохода газов, м ²	202	-	232	-	-	-	265	276	230	112
Сечение для прохода среды, м ²	0,422	0,226	0,384	0,22	0,28	0,356	0,25	0,249	1,628	112
Тип пучка	Шах.	-	Шах.	-	-	-	Корид.	Шах.	Шах.	Инт.
Характер тока	Прот.	-	Прот.	-	-	Прям.	Прям.	Прям.	Прот.	Прот.
Поверхность нагрева, м ²	9212	1108	1108	1478	740	761	4218	3222	16750	292600
Избыток воздуха за поверхностью	1,25	1,2	1,24	1,2	1,2	1,2	1,2	1,21	1,23	1,413
Присос воздуха в газоходе	0,02	0	0,01	0	0	0	0	0,01	0,02	0,075
Температура газов на входе, °С	447	1772,6	564	1772,6	1772,6	1772,6	1192	960	845	342
Энтальпия газов на входе, кДж/кг	3841	17028,9	4892,76	17028,9	17028,9	17028,9	11216,5	3048,95	7603,3	2893,64
Температура газов на выходе, °С	353	1221	447	1221	1221	1221	960	845	564	141
Энтальпия газов на выходе, кДж/кг	2996	11220	3841	11220	11220	11220	8583	7503,806	4893	1282
Расход рабочей среды	1518	1518	1518	1518	1584	1617	1617	1650	1364	-
Температура среды на входе, °С	277	308,6	380,513	380,5	413,7	401,32	415,2	474,12	333,7	50
Энтальпия среды на входе, кДж/кг	1215,1	1372,6	1845	1844,71	3637	2436,85	2652,54	3048,95	3124,26	273,79
Температура среды на выходе, °С	310,6	380,5	394,78	413,7	421,5	415,19	482,86	532,84	534,64	298

Продолжение таблицы 18

Наименование величины	ВЭК	НРЧ	ПЗ	СРЧ	ПЭ	ВРЧ	ШПП	КПП	КВПП	РВП
Энтальпия среды на выходе, кДж/кг	1383,33	1844,71	2053,2	2524,52	2675,59	2652,5	3086,38	3282,59	3525	1633,9
Тепловосприятие по балансу, кДж/кг	846,2	2383	1055,7	3637	795,7	1022,8	2367,35	1073,6	2581,4	1627,86
Расчетная разница температур, °С	103,381	-	110,092	-	-	-	368,33	393,08	268,6	64,1
Коэффициент теплопередачи, Вт/м ² К	64,5	-	70	-	-	-	72	68	47	7,25

Таблица 19 – Результаты теплового расчета на Черногорский уголь

Наименование величины	ВЭК	НРЧ	ПЗ	СРЧ	ПЭ	ВРЧ	ШПП	КПП	КВПП	РВП
Диаметр и толщина труб, мм	32x6	32x6	32x5	32x6	32x6	32x5	32x6	32x5	57x4	-
Материал изготовления	20	12Х1МФ	12Х1МФ	12Х1МФ	12Х1МФ	12Х1МФ	12Х18Н12Т	12Х18Н12Т	12Х18Н12Т	2
Поперечный шаг труб, мм	84	-	112	-	-	-	470	212	194	-
Продольный шаг труб, мм	50	-	40	-	-	-	36	50	80	-
Относительно поперечный шаг труб	2,62	-	3,5	-	-	-	14,69	6,62	3,4	-
Относительно продольный шаг труб	1,562	-	1,25	-	-	-	1,125	1,562	1,404	-
Число труб по ходу газов	21	-	32	-	-	-	72	12	12	-
Сечение для прохода газов, м ²	202	-	232	-	-	-	265	276	230	112
Сечение для прохода среды, м ²	0,422	0,226	0,384	0,22	0,28	0,356	0,25	0,249	1,628	112
Тип пучка	Шах.	-	Шах.	-	-	-	Корид.	Шах.	Шах.	Инт.
Характер тока	Прот.	-	Прот.	-	-	Прям.	Прям.	Прям.	Прот.	Прот.
Поверхность нагрева, м ²	9212	1108	9236	1478	740	761	2812	1790	6699	292600
Избыток воздуха за поверхностью	1,25	1,2	1,24	1,2	1,2	1,2	1,2	1,21	1,23	1,413
Присос воздуха в газоходе	0,02	0	0,01	0	0	0	0	0,01	0,02	0,075
Температура газов на входе, °С	507	1913	676	1913	1913	1913	1057	918	857	375
Энтальпия газов на входе, кДж/кг	4862,4	20481,43	6586,774	20481,43	20481,43	20481,43	10550	9023	8423	3544,98
Температура газов на выходе, °С	386	1087	507	1087	1087	1087	927	857	676	133
Энтальпия газов на выходе, кДж/кг	3660	10887,4	4862	10887,4	10887,4	10887,4	9121	8423	6587	1354
Расход рабочей среды	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650
Температура среды на входе, °С	277	301,03	387,707	393,5	403,535	439,1	475,2	525,138	414,667	30
Энтальпия среды на входе, кДж/кг	1215,06	1333,78	1926,56	2027,223	2334,85	2828,2	3031,78	3246,9	3247,59	189,97
Температура среды на выходе, °С	301,03	387,707	393,5	403,535	455,23	475,2	525,138	549,4	534,16	316

Продолжение таблицы 17

Наименование величины	ВЭК	НРЧ	ПЗ	СРЧ	ПЭ	ВРЧ	ШПП	КПП	КВПП	РВП
Энтальпия среды на выходе, кДж/кг	1333,78	1926,56	2027,223	2334,85	2912,7	3031,78	3246,9	3337,25	3523,823	2028,08
Тепловосприятие по балансу, кДж/кг	793,7	3933	671,811	4452	1422,7	3031	1429,6	601,777	1816,121	2194,37
Расчетная разница температур, °С	96,97	-	72,4	-	-	-	233,67	348,89	291,34	77,76
Коэффициент теплопередачи, Вт/м ² К	61,3	-	67,3	-	-	-	66	58	45,2	6,66

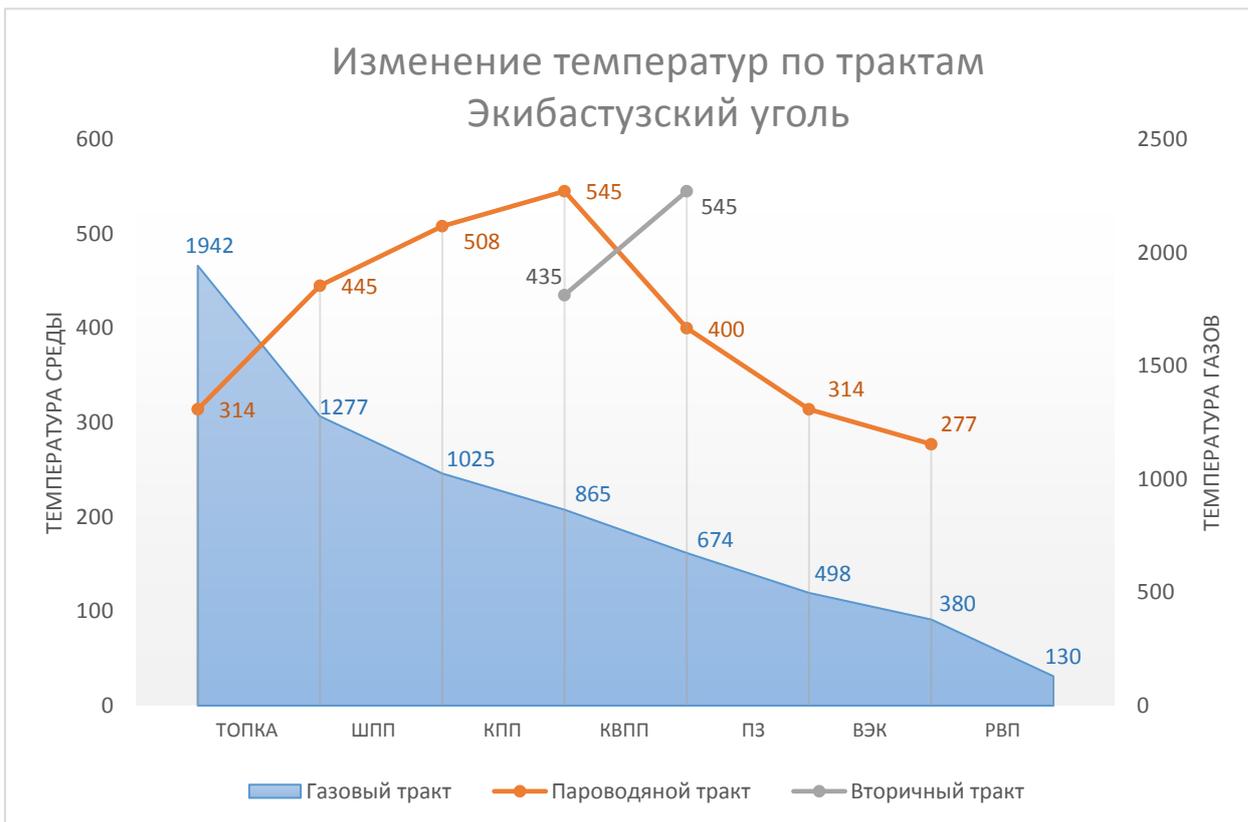


Рисунок 12 – Результаты теплового расчета на Экибастузский уголь

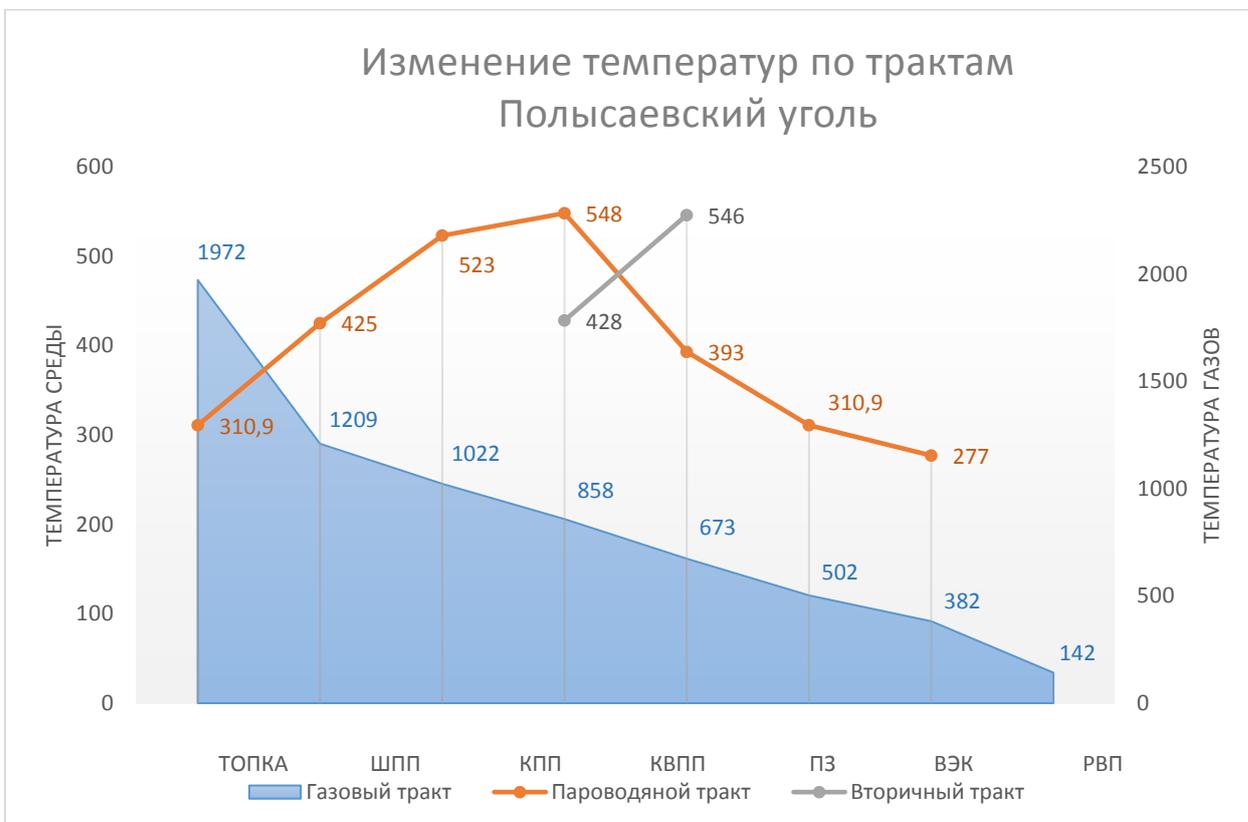


Рисунок 13 – Результаты теплового расчета на Полысаевский уголь

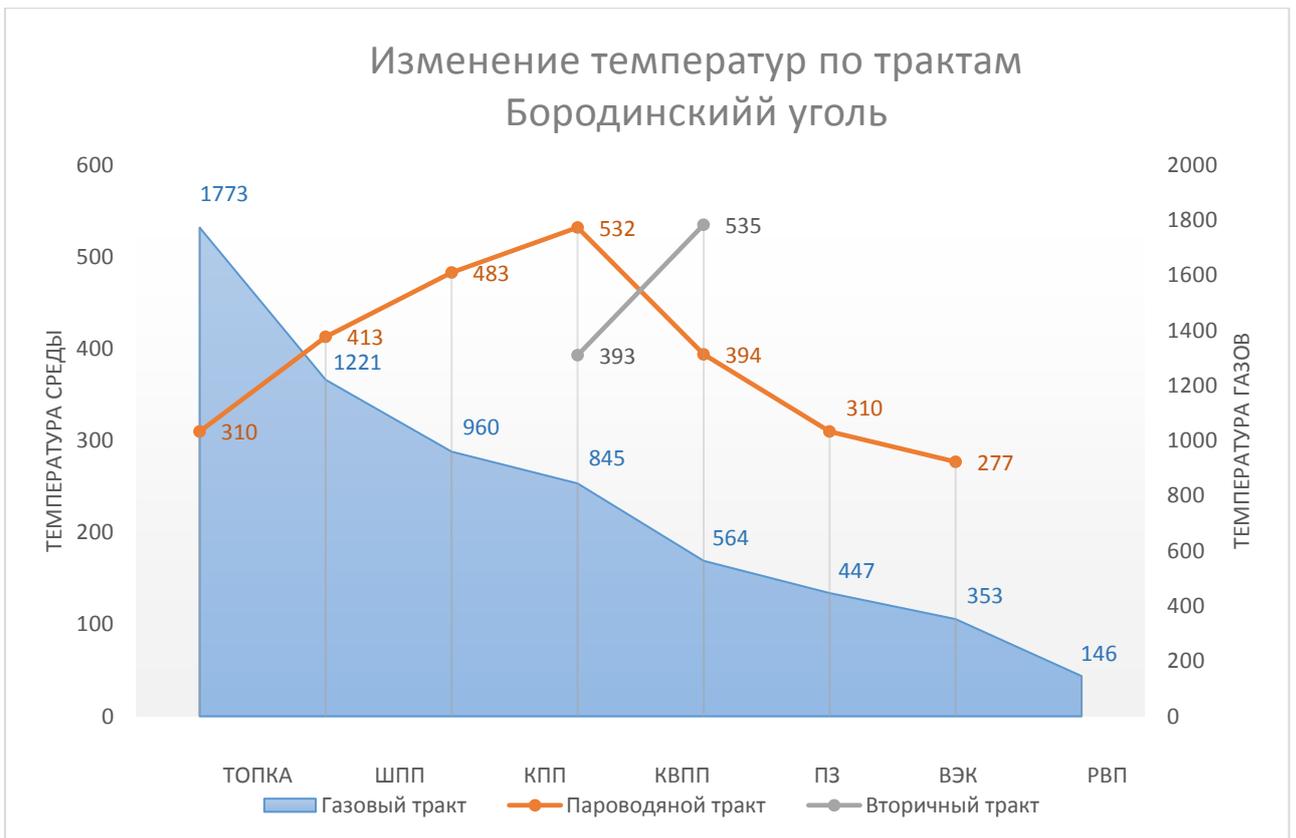


Рисунок 14 – Результаты расчета на Бородинский уголь

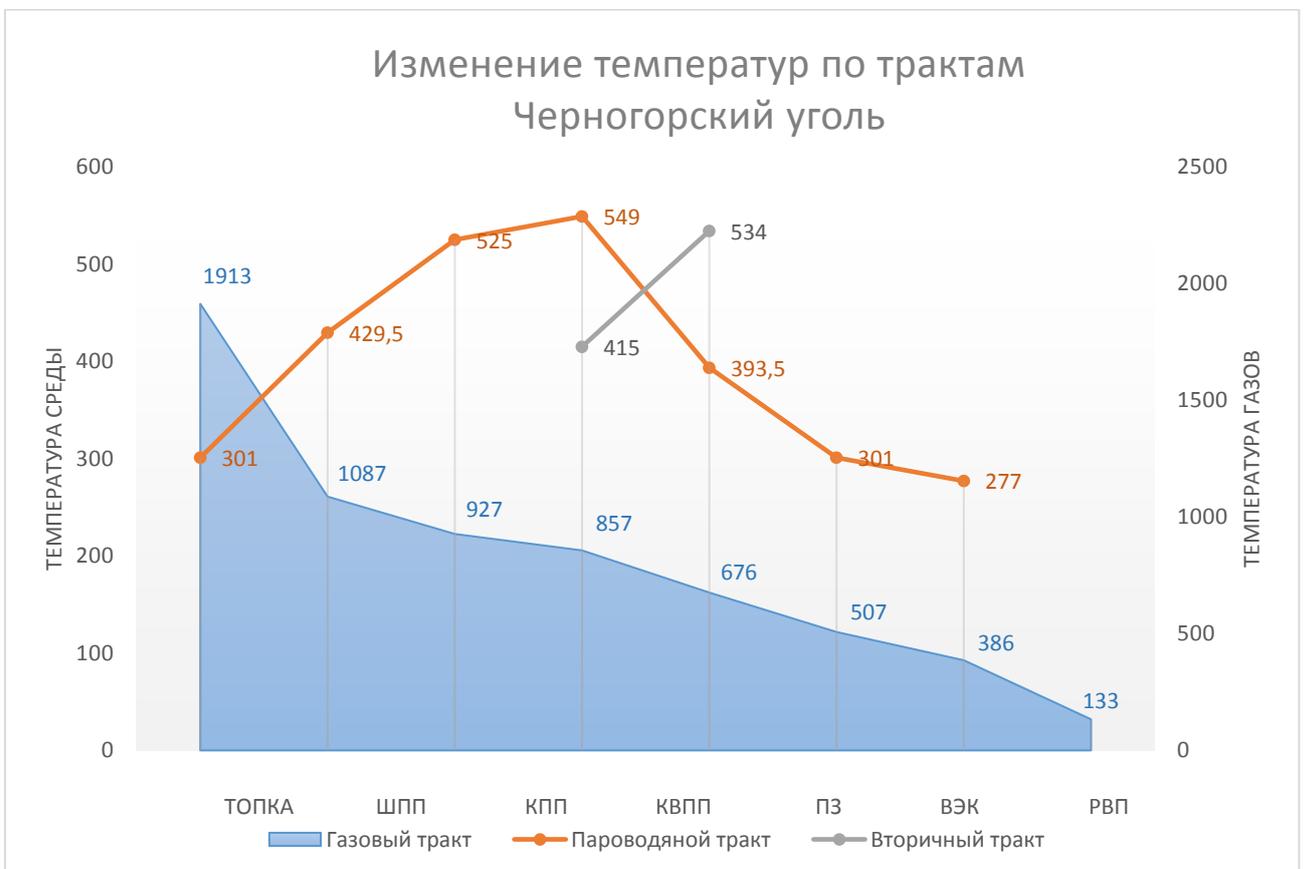


Рисунок 15 – Результаты расчета на Черногорский уголь

Полысаевский уголь обеспечивает работу котла с минимальным расходом топлива, ввиду своей высокой калорийности. В расчете не производилось увеличение площадей нагрева по первичному тракту, перераспределены впрыски. Ширмовый и конвективный пароперегреватель работает в режиме повышенных температур, что отрицательно сказывается на надежности работы этих поверхностей нагрева, для повышения их надежности используются повышенные расходы на впрыск перед КПП и ВРЧ. Температура дымовых газов на выходе из топки не обеспечивает безшлакочный режим верхней части топочной камеры и ширмового пароперегревателя. С целью уменьшения объемов реконструкций изменен расход в байпас ППТО для повышения температуры среды по вторичному тракту.

Черногорский уголь обеспечивает безшлакочный режим и более надежную работу пароперегревателей. По результатам расчета, имеет максимальное тепловое напряжение топочного объема, что позволяет получить номинальные параметры пара с проведением минимальных объемов реконструкций поверхностей нагрева. Данный вид топлива обеспечивает уменьшение расхода топлива на котел.

При сжигании Бородинского угля номинальные параметры пара не могут быть достигнуты без достаточно серьезных изменений конструкции поверхностей нагрева. Из-за низкой калорийности расход топлива на котел превышает расход на проектном угле.

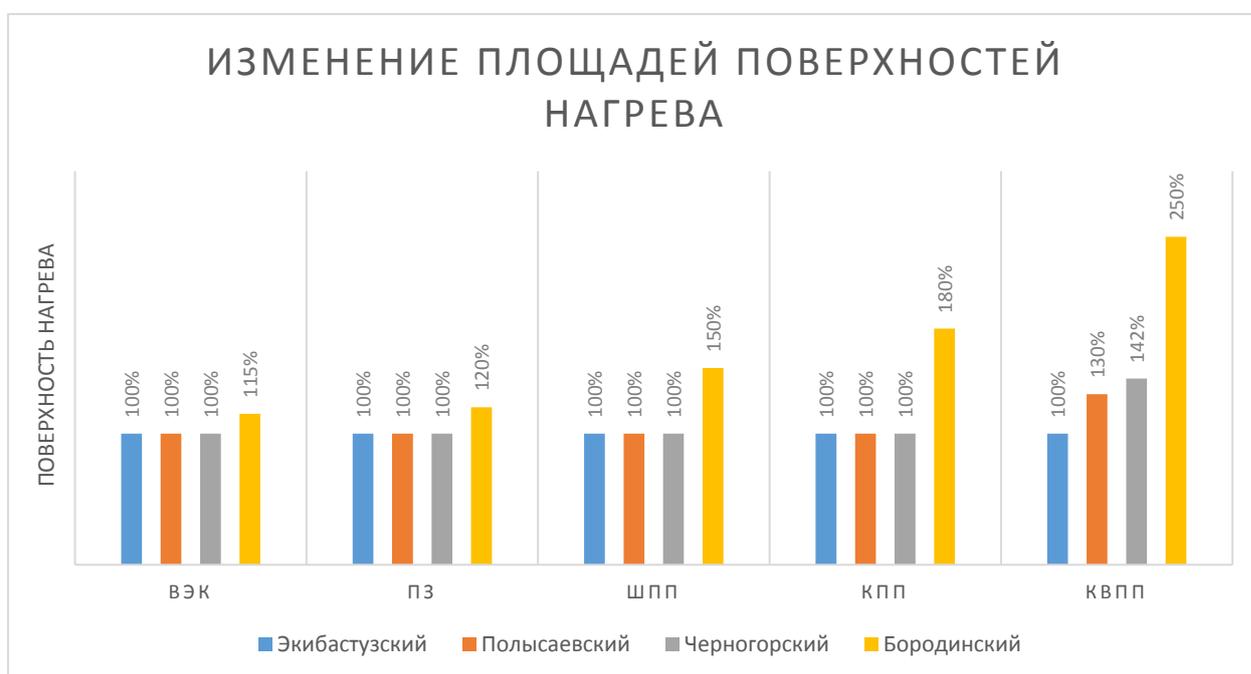


Рисунок 16 – Изменение площадей поверхностей нагрева по результатам теплового расчета

2.2 Система пылеприготовления

Действующая пылесистема с прямым вдуванием, оборудована 8-ю молотковыми мельницами ММТ2600/2550/590 и 24-мя вихревыми горелками. Так как в качестве замещающего топлива выбраны топлива с большим выходом летучих веществ, возникает необходимость в замене установленных вихревых горелок на прямоточные. По условиям взрывобезопасности потребуется смена сушильного агента на дымовые газы или их смесь с горячим воздухом. Далее необходимо удостовериться, что сушильная и размольная производительность установленных мельниц подходит для замещающих топлив, в противном случае выбрать новые мельничные устройства.

2.2.1 Тепловой баланс сушильно–мельничной системы

Таблица 20 – Характеристики топлив и угольной пыли

Уголь, марка	Влажность пыли $W^{пл}$, %	Приведенные хар-ки		Коэффициент размолоспособности, $K_{ло}$	Тонкость помола, R_{90} , %
		Влажность $W^п$, % кг/ккал	Зольность $A^п$, % кг/ккал		
Полысаевский	2	0,00118	0,0035	1,3	30
Бородинский	12	0,009	0,0029	1.35	55
Черногорский	7	0,0033	0,0056	1	25

Производительность одной мельницы, кг/с:

$$B_m = K_{зап} \cdot \frac{B_p}{n_m}, \quad (32)$$

где $K_{зап}$ – коэффициент запаса по производительности, в системе пылеприготовления с промежуточным пылевым бункером при установке трех мельниц равен 1,2, B_p – расход топлива на котел, кг/с, n_m – количество мельниц, шт.

Для замещающих топлив рекомендовано использовать сушку газами или их смесь с горячим воздухом, с целью уменьшения капитальных вложений в реконструкцию, рассматривается возможность использования уходящих газов. При газовой сушке сушильно-мельничный баланс рассчитывается следующим образом:

Приходные статьи баланса:

$$q_{прих} = q'_Г + q_{мех} + q_{прис}, \quad (33)$$

где $q'_Г$ - физическое тепло, вносимое газами, подаваемыми для сушки и транспортировки пыли в системе пылеприготовления, кДж/кг, $q_{мех}$ – тепло,

выделяющееся в результате работы размалывающих органов, кДж/кг, $q_{\text{прис}}$ – тепло, внесенное присосанным воздухом, кДж/кг.

Физическое тепло, вносимое газами, подаваемыми для сушки и транспортировки пыли в системе пылеприготовления, кДж/кг:

$$q'_G = g_G \cdot c_G \cdot t'_G, \quad (34)$$

где t'_G - температура газов, подаваемых в систему, °С, c_G – теплоемкость газов, кДж/(кг·°С); g_G – количество газов, кг/кг, является неизвестной величиной и определяется в конце из теплового баланса.

Тепло, выделяющееся в результате работы размалывающих органов, кДж/кг:

$$q_{\text{мех}} = K_{\text{мех}} \cdot \mathcal{E}_{\text{разм}}, \quad (35)$$

где $K_{\text{мех}}$ – коэффициент, учитывающий долю энергии, переходящей в тепло в процессе размола, в расчетах для молотковых мельниц (ММ) принимает равным 0,8, $\mathcal{E}_{\text{разм}}$ – удельный расход энергии на размол, кДж/кг.

Тепло, внесенное с присосанным воздухом, кДж/кг:

$$q_{\text{прис}} = K_{\text{прис}} \cdot g_G \cdot c_{\text{хв}} \cdot t_{\text{хв}}, \quad (36)$$

где $K_{\text{прис}}$ – коэффициент присоса (количество холодного воздуха, присасываемого в систему, в долях от весового количества сушильного агента), по опытным данным для системы с промбункером принимается равным от 0,15 до 0,25, $t_{\text{хв}}$ – температура холодного воздуха, °С, $c_{\text{хв}}$ – теплоемкость холодного воздуха, кДж/(кг·°С).

Расходные статьи баланса, кДж/кг:

$$q_{\text{расх}} = q_{\text{исп}} + q''_G + q_{\text{тл}} + q_5, \quad (37)$$

где $q_{\text{исп}}$ – тепло, затрачиваемое на испарение влаги, кДж/кг, q''_G - тепло, уносимое из установки сушильным, кДж/кг, $q_{\text{тл}}$ – тепло, затрачиваемое на подогрев топлива, кДж/кг, q_5 – потери тепла от охлаждения установки в окружающую среду, кДж/кг.

Тепло, затрачиваемое на испарение влаги, кДж/кг

$$q_{\text{исп}} = \Delta W (2500 + 1,9 \cdot t_2 - 4,19 \cdot t_{\text{тл}}), \quad (38)$$

где ΔW – количество испаренной влаги на 1 кг сырого топлива, кг/кг.

$$\Delta W = \frac{W^p - W^{пл}}{100 - W^{пл}} \quad (39)$$

Тепло, уносимое сушильным агентом (газами) из системы пылеприготовления, кДж/кг:

$$q'' = (1 + K_{\text{прис}}) \cdot g_{\Gamma} \cdot c_{\Gamma} \cdot t_2, \quad (40)$$

где g_{Γ} – расход газов на сушку, является неизвестной величиной и определяется в конце расчета, кг/кг, c_{Γ} – теплоемкость газов, кДж/(кг·°С), t_2 – температура смеси за мельницей, °С.

Тепло, затрачиваемое на подогрев топлива, кДж/кг:

$$q_{\text{ТЛ}} = \frac{100 - W^{\text{P}}}{100} \cdot \left[c_{\text{ТЛ}}^0 + \frac{W^{\text{пл}} \cdot 4,19}{100 - W^{\text{пл}}} \right] \cdot (t_{2\text{T}} - t_{\text{ТЛ}}), \quad (41)$$

где $c_{\text{ТЛ}}^0$ – теплоемкость сухой массы топлива, кДж/(кг·°С), для бурых углей принимается равной 1,16, $t_{2\text{T}}$ – температура угольной пыли в конце установки, °С, принимается в расчетах $t_{2\text{T}} \approx t_2$. Температура сырого топлива – $t_{\text{ТЛ}}$, принимается равной температуре холодного воздуха.

Потери тепла от охлаждения установки в окружающую среду, кДж/кг:

$$q_5 = \frac{Q_5^{\text{общ}}}{B_{\text{M}}}, \quad (42)$$

где $Q_5^{\text{общ}}$ – часовая потеря тепла на охлаждение установки, кВт, принимается по таблице 9.

Приходные статьи баланса при газо-воздушной сушке:

$$q_{\text{прих}} = q_{\text{са}} + q_{\text{мех}} + q_{\text{прис}}, \quad (43)$$

где $q_{\text{са}}$ – физическое тепло, вносимое сушильным агентом, подаваемыми для сушки и транспортировки пыли в системе пылеприготовления, кДж/кг, $q_{\text{мех}}$ – тепло, выделяющееся в результате работы размалывающих органов, кДж/кг, $q_{\text{прис}}$ – тепло, внесенное присосанным воздухом, кДж/кг.

Физическое тепло, вносимое газами, подаваемыми для сушки и транспортировки пыли в системе пылеприготовления, кДж/кг:

$$q_{\text{са}} = g_{\text{в}} \cdot c_{\text{в}} \cdot t_{\text{в}} + g_{\Gamma} \cdot c_{\Gamma} \cdot t_{\Gamma}, \quad (44)$$

где t_{Γ} – температура газов, подаваемых в систему, °С, c_{Γ} – теплоемкость газов, кДж/(кг·°С), принимается при температуре газов t_{Γ} , g_{Γ} – количество газов, кг/кг, является неизвестной величиной и определяется в конце из теплового баланса.

$$g_{\text{в}} = \rho_{\text{в}} \cdot V_{\text{перв}} \cdot \alpha_1 \quad (45)$$

$$g_{\Gamma} = 0,235 \cdot g_{\text{в}} \quad (46)$$

Тепло, внесенное с присосанным воздухом, кДж/кг:

$$q_{\text{прис}} = K_{\text{прис}} \cdot (g_{\Gamma} + g_{\text{в}}) \cdot c_{\text{хв}} \cdot t_{\text{хв}}, \quad (47)$$

где $K_{\text{прис}}$ – коэффициент присоса (количество холодного воздуха, присасываемого в систему, в долях от весового количества сушильного агента), по опытным данным для системы с промбункером принимается равным от 0,15 до 0,25, $t_{\text{хв}}$ – температура холодного воздуха, °С, $c_{\text{хв}}$ – теплоемкость холодного воздуха, кДж/(кг·°С), принимается при температуре холодного воздуха $t_{\text{хв}}$.

Расходные статьи баланса, кДж/кг:

$$q_{\text{расх}} = q_{\text{исп}} + q''_{\text{са}} + q_{\text{тл}} + q_5, \quad (48)$$

где $q_{\text{исп}}$ – тепло, затрачиваемое на испарение влаги, кДж/кг, $q''_{\text{г}}$ – тепло, уносимое из установки сушильным агентом, кДж/кг, $q_{\text{тл}}$ – тепло, затрачиваемое на подогрев топлива, кДж/кг, q_5 – потери тепла от охлаждения установки в окружающую среду, кДж/кг.

Тепло, затрачиваемое на испарение влаги, кДж/кг

$$q_{\text{исп}} = \Delta W(2500 + 1,9 \cdot t_2 - 4,19 \cdot t_{\text{тл}}), \quad (49)$$

где ΔW – количество испаренной влаги на 1 кг сырого топлива, кг/кг.

Тепло, уносимое сушильным агентом из системы пылеприготовления, кДж/кг:

$$q''_{\text{са}} = (1 + K_{\text{прис}}) \cdot (g_{\text{в}} \cdot c_{\text{в}} + g_{\text{г}} \cdot c_{\text{г}}) \cdot t_2, \quad (50)$$

Тепло, затрачиваемое на подогрев топлива, кДж/кг:

$$q_{\text{тл}} = \frac{100 - W^{\text{п}}}{100} \cdot \left[c_{\text{тл}}^0 + \frac{W^{\text{пл}} \cdot 4,19}{100 - W^{\text{пл}}} \right] \cdot (t_{2\text{т}} - t_{\text{тл}}), \quad (51)$$

где $c_{\text{тл}}^0$ – теплоемкость сухой массы топлива, кДж/(кг·°С), для бурых углей принимается равной 1,1, $t_{2\text{т}}$ – температура угольной пыли в конце установки, °С, Температура сырого топлива – $t_{\text{тл}}$, принимается равной температуре холодного воздуха.

Температура воздуха:

$$t_{\text{в}} = \frac{q_{\text{са}} - g_{\text{г}} \cdot c_{\text{г}} \cdot t_{\text{г}}}{g_{\text{в}} \cdot c_{\text{в}}} \quad (52)$$

2.2.2 Перерасчет размольной и сушильной производительности мельниц на замещающее топливо

Пересчет размольной производительности производится по следующей формуле, т/ч:

$$B'' = B'_M \frac{K''_{\text{ло}} \cdot \Pi''_{\text{вл1}} \cdot \Pi''_{\text{вл2}} \cdot \sqrt{\ln \frac{100}{R'_{90}}}}{K'_{\text{ло}} \cdot \Pi'_{\text{вл1}} \cdot \Pi'_{\text{вл2}} \cdot \sqrt{\ln \frac{100}{R''_{90}}}}, \quad (53)$$

где B'', B'_M - производительность мельницы на рассчитываемом и эталонном топливах: с одним штрихом для эталонного и двумя штрихами для исследуемого топлива, $\Pi_{ВЛ1}, \Pi_{ВЛ2}$ - поправочные коэффициенты, учитывающие влияние влажности топлива на его размолоспособность; $K_{ло}$ - коэффициент размолоспособности.

$$\Pi_{ВЛ1} = \frac{K^2 - (W^{CP})^2}{K^2 - (W^{ПЛ})^2}, \quad (54)$$

где K - константа, характеризующая максимальную влажность топлива.

$$K = 4 + 1,07 \cdot W^{CP}, \quad (55)$$

где W^{CP} - средняя влажность размалываемого топлива, %.

$$W^{CP} = \frac{W^P + 3 \cdot W^{ПЛ}}{4} \quad (56)$$

$$\Pi_{ВЛ2} = \frac{100 - W^{CP}}{100 - W^P} \quad (57)$$

Характеристики эталонного топлива для ММТ:

$$W^P = 33\%; K'_{ло} = 1,7; R'_5 = 20\%; R'_{90} = 55\%; W^{ПЛ} = 8\%.$$

По найденному из теплового баланса значению расхода сушильного агента $g_{Г}$, подсчитывается сушильная производительность, кг/с:

$$B_c = \frac{V_{МВ} \cdot \beta}{g_{са} \cdot (0,774 + 0,786 \cdot K_{прис} + 0,00125 \cdot d'_{сМ} + 1,245 \cdot \Delta W)}, \quad (58)$$

где $g_{са}$ - расход сушильного агента, кг/кг, при газовой сушке $g_{са} = g_{Г}$, β - поправочный коэффициент на барометрическое давление и температуры аэросмеси за мельницей.

$$\beta = \frac{273 \cdot \left(B + \frac{S'_{МВ}}{13,6} \right)}{(273 + t'_{МВ}) \cdot 760}, \quad (59)$$

где $S'_{МВ}$ - разрежение перед мельничным вентилятором, принимается в расчетах от 150 до 200 мм.вод.ст., $K_{прис}$ - присосы воздуха в мельничной установке, B - барометрическое давление, в расчетах принимается равным 760 мм.рт.ст, $t'_{МВ}$ - температура аэросмеси на входе в мельничный вентилятор, принимается равной температуре на выходе из мельницы, $t_{2М}, d'_{сМ}$ - влагосодержание сушильного агента на входе в мельницу, при сушке газами $d'_{сМ} = d_{Г}$.

Влагосодержание газов, г/кг, определяется по формуле:

$$d_{Г} = \frac{10(9 \cdot H^P + W^P) + \rho_B \cdot \alpha \cdot V_B^0 \cdot d_B}{1 + \rho_B \cdot \alpha \cdot V_B^0 \cdot \frac{A^P}{100}}, \quad (60)$$

где α – коэффициент избытка воздуха в районе отбора газов, $V_{\text{МВ}}$ – производительность мельничного вентилятора, м³/с, равная объему газов на выходе из сушильно – мельничной системы:

$$V_{\text{МВ}} = \left[\frac{g_{\Gamma}}{\rho_{\Gamma}} + \frac{\Delta W}{\rho_{\text{ВП}}} + V_{\text{В}}^0 \cdot K_{\text{прис}} \right] \cdot \left(\frac{273+t'_{\text{МВ}}}{273} \right) \cdot B_{\text{М}}, \quad (61)$$

где $\rho_{\Gamma} = 1,3 \text{ кг/м}^3$ – плотность газов, $\rho_{\text{ВП}} = 0,804 \text{ кг/м}^3$ – плотность водяных паров.

Таблица 21 – Результаты расчета мельниц

Топливо	Расход топлива, кг/с	Расчетная производительность мельницы, кг/с	Сушка	Производительность одной мельницы	
				Размольная	Сушильная
Полысаевский	53,67	8,722	Г-в	14,163	8,737
Бородинский	84,815	13,782	Г	15,667	-
Черногорский	70,051	14,608	Г-в	14,591	11,417

По результатам расчетов, для Полысаевского и Черногорского углей принимается сушка топлива смесью дымовых газов и горячего воздуха. Для Бородинского угля принимается газовая сушка с отбором дымовых газов из верхней части топки, так как сушильная производительность на уходящих газах не удовлетворяет расчетной.

2.3 Гидравлический расчет газоздушного тракта

Расчет производится для определения аэродинамического сопротивления по газовому и воздушному трактам после проведения реконструкции поверхностей нагрева. На основе полученных данных будут сделаны выводы о пригодности установленных тягодутьевых машин на измененные параметры газо-воздушного тракта.

2.3.3 Газовый тракта

Суммарное сопротивление газового тракта, мм вод.ст., определяется по формуле:

$$\Delta H = \sum \Delta h_{\text{Т-ЗУ}} \cdot (1 + \mu_{\text{мас}}) + \sum \Delta h_{\text{ЗУ-ДТ}}, \quad (62)$$

где $\sum \Delta h_{\text{Т-ЗУ}}$ – сумма сопротивлений на участке топка – золоуловитель (включая сопротивление золоуловителя), мм вод.ст., $\mu_{\text{мас}}$ – массовая концентрация золы в дымовых газах, кг/кг, $\sum \Delta h_{\text{ЗУ-ДТ}}$ – сумма сопротивлений на участке золоуловитель – дымовая труба, мм вод ст.

Сумма сопротивлений, мм вод.ст., на участке топка – золоуловитель подсчитывается по выражению:

$$\sum \Delta h_{\text{Т-ЗУ}} = \Delta h_{\text{ШПП}} + \Delta h_{\text{КПП}} + \Delta h_{\text{ВЭК}} + \Delta h_{\text{М}} + \Delta h_{\text{ВЗП}} + \Delta h_{\text{ЗУ}}, \quad (63)$$

где $\Delta h_{\text{шпп}}$ – аэродинамическое сопротивление ширмового пароперегревателя, мм вод.ст., $\Delta h_{\text{кпп}}$ – аэродинамическое сопротивление конвективного пароперегревателя, мм вод.ст., $\Delta h_{\text{вЭК}}$ – аэродинамическое сопротивление водяного экономайзера, мм вод.ст., $\Delta h_{\text{вЗП}}$ – аэродинамическое сопротивление первой ступени воздухоподогревателя, мм вод.ст., $\Delta h_{\text{зу}}$ – сопротивление золоуловителя, мм вод.ст., $\Delta h_{\text{м}}$ – сопротивление газопроводов на расчетном участке, мм вод.ст.

Сумма сопротивлений на участке золоуловитель – дымовая труба, мм вод.ст.:

$$\sum \Delta h_{\text{зу-дт}} = \Delta h_{\text{дт}}, \quad (64)$$

где $\Delta h_{\text{дт}}$ – сопротивление дымовой трубы, мм вод.ст.

Массовая концентрация золы в дымовых газах, кг/кг:

$$\mu_{\text{мас}} = \frac{A^p \cdot a_{\text{ун}}}{10 \cdot \rho_0 \cdot V_{\text{Г}}^{\text{ср}}}, \quad (65)$$

где A^p – зольность топлива на рабочую массу, %, $a_{\text{ун}}$ – доля золы уноса в уходящих газах, $\rho_0 = 1,32 \text{ кг/м}^3$ – плотность дымовых газов при нормальных условиях, $V_{\text{Г}}^{\text{ср}}$ – суммарный объем продуктов сгорания для среднего избытка воздуха от топки до золоуловителя, м³/кг.

Суммарный объем продуктов сгорания, м³/кг:

$$V_{\text{Г}}^{\text{ср}} = \frac{V_{\text{Г}}^{\text{т}} + V_{\text{ух.г}}}{2}, \quad (66)$$

где $V_{\text{Г}}^{\text{т}}$ – объем продуктов сгорания в топке, м³/кг, $V_{\text{ух.г}}$ – объем продуктов сгорания на выходе из воздухоподогревателя, м³/кг.

Перепад полных давлений по газовому тракту, мм. вод. ст.:

$$H_{\text{п}} = h_{\text{т}}'' + \Delta H - H_{\text{с}}, \quad (67)$$

где $h_{\text{т}}''$ – разрежение на выходе из топки, мм вод.ст., ΔH – суммарное сопротивление газового тракта, мм вод.ст., $H_{\text{с}}$ – суммарная самотяга котельной установки, мм вод.ст.

В настоящее время на котле П-57 установлено два дымососа ДОД-43 производительностью 85425 тыс.м³/час. Необходимо произвести пересчет производительности дымососа, в случае, когда производительности существующего дымососа будет недостаточно для работы котла на непроектном топливе, необходимо рассмотреть возможность использования дымососа другого типоразмера или увеличить число дымососов на один котел.

Производительность дымососа, м³/с, определяется по формуле:

$$Q_{\text{р}} = \beta_1 \cdot V_{\text{д}}, \quad (68)$$

где $\beta_1 = 1,1$ – коэффициент запаса, V_d – расход газов при номинальной нагрузке котла, м³/с.

Расход газов рассчитывается по выражению, м³/с:

$$V_d = B_p \cdot (V_{\text{ух.г}} + \Delta\alpha \cdot V_B^0) \cdot \frac{\vartheta_d + 273}{273}, \quad (69)$$

где B_p – расчетный расход топлива, кг/с, $V_{\text{ух.г}}$ – объем уходящих газов, м³/с, принимается для ВЗП, $\Delta\alpha$ – присосы воздуха в газоход на участке между воздухоподогревателем и дымососом, V_B^0 – теоретически необходимый для горения объем воздуха, м³/кг, ϑ_d – температура газов перед дымососом, °С.

Расчетный напор дымососа, мм. вод. ст.

$$H_d = \beta_2 \cdot H_n, \quad (70)$$

где $\beta_2 = 1,2$ – коэффициент запаса, H_n – перепад полных давлений по газовому тракту, мм вод ст.

Расчетная мощность двигателя, кВт:

$$N_d = \beta_3 \cdot \frac{Q_d \cdot H_d \cdot 10^{-3}}{\eta_d}, \quad (71)$$

где $\beta_3 = 1,05$ – коэффициент запаса по потребляемой мощности, Q_d – производительность дымососа, м³/с, H_d – расчетный напор дымососа, Па, η_d – коэффициент полезного действия дымососа.

Результаты расчета по газовому тракту занесены в таблицу 23.

Таблица 22 – Результаты аэродинамического расчета газового тракта

Наименование величины	Полысаевский уголь	Бородинский уголь	Черногорский уголь
Соппротивление ШПП, Па	0	0	0
Соппротивление КПП, Па	87,05	167,4	100,4
Соппротивление КВПП, Па	187,97	218,04	248,12
Соппротивление ПЗ, Па	206,71	219,24	206,71
Соппротивление ВЭК, Па	162	162	187,792
Соппротивление РВП, Па	830,77	830,77	830,77
Соппротивление ЗУ, Па	450	450	450
Соппротивление дымовой трубы, Па	108,1	109,928	109,38
Соппротивление самотяги, Па	814,74	802,01	639,3
Полное соппротивление газового тракта, Па	1472,65	1606,2	1748,63
Расчетный напор дымососа, Па	1767,17	1927,455	2098,36

Продолжение таблицы 22

Наименование величины	Полысаевский уголь	Бородинский уголь	Черногорский уголь
Максимальный расход газов, тыс.м ³ /час	2677	4211	3255
Расчетная производительность дымососов, тыс.м ³ /час	1473 × 2	2316 × 2	1791 × 2
Расчетная мощность двигателя, кВт	3332	3954	3423

Из-за повышенных объемов продуктов сгорания, единичная производительность дымососов при работе на Полысаевом и Бородинском угле завышена, дымососы работают в области допустимых нагрузок с заниженным КПД. При сжигании Полысаевского угля дымососы работают в нормальном режиме.

2.3.4 Воздушный тракт

Сопrotивление воздухопроводов складывается из суммы местных сопротивлений от воздухоподогревателя до места забора воздуха и сопротивления трения.

$$\Delta h_{\text{впр}} = \sum \Delta h_{\text{м}} + \sum \Delta h_{\text{тр}}, \quad (72)$$

где $\sum \Delta h_{\text{м}}$ – сумма местных сопротивлений, мм. вод. ст; $\sum \Delta h_{\text{тр}}$ – сопротивление трения, мм вод. ст.

Произвольное местное сопротивление рассчитывается по формуле:

$$\Delta h_{\text{ми}} = \xi_{\text{м}} \cdot h_{\text{д}}, \quad (73)$$

где $\xi_{\text{м}}$ – величина коэффициента местного сопротивления, $h_{\text{д}}$ – динамический напор, мм. вод. ст.

Сопrotивление трения на участке воздухопровода, мм вод.ст., определяется по формуле:

$$\Delta h_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{l}{d_{\text{э}}} \cdot h_{\text{д}}, \quad (74)$$

где $\lambda = 0,02$ – коэффициент трения, для стального воздухопровода, l – длина воздухопровода холодного воздуха, м, $d_{\text{э}}$ – эквивалентный диаметр воздухопровода, м, $h_{\text{д}}$ – динамический напор, мм вод. ст.

Выбираем для котла калорифер пластинчатый марки КВБ. Его сопротивление составляет $\Delta h_{\text{калориф}} = 36$ мм вод. ст.

Расчет сопротивления отдельной ступени трубчатого воздухоподогревателя по воздушной стороне осуществляется по формуле:

$$\Delta h_{\text{вп}} = \Delta h_{\text{рвп}} + \Delta h_{\text{пов}}, \quad (75)$$

где $\Delta h_{\text{тр}}$ – сопротивление набивки воздухоподогревателя, мм вод. ст, $\Delta h_{\text{пов}}$ – сопротивление поворотов в перепускных коробах, мм вод. ст.

$$\Delta h_{\text{ГВ}} = \sum \Delta h_{\text{м}} + \Delta h_{\text{тр}}, \quad (76)$$

где $\sum \Delta h_{\text{м}}$ – сумма местных сопротивлений, мм вод. ст, $\Delta h_{\text{тр}}$ – сопротивление трения, мм вод. ст.

Произвольное местное сопротивление определяется как:

$$\Delta h_{\text{м}} = \xi_{\text{м}} \cdot h_{\text{д}}, \quad (77)$$

где $\xi_{\text{м}}$ – величина коэффициента местного сопротивления, $h_{\text{д}}$ – динамический напор, мм вод. ст.

Сопротивление трения воздуховода, мм. вод. ст.:

$$\Delta h_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{l}{d_{\text{э}}} \cdot h_{\text{д}}, \quad (78)$$

где $\lambda = 0,02$ – коэффициент трения, для стального воздухопровода, l – длина воздуховода холодного воздуха, м, $d_{\text{э}}$ – эквивалентный диаметр воздухопровода, м, $h_{\text{д}}$ – динамический напор, мм вод.ст.

Длину воздухопровода определяется в зависимости от расхода пара:

$$l = \frac{D_{\text{пе}}}{(1,55 + 0,025 D_{\text{пе}})}, \quad (79)$$

где $D_{\text{пе}}$ – паропроизводительность котла, кг/с.

Сопротивление горелочного устройства $\Delta h_{\text{гор}}$, мм вод. ст, находится как:

$$\Delta h_{\text{гор}} = \xi_{\text{гор}} \cdot h_{\text{д}}, \quad (80)$$

где $\xi_{\text{гор}}$ – коэффициент сопротивления горелочного устройства, $h_{\text{д}}$ – динамический напор, мм вод. ст.

Коэффициент сопротивления горелочного устройства принимаем из диапазона $1,6 \div 3$: $\xi_{\text{гор}} = 2$.

Величина самотяги любого вертикального участка воздушного тракта рассчитывается по формуле:

$$h_{\text{с}} = \pm H \cdot g \cdot \left(1,23 - 1,32 \cdot \frac{273}{t_{\text{в}} + 273} \right), \quad (81)$$

где H – высота рассчитываемого участка воздушного тракта, м, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения, $t_{\text{в}}$ – средняя температура воздуха на расчетном участке, °С.

Самотяга воздушного тракта рассчитывается для двух участков: воздухоподогревателя и воздухопровода горячего воздуха от воздухоподогревателя до горелочного устройства.

Средняя температура воздуха:

$$t_B = \frac{t_{XB} + t_{GB}}{2}, \quad (82)$$

где t_{XB} – температура холодного воздуха, °С, t_{GB} – температура горячего воздуха, °С.

Перепад полных давлений в воздушном тракте:

$$\Delta H_{\Pi} = \Delta H_B - H_c - h'_T, \quad (83)$$

где ΔH_B – суммарное сопротивление воздушного тракта котла, мм вод. ст, H_c – результирующая самотяга воздушного тракта, мм вод. ст, h'_T – разрежение в топке на уровне ввода воздуха, мм вод. ст.

Суммарное сопротивление воздушного тракта котла:

$$\Delta H_B = \Delta h_{\text{впр}} + \Delta h_{\text{калориф}} + \Delta h_{\text{вп}} + \Delta h_{\text{гв}} + \Delta h_{\text{гор}}, \quad (84)$$

где $\Delta h_{\text{впр}}$ – сопротивление воздухопроводов холодного воздуха, Па, $\Delta h_{\text{калориф}}$ – сопротивление калорифера, Па, $\Delta h_{\text{вп}}$ – сопротивление воздухоподогревателя, Па, $\Delta h_{\text{гв}}$ – сопротивление воздухопроводов горячего воздуха, Па, $\Delta h_{\text{гор}}$ – сопротивление горелочных устройств, Па.

На котле П-57 установлено два дутьевых вентилятора ВДОД-41 производительностью 855 тыс.м³/час. Необходимо произвести пересчет производительности дутьевого вентилятора, в случае, когда производительности существующего вентилятора будет недостаточно для работы котла на непроектном топливе, необходимо рассмотреть возможность использования вентилятора другого типоразмера или увеличить их число на один котел.

Производительность вентилятора, м³/с, определяется по формуле:

$$Q_p = \beta_1 \cdot V_B, \quad (85)$$

где $\beta_1 = 1,1$ – коэффициент запаса по производительности, V_B – расход воздуха при номинальной нагрузке котла, м³/с.

Расход воздуха определяем как:

$$V_B = B_p \cdot V_B^0 \cdot (\alpha_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{\text{пл}} + \Delta\alpha_{\text{вп}}) \cdot \frac{t_{XB} + 273}{273}, \quad (86)$$

где B_p – расчетный расход топлива, кг/с, V_B^0 – теоретически необходимое для горения количество воздуха, м³/кг, α_T – коэффициент избытка воздуха в топке, $\Delta\alpha_T$ – присосы воздуха в топке, $\Delta\alpha_{\text{пл}}$ – присосы воздуха в системе пылеприготовления, $\Delta\alpha_{\text{вп}}$ – относительная утечка воздуха в воздухоподогревателе, t_{XB} – температура холодного воздуха, °С.

Полное давление, которое должен развивать дутьевой вентилятор, Па:

$$N_B = \beta_2 \cdot N_{\Pi}, \quad (87)$$

где $\beta_2 = 1,2$ – коэффициент запаса по давлению, N_{Π} – перепад полных давлений по воздушному тракту.

Расчетная мощность двигателя, кВт:

$$N_B = \beta_3 \cdot \frac{Q_B \cdot H_B \cdot 10^{-3}}{\eta_B}, \quad (88)$$

где $\beta_3 = 1,05$ – коэффициент запаса по потребляемой мощности, Q_B – производительность вентилятора, м³/с, H_B – расчетный напор дутьевого вентилятора, Па, η_B – коэффициент полезного действия вентилятора.

Полученные результаты расчетов занесены в таблицу 24.

Таблица 23 – Результаты аэродинамического расчета воздушного тракта

Наименование величины	Полысаевский уголь	Бородинский уголь	Черногорский уголь
Сопrotивление воздуховодов, Па	545	632,2	545
Сопrotивление калорифера, Па	360	360	360
Сопrotивление РВП, Па	830	839	830,77
Сопrotивление воздуховодов горячего воздуха, Па	107,35	130,035	107,5
Сопrotивление горелочных устройств, Па	875	899	876,8
Сопrotивление самотяги, Па	-12,8	-12,82	-14
Полное сопrotивление газового тракта, Па	2544,6	2708,77	2545,9
Расчетный напор дутьевого вентилятора, Па	3053	3251	3055
Расход воздуха, тыс.м ³ /час	423,685	669,536	424,99
Расчетная производительность дутьевых вентиляторов, тыс.м ³ /час	838,9 × 2	1325,55 × 2	841,48 × 2
Расчетная мощность двигателя, кВт	3092	3467	3103

Из-за повышенного теоретического объема воздуха, подаваемого на горение, единичная производительность дутьевых вентиляторов, при работе на Бородинском угле завышена, что заставляет дутьевые вентиляторы работать в области допустимых нагрузок с заниженным КПД.

2.4 Выбросы загрязняющих веществ

С переводом котла на новое топливо и изменением его расхода необходимо произвести расчет выбросов загрязняющих веществ и далее убедиться, что высота установленной трубы удовлетворяет условиям рассеивания выбросов. Расчет производился на три основных загрязнителя – оксиды серы, твердые частицы и оксиды азота.

Массовый выброс серы, г/с:

$$M_{SO_2} = 20 \cdot B \cdot S_p (1 - \eta_{SO_2}) \quad (89)$$

где B – расход топлива на котел, г/с; S_p – сернистость на рабочую массу, %; η_{SO_2} – доля оксидов серы, связываемых летучей золой в газоходах котла, зависящая от зольности топлива и содержания свободной щелочи в летучей золе.

Массовый выброс твердых частиц, г/с:

$$M_{мс} = \left(0,01B \left(\alpha_{yn} A_p + q_4 \frac{Q_p^n}{32,68} \right) + \Delta M_{мс} \right) \cdot (1 - \eta_{зy}) \quad (90)$$

где B – расход топлива на котел, г/с; α_{yn} – доля золы уноса, принимается равной 0,95 для открытых топок с твердым шлакоудалением; A_p – зольность на рабочую массу, %; Q_p^n – низшая рабочая теплота сгорания, кДж/кг; $\eta_{зy}$ – КПД золоулавливающей установки. $\Delta M_{мс}$ – увеличение количества твердых частиц при связывании оксидов серы минеральной частью топлива, г/с.

$$\Delta M_{мс} = 20 \cdot B \cdot S_p - M_{SO_2} \quad (91)$$

Удельные выбросы оксидов азота, г/МДж, складываются из топливных и воздушных оксидов азота:

$$K_{NO_2} = K_{NO_2}^{топл} + K_{NO_2}^{возд} \quad (92)$$

Топливные оксиды азота, г/МДж, подсчитывают по формуле:

$$K_{NO_2}^{топл} = 0,12 \cdot \xi_{NOx} \cdot \beta_{\alpha_2} \cdot \beta_{\alpha_1} \cdot \beta_R \cdot \beta_v \cdot \beta_{см}, \quad (93)$$

где ξ_{NOx} – безразмерный коэффициент, учитывающий характеристики топлива; β_{α_2} – коэффициент влияния избытка воздуха в горелке; β_{α_1} – коэффициент влияния доли первичного воздуха; β_R – коэффициент влияния рециркуляции дымовых газов в первичный воздух; β_v – коэффициент влияния

максимальной температуры на участке образования топливных оксидов азота;
 $\beta_{см}$ – коэффициент влияния смесеобразования в корне горелки.

$$\xi_{NOx} = FR^{0,6} + (1 + N_d), \quad (94)$$

где FR – топливный коэффициент, учитывающий характеристики топлива, равный отношению связанного углерода к выходу летучих веществ на рабочую массу; N_d – содержания азота в топливе на сухую массу, %.

$$FR = \frac{C^{св}}{V^2}, \quad (95)$$

где $C^{св}$ – связанный углерод топлива; V^2 – выход летучих веществ на рабочую массу, %.

$$C^{св} = 100 - W_p - A_p - V^2, \quad (96)$$

где W_p – влажность на рабочую массу топлива, %; A_p – зольность на рабочую массу топлива, %.

Коэффициент влияния избытка воздуха в прямоточной горелке:

$$\beta_{\alpha_2} = (0,53 \cdot \alpha_2 + 0,12)^2, \quad (97)$$

где α_2 – коэффициент избытка воздуха в горелке.

Коэффициент влияния доли первичного воздуха:

$$\beta_{\alpha_1} = 1,73 \cdot \alpha_1 + 0,48, \quad (98)$$

где α_1 – доля первичного воздуха, подаваемого в горелочное устройство.

Коэффициент влияния рециркуляции дымовых газов в первичный воздух:

$$\beta_R = 1 - 0,016\sqrt{R}, \quad (99)$$

где R – степень рециркуляции дымовых газов, %.

$$\beta_R = 1 - 0,016 \cdot \sqrt{10} = 0,949$$

Коэффициент влияния максимальной температуры на участке образования топливных оксидов азота:

$$\beta_v = 0,11 \cdot \sqrt[3]{T''_{заг} - 1100}, \quad (100)$$

где $T''_{заг}$ – температура дымовых газов на выходе из активной зоны горения.

Коэффициент влияния смесеобразования в корне прямоточной горелки:

$$\beta_v = 0,98 \cdot \frac{w_2}{w_1} - 0,47, \quad (101)$$

где $\frac{w_2}{w_1}$ – отношение скоростей вторичного и первичного воздуха.

Воздушные оксиды азота рассчитываются по следующей формуле:

$$K_{NO_2}^{возд} = \frac{1,54 \cdot 10^{16}}{\sqrt{T''_{заг}}} \sqrt{\frac{\alpha''_{заг} - 1}{\alpha''_{заг}}} \exp\left(-\frac{67000}{T''_{заг}}\right) \quad (102)$$

Пересчитаем на массовый выброс, г/с:

$$M_{NO_2} = m_{NO_x} \cdot B, \quad (103)$$

где m_{NO_x} – удельный массовый выброс оксидов азота, г/кг.

$$m_{NO_x} = K_{NO_2} \cdot Q_p^H, \quad (104)$$

где низшая теплота сгорания топлива, Q_p^H , принимается в МДж/кг.

Минимально допустимая высота трубы определяется по формуле, м:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot m}{C_{нд}}} \sqrt[3]{\frac{n}{V \cdot \Delta t}}, \quad (105)$$

где A – коэффициент, учитывающий условия вертикального рассеивания примеси, для данного региона принимаем равным 160; M – суммарный выброс загрязняющих веществ через дымовую трубу, г/с; F – безразмерный коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых загрязнений (при расчете газообразных загрязнителей принимается равны 1, при расчете твердых частиц – 2); m – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скорости выхода газов из трубы, принимается равным 0,9; n – число труб одинаковой высоты; $C_{нд}$ – предельно допустимая приземная концентрация загрязняющих веществ; V – суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых в трубу; Δt – разность температур выходящих дымовых газов и окружающего воздуха, °С.

$$M = M_{me} \cdot F + M_{SO_2} \cdot F + M_{NO_2} \cdot F \quad (106)$$

Разность температур выходящих дымовых газов и окружающего воздуха, из расчета, что температура окружающего воздуха равна средней максимальной температуре воздуха в п. Рефтинский [7] – 24,4°С, температура газов принимается равной 153,614°С.

$$\Delta t = t_{\text{д}} - t_{\text{окр.в}} \quad (107)$$

Таблица 24 – Результаты расчетов загрязняющих веществ

Наименование величины	Экибастузский уголь	Полысаевский уголь	Бородинский уголь	Черногорский уголь
Массовые выбросы оксидов серы, г/с (т/год)	8,5 (4,5)	3,5 (1,9)	2,7 (1,4)	4,3 (2,3)
Массовые выбросы твердых частиц, г/с (т/год)	1 (0,50)	0,7 (0,4)	0,6 (0,3)	0,5 (0,3)
Массовые выбросы оксидов азота, г/с (т/год)	1156,4 (608,3)	837,2 (440,3)	940,5 (494,7)	568,1 (298,8)
Минимально допустимая высота дымовой трубы, м	280	220	240	200

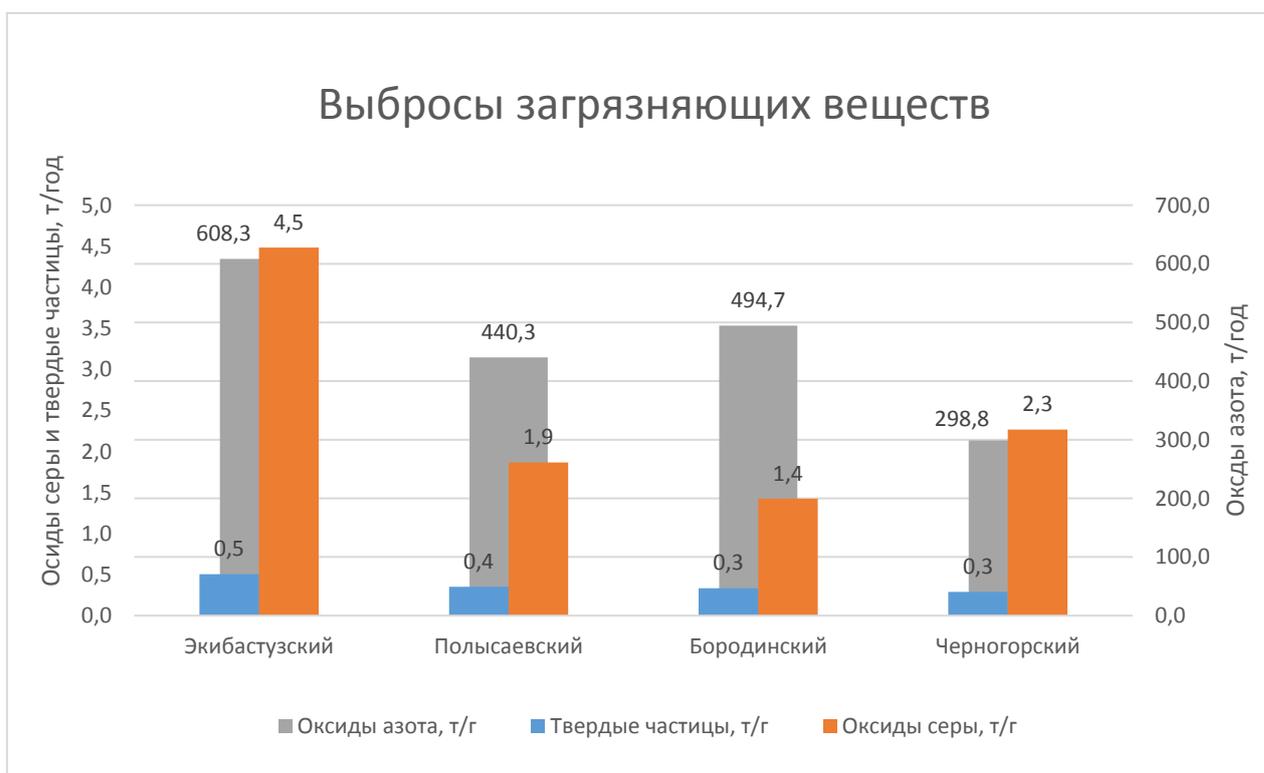


Рисунок 17 – Выбросы загрязняющих веществ при работе котла на разном виде топлива

Использование любого из замещающих топлив улучшит экологическую ситуацию в регионе. Установленная дымовая труба высотой 320 м обеспечит хорошее рассеивание и приемлемые приземные концентрации загрязняющих веществ.

3 Экономическая часть

3.1 Капитальные вложения

На основании теплового, аэродинамического и расчета системы пылеприготовления составляем смету затрат на реконструкцию:

Таблица 25 – Объемы реконструкции

Наименование	Полысаевский	Бородинский	Черногорский
Реконструкция поверхностей нагрева	КВПИ	ПП, ВЭК, ПЗ	КВПИ
Замена сушильного агента	Газо-воздушная сушка, установка ДРГ	Газовая сушка, установка ДРГ, газозаборных окон в верхней части топки	Газо-воздушная сушка, установка ДРГ
Замена мельниц	Не требуется	Не требуется	Не требуется
Замена тягодутьевых машин	Не требуется	Не требуется	Не требуется

Подсчитаем капитальные вложения в целом и по каждой статье расходов:

Таблица 26 – Расчет капитальных вложений

Наименование	Полысаевский	Бородинский	Черногорский
Реконструкция поверхностей нагрева	1432887,5 руб	60239240 руб	2258805,688 руб
Замена сушильного агента	10669400 руб	23000000 руб	10669400 руб
ИТОГО	12102287,5 руб	83239240 руб	12928205,69 руб

Наибольший объем реконструкций и самые большие капитальные затраты наблюдаются при переводе котла на сжигание Бородинского угля и минимальные – на Полысаевский.

3.2 Себестоимость отпускаемой энергии

Расчет себестоимостей отпускаемой тепловой и электрической энергии производился по методическим указаниям [14]. Полученные результаты занесены в таблицу 27.

Таблица 27 – Расчет себестоимости отпускаемой энергии

Наименование	Экибастузский	Полысаевский	Бородинский	Черногорский
Себестоимость отпускаемой электрической энергии, руб./кВт·ч	1,09	0,71	1,4	1,06
Себестоимость отпускаемой электрической энергии, руб./Гкал	1259,8	818,95	1613,5	1223,19
Затраты на топливо, млн.руб/год	3092,067	1993,24	3979,75	3007,006

Наименьшие затраты на топливо и наименьшие себестоимости наблюдаются при работе на Полысаевском угле.

3.3 Эффективность инвестиционного проекта

Расчет эффективности выбранного варианта реконструкции производится по методическим указаниям [14]. Экономический эффект на уровне станции составляет 1,11 млн.год.

Таблица 28 – Расчет эффективности

Показатели по рекомендуемому варианту	Расчетный период															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Денежный поток по инвестиционной деятельности - капиталовложения (К)	-15,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Экономический эффект на уровне станции, млн.руб/год		1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
ДПоснт		2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167
ЧДПт	-15,1	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167	2,167
ЧДПНИт	-15,1	-12,93	-10,76	-8,6	-6,43	-4,27	-2,098	0,068	2,234	4,407	6,57	8,74	10,9	13,07	15,24	17,402
ДДПт (дисконтная ставка 10%)	-15,1	1,97	1,79	1,63	1,48	1,345	1,2231	1,1119	1,011	0,9190	0,8354	0,7595	0,6904	0,6277	0,5706	0,5187
ДДПНИт (дисконтная ставка 10%)	-15,1	-13,13	-11,34	-9,7114	-8,2314	-6,8859	-5,6628	-4,5509	-3,54	-2,6210	-1,7856	-1,0262	-0,3357	0,2919	0,8625	1,3813
Дисконтированный индекс доходности, ДПИ		1,1														
Простой срок окупаемости, ПП (лет)		7														
Дисконтированный срок окупаемости, ДПП (лет)		12,5														
Резерв безопасности по проекту		2,05%														
Внутренняя норма доходности через встроенную функцию, ИРР (проверка)		11,57%														

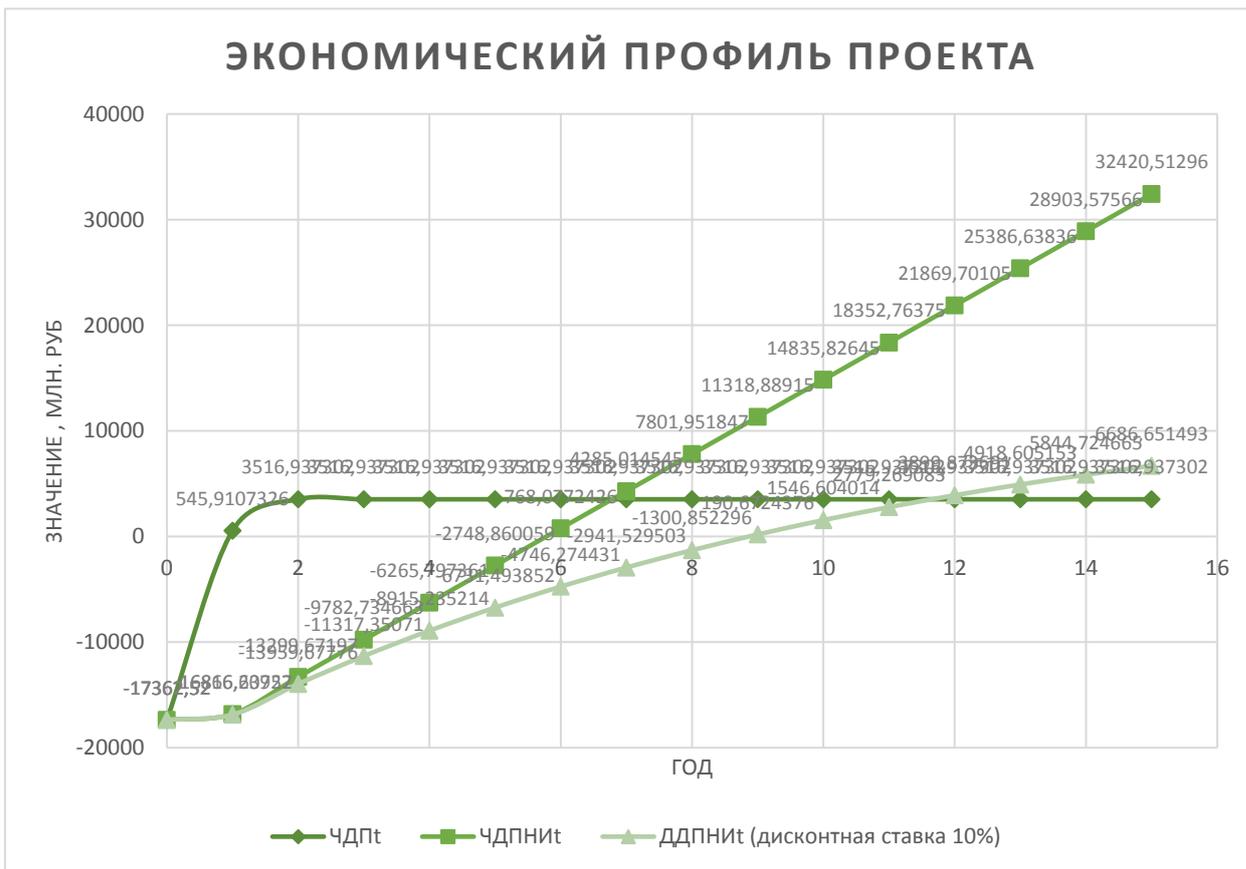


Рисунок 18 – Расчет сроков окупаемости проекта

Простой срок окупаемости инвестиционного проекта составляет 7 лет, дисконтированный – 12,5. Проект мало рисковый, о чем говорит резерв безопасности по проекту.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Использование Экибасузских углей на крупных ТЭС сопряжено с множеством проблем: высокие затраты на топливо, связанные с зависимостью цен от курса доллара к рублю, низкое качество и переменный состав поступающего на станцию топлива, экологические проблемы. Высокие затраты на низкокачественное топливо повышает топливные затраты и себестоимость отпускаемой энергии.

Произведен выбор замещающего топлива среди бурых и каменных углей Кузнечуого и Канско-Ачинского месторождений, поверочно-конструкторский тепловой расчет с целью определения температур по газовому и пароводяному тракту и определены требуемые площади поверхностей нагрева, по которым были оценены объемы реконструкций. Аэродинамический расчет газового и воздушного тракта показали изменение производительности и напора тяго-дутьевых машин с переводом котла на сжигание нового топлива. По результатам расчета системы пылеприготовления для каждого топлива был выбран сушильный агент и оценен объем реконструкций системы пылеприготовления. Проведена оценка изменения количества выбросов загрязняющих веществ и проверка условий рассеивания установленной дымовой трубы. По полученным данным посчитана смета затрат для каждого вида топлива, определена себестоимость и сроки окупаемости.

Каменный уголь разреза Польшаевский принят как основной вариант замещающего топлива, так как удовлетворяет всем критериям по выбору замещающего топлива для Рефтинской ГРЭС. По результатам расчетов расчетный расход топлива на котел составляет 52,9 кг/с, выбрана сушка топлива смесью уходящих газов и воздуха. Выбросы вредных загрязняющих веществ в атмосферу сокращены, относительно проектного топлива. Себестоимость отпущенной энергии составляет 0,71 руб/кВт·ч и 819,06 руб/Гкал. Капитальные вложения составляют 15,1 млн.руб. Экономический эффект на уровне станции составляет 1,11 млн. в год.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (тепловой расчет парового котла): Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 96 с.
2. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (аэродинамический расчет котельных установок): Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 71 с.
3. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (выбор и расчет систем пылеприготовления и горелочных устройств котельных агрегатов): Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 45 с.
4. Ривкин, С. Л. Теплотехнические свойства воды и водяного пара / С. Л. Ривкин, А. А. Александров. М.: Энергия, 1980. – 424 с.
5. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (конструкционные характеристики энергетических котельных агрегатов): Учебное пособие / Е. А. Бойко, Т. И. Охорзина. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2004. – 228 с.
6. СТО 4.2–07–2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. Введен взамен СТО 4.2–07–2012. Дата введения 30 декабря 2013 года. Красноярск ИПК СФУ, 2014. 60с.
7. СНиП 23-01-99 Строительная климатология – Введ 01.01.2000. – Москва: ГОССТРОЙ РОССИИ, 2000. – 91с.
8. Щадов, В. М. Замещение Экибастузского угля кузнецкими на электростанциях России / В.М. Щадов // Теплоэнергетика. – 2000, – №7. – с. 23-29.
9. Янов, С.Р. Разработка рекомендаций и мероприятий по обеспечению тепловой эффективности поверхностей нагрева пылеугольных паровых котлов : дис. ... канд. тех. наук : 05.14.14 / Янов Сергей Романович. – Красноярск, 2010. – 58 с.
10. Рыбко, Е.С. Анализ состояния окружающей среды поселка Рефтинский Свердловской области / Е.С. Рыбко // Екатеринбург, 2013. – 4 с.
11. Гиль, А.В. исследование аэродинамики и горения в топке котла БКЗ-420-140 применительно к вариантам замещения проектного топлива / А.В. Гиль // Известия Томского политехнического университета. – 2007, – №1. – с. 175-181.
12. Копань, А.В. Опытное сжигание непроектного угля разреза «Саракольский» Майкубенского угольного бассейна на котле П-59 энергоблока ст.№1 филиала ПАО «ОГК-2» – Рязанская ГРЭС / А.В. Копань // Инфраструктурные отрасли экономики: проблемы и перспективы развития. – 2016, – №14. – с. 188-195.
13. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод) Издание третье, переработанное и дополненное: ЦКТИ-ВТИ, – СПб., 1998.

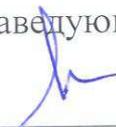
14. Астраханцева, И. А. Экономика и управление энергетическими предприятиями. Оценка эффективности инвестиций в Энергетические объекты. Учебно-методическое пособие / И. А. Астраханцева, Л. В. Голованова, М. В. Зубова // Красноярск, 2014 – 35 с.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт
институт

Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой



Подпись

Е.А. Бойко
инициалы, фамилия

« 18 »

06

2018г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
по форме бакалаврской работы

Студенту Шубиной Евгении Геннадьевне
фамилия, имя, отчество

Группы ФЭ14-01Б Направление (специальность) 13.03.01
номер группы код

Теплоэнергетика и теплотехника
наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект перевода Рефтинской ГРЭС на сжигание непроектного топлива

Утверждена приказом по университету № 3943/с от 19 марта 2018 г
Руководитель ВКР С.Р. Янов, доцент, канд. техн. наук, кафедра ТЭС

инициалы, фамилия, должность, учёная степень и место работы

Исходные данные для ВКР Установленная электрическая мощность – 3800; МВт, тепловая мощность – 350 Гкал/час; район размещения – п.Рефтинский; топливо – экибастузский каменный уголь.

Перечень разделов ВКР Актуальность проекта, расчетная часть, экономическая часть

Перечень графического материала

Лист 1 – Продольный разрез котлоагрегата П-57;

Лист 2 – Поперечный разрез котлоагрегата П-57;

Лист 3 – Разрез главного корпуса блока 500 МВт Рефтинской ГРЭС;

Лист 4 – Схема системы пылеприготовления;

Лист 5 – Продольный разрез мельницы;

Лист 6 – Техничко-экономические показатели.

Руководитель ВКР


подпись

С.Р. Янов
инициалы и фамилия

Задания принял к исполнению


подпись, инициалы и фамилия студента

Е.Г. Шубина

« 16 » мая 2018 г.