

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Теплотехники и гидрогазодинамики

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ В.А. Кулагин

« » _____ 20 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код - наименование направления

Модернизация теплового оборудования котельного цеха ТЭЦ-1

г. Красноярск

Руководитель

подпись, дата

к.т.н., доцент каф. ТТиГД

должность, ученая степень

А.Ю. Радзюк

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Н.А. Черепанов

инициалы, фамилия

Красноярск 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. ОБЗОР ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.....	7
1.1. Описание электростанции	7
1.2. Характеристика основного оборудования	8
1.3. Особенности тепловой и электрической схем, режимов работы оборудования, условий топливо- и водоснабжения	11
1.3.1. Тепловая схема	11
1.3.2. Электрическая схема: открытое распределительное устройство (ОРУ) 110 кВ с 1-й, 2-й и обводной системами шин.....	12
1.3.2.1. Генераторное распределительное устройство собственных нужд (ГРУ)	13
1.3.2.2. Распредустройство собственных нужд (РУСН)	13
1.3.3. Топливоснабжение	14
1.3.4. Водоснабжение.....	14
1.4. Принципы распределения электрических и тепловых нагрузок.....	15
1.5. Уникальность ТЭЦ-1	17
1.5.1. Особенности ТЭЦ-1	17
1.5.2. Сравнение ТЭЦ-1 с другими ТЭЦ города.....	18
1.5.3. Сравнение ТЭЦ-1 с ТЭС за рубежом.....	21
1.6. Экологические составляющие станции	22
1.7. Загрязнение воздуха в г. Красноярск	24
ВЫВОД ПО ГЛАВЕ 1.....	27
ГЛАВА 2. ОБЗОР ОБОРУДОВАНИЯ В РАМКАХ ДПМ-2	28
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2.....	33
ГЛАВА 3. РАСЧЕТ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ	34
3.1. Исходные данные	34
3.2. Расход натурального топлива, сжигаемого на энергообъекте ТЭЦ.....	39
3.3. Полный объем продуктов сгорания с учетом коэффициента избытка воздуха.....	41
3.4. Энтальпия продуктов сгорания и воздуха	43
3.5. Тепловой баланс котла	51
3.6. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива	54
3.6.1. Массовый выброс летучей золы	54
3.6.2. Количество оксидов серы SO ₂ и SO ₃ в пересчете на SO ₂	56

3.6.3. Количество окислов азота, выбрасываемых в атмосферу, в пересчете на NO2	56
3.6.4. Количество оксида углерода при сжигании органических топлив	59
3.6.5. Концентрация вредных выбросов одного котла.....	59
3.7. Расчеты рассеивания дымовой трубы и концентрации вредных веществ на ЭВМ.....	61
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3.....	68
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	69
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	71
ПРИЛОЖЕНИЕ А. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН СТАНЦИИ.....	73
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. СХЕМА ПАРОПРОВОДОВ	74
ПРИЛОЖЕНИЕ В. ГЕНЕРАТОРЫ	75
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ.....	76
ПРИЛОЖЕНИЕ Д. РЕЗЕРВ МОЩНОСТИ СЕКЦИЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД 6 КВ.....	77
ПРИЛОЖЕНИЕ Е. СВЯЗЬ С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ.....	78
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ И ОПИСАНИЕ ХИМВОДООЧИСТКИ.....	79

ВВЕДЕНИЕ

Теплоэнергетика занимает ведущую роль в жизни общества, она позволяет обеспечить каждого человека теплом, светом и энергией, использование которых распределяется в соответствии с необходимостью каждого человека. Каждый день один человек тратит примерно 2 кВт*ч электроэнергии и 230 л воды. Удовлетворение потребностей и обеспечение необходимыми ресурсами становится задачей мощных теплоэнергосистем. На территории Красноярского края, одного из крупнейших регионов страны, подобную задачу выполняет ТЭЦ-1, на которой сегодня проходит процесс модернизации.

Целью исследования является выявление и описание эффективности проекта по модернизации трубы котельного цеха ТЭЦ-1 в городе Красноярск в период с 2020 по настоящее время.

Для достижения указанной цели были поставлены следующие **задачи**:

- Описание составляющих ТЭЦ-1 и ее устройства;
- Сбор информации о проекте модернизации ТЭЦ-1;
- Сравнение ТЭЦ-1 с другими ТЭЦ города и с подобными электростанциями и определение ее преимуществ;
- Расчёт и описание динамики показателей ТЭЦ-1 после завершения отдельных этапов модернизации;
- Производство расчета выбросов и концентрации вредных веществ;
- Сравнение показателей рассеивания до модернизации и после ее основных этапов.

Объектом исследования выступает сфера теплоэнергетики и ее развитие на примере ТЭЦ-1 в Красноярске.

Под **предметом** работы понимаются конкретные результаты и эффективность показателей модернизации ТЭЦ-1 в Красноярске с 2020 по настоящее время.

Область исследования – 13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника.

В работе используются общенаучные методы (аналитический метод, методы сравнения и анализа), наряду с ними применяются методы критического анализа и оценки современных научных достижений, численный метод.

Актуальность исследования заключается в его новизне, поскольку работа описывает текущие процессы модернизации на ТЭЦ-1 в Красноярске и включает перечень актуальных на 2022 год материалов, полученных в результате прохождения практики непосредственно на ТЭЦ-1. Работа также затрагивает будущие изменения в рамках проекта модернизации и уделяет внимание экологическому аспекту ТЭЦ-1.

Эмпирическая база представлена наработками материалов с производственной практики в 2021 году на ТЭЦ-1 в Красноярске.

Список использованной литературы состоит из 12 источников.

Структура работы. Работа состоит из Введения, 3 глав «Обзор теплоэлектростанции», «Обзор оборудования в рамках ДПМ-2», «Расчет вредных выбросов», Заключение, Списка использованных источников и 7 приложений. Исследования изложено на 79 страницах, имеет 12 таблиц, 16 рисунков и 7 приложений.

Во **Введении** описываются основные положения относительно цели исследования и задач для ее достижения, предмет и объект исследования, актуальность темы, содержится характеристика теоретико-методологической и информационной основы, отражается новизна и практическая значимость результатов.

В Первой главе «Обзор теплоэлектростанции» описывается устройство и функционирование ТЭЦ-1, указаны основные характеристики ключевого оборудования централи и приводится ее сравнение с другими подобными системами.

Во Второй главе «Обзор оборудования в рамках ДПМ-2» рассматривается основное оборудование в рамках модернизации, приведены графические материалы и схемы, отмечающие особенности конструкции.

Третья глава «Расчет вредных выбросов» представляет собой расчет рассеивания и концентрации вредных веществ, в результате которых выявляются показатели эффективности модернизации теплового оборудования котельного цеха ТЭЦ-1.

В Заключении представлены основные выводы и результаты исследования, а также сформированы перспективы его развития.

ГЛАВА 1. ОБЗОР ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

1. 1. Описание электростанции

Обеспечение энерго-теплоресурсов на территории г. Красноярск основывается на работе трех ТЭЦ. Одной из мощнейших и наиболее значимых является ТЭЦ-1. Решение о строительстве Красноярской ТЭЦ-1 было принято в 1935 году. Строительство станции началось в июне следующего года. ТЭЦ-1 была спроектирована в июне 1936 года, что стало прорывом в теплоэнергетике в период военного времени. С началом Великой отечественной войны в Красноярск были эвакуированы многие промышленные предприятия, и всем им требовалась тепловая и электрическая энергия. В связи с этим строительство станции велось в круглосуточном режиме без выходных. 16 мая 1943 года первый турбогенератор ТЭЦ был запущен в эксплуатацию, именно эта дата считается днем рождения Красноярской энергосистемы. После Великой Отечественной войны 296 работников электростанции были награждены медалью «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.». В послевоенные годы, вместе с промышленным ростом Красноярска, росли и производственные мощности станции.

Одна из ее основополагающих составляющей для выработки электроэнергии стал паровой турбинный генератор, он считается первым на centrale и был запущен 16 мая 1943 года. Другим неотъемлемым элементом стал паровой котел, производительность которого на то время составляла всего лишь 150 т/ч, а давление пара было 34 атм с температурой 425 С, что по меркам современной теплоэнергетики не является весомыми числами.

Когда ТЭЦ-1 начала свою работу, руководством было принято решение построить вблизи поселок для работников станции, что в дальнейшем позволило осуществить застройку территории, которой сегодня является район Энергетиков в городе Красноярске. Таким образом, ТЭЦ-1 повлияла на обустройства города и пригородских территорий.

Сегодня на Красноярской ТЭЦ-1 установлено 17 котлов и 10 турбин. В эксплуатации находится 4 котлоагрегата с паропроизводительностью 230 тонн/час каждый, 9 котлоагрегатов с паропроизводительностью 220 тонн/час, 4 котлоагрегата с паропроизводительностью 270 тонн/час, 4 турбины мощностью 25 МВт каждая, 2 турбины мощностью – 60 МВт, 1 турбина мощностью – 64,9 МВт, 1 турбина – 87 МВт, 2 турбины – 57 МВт.

Особенностью станции также является то, что электростанция может работать как в теплофикационном режиме, так и в режиме комбинированной выработки тепла и электроэнергии. Станция работает на угле Бородинского разреза. Растопочного топлива нет. Уголь поставляется с разреза железнодорожным транспортом. Объем угольного склада 250 тыс. тонн.

Промплощадка Красноярской ТЭЦ-1 расположена в юго-восточном промышленном районе Красноярска на правом берегу реки Енисей в зоне жилой застройки (расстояние от дымовых труб до жилой застройки составляет 382 м). На сегодняшний день Красноярская ТЭЦ-1 – крупнейшая среди станций ООО «СГК» по установленной тепловой мощности.

1.2. Характеристика основного оборудования

В эксплуатации ТЭЦ-1 находится основное оборудование:

- котлы энергетические,
- паровые турбины,
- питательные насосы,
- деаэраторы,
- подогреватели высокого давления,
- конденсатные насосы,
- генераторы,
- трансформаторы и автотрансформаторы.

Подробную цифровую информацию о мощности и характеристике оборудования можно увидеть в приложениях В, Г, Д. Часть информации представлена в таблицах 1 и 2.

Таблица 1. Энергетические котлы

Ст. №	Тип (марка) котла	Завод-изготовитель	Год изготовления/ввода	Назначенный парковый ресурс, час	Выработанный парковый ресурс, час	Год последнего капитального ремонта	Производительность, т/час	Температура острого пара, °С	Давление острого пара, кгс/см ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ПК-10Ш	ЗиО	1951/ 1952	456000	428395	2012	230	510	100
5	ПК-10Ш	ЗиО	1951/ 1953	476400	446811	2015	230	510	100
6	ПК-10Ш	ЗиО	1953/ 1954	450000	433082	2017	230	510	100
7	ПК-10Ш	ЗиО	1954/ 1955	443515	405628	2018	230	510	100
8	ПК-10Ш-2	ЗиО	1956/ 1957	434085	416241	2011	220	540	100
9	ПК-10Ш-2	ЗиО	1957/ 1958	427164	396627	2019	220	540	100
10	ПК-10Ш-2	ЗиО	1957/ 1959	424883	384714	2020	220	540	100
11	ПК-10Ш-2	ЗиО	1958/ 1959	420351	409113	2020	220	540	100
12	ПК-10Ш-2	ЗиО	1958/ 1960	410000	400130	2017	220	540	100
13	ПК-10Ш-2	ЗиО	1959/ 1960	404598	393770	2019	220	540	100
14	ПК-10Ш-2	ЗиО	1960/ 1960	419277	380879	2018	220	540	100
15	ПК-10Ш-2	ЗиО	1965/ 1966	355462	345044	2014	220	540	100
16	ПК-10Ш-2	ЗиО	1966/ 1966	340327	340148	2016	220	540	100

Ст. №	Тип (марка) котла	Завод-изготовитель	Год изготовления/ввода	Назначенный парковый ресурс, час	Выработанный парковый ресурс, час	Год последнего капитального ремонта	Производительность, т/час	Температура острого пара, °С	Давление острого пара, кгс/см ²
			1967						
17	БКЗ-270(320)-140ПТ-2	БКЗ	1970/ 1971	173652	138697	2003	270	550	140
18	БКЗ-270(320)-140ПТ-2	БКЗ	1971/ 1972	184258	149605	2012	270	550	140
19	БКЗ-270(320)-140ПТ-5	БКЗ	1973/ 1974	196440	156145	2002	270	550	140
20	БКЗ-270(320)-140ПТ-5	БКЗ	1975/ 1975	205000	160763	2010	270	550	140

Таблица 2. Паровые турбины

Ст. №	Тип (марка) турбины	Завод - изготовитель	Год изготовления/ввода	Уст. эл. мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч	Расход пара, т/ч	Давление пара, кгс/см ²	Нормативный ресурс, час	Выработанный парковый ресурс, час	Год последнего капитального ремонта	Год замены ЦВД
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	ПТ-25-90/10	ЛМЗ	1949/ 1952	25	100	240	90	537330	517710	2018	1973
4	ПТ-25-90-3ПР2	ЛМЗ	1952/ 1953	25	100	240	90	535698	465107	2019	1990
5	ПТ-25-90-3ПР2	ТМЗ	1954/ 1954	25	100	240	90	535602	432576	2018	1990
6	ПТ-25-90-3ПР2	ТМЗ	1954/ 1955	25	100	240	90	563189	501453	2016	1991
7	ПТ-60-90/13	ЛМЗ	1956/ 1958	60	141	396	90	465900	392126	2013	1986
8	ПТ-60-90/13	ЛМЗ	1958/ 1959	60	141	396	90	427500	415402	2017	-
9	ПТ-65/75-90/13	ЛМЗ	1994/ 1997	64,9	145	390	90	270000	147232	2016	-
10	Р-85-8,8/0,2	ЛМЗ	2000/ 2003	87	182	440	90	270000	106196	2013	-

Ст. №	Тип (марка) турбины	Завод - изготовитель	Год изготовления/ввода	Уст. эл. мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч	Расход пара, т/ч	Давление пара, кгс/см ²	Нормативный ресурс, час	Выработанный парковый ресурс, час	Год последнего капремонта	Год замены ЦВД
11	P-57(100)-130/15	ТМЗ	1972/1972	57	235	498	130	220000	140395	2020	1988
12	P-57(100)-130/15	ТМЗ	1973/1973	57	235	498	130	220000	122395	2019	-

Установленная электрическая мощность Красноярской ТЭЦ-1 на 01.01.2021г. составляет 485,9 МВт, установленная тепловая мощность станции на 01.01.2021г. -1677 Гкал/ч, в т.ч. тепловая мощность отборов турбин – 1479 Гкал/ч. Состав котлоагрегатов и турбогенераторов приведен в приложении.

1.3. Особенности тепловой и электрической схем, режимов работы оборудования, условий топливо- и водоснабжения

1.3.1. Тепловая схема

Тепловая схема Красноярской ТЭЦ-1 – схема с поперечными связями по пару и воде. На станции установлено две группы основного оборудования с давлением 90 ата (группа 90) и 130 ата (группа 130). Перегретый пар с котлов ст.№№4-16 поступает в коллектор 100 ата, с котлов ст.№№17-20 в коллектор 140 ата, с которых потом распределяется по турбинам. Также турбины с котлами могут работать по блочной схеме. Коллектора острого пара 100 ата и 140 ата соединяются через РОУ 140/100.

Пар из отборов турбин ст.№ 3-9 поступает в общестанционные коллекторы с давлением 1,2 ата и 8-13 ата. С выхлопа противодавленческих турбин типа «Р» пар также поступает в общестанционные коллекторы: от ТГ-10 в коллектор с давлением 1,2 ата, от ТГ-11 в коллектор с давлением 8-13 ата. С выхлопа турбин ст. № 3-9 пар поступает в конденсаторы. В конденсаторах турбин ст. №3-5 подогревается исходная вода для подачи в химический цех и

последующей подпитки котлов и возмещения потерь пара и конденсата и расхода сетевой воды на ГВС потребителя.

Из коллектора 1,2 ата пар идет в подогреватели: основные бойлера, ПСГ, обессоленной, частично умягченной воды, на подпиточные деаэраторы и деаэраторы питательной воды.

Из коллектора 8 – 13 ата пар поступает на заводы – потребители пара, часть идет на пиковые подогреватели (бойлера) сетевой воды и в систему регенеративного подогрева.

Конденсат греющего пара от подогревателей поступает в деаэраторы. Часть конденсата пара, поступающего на заводы, возвращается и аккумулируется в баках возврата конденсата.

1.3.2. Электрическая схема: открытое распределительное устройство (ОРУ) 110 кВ с 1-й, 2-й и обводной системами шин

Для связи генераторов с энергосистемой и потребителями имеются распределительные устройства.

Связь с энергосистемой и потребителями по 12 линиям электропередач. Турбогенераторы 3, 4, 6 работают на генераторное распределительное устройство (ГРУ) и через трансформаторы связаны с ОРУ 110 кВ.

Турбогенераторы № 4, 5, 7-12 – работают через повысительные трансформаторы на ОРУ 110 кВ; кроме того, имеются отпайки от генераторов 7-12 на комплектное распределительное устройство (КРУ) собственных нужд через отпаечные трансформаторы. От генератора № 4 отпайка на КРУ без трансформатора. В нормальном режиме каждое присоединение работает на одну из систем шин. На 1-ую систему шин - линии и блоки генератор-трансформатор с нечетными номерами (исключая тр-р связи № 3).

На 2-ую систему шин – линии и блоки генератор-трансформатор с четными номерами и тр-р связи № 3.

1.3.2.1. Генераторное распределительное устройство собственных нужд (ГРУ)

ГРУ имеет 3 секции рабочей системы шин и трансферную систему, общую на 3 секции:

- 1-я секция ГРУ питается от трансформатора связи №1;
- 2-я секция рабочей системы шин питается от генератора №3, 4;
- 3-я секция – от генератора № 6 и связана с ОРУ 110 кВ через трансформатор связи (ТЗС).

Связь между секциями № 1 и 2 осуществляется через секционный реактор № 1 и через шинно- соединительный выключатель (ШСВ) №1; между секциями № 2 и 3 – через секционный реактор № 2. В обычном режиме выключатели секционных реакторов включены. Каждая секция рабочей системы шин связана с трансфертной системой через междушинный выключатель. Нормально выключатель отключен.

1.3.2.2. Распредустройство собственных нужд (РУСН)

С 1-й по 7-ю секций РУСН питаются электродвигатели 6 кВ котлов № 1-7 (каждый от своей секции) и часть электродвигателей 6 кВ других цехов; некоторые трансформаторы собственных нужд 6/0,4 кВ. С 1-ой секции ГРУ питаются 1-я и 3-я секции РУСН, со 2-й - 4,5 секции РУСН, с 3-й - 2,6,7 секции РУСН.

Каждая секция РУСН имеет свою рабочую и трансферную (резервную) систему шин. Между трансферной и рабочей системой шин связь осуществляется через междушинный выключатель. Нормально выключатель отключен. Трансферная система шин нормально разомкнута между 3-й и 4-й секциями РУСН через отключенный выключатель. Секции РУСН резервируются резервными фидерами № 1 и 2.

Резервный фидер № 1 запитан со 2-й секции ГРУ и подает напряжение на трансферную систему шин 1-й секции РУСН. Резервный фидер № 2 запитан от отпайки т/г № 5 и подает напряжение на трансферную систему шин 5-й секции РУСН.

1.3.3. Топливоснабжение

Топливо поступает на АО «Красноярскую ТЭЦ-1» с Бородинского разреза. Закупка производится АО «Красноярская ТЭЦ-1», согласно договору № ГО-17/20 от 31.01.2017г. (Приложение 1). Доставка вагонов на вагоноопрокидыватели и разгрузка ж. д. вагонов с топливом осуществляется силами и средствами ОАО «В-Сибпромтранс» (ППЖТ), имеющего в своем распоряжении железнодорожное хозяйство, три вагоноопрокидывателя, подъездные железнодорожные пути, примыкающие к вагоноопрокидывателям.

1.3.4. Водоснабжение

Имеются две береговые насосные станции № 1, 2. Вода из реки Енисей насосами подается по 5 трассам в пристанционный узел, откуда поступает на охлаждение конденсаторов турбин 3-9 и сливается в сливные коллекторы.

Насосы сырой воды подают воду на коллекторы сырой воды в химический цех на 3-7-ую очереди для химической обработки воды. Конденсаторы турбин 3, 4, 5 используются для подогрева сырой воды и могут работать по 4-х ходовой схеме. Подогретая в конденсаторах турбин 3, 4, 5 вода с температурой 25-28 °С поступает на всас насосов сырой воды, а затем на ХВО.

Химически обессоленная вода на 5-7 очередях ХВО из баков аккумуляторов обессоленной воды насосами подается по 3-м коллекторам в турбинный цех. Часть обессоленной воды подогревается в подогревателе

обессоленной воды ПОВ-2 и подается в деаэраторы 4-10 для восполнения технологических потерь питательной воды, а другая часть направляется в паровое пространство конденсаторов турбин ст. № 3-9 для набора уровня в конденсаторе при пуске и поддержания уровня в аварийной ситуации, откуда вместе с основным конденсатом откачивается конденсатными насосами через эжектор, подогреватели низкого давления турбин и подается в деаэраторы ст. № 4-25.

В деаэраторах происходит удаление газов из питательной воды и подогрев до температуры 104°C или 158°C в зависимости от давления в деаэраторе. Из деаэраторов питательная вода поступает на всас питательных насосов, далее через нитки горячего или холодного питания подается в коллектор питательной воды котельного цеха.

Частично умягченная вода из химического цеха насосами подается в подогреватели частично умягченной воды (ПЧУВ) № 1-7 и поступает в подпиточные деаэраторы 1-7, где подогревается до $T=102-107$ °С, освобождается от растворенных газов и подпиточными насосами подается на всас сетевых насосов для восполнения потерь сетевой воды (горячий водоразбор и потери). При большом расходе подпиточной воды дополнительно можно восполнять подпитку теплосети насосами ЧУВ 10, 11, 12 и НАП-1, подавая подогретую в конденсаторах т/г ст. №№ 7-9 циркуляционную воду на вход ПЧУВ.

При снижении давления в обратной теплосети включаются насосы аварийной подпитки НАП № 2, НПВ № 1, 2, к/н № 2А на всас СН-8, 14 помимо подпиточных деаэраторов.

1.4. Принципы распределения электрических и тепловых нагрузок

При распределении электрических и тепловых нагрузок между турбоагрегатами ТЭС, между источниками теплоснабжения ТЭС (регулируемые и нерегулируемые отборы, редукционно-охладительные

установки (далее – РОУ) отдельными агрегатами электростанции учитывалась минимизация затрат тепла турбогенератором на выработку электроэнергии. В случае работы электростанции в расчетном периоде по тепловому графику в первую очередь загружаются отборы турбин с полной удельной выработкой электроэнергии по теплофикационному циклу – это турбины типа Р ст. №№ 10 и 11(12), затем турбины типа ПТ-60 ст. №№ 7,8, ПТ-65/75 ст. № 9, ПТ-25 ст. №№ 3–6. При работе электростанции по электрическому графику распределение тепловых и электрических нагрузок производится взаимосвязано, т.е. происходит догрузка турбин типа ПТ-60 ст. №№ 7–9 и ПТ-25 ст. №№ 3–6, а турбины типа Р ст. №№ 10, 11(12) работают по тепловому графику. В летний период состав генерирующего оборудования выбирается исходя из необходимости обеспечения планируемой выработки электроэнергии, подготовки и нагрева подпиточной воды, а также надежности поставки производственного пара на заводы.

Зимний период. Состав оборудования выбирался из условия обеспечения заводов-потребителей паром и обеспечения потребителя тепловой энергией в горячей воде в соответствии с отопительным графиком температур (Приложение 3), утвержденным Красноярским филиалом ООО «Сибирская Генерирующая Компания» в 2020г, а также выполнения планируемых технико-экономических показателей (по выработке электроэнергии и отпуску тепла). Прогнозируемые выработка электроэнергии и отпуск тепла распределялись между двумя группами оборудования: 90 и 130 ата. По группе оборудования 90 ата задействовано оборудование: 4хПТ-25-90/10, 2хПТ-60-90/13, 1хПТ-65-90/13, 1хР-85-8,8/0,2. По группе 130 ата – 1хР-57(100)-130/15. В зимний период одна из турбин группы 130 ата находится в резерве из-за недостатка потребления пара 8-13 ата.

Для того чтобы загрузить турбины ст. № 11 или ст. № 12, турбины ст. № 3-9 в первую очередь загружали паром 1,2-2,5 ата.

Температура прямой сетевой воды поддерживается согласно отопительному графику. В зимний период перепады дневных и ночных

температур наружного воздуха достигают от 10 до 20 °С. При снижении температуры сетевой воды в работе остается необходимое количество пиковых бойлеров, разгружаются турбины группы 130 ата, котлы группы 140 ата разгружаются частично (до техминимума). Для того чтобы кратковременно не останавливать основное оборудование группы 130 ата, часть нагрузки передается на группу оборудования 90 ата через РОУ 140/100.

Летний период. При повышении среднесуточной температуры наружного воздуха выше - 5 гр. оборудование группы 130 ата выводится в консервацию до начала отопительного сезона. В данный период времени потребность в паре 8-13 ата составляет 25-30 т/ч; турбины ст. № 7, 8 (9) ПТ-60-90/13 загружаются в соответствии с тепловой нагрузкой в ГВСи графиком электрической нагрузки. В конденсаторах турбин ПТ-25-90/10 ст. № 3-5 - подогревается вода для ХВО, при этом количество работающих турбин выбирается из условия обеспечения необходимого расхода обессоленной воды и количества воды для дозирования ингибитора солейотложений (ОПТИОН), рассчитанного в зависимости от величины подпитки.

1.5. Уникальность ТЭЦ-1

1.5.1. Особенности ТЭЦ-1

Главной особенностью ТЭЦ-1 является ее возраст (86 лет). Наличие оборудования с момента становления централи и современной техники предоставляет возможность не только эксплуатировать их, добиваясь более высоких показателей, но так же множество оборудования помогает молодым, начинающим специалистам углубиться в понимание устройства и операции ТЭЦ-1, предполагая получение практического опыта.

ТЭЦ-1 развивается с учетом современных технологий и проводит ряд мероприятий по модернизации оборудования, в него входит, замена дымовой

трубы, установка электрофильтров, ввод в эксплуатацию новых котлов типа К-15, К-16, замена паропроводов.

1.5.2. Сравнение ТЭЦ-1 с другими ТЭЦ города

По сравнению с двумя другими ТЭЦ, находящимся в городе Красноярске, ТЭЦ-1 не уступает им в производительности. ТЭЦ-1 на сегодняшний день одна из самых мощных теплоэлектростанций с установленной тепловой мощностью в 1677 Гкал/час, в то время как ТЭЦ-3 и ТЭЦ-2 имеют 582 Гкал/час и 1405 Гкал/час соответственно. ТЭЦ-1 отапливает больше половины Красноярска, а именно весь ленинский район, небольшую часть советского районана и так же часть кировского района. Застройка в этих районах жилыми домами около 48% населения Красноярска, в то время как доля ТЭЦ-2 выпала на: октябрьский и кировский, и доля ТЭЦ-3 на оставшуюся часть советского.

Важно отметить существование не только крупных ТЭЦ, но и отдельно взятых мелких котельных, расположенных в разных районах города и служащих как вспомогательные по большей части, поскольку среднее расстояние от каждой ТЭЦ до потребителя варьируется от 7 км. Однако, согласно программе реновации, маленькие котельные будут снесены до 2030 года и на их месте планируется построить новые современные котельные.

Рассматривая ТЭЦ-1, необходимо отметить ее преимущества и недостатки. Безусловной сильной стороной ТЭЦ-1 является её цех водоподготовки, где вода полученная с насосной станции, проходит предварительную отчистку от примесей и микроорганизмов. Из воды убирают- кальций, магний, кислород и углекислый газ. Для работы воды с более высокими температурами она проходит дополнительную подготовку, из нее убирают все любые соли, чтобы избежать дальнейших отложений на всех трубопроводах.

Водоподготовка состоит из нескольких этапов:

1. Хлорирование полученной воды, чтобы избавиться от микроорганизмов.
2. Механическая очистка воды.
3. Смягчение воды путем ионизации.
4. Очистка от частиц кислорода и углекислого газа в процессах декарбонизации и деаэрации.

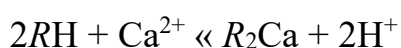
Также вода для подпитки котла проходит тоже особую подготовку. Вода проходит через слой антрацита и таким образом очищается от взвешенных частиц, далее воду также обессоливают и декарбонизируют. Только такую воду можно использовать для подпитки котлов.

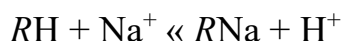
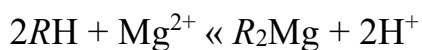
Технология ионного обмена

В технологии водоподготовки применяются два основных процесса для удаления из воды ионизированных примесей: катионирование и анионирование. В зависимости от обменного иона процессы и аппараты называют: натрий-катионирование, натрий-катионитный фильтр; H (водород)-катионирование, H-катионитный фильтр; OH-анионирование, OH-анионитный фильтр [СГК Online, 2022].

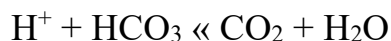
Соответственно называется фильтрат, полученный в этих процессах: Na-катионированная вода, H-катионированная вода, OH-анионированная вода и т.п. Процессы Na-катионирования имеет самостоятельное значение и используется для умягчения воды, в то время как процессы H- и OH-анионирования реализуются совместно в схемах обессоливания воды [Там же].

На тэц-1 активно используют H-катионирование. «Обработка воды методом H-катионирования предназначается для удаления всех катионов из воды с заменой их на ионы водорода. Вода за H-катионитными фильтрами содержит избыток ионов водорода и вследствие этого имеет кислую реакцию, поэтому эта технология применяется совместно с другими процессами ионирования - Na-катионированием или анионированием. Обмен катионов при H-катионировании протекает согласно реакциям:





Выделяющиеся ионы H^+ реагируют в обрабатываемой воде с гидрокарбонатами ионами



что позволяет контролировать полноту обмена ионов при Н-катионировании по кислотности и по показателям качества поступающей на фильтр воды. При наличии в исходной воде ионов NO_3^- и NO_2^- они также должны быть учтены в расчетной оценке кислотности Н-катионированной воды.

Сорбция катионов Ca^{2+} , Mg^{2+} и Na^+ ионитом осуществляется в соответствии с расположением этих ионов в ряду селективности ($Ca^{2+} > Mg^{2+} > Na^+$), поэтому в слое Н-катионита сверху располагается зона поглощения иона Ca^{2+} , ниже - иона Mg^{2+} и далее - иона Na^+ . Эти три зоны по мере истощения Н-катионита передвигаются одна за другой по направлению к нижней границе слоя ионита и первым обнаружится проскок иона Na^+ .

В работе Н-катионитного фильтра можно выделить два основных периода:

1. Полное поглощение всех катионов (абсцисса Oa). Фильтрат имеет кислотность, равную $(C_{Cl^-} + C_{SO_4^{2-}})_{исх.}$. В точке a наблюдается проскок иона Na^+ .

2. Появление нарастающей концентрации иона Na^+ . В этот период концентрация иона Na^+ постепенно возрастает, а кислотность начинает снижаться за счет уменьшения количества вытесняемых ионов H^+ . К моменту достижения начального содержания иона Na^+ в исходной воде его поглощение прекращается, но происходит обмен в катионите ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} исходной воды на сорбированный катионитом ион Na^+ до его полного вытеснения. В этот момент (точка E) появляется проскок жесткости.» [технология ионного обмена 2022]

Дополнение текста есть в приложение Ж.

Из минусов стоит отметить, что не все оборудование современное, к примеру шит управление котлами 4, 5, 6, 7. Там до сих пор используют жидкостные тягомеры в качестве контрольных показателей работы котла.

1.5.3. Сравнение ТЭЦ-1 с ТЭС за рубежом

При рассмотрении потенциала ТЭЦ-1 в мировом пространстве, стоит сравнить ее с эффективными источниками энергии других стран. Одним из примеров высокоэффективных ТЭС является использование альтернативных источников энергии.

В некоторых странах Европы уже давно используют традиционные методы выработки тепловой и электроэнергии, к примеру, во Франции используют геотермальную энергию моря, в Швеции используют гейзерную энергию.

Потенциал геотермальной энергии превышает показатели ископаемого топлива в тысячи раз. Через поверхность земли проходит поток тепла эквивалентный сжиганию 46 млрд. тонн угля. Геотермальную энергию извлекают согласно следующему способу: энергию от земли или воды получают по специальным скважинам, температура внутри которых возрастает на градус по мере погружения на 36 метров. При работе выделяют резервуары как с низкой, промежуточной и высокой энтальпией, когда температура жидкости ниже 90°C, между 90 и 150° или выше 150°C соответственно.

Преимущества геотермальной энергии уникальны своей неиссякаемостью и абсолютной независимостью от любых внешних факторов. Ни один источник альтернативной энергии не в состоянии достичь показателя коэффициента использования установленной энергии ГеоЭС – 80 %.

К недостаткам следует отнести дороговизну скважин. Чтобы добраться до «нужной» температуры приходится бурить на большую глубину. Так для

горячего водоснабжения необходимо углубиться более чем на километр, а для электрогенерации – до нескольких километров.

Еще одна серьезная проблема – закачка отработанной воды в подземный водоносный горизонт, что также требует дополнительной энергии и финансовых затрат. Сброс их в природные водоемы чрезвычайно опасен, поскольку может привести к тяжелым последствиям для окружающей среды, из-за большого содержания в них токсичных металлов – свинца, кадмия, цинка и других.

Также при бурении скважин приходится учитывать сейсмическую активность района, где находятся практически все ГеоЭС. В противном случае, непродуманное бурение скважин может спровоцировать землетрясение.

1.6. Экологические составляющие станции

В последние годы экологические проблемы приобретают все большую актуальность и являются предметом многих современных научных исследований. К ним относятся: изменение климата под воздействием выбросов парниковых газов в результате сжигания органического топлива, истощение озонового слоя, кислотные дожди, накопление отходов и загрязнение окружающей среды тяжелыми металлами, органическими соединениями. Топливо-энергетический комплекс создает многие экологические проблемы современности. В России около 70 % выбросов углекислого газа в атмосферу осуществляют предприятия энергетической отрасли. Основным видом промышленных отходов, занимающих одно из первых мест по объему выхода и представляющих серьезную экологическую опасность, являются золы уноса. Ведущим направлением обеспечения экологической безопасности является поэтапное сокращение уровня негативного воздействия на окружающую среду отходов топливноэнергетического комплекса. Значительная площадь земель,

отведенная под золошлаковые отходы, безвозвратно изымается из полезного использования, консервация их требует значительных затрат. Токсичные вещества, содержащиеся в золах уноса, такие как SO_3 , при взаимодействии с влагой воздуха могут образовывать сильные кислоты, которые приводят к коррозии эксплуатируемых строительных конструкций, загрязнению почв, грунтовых и поверхностных вод, воздушного бассейна, представляя угрозу для окружающей среды. Агрессивные вещества, попадая в организм человека по трофическим цепям, вызывают широкий спектр тяжелейших заболеваний.

Использование золошлаковых отходов позволяет сократить их накопление и снизить нагрузку на окружающую среду. Поскольку промышленность строительных материалов является наиболее материалоемкой, то глобальное использование отходов связано именно с этой отраслью. Все большее применение находит сухая зола уноса с электрофильтров ТЭЦ, получившая всеобщее признание как материал, имеющий важное значение в качестве добавки к различным бетонам, строительным растворам, керамике, тепло- и гидроизоляционным материалам. [Енджиевская, и др 2018: 843]

«Красноярск относится к крупным промышленным и транспортным субъектам хозяйствования, экологическая ситуация города находится в крайне сложном состоянии, занимая первую строчку в рейтинге швейцарской компании IQAir по загрязненности воздуха. Следует отметить влияние промышленных и энергетических предприятий, к которым относятся в том числе все три ТЭЦ и многочисленные котельные. На Красноярской ТЭЦ-1 в рамках ДПМ-2 и комплексной экологической программы СГК уже построила новую 275-метровую дымовую трубу, стоимость постройки новой дымовой трубы составила порядка 2 млн. рублей, взамен «старых» 100-метровых (кроме прочего, за счет сноса этих высотных сооружений компания получила место для строительства 14 электрофильтров). Цель всех этих мероприятий – максимальное снижение влияния на окружающую среду.

В конце 2020 г. на ТЭЦ-1 собрали и запустили первый из электрофильтров, который подключен к котлу № 10. Это массивное сооружение высотой 35 м и степенью очистки выбросов 99 %. Практически вся зола из котлов ТЭЦ будет оставаться внутри него. В 2021 г. были выполнены работы по устройству электрофильтров на четырех котлах.

К 2024 г. большая часть действующего газоочистного оборудования будет заменена на новые электрофильтры. Ожидается, что выбросы станции сократятся на 25 %» [Лунев, Догдурбеков, Баранова, 2021: 159].

1.7. Загрязнение воздуха в г. Красноярск

Президент России Владимир Путин на совещании в правительстве 2018.04 затронул проблему экологии и сообщил, что наибольшие объемы выбросов в воздух зафиксированы в 12 городах РФ. «Мы также хорошо знаем, хорошо известно, что в некоторых городах эта проблема стоит особенно остро: это Братск, Красноярск, Липецк, Магнитогорск, Медногорск, Нижний Тагил, Новокузнецк, Норильск, Омск, Челябинск, Череповец, Чита», - сообщает администрация Президента (Администрация Президента России, 2018)

В сегодняшних реалиях загрязнение атмосферного воздуха в городе Красноярске является одной из главных экологических проблем, о которой неоднократно говорил непосредственно Президент РФ В.В. Путин.

Красноярск – один из крупнейших городов Сибирского федерального округа с населением более 1 млн. человек. На его территории по состоянию на 2019 год действовало более 800 различных промышленных объектов, в том числе таких, как: Красноярский алюминиевый завод, Красноярский завод цветных металлов, Красноярский машиностроительный завод, Красноярский цементный завод, Красноярский металлургический завод и целый ряд других крупных и средних предприятий. Также в г. Красноярске действуют две крупных теплоэлектростанции, ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2. Количество выбросов в

атмосферу от стационарных источников (это, в первую очередь, промышленность и энергетика) в данном городском округе составляет примерно 146 тысяч тонн в год. [Власов, Вологодина, Лебедева, 2020: 87]

В данной работе приведен анализ загрязнения атмосферного воздуха осуществлялся на основе данных с автоматизированных постов наблюдений (АПН) в разных частях города, а именно: в мкр. Покровка, Солнечный, Северный, Черемушки, Ветлужанка, в пгт. Березовка, Кировском и Свердловском районах. Была выявлена повторяемости на пяти станциях из восьми следующих веществ: бензола (Солнечный, Северный, Покровка, Черемушки, Кировский), хлорбензола (Солнечный, Северный, Покровка, Черемушки, Свердловский), этилбензола (Солнечный, Северный, Покровка, Черемушки, Кировский).

За исследуемый период на всех станциях был зафиксирован аммиак, взвешенные частицы до 2,5 мкм, диоксид серы, диоксид азота, оксид углерода и оксид азота. Были обнаружены самые высокие среднемесячные концентрации следующих веществ: аммиака в феврале 2016 года в Северном, взвешенных веществ в Северном в апреле 2017 года; взвешенных частиц до 10 мкм. в Березовке в сентябре 2016 года; взвешенных частиц до 2,5 мкм. в Березовке в феврале 2018 года; гидрофторида в Северном в октябре 2011 года; гидрохлорида в Солнечном в апреле 2017 года; диоксида азота в Ветлужанке в марте 2018 года; диоксида серы в Солнечном в январе 2016 года; оксида азота в Ветлужанке в декабре 2017 года; оксида углерода в Ветлужанке в декабре 2018 года; сероводорода в Солнечном в феврале 2014 года; твердых фторидов в Солнечном и Северном в апреле 2015 года. Наиболее высокие концентрации формальдегида зафиксированы в январе в Покровке и Черемушках. Концентрации других веществ в январе намного ниже этих. Самые высокие из всех концентраций бенз(а)пирена обнаружены в апреле в мкр. Солнечный. Наибольшую концентрацию из всех веществ в июле имеет формальдегид. Концентрации различных загрязняющих веществ имеют

пространственную и временную динамику. В качестве примера на рисунке 1 представлено изменение диоксида серы в 2020 году. [Крылова, 2022:25]

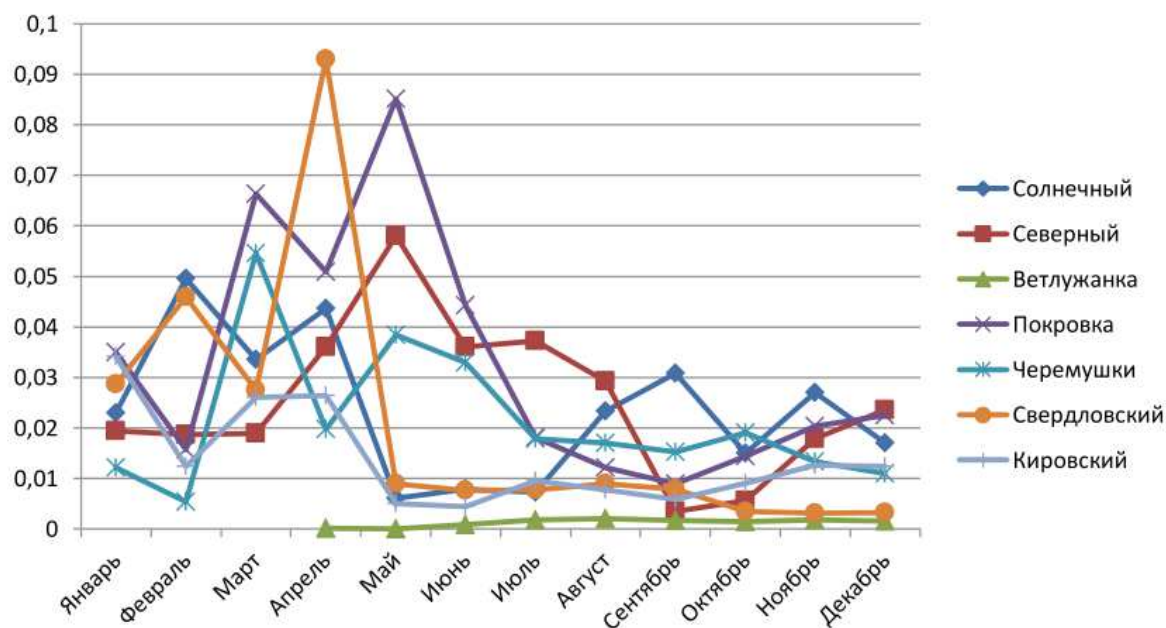


Рисунок 1. Концентрация серы в воздухе. [Крылова, 2022:25]

ВЫВОД ПО ГЛАВЕ 1

ТЭЦ-1 представляет собой мощнейшую ТЭЦ города. Она спроектирована в 1936 году. Рассматривая оборудование, особое внимание необходимо уделить котельному цеху. На централи установлено 17 котлов производительностью 230 т/ч, и 10 турбин общей мощностью 425,9 МВт. Установленная мощность составляет 485,9 МВт, установленная тепловая мощность - 1677 Гкал/ч. Топливо для ТЭЦ-1 поступает с борозинского разреза, доставляется Ж/Д путем. Имеются две береговые насосные станции. Особый интерес представляет очистка воды. Для процесса отчистки воды используют следующие методы: 1- хлорирование, механическую отчистку, смягчение воды, удаление частиц кислорода и углекислого газа, так же воду ионируют Н катионитами.

Текущие характеристики не являются лимитирующими данными, поскольку на момент 2022 года ТЭЦ-1 находится в стадии модернизации, одной из цели которой является не только увеличение КПД, но и улучшение ее экологических показателей. Как описывалось выше, на ТЭЦ-1 в рамках модернизации котельного оборудования и комплексной экологической программы СГК, уже закончили постройку новой дымовой трубы. Что дало увеличить рассеивание вредных выбросов в пределах теплоэлектростанции, так же снизить температуру дымовых газов.

Также, например, в конце 2020 года на ТЭЦ-1 собрали и запустили первый электрофильтр. Сегодня загрязнение атмосферного воздуха в Красноярске является одной из главных проблем, поэтому нововведения на ТЭЦ-1 могут частично улучшить экологическую обстановку города и прилегающих территорий.

ГЛАВА 2. ОБЗОР ОБОРУДОВАНИЯ В РАМКАХ ДПМ-2

В рамках ДПМ-2 проходит реконструкция котельного цеха, в частности установка электрофильтров и постройка дымовой трубы. Процесс модернизации первоочередно направлен на их изменения. Подробный план газового тракта котлов на новую дымовую трубу №5 приведен на рисунке 2.

На изображении представлена схема боровов. Основные изменения работы трубы позволят снизить количество вредных выбросов, путем установки электрофильтров

На графике ниже (см. рис. 3) показан схема планируемых работ в отношении улучшения котельного цеха ТЭЦ-1. Таким образом, на сегодняшний день оборудование освоено на 35% и модернизация находится на стадии:

1. Установки трех электрофильтров №11;№12;№13
2. Замена паропроводов 140 атм к турбине №11
3. Переврезки и устройство доп. линии пит. коллектора блока БКЗ
4. Демонтаж РОУ 140/100 2н
5. Монтаж нового напорного коллектора сетевых насосов
6. Замена трансформатора РЗТ
7. Ввод котла К-15
8. Ввод котла К-16.

что соответствует графику работ на 2022 год (см. рис. 3). Дальнейшим крупным изменением станет:

- Проведение испытаний станции на 429 МВт с 20.11.2023 по 24.11.2023
- Монтаж паровых ниток к турбине №9 от К-9 и К-10 с 1.04.2023 по 01.07.2023

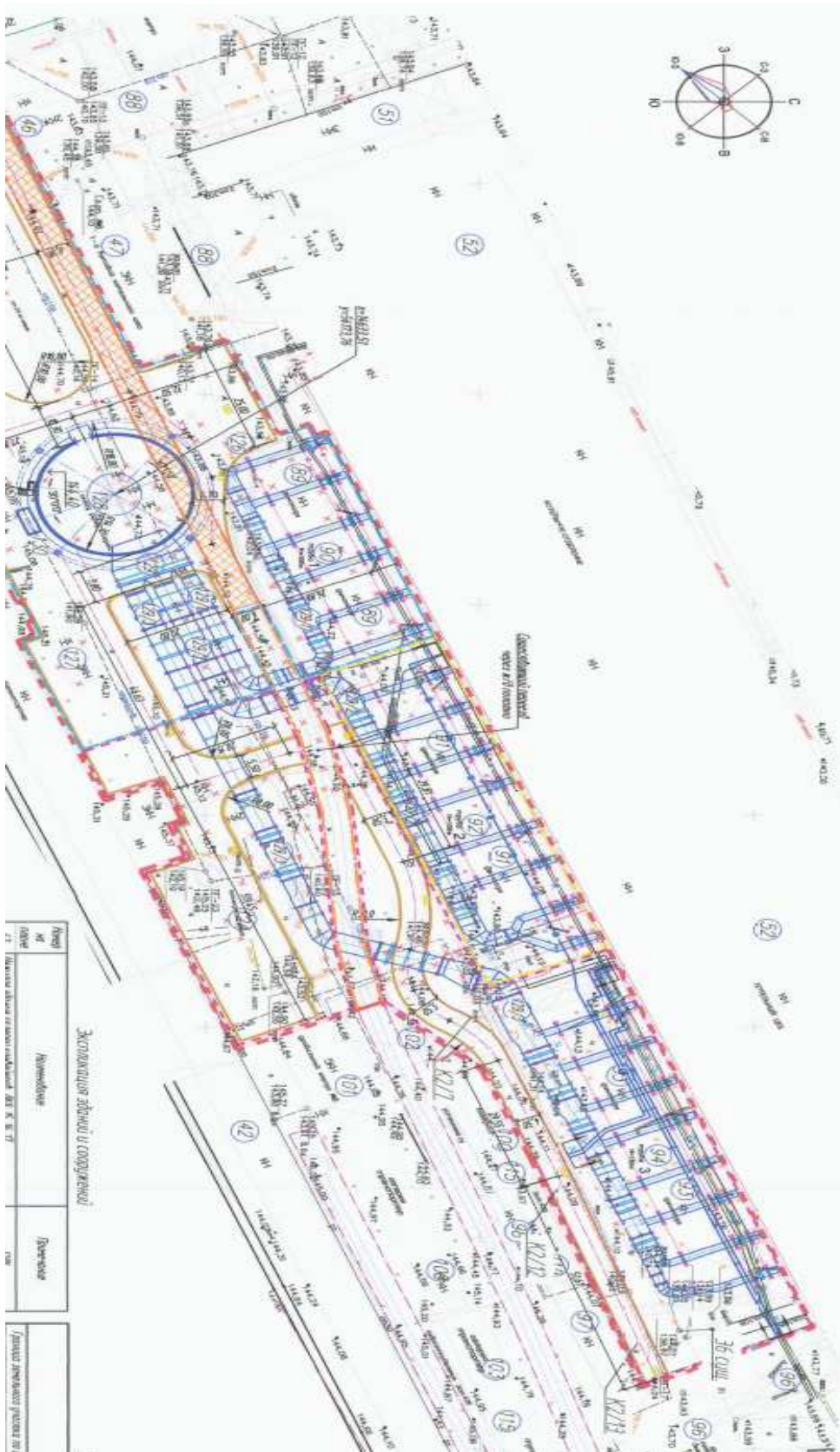


Рисунок 2. Газовый тракт котлов №4-№16

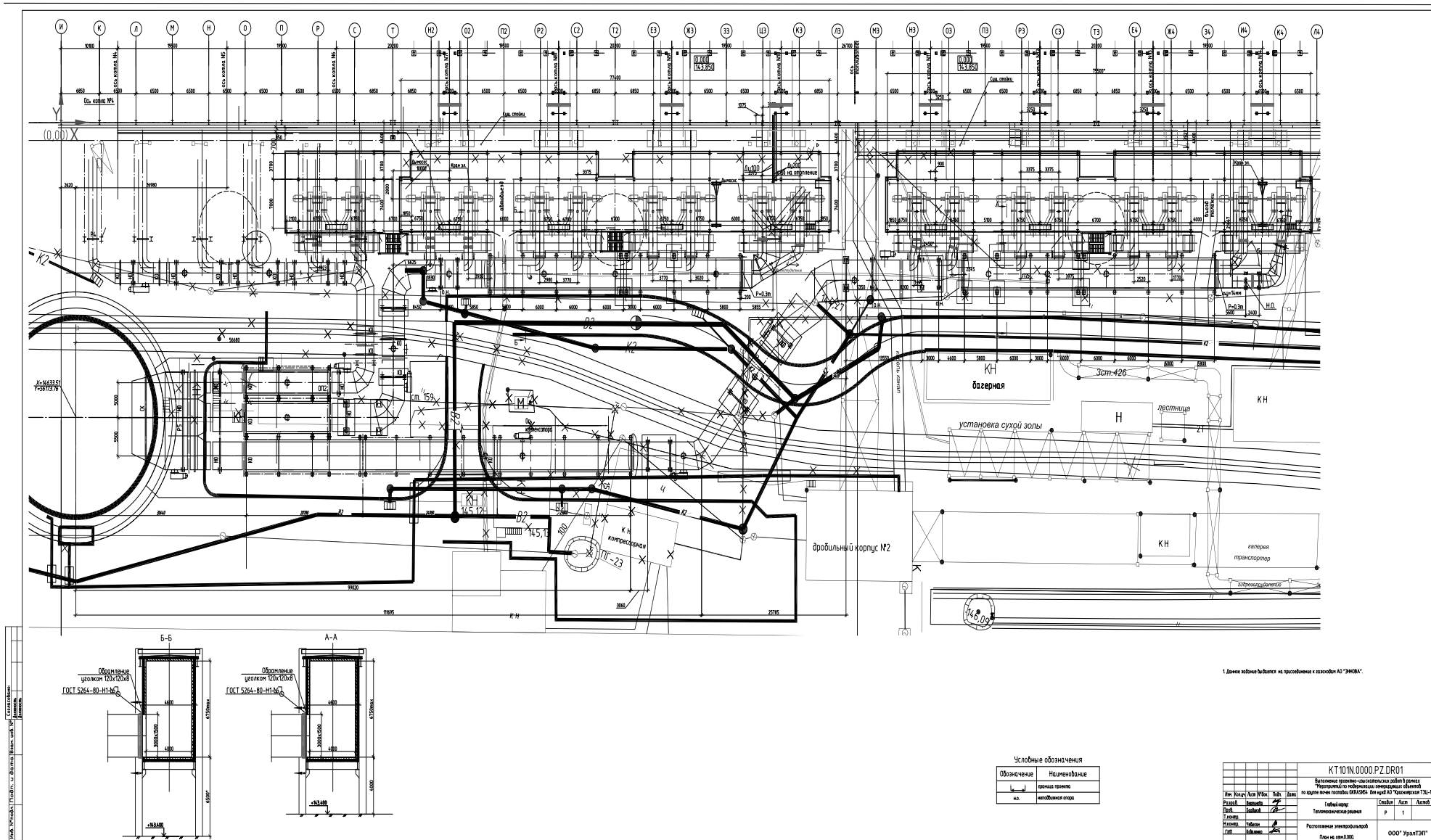


Рисунок 4. Работа электрофильтров на дымовую трубу №5

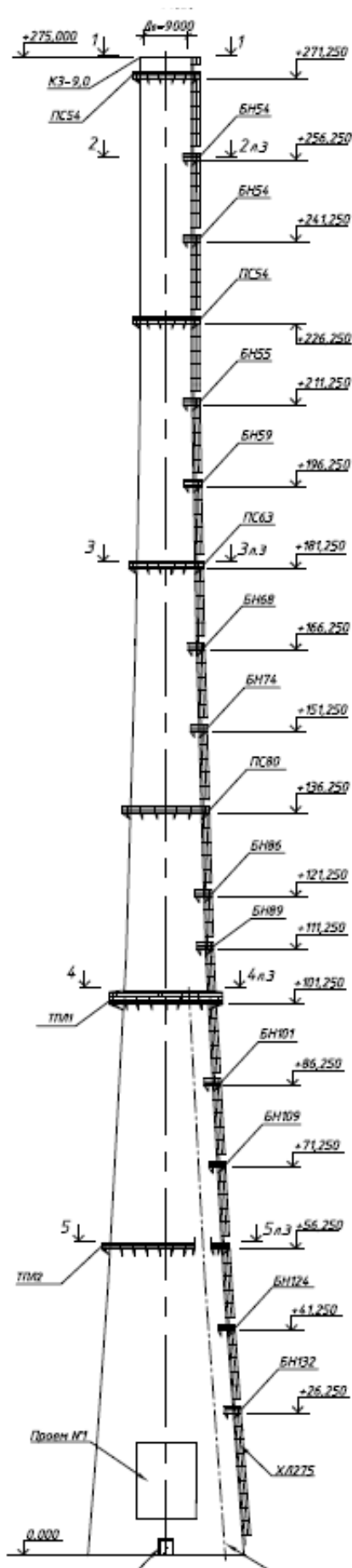


Рисунок 5. Разрез дымовой трубы №5

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2

Высота новой дымовой трубу стала на 155м больше, что позволит делать выброс дымовых газов на большей высоте, изменит скорость газов, поскольку изменился и диаметр устья трубы. Также будут введены в эксплуатацию котлы К-15 и К-16, заменены трансформаторы Р3Т и Р4Т, будет произведен монтаж электрофильтров №14, №15, №16, №18. Замена ТГ-7 на ТГ-15, и замена ТГ-8 на ТГ-16.

В дальнейшем компания СГК, планирует модернизировать большую часть оставшегося оборудования котельного цеха, что соответствует графику ДПМ-2.

ГЛАВА 3. РАСЧЕТ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ

3.1. Исходные данные

Котельный агрегат ПК-10Ш двух барабанный, вертикально-водотрубный с естественной циркуляцией, П-образной компоновки, предназначен для установки в районах сейсмичностью до 8 баллов, Котел предназначен для работы на сухом и влажном топливе (каменные и бурые угли). ПК-10Ш предназначен для выработки перегретого пара: давлением 9,8 МПа, температурой 510 °С, производительность по пару 230т/ч. Топочная камера размещена в первом (восходящем) газоходе.

Топочная камера вертикальная открытого типа, размерами 22 метра в высоту и 9,9 метра в ширину. Полностью экранирована трубами $D=76 \times 6$ мм с шагом 96 мм. В нижней части топочная камера образует холодную воронку к которой примыкают две шлаковые ванны с непрерывным удалением шлака с помощью шнеков. Металлическая конструкция холодной воронки снабжена пружинами, опорами за счёт чего происходит свободное удлинение экранных труб к холодной воронке, присоединяется шахта гидрошлакоудаления

Четыре прямооточные основные горелки расположены на фронтальной части топки и крепятся к топке посредством установки сальникового компенсатора между основанием горелки и шахтой мельницы для компенсации тепловых перемещений в процессе растопки и исключения пыления.

Котел оборудован двумя муфельными горелками, установленными по обеим сторонам котла на высоте выхода пыли из амбразур. Угольная пыль в муфельные горелки подается из растопочных бункеров котла шнековыми питателями (по одному на горелку). Производительность пылепитателя 1,5–3 т/ч. Муфельные горелки крепятся к трубам чистых боковых экранов топки, тепловые перемещения компенсируются перемещением пылепроводов пылепитателей, корпуса муфельных горелок выполнены кирпичной кладкой, а экранные трубы для предотвращения износа защищены металлическими накладками и забетонированы.

Пароперегреватель

Пароперегреватель вертикальный змеевикового типа состоит из двух ступеней.

Первая ступень (по ходу пара) выполнена из труб $\varnothing 38 \times 4,5$ мм (Ст.20), движение пара в ней противоточное газам. Преимуществом противоточного движения является более высокий коэффициент теплопередачи.

Во входном коллекторе I ступени пароперегревателя размещается пароохладитель поверхностного типа, состоящий из двух групп змеевиков $\varnothing 25 \times 3$ мм (Ст. 20), общей поверхностью $F=23$ м². Пароохладитель служит для регулирования температуры перегретого пара путем частичной конденсации насыщенного пара, за счет циркулирующей по змеевикам охлаждающей питательной воды, взятой из узла питания котла и сбрасываемой перед коллекторами I ступени водяного экономайзера. На котле для регулирования температуры перегретого пара установлены дополнительно пароохладители впрыскивающего типа. Линия подвода охлаждающей воды к конденсатору врезана в питательную магистраль котла между клапаном автомата питания котла и клапаном подпора, подогретая в пароохладителе котла вода сбрасывается в питательную линию, непосредственно перед водяным экономайзером котла.

Вторая ступень (по ходу пара) пароперегревателя состоит из двух крайних пакетов по 28 двойных змеевиков и одного среднего пакета из 48 двойных змеевиков $\varnothing 42 \times 5$ мм. Пакеты пароперегревателя соединены между собой при помощи 10 труб, по которым осуществляется "переброс" пара с одной стороны на другую сторону пароперегревателя. Необходимость "переброса" пара вызывается неодинаковой температурой газов по ширине газоходов, а следовательно, и неравномерностью температурных напряжений змеевиков пароперегревателя. Движение пара во второй ступени пароперегревателя прямоточное (параллельно движению газов). Такое движение пара обеспечивает снижение температурных напряжений змеевиков в лобовой части пароперегревателя.

Водяной экономайзер

Водяной экономайзер змеевикового типа состоит из 2-х ступеней, расположенных по высоте газохода в рассечку с воздухоподогревателем. Каждая ступень в свою очередь состоит из двух самостоятельных групп, расположенных по ширине газохода. Подвод питательной воды к правой и левой группам экономайзера осуществляется от питательной линии котла. Обе ступени водяного экономайзера соединяются 8 трубами (по 4 трубы с каждой стороны). Левая и правая группа водяного экономайзера соединяются уравнивающей линией на выходном коллекторе 1-ой ступени. Подогретая питательная вода из экономайзера отводится по 10 необогреваемым трубам в чистый отсек основного барабана.

Воздухоподогреватель

Воздухоподогреватель трубчатый, двухступенчатый, смонтирован в рассечку с водяным экономайзером котла. Каждая ступень воздухоподогревателя состоит из 8 секций, диаметр труб 51x1,5 мм, длина 5552 мм. Количество труб 6272 в каждой ступени. Площадь воздухоподогревателя 5415 м². Внутренняя поверхность труб воздухоподогревателя омывается газами, наружная – воздухом. Каждая секция воздухоподогревателя опирается своей нижней трубной доской на балки колонн каркаса котла. На них же опирается наружная обшивка и перепускные короба, несвязанные с трубной системой воздухоподогревателя.

Топливный и газо-воздушный тракты

Все котлы АО «Красноярская ТЭЦ-1» оборудованы системами пылеприготовления с прямым вдуванием. На котлах ст.№№ 4-16 типа ПК-10Ш (2) установлены по 4 молотковые мельницы аксиального типа ММА. Для подачи угля в мельницы установлены питатели сырого угля скребкового типа СПУ (см. рис. 2).

Топливо из бункера сырого угля с помощью питателя скребкового типа подается в мельницу типа ММА-1500/1670, где производится его размол и сушка. В качестве сушильного агента используется подогретый в

воздухоподогревателе воздуха. Выход пыли в топку осуществляется через амбразуру сечением 1,5 м. На котле установлены горелки "Сибтехэнерго" с подачей вторичного воздуха через трубу Ø 900 мм с завихрителями. Изменение крутки вторичного воздуха осуществляется плосколопаточными осевыми завихрителями. Изменение угла лопаток в диапазоне 0–45° позволяет в зависимости от нагрузки котла регулировать местонахождение максимума температур в топочной камере и таким образом поддерживать оптимальную температуру перегретого пара.

Тягодутьевая установка состоит из дутьевых вентиляторов типа ВД-4А марки ДАМСО-14-8-6 (26шт.) и дымососов типа ДС-4х2 марки А4-450У-8МУЗ (34 шт.).

Характеристика вспомогательного оборудования котла приведена в таблице 1.

КПД котла равен 89,58 – 92,3%.

Исходные данные заносим в таблицу 4.

Таблица 4. Исходные данные

Наименование	Характеристика
Котельный агрегат	ПК-10Ш
Давление выработанного перегретого пара	9,8 МПа
Температура выработанного перегретого пара	510 °С
Производительность по пару	230т/ч
КПД котла	89,58 – 93,2%
Топочная камера вертикальная открытого типа	
Размер	22 метра в высоту и 9,9 метра в ширину
Размер труб	D=76x6 мм с шагом 96 мм
Пылепитатель	
Производительность	1,5–3 т/ч

Наименование	Характеристика
Пароперегреватель	
Тип пароперегревателя	Вертикальный змеевикового типа состоит из двух ступеней
Трубы 1 ступени	Ø 38x4,5 мм
Количество змеевиков 1 ступени	2
Змеевики 1 ступени	Ø 25x3 мм
Общая поверхность змеевиков 1 ступени	F=23 м ²
Количество змеевиков 2 ступени	28 двойных змеевиков, один средний пакет из 48 двойных змеевиков
Змеевики 2 ступени	Ø 42x5 мм
Водяной экономайзер	
Количество труб (соединение)	8
Количество труб (отвод)	10
Воздухоподогреватель	
Тип воздухоподогревателя	Трубчатый, двухступенчатый, смонтирован в рассечку с водяным экономайзером котла
Количество секций	8
Диаметр труб	51x1,5 мм
Длина труб	5552 мм
Количество труб	6272 в каждой ступени
Площадь	5415 м ²
Топливный и газо-воздушный тракты	
Количество молотковых мельницы аксиального типа ММА	4
Подача угля	Питатели сырого угля скребкового типа СПУ

Наименование	Характеристика
Мельница	ММА-1500/1670
Амбразура сечения	1,5 м
Горелки	"Сибтехэнерго"
Тип дутьевых вентиляторов тягодутьевой установки	ВД-4А
Марка дутьевых вентиляторов тягодутьевой установки	ДАМСО-14-8-6 (26шт.)
Тип дымососов	ДС-4х2
Марка дымососов	А4-450У-8МУЗ (34 шт.)

3.2. Расход натурального топлива, сжигаемого на энергообъекте ТЭЦ

Для работы котла используется, каменный уголь с Бородинского разреза, Марка угля Б который имеет состав, представленный в табл. 5.

Таблица 5. Состав топлива

Марка	Масса топлива, %						
	C ^P	H ^P	N ^P	O ^P	S ^P _{о+к}	A ^P	W ^P
2БР	63,7	5	1,9	9,7	0,3	5,94	32,7

где C^P, H^P, N^P, O^P, S^P_{о+к}, A^P, W^P – процентное содержание углерода, водорода, азота, кислорода, серы, золы и влаги в рабочей массе топлива, соответственно. Производим проверку состава рабочей массы топлива: сумма всех составляющих должна быть равна 100 %:

$$C^P + H^P + S^P + O^P + N^P + W^P + A^P = 100\% \quad (2.1)$$

$$63,7+5+1,9+9,7+0,3+5,94+32,7 = 100\%$$

Для $63,7+5+1,9+9,7+0,3+5,94+32,7 = 100\%$

Низшая теплота сгорания заданного топлива определяется по формуле Д.И. Менделеева, кДж/кг:

$$Q_H^p = 339,13C^p + 1035,94H^p - 108,86(O^p - S^p) - 24,62W^p \quad (2.2)$$

$$Q_H^p = 339,13 \cdot 63,7 + 1035,94 \cdot 5 - 108,86 \cdot (9,7 - 0,3) - 24,62 \cdot 32,7 = 24,953 \text{ МДж/кг}$$

Количество воздуха, необходимое для полного сгорания топлива:

$$V^o = 0,089 \cdot (C^p + 0,375 \cdot S^p) + 0,265 \cdot H^p - 0,0333 \cdot O^p \quad (2.3)$$

$$V^o = 0,0889 \cdot (63,7 + 0,375 \cdot 0,3) + 0,265 \cdot 5 - 0,0333 \cdot 9,7 = 6,674 \text{ м}^3/\text{кг},$$

Избыток воздуха в продуктах сгорания за i -й поверхностью нагрева:

$$\alpha_i = \alpha_m + \sum_{n=1}^i \Delta\alpha_n$$

где $\Delta\alpha_n$ – присос воздуха в i -й поверхности нагрева

В зависимости от вида и сорта топлива, типа топки выбирается коэффициент избытка воздуха в топке α_m ($\alpha_m=1,2 \dots 1,6$),

Принимаем $\alpha_m = 1,2$ для однокамерных топок, открытого типа при сжигании бурых углей. Присос в топку принимаем $\Delta\alpha_m = 0,05$.

Присосы воздуха в газоходы котельного агрегата:

пароперегреватель: $\Delta\alpha_{пп} = 0,03[4]$;

чугунный экономайзер: $\Delta\alpha_{вэ} = 0,035[4]$;

Избыток воздуха:

- за пароперегревателем: $\alpha_{nn} = \alpha_m + \Delta\alpha_{nn} = 1,2 + 0,03 = 1,23$;
- за экономайзером: $\alpha_{вэ} = \alpha_m + \Delta\alpha_{nn} + \Delta\alpha_{вэ} = 1,23 + 0,035 = 1,58$.

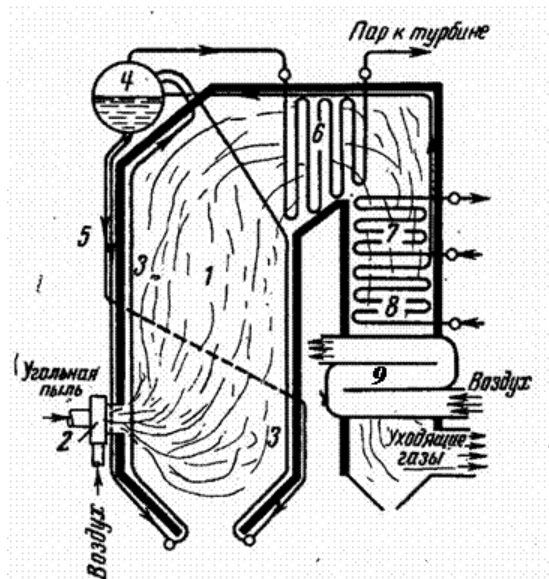


Рис. 6. Продольный разрез котла ПК-10Ш
 1– топочная камера; 2– пылепровод ; 3– экранные трубы;
 4– барабаны и сепарационные устройства;
 5– водяной экономайзер; 6-водяной экономайзер; 7-пароперегриватель первой ступени ;8- пароперегриватель второй ступени ;9-воздухо подогреватель.

Схема движения газов по газоходам котла см. приложение Б.

3.3. Полный объем продуктов сгорания с учетом коэффициента избытка воздуха

Объем продуктов сгорания с учетом избытка воздуха в топке за любой поверхностью нагрева:

$$V_{\Gamma} = B^p \cdot [V_0^{\Gamma} + 1.016 \cdot V \cdot (\alpha_{в} - 1)] \cdot \theta = 27,15$$

$$\theta = \frac{t_{ух.г} + 273}{273} = 1,61$$

$V_0 = 37,19$ – теоретическое количество воздуха необходимое для сгорания 1 кг твердого топлива

где $V_2^o = V_{RO_2}^o + V_{H_2O}^o + N_{N_2}^o$ - объем газов за рассматриваемой поверхностью нагрева $\text{нм}^3/\text{кг}$;

$V_{RO_2}^o; V_{H_2O}^o; V_{N_2}^o$ – объем трехатомных газов, водяных паров и азота при $\alpha = 1$;

α_i – коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания за рассматриваемой поверхностью нагрева;

1,0161 – коэффициент, учитывающий содержание влаги в воздухе.

Объем трехатомных газов подсчитывается по формуле, $\text{нм}^3/\text{кг}$:

$$\begin{aligned} V_{RO_2}^o &= 0,01866(C^p + 0,375S^p) \quad (3.2) \\ &= 0,01866 \cdot (63,7 + 0,375 \cdot 0,3) = 1,1907 \text{ нм}^3/\text{кг}, \end{aligned}$$

Объем водяных паров:

$$\begin{aligned} V_{H_2O}^o &= 0,111H^p + 0,0124W^p + 0,0161V^o \quad (3.3) \\ &= 0,111 \cdot 5 + 0,0124 \cdot 32,7 + 0,0161 \cdot 6,674 = \\ &= 1,0679 \text{ нм}^3/\text{кг}, \end{aligned}$$

Объем азота:

$$\begin{aligned} V_{N_2}^o &= 0,79V^o + 0,008N^p \quad (3.4) \\ &= 0,79 \cdot 6,674 + 0,008 \cdot 1,9 = 5,28 \text{ нм}^3/\text{кг}, \end{aligned}$$

Полный объем газов:

$$\begin{aligned} V_2^o &= V_{RO_2}^o + V_{H_2O}^o + V_{N_2}^o = \\ &= 1,1907 + 1,0679 + 5,28 = 7,538 \text{ нм}^3/\text{кг}, \end{aligned}$$

Результаты расчетов заносим в табл. 6.

Таблица 6. Объем продуктов сгорания

Наименование газов, расчетные формулы	Обозн.	Ед. изм.	Наименование газохода		
			Т	ПП	ВЭ
			$\alpha=1,2$	$\alpha=1,23$	$\alpha=1,58$
Теоретический объем трехатомных газов $V_{RO_2}^o = 0,01866 \cdot (C^p + 0,375 \cdot S^p)$	$V_{RO_2}^o$	$\frac{\text{нм}^3}{\text{кг}}$	1,1907		
Теоретический объем водяных паров $V_{H_2O}^o = 0,111 \cdot H^p + 0,0124 \cdot W^p + 0,0161 \cdot V^o$	$V_{H_2O}^o$	$\frac{\text{нм}^3}{\text{кг}}$	1,0679		

Наименование газов, расчетные формулы	Обозн.	Ед. изм.	Наименование газохода		
			Т	ПП	ВЭ
			$\alpha=1,2$	$\alpha=1,23$	$\alpha=1,58$
Теоретический объем азота $V_{N_2}^o = 0,79 \cdot V^o + 0,008 \cdot N^p$	$V_{N_2}^o$	$\frac{нм^3}{кг}$	5,28		
Объем избыточного воздуха $\Delta V = (\alpha - 1) \cdot V^o$	ΔV	$\frac{нм^3}{кг}$	1,33	1,535	3,87
Объем водяных паров, вносимых в избытке воздуха $\Delta V_{H_2O}^o = 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^o$	$\Delta V_{H_2O}^o$	$\frac{нм^3}{кг}$	0,021	0,0247	0,0623
Действительный объем продуктов сгорания без учета расхода топлива $V_z = V_{RO_2}^o + V_{N_2}^o + V_{H_2O}^o + \Delta V_{H_2O}^o + \Delta V$	V_z	$\frac{нм^3}{кг}$	8,889	9,0977	11,4703

3.4. Энтальпия продуктов сгорания и воздуха

Теоретическая энтальпия газов, кДж/кг, определена по формуле:

$$J_z^o = (V_{RO_2}^o \cdot C_{pRO_2} + V_{N_2}^o \cdot C_{pN_2} + V_{H_2O}^o \cdot C_{pH_2O}) \cdot t,$$

где $C_{pRO_2}, C_{pN_2}, C_{pH_2O}$ – изобарные объемные теплоемкости газов, кДж/(м³·°С)
(определяются из таблиц [4]); t – теоретическая температура (0...2000 °С).

Теоретическая энтальпия воздуха, кДж/кг, определена по формуле:

$$J_e^o = V^o \cdot C_{pв} \cdot t,$$

где $C_{pв}$ – изобарная объемная теплоемкость воздуха, кДж/(м³·°С);

Энтальпия дымовых газов, кДж/кг:

$$J_z = J_z^o + (\alpha_i - 1) \cdot J_e^o$$

Результаты вычислений заносим в табл. 8, на основании которых строим диаграмму энтальпий.

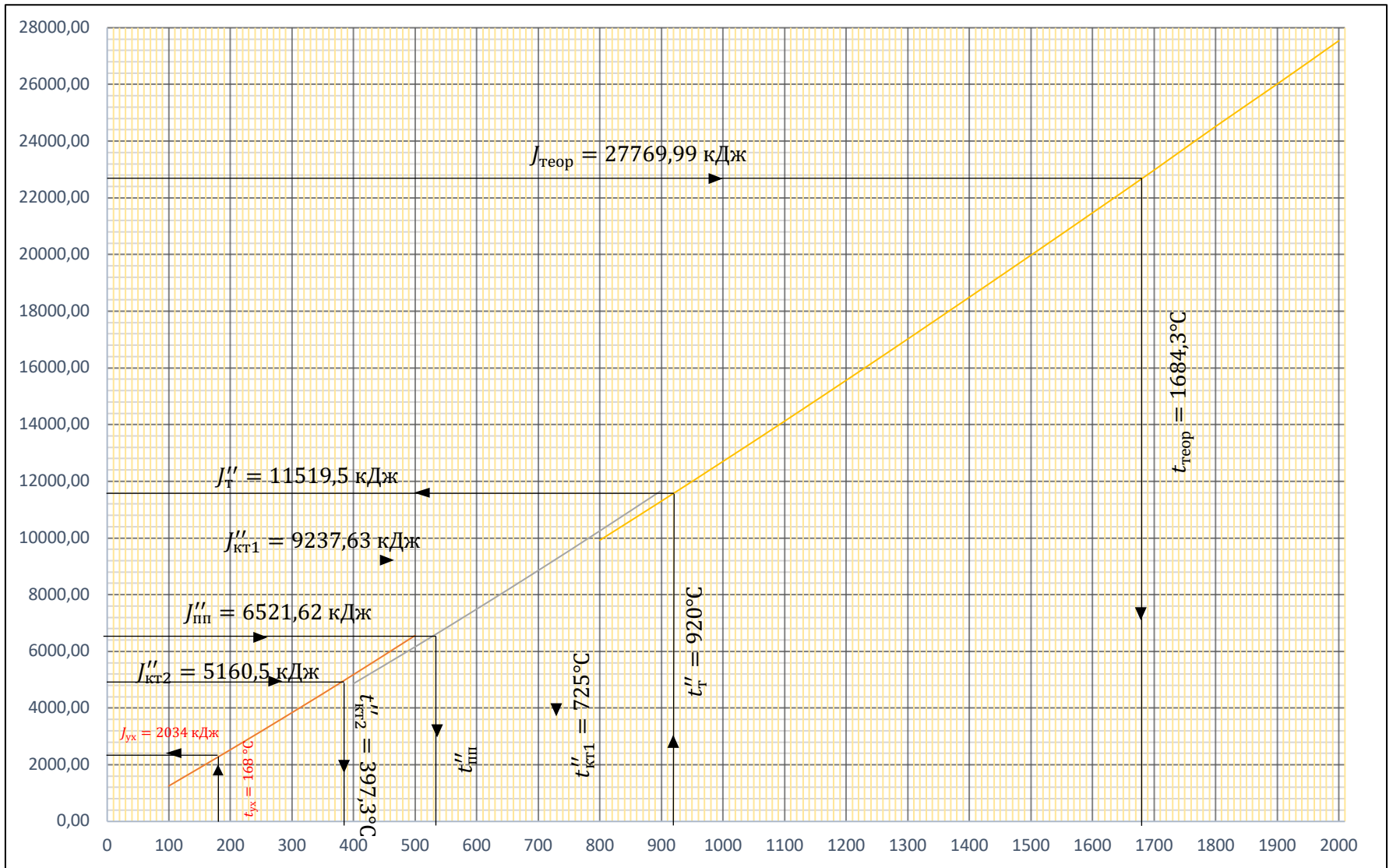


Рисунок 7. Диаграмма энтальпий уходящих газов

Таблица 7.1. Средняя теплоемкость воздуха, газов, водяных паров и золы

U	C _B	C _{CO²}	C _{N²}	C _{H₂O}	C _{золы}
°C	$\frac{\text{Кдж}}{\text{М}^3 \cdot \text{К}}$	$\frac{\text{Кдж}}{\text{М}^3 \cdot \text{К}}$	$\frac{\text{Кдж}}{\text{М}^3 \cdot \text{К}}$	$\frac{\text{Кдж}}{\text{М}^3 \cdot \text{К}}$	$\frac{\text{Кдж}}{\text{М}^3 \cdot \text{К}}$
100	1.320	1.601	1.296	1.495	0.808
200	1.325	1.702	1.297	1.506	0.846
300	1.333	1.789	1.301	1.524	0.879
400	1.356	1.931	1.317	1.567	0.900
500	1.369	1.990	1.329	1.591	0.917
600	1.384	2.043	1.341	1.616	0.934
700	1.399	2.090	1.355	1.643	0.946
800	1.412	2.133	1.368	1.669	0.959
900	1.426	2.171	1.381	1.697	0.972
1000	1.438	2.205	1.393	1.724	0.984
1100	1.459	2.237	1.405	1.751	0.997
1200	1.462	2.266	1.415	1.778	1.006
1300	1.474	2.292	1.426	1.804	1.047
1400	1.484	2.315	1.436	1.829	1.130

U	C_B	C_{RO^2}	C_{N^2}	C_{H_2O}	$C_{зола}$
°C	$\frac{Кдж}{М^3 \cdot К}$	$\frac{Кдж}{М^3 \cdot К}$	$\frac{Кдж}{М^3 \cdot К}$	$\frac{Кдж}{М^3 \cdot К}$	$\frac{Кдж}{М^3 \cdot К}$
1500	1.494	2.337	1.445	1.854	1.172
1600	1.503	2.357	1.454	1.878	1.193
1700	1.511	2.376	1.462	1.901	1.214
1800	1.519	2.393	1.470	1.923	1.235
1900	1.527	2.409	1.477	1.944	1.256
2000	1.534	2.424	1.484	1.964	1.258
2100	1.541	2.438	1.490	1.984	1.260

Таблица 7.2. Теоретическая энтальпия

Температура °C	V_B^0	$V_{RO_2}^0$	$V_{N_2}^0$	$V_{H_2O}^0$	H_{Γ}^0 $= H_{RO_2}^0 + H_{N_2}^0 + H_{H_2O}^0$
	H_B^0 $= V_B^0 (C\theta)_B$	$H_{RO_2}^0$ $= V_{RO_2}^0 (C\theta)_{RO_2}$	$H_{N_2}^0$ $= V_{N_2}^0 (C\theta)_{N_2}$	$H_{H_2O}^0$ $= V_{H_2O}^0 (C\theta)_{H_2O}$	
100	880,968	190,63107	684,288	159,65105	1034,57012
200	1768,61	405,31428	1369,632	321,65148	2096,59776
300	2668,9326	639,04869	2060,784	488,24388	3188,07657

Температура °C	V_B^0	$V_{RO_2}^0$	$V_{N_2}^0$	$V_{H_2O}^0$	H_Γ^0 $= H_{RO_2}^0 + H_{N_2}^0 + H_{H_2O}^0$
	H_B^0 $= V_B^0 (C\theta)_B$	$H_{RO_2}^0$ $= V_{RO_2}^0 (C\theta)_{RO_2}$	$H_{N_2}^0$ $= V_{N_2}^0 (C\theta)_{N_2}$	$H_{H_2O}^0$ $= V_{H_2O}^0 (C\theta)_{H_2O}$	
400	3619,9776	919,69668	2781,504	669,35972	4370,5604
500	4568,353	1184,7465	3508,56	849,51445	5542,82095
600	5542,0896	1459,56006	4248,288	1035,43584	6743,2839
700	6535,8482	1741,9941	5008,08	1228,19179	7978,26589
800	7538,9504	2031,81048	5778,432	1425,86008	9236,10256
900	8565,4116	2326,50873	6562,512	1631,00367	10520,0244
1000	9597,212	2625,4935	7355,04	1841,0596	11821,5931
1100	10711,102	2929,95549	8160,24	2056,88219	13147,07768
1200	11708,865	3237,75144	8965,44	2278,47144	14481,66288
1300	12788,718	3547,80972	9788,064	2504,43908	15840,3128
1400	13865,902	3859,0587	10614,912	2734,46474	17208,43544
1500	14956,434	4173,99885	11444,4	2969,8299	18588,22875
1600	16049,635	4490,36784	12283,392	3208,82592	19982,58576
1700	17143,503	4809,47544	13122,912	3451,13243	21383,51987
1800	18248,050	5128,82118	13970,88	3696,42906	22796,13024
1900	19363,276	5449,95297	14817,264	3944,39544	24211,61241
2000	20475,832	5772,5136	15671,04	4194,7112	25638,2648

Температура °C	V_B^0	$V_{RO_2}^0$	$V_{N_2}^0$	$V_{H_2O}^0$	H_Γ^0 $= H_{RO_2}^0 + H_{N_2}^0 + H_{H_2O}^0$
	H_B^0 $= V_B^0 (C\theta)_B$	$H_{RO_2}^0$ $= V_{RO_2}^0 (C\theta)_{RO_2}$	$H_{N_2}^0$ $= V_{N_2}^0 (C\theta)_{N_2}$	$H_{H_2O}^0$ $= V_{H_2O}^0 (C\theta)_{H_2O}$	
2100	21597,731	6096,14586	16521,12	4449,29856	27066,56442

Таблица 8. Удельная теплоемкость и энтальпия продуктов сгорания

Температура, °C	$V^0(RO_2)=$ 1,1907 м³/кг		$V^0(N_2)=$ 4,77м³/кг		$V^0(H_2O)=0,71199$ м³/кг		$\Sigma(3+5+7)$	$J_{r}^0 = (8 \times 1)$	$V^0=6,674$ м³/кг		$J_{B}^0=(11 \times 1)$	Энтальпия дымовых газов		
	$C_{p RO_2}$	$C_{pRO_2^*}$ $V^0(RO_2)$	C_{pN_2}	$C_{pN_2}V^0(N_2)$	$C_{p H_2O}$	$C_{pH_2O}V^0$ (H₂O)			$C_{p B}$	$C_{p B}V^0$		$\alpha_r=1,2$	$\alpha_{np}=1,23$	$\alpha_{B9}=1,58$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
100	1,6003	1,90631	1,295	6,84288	1,493	1,5965	10,345	1034,5701	1,297	8,809	880,968	1210,763	1237,192	1545,531
200	1,7008	2,02657	1,296	6,84816	1,502	1,6082	10,482	2096,5977	1,300	8,843	1768,61	2450,319	2503,378	3122,391
300	1,7877	2,13016	1,300	6,86928	1,522	1,6274	10,626	3188,0765	1,307	8,896	2668,932	3721,862	3801,930	4736,057
400	1,8631	2,29924	1,307	6,95376	1,542	1,6733	10,926	4370,5604	1,317	9,049	3619,977	5094,555	5203,155	6470,147
500	1,9301	2,36949	1,316	7,01712	1,565	1,6990	11,085	5542,8209	1,329	9,136	4568,353	6456,491	6593,542	8192,465
600	1,9890	2,43260	1,328	7,08048	1,590	1,7257	11,238	6743,2839	1,343	9,236	5542,089	7851,701	8017,964	9957,695
700	2,0414	2,48856	1,340	7,1544	1,615	1,7545	11,397	7978,2658	1,357	9,336	6535,848	9285,435	9481,510	11769,05
800	2,0887	2,53976	1,354	7,22304	1,641	1,7823	11,545	9236,1025	1,371	9,423	7538,950	10743,89	10970,06	13608,69
900	2,1313	2,58500	1,367	7,29168	1,668	1,8122	11,688	10520,024	1,384	9,517	8565,411	12233,10	12490,06	15487,96

Температура, °C	$V^0(\text{RO}_2)=$ 1,1907 м³/кг		$V^0(\text{N}_2)=$ 4,77м³/кг		$V^0(\text{H}_2\text{O})=0,71199$ м³/кг		$\Sigma(3+5+7)$	$J^0_{r,}=(8\times 1)$	$V^0=6,674$ м³/кг		$J^0_{B,}=(11\times 1)$	Энтальпия дымовых газов		
	$C_{p \text{ RO}_2}$	$C_{p \text{ RO}_2^*}$ $V^0(\text{RO}_2)$	$C_{p \text{ N}_2}$	$C_{p \text{ N}_2} V^0(\text{N}_2)$	$C_{p \text{ H}_2\text{O}}$	$C_{p \text{ H}_2\text{O}} V^0(\text{H}_2\text{O})$			$C_{p \text{ B}}$	$C_{p \text{ B}} V^0$		$\alpha_r=1,2$	$\alpha_{\text{nn}}=1,23$	$\alpha_{\text{B}_3}=1,58$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1000	2,1694	2,62549	1,380	7,35504	1,696	1,8410	11,821	11821,593	1,398	9,597	9597,212	13741,03	14028,95	17387,97
1100	2,2036	2,66359	1,392	7,4184	1,723	1,8698	11,951	13147,077	1,41	9,737	10711,10	15289,29	15610,63	19359,51
1200	2,2350	2,69812	1,403	7,4712	1,750	1,8987	12,068	14481,662	1,421	9,757	11708,86	16823,43	17174,69	21272,80
1300	2,2639	2,72908	1,414	7,52928	1,777	1,9264	12,184	15840,312	1,433	9,837	12788,71	18398,05	18781,71	23257,76
1400	2,2898	2,75647	1,425	7,58208	1,803	1,9531	12,291	17208,435	1,443	9,904	13865,90	19981,61	20397,59	25250,65
1500	2,3136	2,78266	1,435	7,6296	1,828	1,9798	12,392	18588,228	1,453	9,970	14956,43	21579,51	22028,20	27262,95
1600	2,3354	2,80647	1,444	7,67712	1,853	2,0055	12,489	19982,585	1,462	10,03	16049,63	23192,51	23673,99	29291,37
1700	2,3555	2,82910	1,453	7,71936	1,876	2,0300	12,578	21383,519	1,471	10,08	17143,50	24812,21	25326,52	31326,74
1800	2,3743	2,84934	1,461	7,7616	1,900	2,0535	12,664	22796,130	1,487	10,13	18248,05	26445,74	26993,18	33379,99
1900	2,3915	2,86839	1,469	7,79856	1,921	2,0759	12,742	24211,612	1,487	10,19	19363,27	28084,26	28665,16	35442,30
2000	2,4074	2,88625	1,476	7,83552	1,942	2,0973	12,819	25638,264	1,494	10,23	20475,83	29733,43	30347,70	37514,24

3.5. Тепловой баланс котла

Тепловой баланс выражается равенством между введенной и израсходованной теплотой, отнесенной к единице израсходованного топлива, располагаемая теплота топлива:

$$Q_p^p = Q_p^h = 24953 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

$$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6,$$

где Q_p^p – располагаемая(введенная) теплота $\approx Q_p^h$;

Q_1 – теплота, полезно использованная в котлоагрегате;

Q_2 – потери теплоты с уходящими газами;

Q_3 – потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива;

Q_4 – потери теплоты от механического недожога;

Q_5 – потери теплоты от охлаждения элементов котельного агрегата окружающей средой;

Q_6 – потери теплоты с физической теплотой шлака.

Тепловой баланс в процентах:

$$q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 = 100\%,$$

где q_1 - процентная доля полезно использованного действия котельного агрегата;

q_2, q_3, q_4, q_5, q_6 - процентные доли потерь теплоты по указанным видам.

Для расчета принято:

- Потери теплоты от химической неполноты сгорания $q_3=0\%$ [4].
- Потери теплоты от механической неполноты сгорания $q_4=0,5\%$ [4].
- Потери теплоты от охлаждения элементов котельного агрегата в окружающую среду $q_5=0,366\%$ [4].
- Потери теплоты с уходящими газами:

$$q_2 = \frac{(j_{yx} - a_{yx} \cdot j_{xв}^0) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^p}$$

где $J_{yx}=2034,08$ – энтальпия уходящих газов определяется по графику $I-t$ по температуре уходящих газов t_{yx} и по линии, характеризующей последнюю поверхность нагрева; температуру уходящих газов принимаю равной $t_{yx}=168^\circ\text{C}$. [3]

$J_{xв}$ – энтальпия холодного воздуха, кДж/кг:

$J_{xв}^0$ – энтальпия холодного воздуха, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$, находится методом линейной интерполяции по температуре холодного воздуха $t_{xв} = 30^\circ\text{C}$

$$J_{xв} = V^0 \cdot C_{p_{xв}} \cdot t_{xв} = 6,647 \cdot 1,2981 \cdot 30 = 258,85 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

где $C_{p_{xв}}=1,2981 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}$; – изобарная теплоемкость холодного воздуха при температуре $t_{xв} = 30^\circ\text{C}$;

$t_{xв} = 30^\circ\text{C}$ – температура холодного воздуха, $^\circ\text{C}$;

$\alpha_{yx}=1,58$ – избыток воздуха в уходящих газах, численно равен избытку воздуха в продуктах сгорания в последнем газоходе.

Процентная доля потерь теплоты с уходящими газами

$$q_2 = \frac{(2034,08 - 1,58 \cdot 258,85) \cdot (100 - 0,5)}{24953} = 6,4\%$$

Потери теплоты с физической теплотой шлака:

$$Q_6 = \alpha_{шл} \cdot c_{шл} \cdot t_{шл} \cdot \frac{A^p}{100},$$

где $\alpha_{\text{шл}} = 1 - \alpha_{\text{ун}}$

где $\alpha_{\text{ун}} = 0.75$ – доля золы топлива, уносимая газами

где $\alpha_{\text{шл}} = 0,25$ – доля золы топлива в шлаке;

$c_{\text{шл}} = 1,13$ – теплоемкость шлака, кДж/(кг·К);

$t_{\text{шл}} = 1400$ – температура шлака, °С.

$(ct)_{\text{шл}}$ – теплосодержание 1 кг золы, кДж/кг, принимается для жидкого шлакоудаления, $(ct)_{\text{шл}} = 1583$ кДж/кг;

A^p – зольность топлива, % см. таблица 2

$$Q_6 = 0,25 \cdot 1583 \cdot \frac{5,94}{100} = 23,50 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

$$Q_6 = \frac{Q_6}{Q_p^p} \cdot 100\% = \frac{23,50}{24953} \cdot 100 = 0,094\%$$

Процентная доля полезно использованной теплоты:

$$Q_1 = 100 - \sum_{i=2}^6 q_i = 100 - (6,4 + 0 + 0,5 + 0,366 + 0,094) = 92,64$$

Коэффициент полезного действия:

$$\eta_k = \frac{q_1}{100} = \frac{92,64}{100} = 0,9264$$

Таблица 9. Тепловой баланс котла.

Показатель	Единицы измерения	Значение
Потери теплоты от химической неполноты сгорания Q_3	%	0

Показатель	Единицы измерения	Значение
Потери теплоты от механической неполноты сгорания Q_4	%	0,5
Потери теплоты от охлаждения элементов котельного агрегата в окружающую среду Q_5	%	0,366
Потери теплоты с уходящими газами Q_2	%	6,4
Потери теплоты с физической теплотой шлака Q_6	%	0,094
Теплота, полезно использованная в котлоагрегате Q_1	%	92,64
Кпд котла	%	92,64

Вывод: использование выбранного котла целесообразно, так как его потери входят в пределы допустимых тепловых потерь ($\approx 7-25\%$), связанных с экономичностью работы котельного агрегата.

3.6. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива

3.6.1. Массовый выброс летучей золы

При отсутствии эксплуатационных данных массовый выброс летучей золы, рассчитывается по формуле:

$$M_{ТВ} = 0,01B\alpha_{ун} \left(A^p + q_4 \frac{Q_H^p}{32680} \right) (1 - \eta_з)$$

где B – расход натурального топлива, рассчитывается по формуле:

$$B^p = \frac{Q_{пг}}{\eta_{ка} \cdot Q_H^p} = \frac{151\,599,45}{0,9264 \cdot 24953} = 6,5 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

где Q_H^p – низшая теплота сгорания 1 кг твердого топлива;

$\eta_{ка}$ – КПД котлоагрегата брутто

$Q_{пг}$ – полное количество полезно использованного тепла в парогенераторе, которое рассчитывается по формуле:

$$Q_{пг} = D_{пе} \cdot (i_{пе} - i_{пв}),$$

$$Q_{пг} = 63,8 \cdot (3401,87 - 1025,703) = 151\,599,45 \text{ кВт}$$

где $D_{пе} = 230 \frac{\text{т}}{\text{ч}} = 63,8 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ – паропроизводительность (расход первичного пара);

$\alpha_{уН} = 0,75$ – доля золы топлива, уносимая газами

$\eta_3 = 0,92$ – доля твердых частиц улавливаемых в золоуловителе

$i_{пе} = 3401,87 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – энтальпия перегретого пара

$i_{пв} = 1025,703 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – энтальпия питательной воды

Согласно исходным данным: на Тэц 1 установлено 13 котлов ПК-10Ш, следовательно, можно просуммировать расход топлив, зная что их рабочие параметры и режимы работы не будут отличаться более чем на 3% и расход составит $84,5 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$

$$M_{ТВ} = 0,01 \cdot 6,5 \cdot 0,75 \cdot \left(5,94 + 0,5 \cdot \frac{24953}{32680} \right) (1 - 0,92) \cdot 1000 = 24,65 \frac{\text{т}}{\text{с}}$$

3.6.2. Количество оксидов серы SO₂ и SO₃ в пересчете на SO₂

$$M_{SO_2} = 0,02BS^p(1 - \eta'_{SO_2})(1 - \eta''_{SO_2})$$

где $\eta'_{SO_2} = 0,1$ – доля оксидов серы, связываемых в газовом тракте котла за счет реакций протекающих в минеральной части топлив, зависит от вида топлива, зольности, свободной щелочи в летучей золе;

$\eta''_{SO_2} = 0,015$ (при нейтральной реакции воды pH=7) – доля оксидов серы, улавливаемых в золоуловителе, является функцией приведенной сернистости топлива, в мокрых золоуловителях зависит от расхода охлаждающей воды и ее щелочности

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot 6,5 \cdot 0,3(1 - 0,05)(1 - 0) = 37,05 \frac{\text{г}}{\text{с}}$$

6.3. Количество окислов азота, выбрасываемых в атмосферу, в пересчете на NO₂

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 10^{-7} KBQ_H^p \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) (1 - \varepsilon_1 r) \beta_1 \beta_2 \beta_3 \varepsilon_2$$

где K - коэффициент, характеризующий выход окислов азота, рассчитывается по формуле:

$$K = \frac{12D_\phi}{200 + D_{пе}}$$

$$D_\phi = 0,75 \cdot 63,8 = 47,85$$

При высокотемпературном сжигании твердого топлива с нагрузкой котла ниже 75% от номинальной: $D_\phi = 0,75$ $D_{пе} = 40,6$

$$K = \frac{12 \cdot 47,85}{200 + 63,8} = 2,17$$

ε_1 – коэффициент, характеризующий эффективность рециркуляции газов в зависимости от условий подачи их в топку. Определено при номинальной нагрузке и степени рециркуляции $r \leq 30\%$ при высокотемпературном сжигании твердого топлива и вводе газов в рециркуляцию в первичную смесь. При нагрузках меньше номинальной ε_1 умножается на безразмерный коэффициент f , который определяется по рис. 1. Таким образом,

$$\varepsilon_1 = 0,01 \cdot 0,75 = 0,0075.$$

$$D_{\phi} / D_{\text{пе}} = 0,75, f = 0,63$$

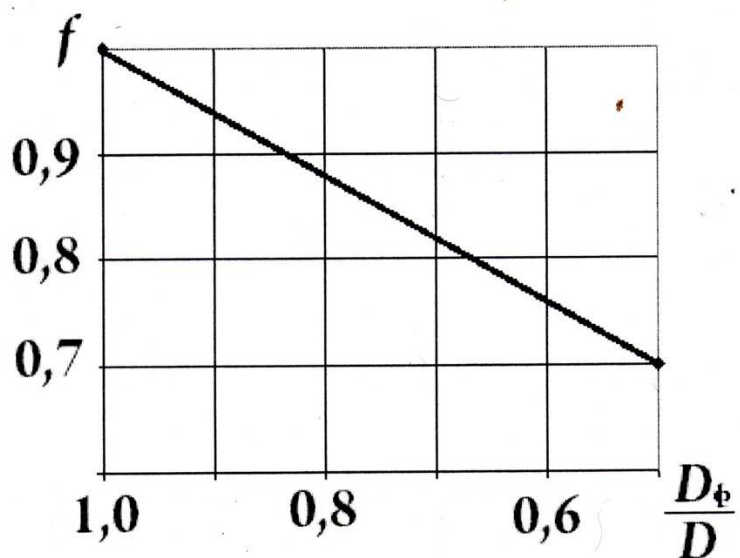


Рисунок 8. Зависимость коэффициента f от отношения $D_{\phi} / D_{\text{пе}}$ ε_2 – коэффициент, характеризующий снижение выбросов оксидов азота при ступенчатом сжигании (подача части воздуха помимо основных горелок), определяется из рис. 2

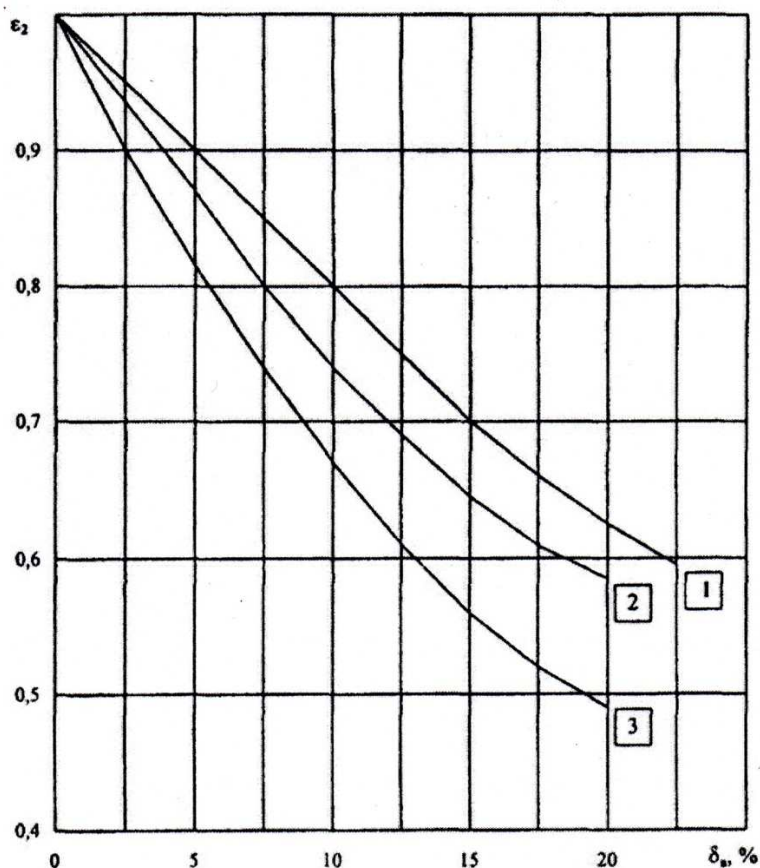


Рисунок 9. Зависимость ε_2 от доли воздуха подаваемого помимо основных горелок: 1-газ, 2-уголь

β_1 – коэффициент, учитывающий влияние на выход оксидов азота качества сжигаемого топлива (содержание N^P). При сжигании твердого топлива рассчитывается следующим образом:

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47N^P$$

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 * 1,9 = 1,071$$

$\beta_2 = 1$ (для вихревых горелок) – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок

$\beta_3 = 1$ (при твердом шлакоудалении) – коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления

$$M_{NO_2} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 2,17 \cdot 6,5 \cdot 24953 \cdot \left(1 - \frac{0,5}{100}\right) (1 - 0,0075 \cdot 0,01) \cdot 1,071 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 1000 = 10,20 \frac{\Gamma}{c}$$

3.6.4. Количество оксида углерода при сжигании органических ТОПЛИВ

Концентрацию оксида углерода в дымовых газах расчетным путем определить невозможно. Расчет выбросов СО следует выполнять по данным инструментальных замеров.

3.6.5. Концентрация вредных выбросов одного котла

Масса дымовых газов вычисляется по следующей формуле:

$$G_{\Gamma} = 1 - \frac{A^p}{100} + 1,306 \cdot a_i^{cp} \cdot V_B^0$$

Где A^p - зольность топлива (см. таблицу 2);

a_i^{cp} - Коэффициент избытка воздуха за i -ой поверхностью по ходу движения дымовых газов после топки

V_B^0 - количество воздуха необходимое для полного сгорания топлива

$$G_{\Gamma} = 1 - 0,059 + 13,7 = 14,641 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

приведенная масса вредных примесей, г/с:

$$\begin{aligned} M &= M_{\text{so}_2} + M_{\text{No}_2} \cdot \frac{\text{Пдк1}}{\text{Пдк2}} + M_{\text{тв}} \cdot \frac{\text{Пдк1}}{\text{Пдк3}} = 37,05 + 10,2 \cdot \frac{0,5}{0,4} + 24,65 \cdot \frac{0,5}{0,4} \\ &= 80,61 \frac{\text{г}}{\text{с}} = 29019 \frac{\text{кг}}{\text{ч}} \end{aligned}$$

Зная массовой выброс вредных веществ, можно посчитать их концентрацию в объём дымовых газов по следящей формуле:

$$C_i = \frac{M_i}{V_{\text{тр}}}$$

$$\Gamma_{де} V_{тр} = 4 \cdot B_p \cdot (V_{ух.газ} + \Delta\alpha \cdot V_B^0) \cdot \theta =$$

$$= 4 \cdot 6,5(11,47 + 0,05 \cdot 6,674) \cdot 1,61 = 49,4 \frac{м^3}{с} \text{-расход дымовых газов через трубу}$$

Где $\Delta\alpha$ – присосы воздуха в газоход на участке между воздухоподогревателем и дымососом, принимается в расчетах на каждые 10 м кирпичных боровов: 0,05

$$C_{NO_2} = \frac{M_{NO_2} \cdot 1000}{V_{тр}} = \frac{10,2}{49,4} = 0,206 \frac{мг}{м^3}$$

$$C_{SO_2} = \frac{M_{SO_2} \cdot 1000}{V_{тр}} = \frac{37,05}{49,4} = 0,75 \frac{мг}{м^3}$$

$$C_{зл} = \frac{M_{зл} \cdot 1000}{V_{тр}} = \frac{24,65}{49,4} = 0,498 \frac{мг}{м^3}$$

Полученные данные заносим в таблицу 10 и 11.

Таблица 10. Концентрация вредных веществ

Показатель	Ед. измерения	Норма по ПДК	Полученное значение	Вывод
Концентрация SO_2	$\frac{мг}{м^3}$	0,5	0,75	Превышенное содержание
Концентрация NO_2	$\frac{мг}{м^3}$	0,085	0,206	Превышенное содержание
Концентрация золы	$\frac{мг}{м^3}$	0,5	0,498	Содержание в норме

Таблица 11. Выбросы вредных веществ при сжигание топлива и характеристики дымовых труб

Показатель	Ед. измерения	Полученное значение
Массовый выброс SO_2	$\frac{г}{с}$	37,05
Массовый выброс NO_2	$\frac{г}{с}$	10,2

Показатель	Ед. измерения	Полученное значение
Массовый выброс золы	$\frac{\Gamma}{\text{с}}$	24,65
Приведенная масса вредных примесей	$\frac{\Gamma}{\text{с}}$	80,61
Расход натурального топлива	Кг/с	6,5
Расход дымовых газов через трубу	$\text{м}^3/\text{с}$	49,2
Высота дымовой трубы №5	м	271
Диаметр устья дымовой трубы №5	м	9
Высота дымовой трубы №3	м	120
Диаметр устья дымовой трубы №3	м	9
Высота дымовой трубы №2	м	105
Диаметр устья дымовой трубы №2	м	9

3.7. Расчеты рассеивания дымовой трубы и концентрации вредных веществ на ЭВМ

Расчет производился в программной среде Komplex, автор данной программы является Малахов Сергей Васильевич.

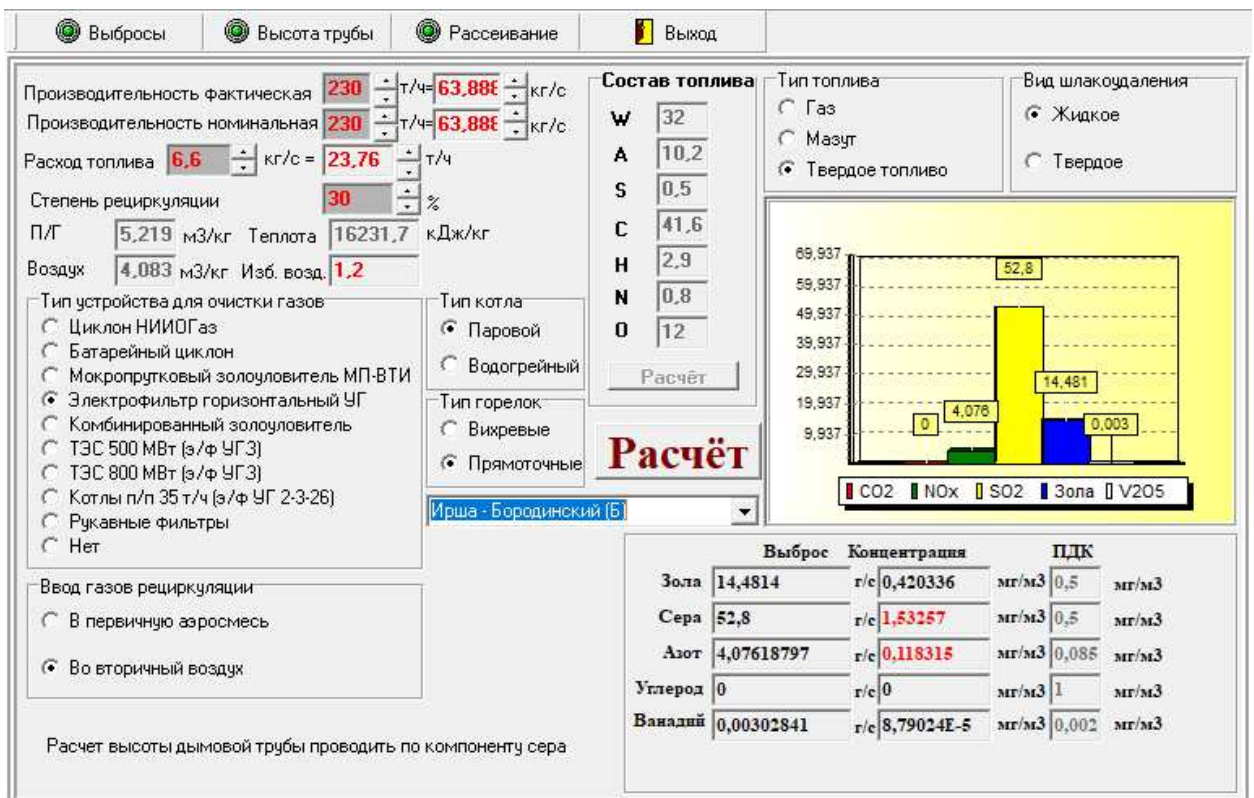


Рисунок 10. Расчет вредных выбросов

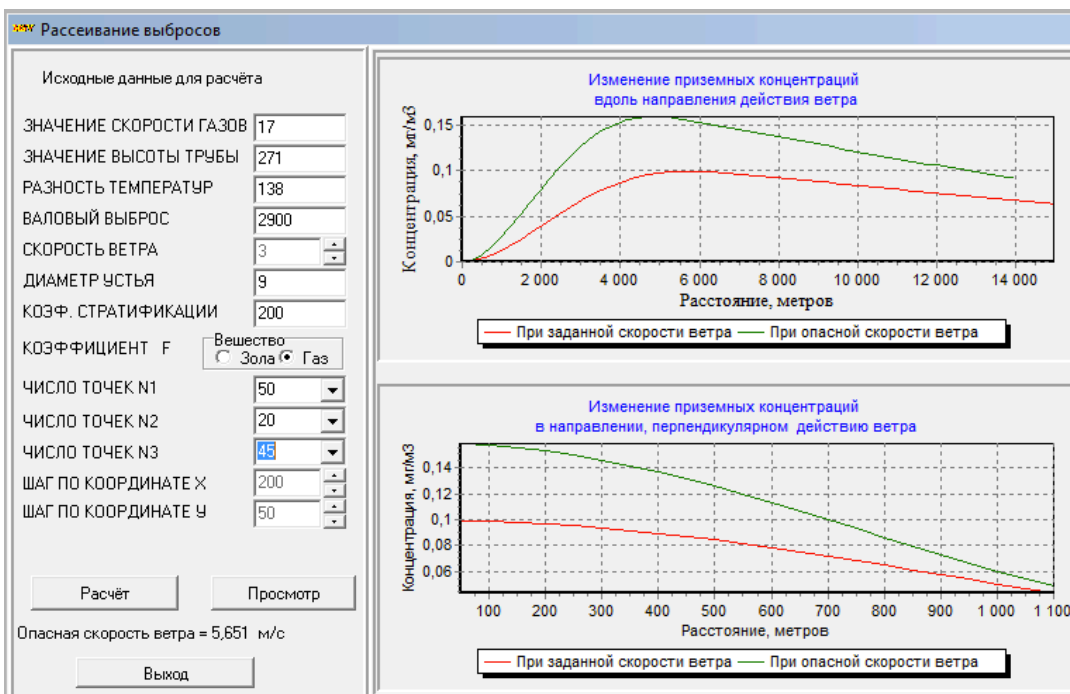


Рисунок 11. Рассеивание выбросов дымовой трубой №5 275м

Рассеивание выбросов для новой дымовой трубы №5

- Максимальная приземная концентрация вдоль направления ветра на расстояние 5000 м
- Опасная скорость ветра 5,56 м/с

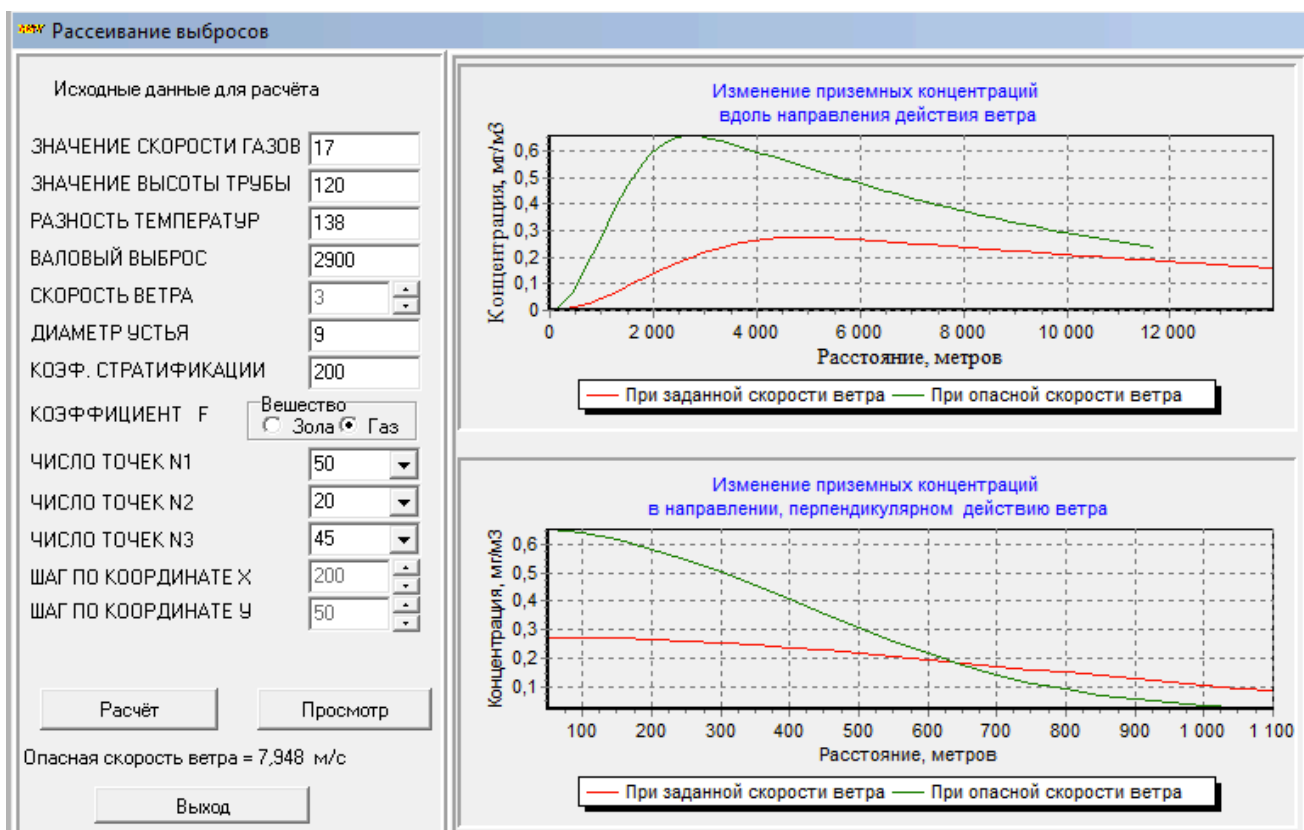


Рисунок 12. Рассеивание выбросов дымовой трубой №3 120м

- Максимальная приземная концентрация вдоль направления ветра на расстояние 4000м
- Опасная скорость ветра 7,94 м/с

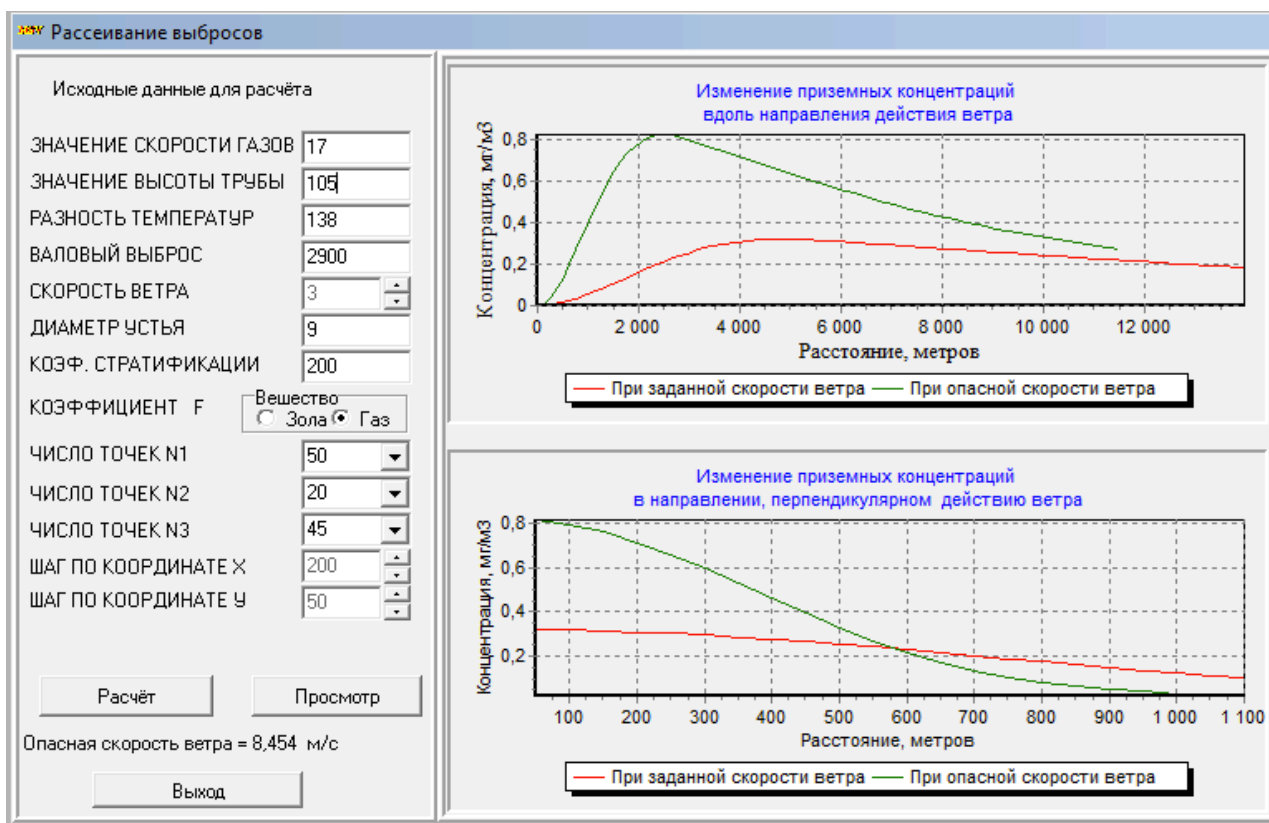


Рисунок 13. Рассеивание выбросов дымовой трубой №2 105м

- Максимальная приземная концентрация вдоль направления ветра на расстояние 4000 м
- Опасная скорость ветра 8,45 м/с

Вывод: максимальна приземная концентрация вдоль направления ветра значительно снизилась в радиусе действия трубы, тем самым улучшилось рассеивание вредных выбросов и снизилось суммарное воздействие вредных веществ на близлежащие районы.

Ниже представлен произведенный анализ в программе ОНД-86, также приводятся поля концентрации на расстояние двух километров от дымовой трубы

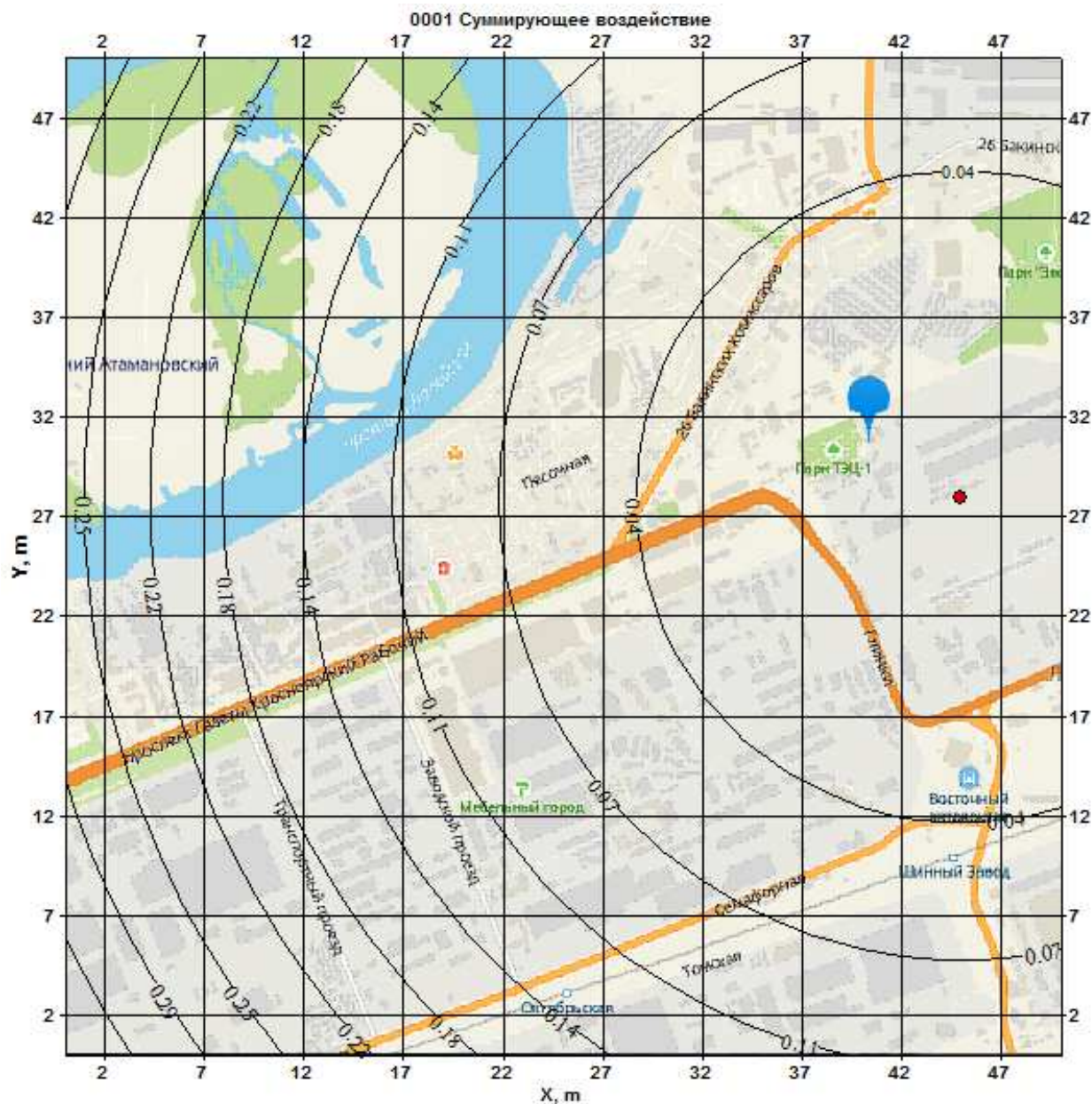


Рисунок 15. Приземная концентрация вредных выбросов с трубы №2 (демонтирована в 2018 году)

Суммарное содержание вредных веществ на расстояние двух километров: $0,09 \text{ мг/м}^3$, что в 9 раз больше чем с новой дымовой трубой, самая большая концентрация составляет $0,3 \text{ мг/м}^3$

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3

Результатом работы стал расчет, подкрепленный численным методом анализа и расчетами с ЭВМ в различных программах. Благодаря ему можно отметить, что приземная концентрация вредных выбросов в близлежащей территории ТЭЦ-1 уменьшилась. Суммарное содержание самых опасных веществ по отношению к норме ПДК, составило не более 0,01 в радиусе 2км от точки выброса, а самое максимальное значение не превысило 0,0198 мг/м³. Большая часть веществ выбрасываемых ТЭЦ-1 уносит ветром на восток, в сторону поселка Березовка, но допустимы ситуации, при которых метеорологические условия неблагоприятны и роза ветров расположена по юго-западному направлению, что сильно ухудшает экологическую обстановку города, поскольку все вредные вещества концентрируются в центральном районе города. Другой причиной неблагоприятной ситуации является плохо засаженная деревьями часть города. Из-за этого переработка вредных веществ замедляется, хоть их значение концентрации веществ не высокое. Однако, благодаря новой трубе, даже в самые неблагоприятные погодные условия, максимальная концентрация веществ находится на расстоянии от густозаселённых жилых районов, численно более 4-8 км от станции на высоте 150-200 метров по направлению ветра, что подтверждено текущим расчетом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Модернизация на ТЭЦ-1 в Красноярске проходит с целью выполнения двух основных задач. Первая задача – обновление котельного оборудования, что в свою очередь должно привести к увеличению КПД централи. Вторая, не менее актуальная на сегодня задача, - обновление оборудования с целью выполнения нормативов экологической программы СГК.

Проведя анализ загрязнения атмосферного воздуха г. Красноярска в период с 2010-2020 годы на основании данных краевой наблюдательной сети, отмечено, что для большинства загрязняющих веществ характерна пространственно-временная динамика. Концентрации большинства загрязняющих веществ снижается в летние месяцы, что по всей видимости связано с работой ТЭЦ. Именно поэтому одна из причин модернизации учитывает экологический фактор.

Согласно исследованию и проведенным расчётам на основе эмпирических данных, полученных в результате работы на производственной практике летом 2021 года в ПТО ТЭЦ-1, можно отметить положительную динамику изменений на централи. Использование программ ЭВМ позволило детально представить данные расчетов и сопроводить их визуальным материалом.

Изучение развития теплоэнергетики города на примере ТЭЦ-1 является перспективным развитием темы. В первую очередь необходимость изучения ТЭЦ-1 вызвана ее стремительной модернизацией, в результате которой заметно изменяются ключевые показатели. Это в свою очередь влияет на состояние экологической обстановки, что является актуальной темой для города. На основе полученных данных в перспективе возможно продолжение других мероприятий, связанных с модернизацией ТЭЦ-1 и увеличением эффективности ее отдельных элементов, например, дымовой трубы, которые позволили бы продолжить преобразование системы теплоэнергетики.

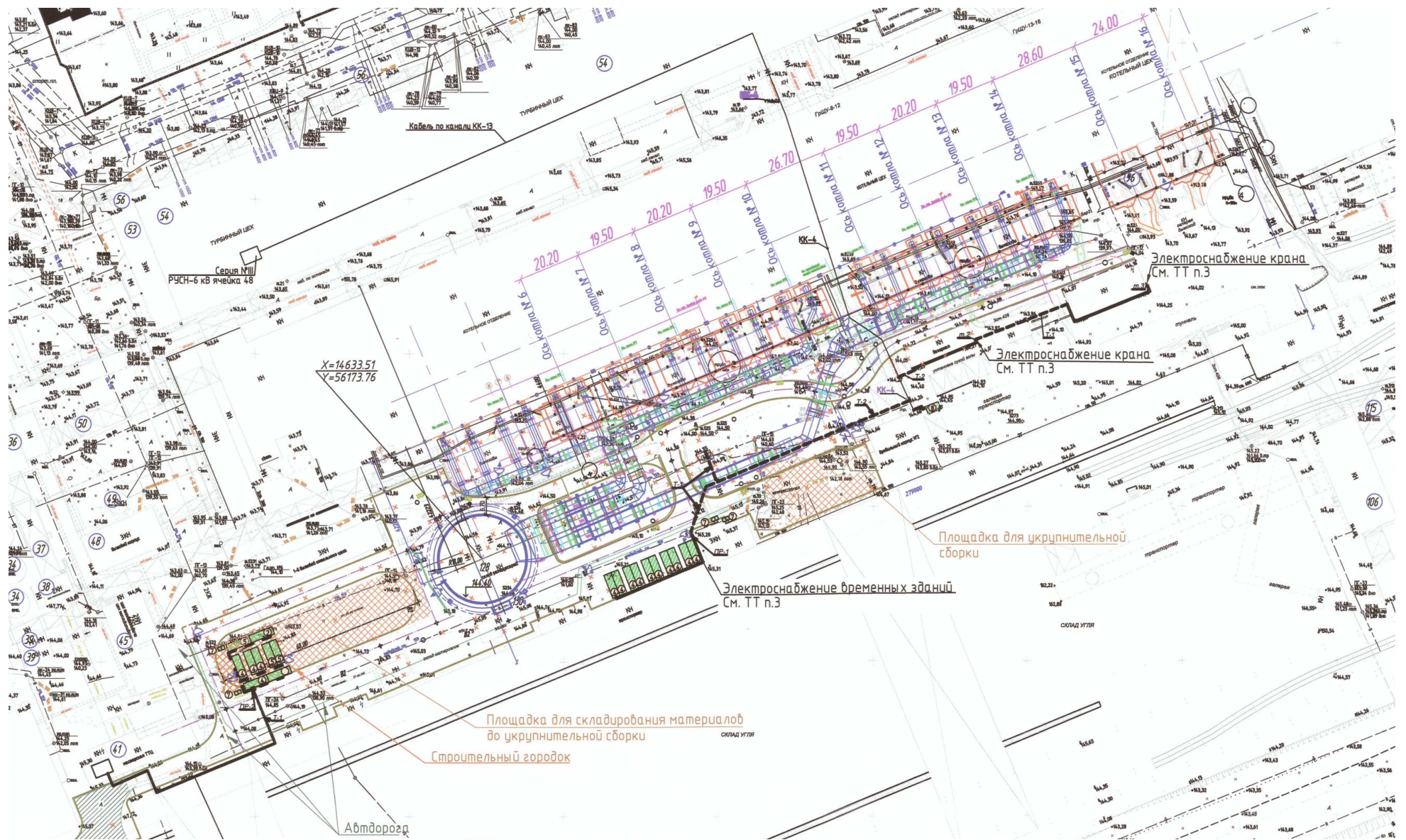
Другой вехой развития данной темы может стать более детальное сравнение ТЭЦ-1 г. Красноярска с другими теплоэнергетическими системами России и зарубежья, выявление преимуществ и недостатков, что так же позволило бы учесть эти данные при дальнейшем развитии теплоэнергосистем города.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

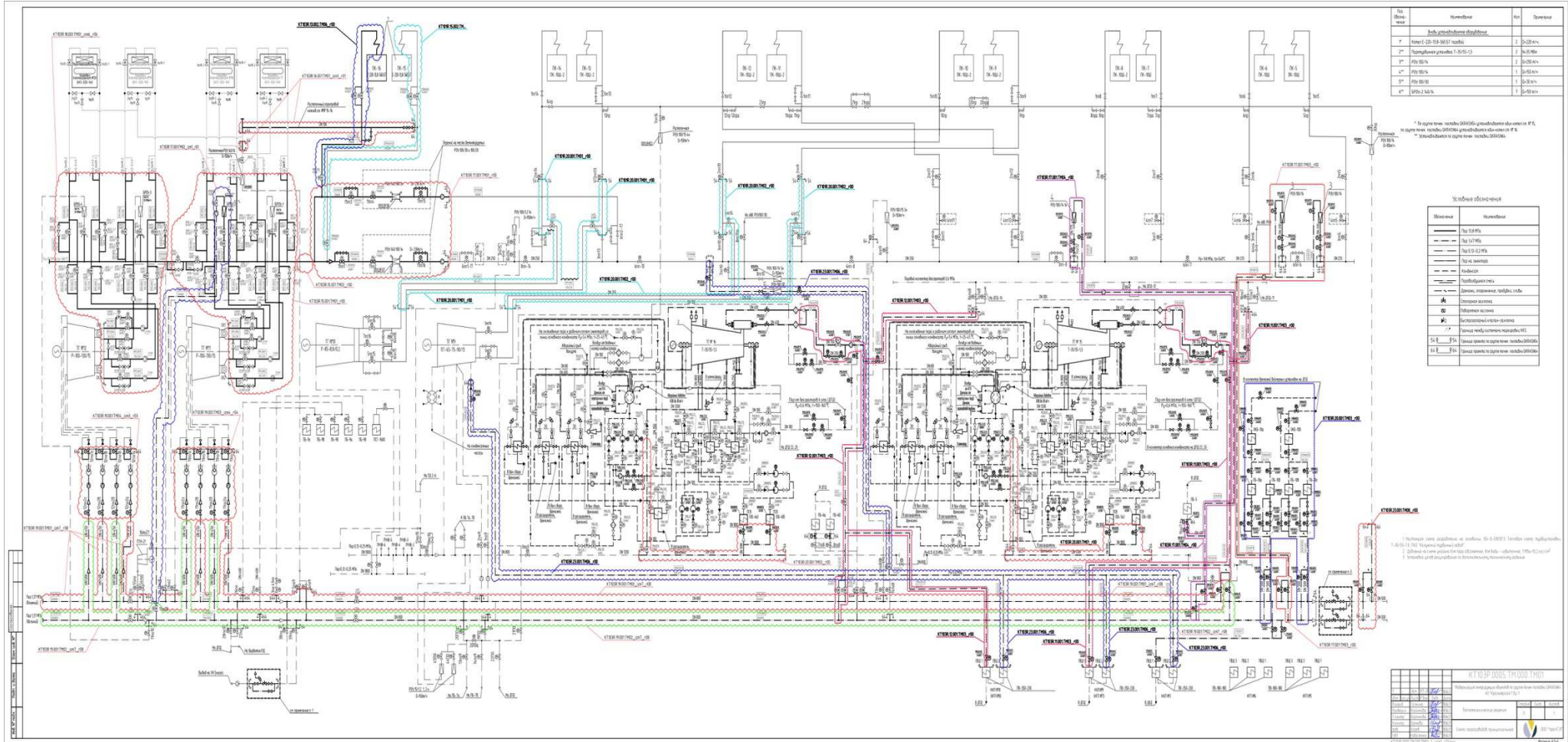
1. Администрация Президента России [Электронный ресурс]. 2018. URL: <http://www.kremlin.ru/events/president/news/56816> (дата обращения: 27.04.2022).
2. Власов В.А., Вологодина Я.В, Лебедева В.А. Загрязнение атмосферного воздуха как один из основных факторов риска для здоровья граждан в городе Красноярске // Аграрное и земельное право. 2020. С. 87 (дата обращения: 22.02.2022).
3. Делицын Л. М., Власов А. С. Необходимость новых подходов к использованию золы угольных ТЭС // Теплоэнергетика № 4. 2010. с. 49–55. URL: <https://elibrary.ru> 87 (дата обращения: 22.02.2022).
4. Енджиевская И.Г, Василовская Н.Г, Дубровская О.Г, Баранова Г.П., Чудаева А.А. Влияние механоактивации на стабилизацию свойств золы уноса Красноярских ТЭЦ // Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies, 2018. 843 с. (дата обращения: 13.05.2022).
5. Крылова В.А. Анализ загрязнения атмосферного воздуха города Красноярск // World science: problem and innovations, 2022. С. 25 (дата обращения: 13.05.2022).
6. Лунев А. А., Догдурбеков Н. К., Баранова М. П. Возможности снижения зольных выбросов на ТЭЦ // Борисовские чтения, 2021. С 159.
7. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. ОНД-86. Ленинград: Гидрометеиздат, 1986. 68 с.
8. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для теплоэнерг. спец. вузов. М.Л.: Энергия, 1967. 400 с.
9. СГК Online [Электронный ресурс]. 2022. URL: <https://sibgenco.online> (дата обращения: 13.05.2022)
10. СГК Online [Электронный ресурс] Экологическая модернизация Красноярской ТЭЦ-1. 2020. URL: <https://kemerovo.sibgenco.online/news>

11. Теплоэнергетика и теплотехника: Общие вопросы: Справочник. Под общ. ред. В. А. Григорьева, В.М. Зорина. 2-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1987. 456 с.
12. Технология ионного обмена [Электронный ресурс]. 2022. URL: <http://twt.mpei.ac.ru> (дата обращения: 15.04.2022).

ПРИЛОЖЕНИЕ А. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН СТАНЦИИ



ПРИЛОЖЕНИЕ Б. СХЕМА ПАРОПРОВОДОВ



№	Наименование	Кол.	Примечание
1	Водяной насос	1	
2	Паровой насос	2	
3	Паровой насос	2	
4	Паровой насос	1	
5	Паровой насос	1	

* В случае необходимости в схеме могут быть добавлены дополнительные насосы.
 ** Указаны в схеме насосы, работающие в режиме ожидания.

Символ	Наименование
—	Паровая линия
—	Водяная линия
—	Линия охлаждения
—	Линия конденсата
—	Линия возврата конденсата
—	Линия возврата конденсата с подогревом
—	Линия возврата конденсата с подогревом и охлаждением
—	Линия возврата конденсата с подогревом и охлаждением и конденсацией
—	Линия возврата конденсата с подогревом и охлаждением и конденсацией и охлаждением

1. Паровая линия (красная линия).
 2. Водяная линия (синяя линия).
 3. Линия охлаждения (зеленая линия).
 4. Линия конденсата (голубая линия).
 5. Линия возврата конденсата (розовая линия).
 6. Линия возврата конденсата с подогревом (оранжевая линия).
 7. Линия возврата конденсата с подогревом и охлаждением (фиолетовая линия).
 8. Линия возврата конденсата с подогревом и охлаждением и конденсацией (серая линия).
 9. Линия возврата конденсата с подогревом и охлаждением и конденсацией и охлаждением (темно-синяя линия).

К.И.С.ПРОЕКТ.ТМ.0001.ТМ.001

Информация о проекте: объект и дата его начала (2023.08.01) № проекта (101.01)

Информационная таблица:

№	Имя файла	Дата	Статус
1	Схема паропроводов	2023.08.01	Актуально
2	Лист 1	2023.08.01	Актуально

К.И.С.ПРОЕКТ.ТМ.0001.ТМ.001

ПРИЛОЖЕНИЕ В. ГЕНЕРАТОРЫ

Ст. № генератора	Тип	Завод изготовитель	Мощность, МВт	Год выпуска	Отработано (лет)	Количество ремонтов обмотки статора /год последнего кап. ремонта	Наработка (час) на 31.12.2020г.
ТГ-3	T2-25-2	Электросила, г. Санкт-Петербург	25	1950	65	1 / 2018	517710
ТГ-4	T2-25-2	Электросила, г. Санкт-Петербург	25	1952	64	1 / 2019	465107
ТГ-5	T2-25-2	Электросила, г. Санкт-Петербург	25	1954	63	- / 2018	432576
ТГ-6	T2-25-2	Электросила, г. Санкт-Петербург	25	1955	62	- / 2016	501453
ТГ-7	ТВ-60-2	Электросила, г. Санкт-Петербург	60	1957	60	- / 2015	392126
ТГ-8	ТВФ-63-2	Сибэлектротяжмаш, г. Новосибирск	63	1990	27	- / 2017	415402
ТГ-9	ТВФ-65М-2ЕУЗ	НПО «ЭЛСИБ», г. Новосибирск	65	2013	3	- / 2015	147232
ТГ-10	ТВФ-120-2	Электросила, г. Санкт-Петербург	120	1979	38	- / 2013	106196
ТГ-11	ТВФ-120-2	Сибэлектротяжмаш, г. Новосибирск	120	1972	45	1 / 2020	140395
ТГ-12	ТВФ-120-2	Сибэлектротяжмаш, г. Новосибирск	120	1973	44	- / 2009	122395

ПРИЛОЖЕНИЕ Г. ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ

Дисп. наим.	Тип	Наработка, лет	Завод-изготовитель	Год последнего кап. ремонта	Год выпуска	Год ввода	Мощность, кВА
Т1С	ТРДН-40000/110 У1	29	Тольяттинский трансформатор	2006	1991	1991	40000
ТЗС	ТРДН-40000/110 У1	21	Запорожтрансформатор (ОАО), г. Запорожье	2018	1999	1999	40000
Т-4	ТРДН-40000/110 У1	32	п/я Г-4616	2000	1987	1988	40000
Т-5	ТРДН-40000/110 У1	31	п/я Г-4616	2001	1989	1989	40000
Т-7	ТД-80000/110 УХЛ1	4	УЭТМ г. Екатеринбург	-	2016	2016	80000
Т-8	ТД-80000/110 ВМ УХЛ1	0	ООО «Эльмаш (УЭТМ)» г. Екатеринбург	0	2020	2020	80000
Т-9	ТД-80000/110-У1	7	ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД», ОП «Уфимский трансформаторный завод»	-	2013	2013	80000
Т-10	ТДЦ-125000/110	38	СВПО «Трансформатор» г. Тольятти	2016	1982	1982	125000
Т-11	ТДЦ-125000/110	39	п/я Г-4616	2011	1981	1981	125000
Т-12	ТДЦ-125000/110	40	п/я Г-4616	2015	1980	1980	125000
1ТР	ТРДН-25000/110/6/6	48	Московский трансформаторный завод им. Куйбышева	-	1972	1972	25000

**ПРИЛОЖЕНИЕ Д. РЕЗЕРВ МОЩНОСТИ СЕКЦИЙ СОБСТВЕННЫХ
НУЖД 6 КВ**

№ п.п.	Трансформатор	Мощность, МВА	Максимальная нагрузка, МВА					Резерв мощности, МВА	Примечание
			2016	2017	2018	2019	2020		
1.	P1T	10	7,92	7,92	8,23	8,3	6,94	3,1	-
2.	P2T	10	11,24	11,24	11,38	10,21	9,02	0,88	-
3.	P3T	10	10,31	10,31	9,26	9,1	11,09	0	-
4.	P4T	15	13,47	13,47	14,99	11,62	13,74	1,26	-
5.	21T	16	12,72	12,72	10,35	16,15	11,78	4,22	-
6.	22T	16	11,35	11,35	8,86	10,68	14,25	1,75	-
7.	23T	16	7,86	7,86	0	0	0	16	-
8.	24T	16	9,47	9,47	0	0	0	16	-

Примечание. Резерв мощности рассчитан по максимальной полной мощности СН, зафиксированной системой телемеханики (ССПИ) за период с 01.12.2014 г. по 01.10.2018 г., интервал учета активной и реактивной мощности - 2 часа.

● ОРУ-110 кВ (28 ячеек), схема распределительного устройства с двумя рабочими и одной обходной системой сборных шин. Выдача мощности по 10 трансформаторам:

T-4 – 40000 кВА;

T-10 – 125000 кВА;

T-5 – 40000 кВА;

T-11 – 125000 кВА;

T-7 – 80000 кВА;

T-12 – 125000 кВА;

T-8 – 80000 кВА;

T1C – 40000 кВА;

T-9 – 80000 кВА;

T3C – 40000 кВА.

● ГРУ-6 кВ (59 ячеек), схема распределительного устройства с одной секционированной рабочей и одной резервной системой сборных шин. Выдача мощности осуществляется непосредственно на шины ГРУ-6 кВ турбогенераторами ст. № 3, 6.

ПРИЛОЖЕНИЕ Е. СВЯЗЬ С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ

Связь с энергосистемой осуществляется: на напряжении 110 кВ по воздушным линиям электропередачи: С-1, С-2, С-3, С-4, С-5 С-6 С-7, С-8, С-9, С-10, С-201, С-202.

С-1 Красноярская ТЭЦ-1 – Заводская с отпайками;

С-2 Красноярская ТЭЦ-1 – ЦРП Красмаш с отпайками;

С-3 Красноярская ТЭЦ-1 – Шумково-0 I цепь;

С-4 Красноярская ТЭЦ-1 – Шумково-0 II цепь;

С-5 Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая;

С-6 Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками;

С-7 Красноярская ТЭЦ-1 – Красноярская ТЭЦ-2 I цепь с отпайками;

С-8 Красноярская ТЭЦ-1 – Красноярская ТЭЦ-2 II цепь с отпайками;

С-9 Красноярская ТЭЦ-1 – ЦБК I цепь с отпайкой на х/к Енисей;

С-10 Красноярская ТЭЦ-1 – ЦБК II цепь с отпайкой на х/к Енисей;

С-201 Красноярская ТЭЦ-1 – о. Атамановский I цепь с отпайкой на Мичуринскую;

С-202 Красноярская ТЭЦ-1 – о. Атамановский II цепь с отпайкой на Мичуринскую.

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ И ОПИСАНИЕ ХИМВОДООЧИСТКИ

Краткое описание ВПУ V очередь для подпитки котлов: двухступенчатое обессоливание по схеме механические фильтры - Н-катионитовые фильтры I ступени - анионитовые фильтры I ступени - Н-катионитовые фильтры II ступени - декарбонизаторы - анионитовые фильтры II ступени. Проектная производительность – 450 м³/ч.

Краткое описание ВПУ VII очередь для подпитки котлов: двухступенчатое обессоливание с предочисткой - коагуляция в осветлителях (в паводковый период) - механические фильтры - Н-катионитовые фильтры I ступени - анионитовые фильтры I ступени - декарбонизаторы - Н-катионитовые фильтры II ступени - анионитовые фильтры II ступени. Проектная производительность – 850 м³/ч.

Краткое описание конденсатоочистки для обессоливания производственного конденсата: - Н-катионитовые фильтры II ступени - анионитовые фильтры II ступени. Проектная производительность – 450 м³/ч.

Краткое описание ВПУ для подпиточной воды теплосети: обработка ингибитором–Опцион -585-1.

Схема водоразбора – открытая. В качестве исходной воды для подпитки теплосети используется вода р. Енисей.

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

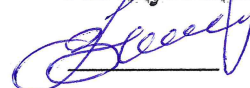
институт

Теплотехники и гидрогазодинамики

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



В.А. Кулагин

« 22 »

Июня

2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код - наименование направления

Модернизация теплового оборудования котельного цеха ТЭЦ-1

г. Красноярск

Руководитель



подпись, дата


к.т.н., доцент каф. ТГиГГД

должность, ученая степень

А.Ю. Радзюк

инициалы, фамилия

Выпускник



16.06.2022

подпись, дата

Н.А. Черепанов

инициалы, фамилия

Красноярск 2022