

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Директор ООО «ТеплоСервис»
_____ А.В. Липатников
« ____ » _____ 2018г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
промышленной теплоэнергетики,
к.т.н., доцент
_____ К.В. Осинцев
« ____ » _____ 2018г.

**МОДЕРНИЗАЦИЯ ОТОПИТЕЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ Г. КОРКИНО
ЧЕЛЯБИНСКОЙ ОБЛАСТИ ПО УЛ. БЕРЕГОВАЯ, 32**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР

Консультант по разделу
«Экономика и управление»,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2018г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент
_____ /С.В. Пашнин
« ____ » _____ 2018г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2018г.

Автор работы,
студент группы ПЗ-579
_____ /А.В. Кривда
« ____ » _____ 2018г.

АННОТАЦИЯ

Кривда А.В. Модернизация угольной котельной г. Коркино Челябинской области по ул. Береговая, 32 – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, ЗФ; 2018, 86 с., 12 ил., 5 листов чертежей ф.А1, 1 демонстрационный лист ф.А1, библиогр. список – 38 наим.

В рамках выпускной квалифицированной работы предусматривается модернизация отопительной котельной по адресу г. Коркино, ул. Береговая, 32 заменых твердотопливных котлов на котлы, работающие на природном газе.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, 11-ти глав, заключения, библиографического списка.

Рассмотрена актуальность модернизации котельной согласно Федерального закона 261 от от 13ноября 2009 об экономии энергоресурсов.

В существующей котельной установлены два водогрейных котла НР-18 работающих на твердом топливе (угле), подлежащих замене на газовые котлы. Отвод дымовых газов происходит в дымовую трубу диаметром устья 300 мм, высотой 18 м. В котельной размещается подогреватель горячей воды для нужд ГВС. Данным проектом предусматривается демонтаж существующих котлов и установка на их месте 2-х новых газовых котла RS-A100 единичной мощностью 100 кВт. Тепловая схема – одноконтурная. Температурный график – 95-70 °С.

Для этого в работе был выполнен расчет тепловой схемы, расчет и подбор основного оборудования и расчет срока окупаемости модернизации.

Составлен график Ганта и схема – дерево целей проекта

Графическая часть выполнена с помощью программы AutoCAD – системы автоматического проектирования на 5 листах формата А1.

					<i>13.03.01.2018.229.09 ПЗ ВКР</i>					
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	<i>Модернизация отопительной котельной г. Коркино Челябинской области по ул. Береговая, 32</i>	<i>Лит.</i>			<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Выполнил</i>	<i>Кривда А.В.</i>					<i>В</i>	<i>К</i>	<i>Р</i>	<i>3</i>	<i>81</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Пашнин С.В.</i>					<i>ЮУрГУ Кафедра промышленной теплоэнергетики</i>				
<i>Н.контр.</i>	<i>Алабугина Р.А.</i>									
<i>Зав.каф.</i>	<i>Осинцев К.В.</i>									

ОГЛАВЛЕНИЕ

АННОТАЦИЯ	3
ВВЕДЕНИЕ	6
1 АКТУАЛЬНОСТЬ ПЕРЕВОДА КОТЕЛЬНОЙ С УГЛЯ НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ.....	7
1.1 Обоснование и актуальность перевода котельной с угля на природный газ.....	7
1.2 Обзор литературных источников.....	8
2 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ	9
2.1 Расход тепла на отопление, вентиляцию и централизованное горячее водоснабжение жилых и общественных зданий.....	9
2.1.1 Расход тепла на отопление	9
2.1.2 Расход тепла на вентиляцию	11
2.2 Расчет тепловой схемы	15
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	23
4 ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ РОССИИ.....	25
4.1 Цели направления и приоритеты энергетической стратегии.....	25
4.2 Основные ступени развития и реализации государственной энергетической политики государства	27
5 РАСЧЕТ И ПОДБОР ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНОЙ.....	30
5.1 Выбор насосов.....	30
5.2 Выбор и расчет теплообменников ГВС	31
5.3 Выбор оборудования водоподготовки	36
6 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХОРАКТЕРИСТИКИ КОТЛА	40
6.1 Технические характеристики котла RS-A100	40
6.2 Устройство и работа котла	41
6.3 Принцип работы	42
7 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА.....	44
7.1 Общие сведения	44
7.2 Общекотельная автоматика	44
7.3 Система автоматизации котлов.....	47
7.5 Сигнализация	49
7.6 Автоматическое регулирование	50

7.7	Функциональная схема автоматического регулирования	51
7.8	Комплектация КИПиА водогрейного котла	52
8	ГАЗОСНАБЖЕНИЕ КОТЕЛЬНОЙ	53
9	РАСЧЕТ ВЫСОТЫ ДОВОМОВОЙ ТРУБЫ ПО УСЛОВИЯМ РАССЕИВАНИЯ В АТМОСФЕРЕ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ.....	56
10	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	61
10.1	Характеристика опасных производственных факторов	61
	и мероприятий по обеспечению травмобезопасности	61
10.2	Электробезопасность	62
10.3	Состояние воздуха рабочей зоны.....	65
10.4	Чрезвычайные ситуации	70
11	ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	72
11.1	Технико-экономический расчет	72
11.1.1	Расчет капитальных затрат	72
11.1.2	Расчет текущих затрат.....	75
11.1.3	Расчет срока окупаемости модернизации котельной	77
11.3	Планирование целей предприятия и проекта	80
11.3.1	Планирование целей проекта, в дереве целей	80
11.3.2	График Ганта.....	82
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	84
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	85

ВВЕДЕНИЕ

В России промышленные и коммунальные котельные потребляют в год миллионы тонн угля. На сегодняшний день проводится политика перевода угольных котельных на природный газ. При этом постулируется достижение большого экономического и экологического эффекта от такого перевода. Кроме того, простые расчеты показывают, что срок окупаемости затрат на перевод на природный газ котельной потребляющей, например, 400 тонн угля в год с такой теплотворной способностью, как 20 МДж/кг составляет более 5 лет без учета амортизационных затрат. Однако, с учетом затрат на амортизацию, срок окупаемости затрат близок к сроку службы теплогенерирующего оборудования, то есть, затраты на газификацию столь маленькой котельной практически не окупаются и, соответственно, потреблять уголь как топливо для небольших коммунальных котельных намного выгоднее, чем природный газ. Но необходимо учесть, что промышленные и коммунальные котельные, как правило, располагаются в поселках и в городах, где уголь заметно уступает природному газу в плане экологической безопасности. Если мы хотим сделать уголь, как топливо для промышленных и коммунальных котельных, более конкурентоспособным, по отношению к природному газу, надо, среди других вещей, снизить его негативное влияние на окружающую среду.

Однако, если оценивая это влияние, использовать суммарный показатель вредности энергетических топлив [1, с.18-19], то можно сделать вывод, что данный показатель для природного газа равен 4,07; для углей: ирша-бородинского – 8,72; кузнецкого – 8,74; березовского – 8,75; райчихинского – 8,9; донецкого АШ – 11,07; экибастузского – 11,4; назаровского – 11,76; подмосковного угля – 22,96 и т.п., т.е. если применять каменный и бурый угля в качестве топлива, то это будет в 2-5,5 раза экологически более вредно, нежели применение природного газа.

Целью данной работы является реконструкция отопительной котельной для теплоснабжения жилого объекта по адресу г. Коркино, ул. Береговая, 32 с заменой твердотопливных котлов на котлы работающие на природном газе.

Для этого в работе выполнен расчет тепловой схемы, расчет и подбор основного оборудования, поверочный расчет дымовой трубы и расчет срока окупаемости реконструкции.

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

1 АКТУАЛЬНОСТЬ ПЕРЕВОДА КОТЕЛЬНОЙ С УГЛЯ НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

1.1 Обоснование и актуальность перевода котельной с угля на природный газ

Проектом предусматривается реконструкция отопительной котельной с заменой твердотопливных котлов на котлы работающие на природном газе.

В существующей котельной установлены два водогрейных котла НР-18 работающих на твердом топливе (угле), подлежащих замене на газовые котлы. Отвод дымовых газов происходит в дымовую трубу диаметром устья 300 мм, высотой 18 м. В котельной размещается подогреватель горячей воды для нужд ГВС. Данным проектом предусматривается демонтаж существующих котлов и установка на их месте 2-х новых газовых котла RS-A100 единичной мощностью 100 кВт.

Установленная теплопроизводительность котельной 200 кВт. Категория теплоснабжения - вторая. Система теплоснабжения закрытая. Циркуляция сетевой воды осуществляется двумя сетевыми насосами. Температура теплоносителя регулируется по температуре наружного воздуха 3-х ходовым смесителем. Подпитка теплосети производится водопроводной водой умягченной в автоматической установке HYDROTECH SSF 0835-5600 водой, в которую добавляется раствор ингибитора, предотвращающего процесс накипеобразования на стенках трубопроводов и кислородную коррозию. Для этого используется комплекс пропорционального дозирования Etatron с баком V=50 л, насосом-дозатором и импульсным расходомером. Подпиточная вода подается в трубопроводы подпиточными насосами.

Для получения горячей воды для нужд ГВС используется существующий водоводяной подогреватель, так как он установлен недавно и удовлетворяет потребность в горячей воде потребителей.

Предусмотренные в проекте технологические решения, организация производства и труда соответствуют новейшим достижениям науки и техники:

- работа оборудования котельной запроектирована в автоматизированном режиме без постоянного обслуживающего персонала с передачей контроля, поддержания и вывод информации с сохранением данных на щит диспетчера, установленный в помещении операторской, возможно удаленному оператору.

Применение системы позволяет:

- экономить тепло;
- энергоресурсы;
- повысить качество тепло- и горячего водоснабжения;
- уменьшить затраты на собственные нужды;
- увеличить ресурс технологического оборудования;
- повысить технический уровень и культуру обслуживания серв.службой;
- обеспечить потребителю комфортные условия.

Перевод котельной с угля на газообразное топливо повысит КПД котельной так как при работе на природном газе коэффициент полезного действия в среднем выше на 20 % работы на угле.

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

Так как котельная после реконструкции может работать автоматизированном режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала, это позволит экономить затраты на содержание операторов.

1.2 Обзор литературных источников

При написании данной работы были использованы научная и учебно-методическая литература, нормативно-законодательные акты.

В данном дипломном проекте произведен расчет и подбор оборудования водогрейной котельной. Для этого мной была использована литература по котельным установкам, СНиП «Котельные установки», СНиП «Тепловые сети». В них содержатся необходимая методика расчета, формулы и схемы.

При расчете тепловых нагрузок, мной был использован справочник «Теплофикация и тепловые сети», СП «Строительная климатология».

При написании части по безопасности жизнедеятельности, мной была использована следующая литература – «Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие с элементами самостоятельной работы студентов». В этом учебном пособии подробно изложены основные положения по безопасности жизнедеятельности человека на производственных объектах.

Выполняя экономические расчеты, следует обращаться к методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов, разработанную Н.Г.Алешинской, П.Л.Виленским, В.И.Волковым и др.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР				8

2 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ

2.1 Расход тепла на отопление, вентиляцию и централизованное горячее водоснабжение жилых и общественных зданий

2.1.1 Расход тепла на отопление

Максимальный тепловой поток на отопление определяем по формуле (2.1):

$$Q_o^{\max} = A \cdot Q_o (1 + k_1), \quad (2.1)$$

где A – жилая площадь, м^2 ;

$A = N \cdot f$, где f – норма расхода жилой площади на 1 чел. = $18 \text{ м}^2/\text{чел}$

$$A = 50 \cdot 18 = 900 \text{ м}^2$$

Q_o – удельный тепловой поток на отопление 1 м^2 .

k_1 – коэффициент, учитывающий тепловой поток на отопление, принимаем 0,25.

Принимая укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление зданий Q_o находим расход тепла на отопление. Для района где строится котельная

$$Q_o = 101 \text{ Вт}/\text{м}^2.$$

Отсюда находим максимальный тепловой поток на отопление:

$$Q_o^{\max} = 900 \cdot 102,6 \cdot (1 + 0,25), \text{ Вт}$$

Расход сетевой воды на отопление при этом определяем по формуле (2.2):

$$G_o^{\max} = \frac{Q_o^{\max}}{c \cdot (t_n - t_o)}, \quad (2.2)$$

где t_n и t_o – температура на подаче и обратке тепловой сети, равны соответственно

$$t_n = 95 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$t_o = 70 \text{ }^\circ\text{C}.$$

c – теплоемкость воды, принимаем $4198 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{ }^\circ\text{C})$;

Отсюда находим расход сетевой воды на отопление:

$$G_o^{\max} = \frac{115425}{4198 \cdot (95 - 70)} = 1,1 \frac{\text{кг}}{\text{сек}} = 4,0 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

Среднюю величину теплового потока на отопление за отопительный период определяем по формуле (2.3):

$$Q_o^{cp} = Q_o^{\max} \frac{t_{\epsilon} - t_{cp.o}}{t_{\epsilon} - t_{p.o}} \quad (2.3)$$

где $t_{\epsilon} = 18 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – температура воздуха внутри помещений;

$t_{p.o} = -34 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – температура наружного воздуха для расчета системы отопления;

$t_{cp.o} = -6,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период.

Отсюда средний тепловой поток на отопление равен:

$$Q_o^{cp} = 115 \frac{18 - (-6,5)}{18 - (-34)} = 54383 \text{ Вт}$$

Расход тепла на отопление за год определяем по формуле (2.4):

$$Q_o^{год} = 24 \cdot 3600 \cdot Q_o^{cp} \cdot n, \quad (2.4)$$

где $n=218$ – длительность отопительного периода, сут;

Значит:

$$Q_o^{год} = 24 \cdot 3600 \cdot 54383 \cdot 218 = 1024,3 \frac{\text{ГДж}}{\text{год}}$$

Годовой расход угля на отопление определяем по формуле (2.5)

$$Q_{\text{уг}}^{год} = \frac{Q_o^{год}}{Q_n^p \cdot \eta}, \quad (2.5)$$

где η – коэффициент полезного действия отопительной системы при работе на угле, принимаем $\eta=0,7$;

Q_n^p – низшая теплота сгорания угля, $Q_n^p = 27000 \text{ кДж/кг}$;

$$Q_{\text{уг}}^{год} = \frac{1024,3 \cdot 10^9}{27000 \cdot 0,7 \cdot 10^3} = 54196 \frac{\text{кг}}{\text{год}}$$

Годовой расход природного газа на отопление определяем по формуле (2.6):

$$Q_{\text{газ}}^{год} = \frac{Q_o^{год}}{Q_n^p \cdot \eta}, \quad (2.6)$$

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

где η – коэффициент полезного действия отопительной системы при работе на природном газе, принимаем $\eta=0,93$;

Q_n^p – низшая теплота сгорания природного газа, $Q_n^p = 33500 \text{ кДж/м}^3$;

$$Q_{\text{газ}}^{\text{год}} = \frac{1024,3 \cdot 10^9}{33500 \cdot 0,93 \cdot 10^3} = 32878 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

2.1.2 Расход тепла на вентиляцию

Максимальный тепловой поток на вентиляцию определяем по формуле (2.7):

$$Q_e^{\text{max}} = A \cdot q_o \cdot k_1 \cdot k_2, \quad (2.7)$$

где A – жилая площадь, 900 м^2 ;

q_o – удельный тепловой поток на отопление 1 м^2 , при температуре вентиляции для г. Челябинска равной $t_b=20 \text{ }^\circ\text{C}$;

$k_1 = 0,25$ – коэффициент, учитывающий тепловой поток на отопление, принимаем $0,25$;

$k_2 = 0,4$ – коэффициент, учитывающий тепловой поток на вентиляцию общественных зданий, принимаем $0,4$.

Отсюда

$$Q_e^{\text{max}} = 900 \cdot 0,25 \cdot 0,4 \cdot 91 = 8190 \text{ Вт}$$

Расход сетевой воды на вентиляцию определяем из выражения определяем по формуле (2.8):

$$G_e^{\text{max}} = \frac{Q_e^{\text{max}}}{c \cdot (t_n - t_o)}, \quad (2.8)$$

где t_n и t_o – температура на подаче и обратке тепловой сети, равны соответственно

$t_n=95 \text{ }^\circ\text{C}$,

$t_o=70 \text{ }^\circ\text{C}$.

c – теплоемкость воды, принимаем $4198 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{}^\circ\text{C)}$;

Отсюда находим расход сетевой воды на вентиляцию:

$$G_e^{\text{max}} = \frac{8190}{4198 \cdot (95-70)} = 0,078 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 0,28 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}},$$

Средний тепловой потока на вентиляцию определяем по формуле (2.9):

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

$$Q_B^{cp} = Q_B^{max} \frac{t_B - t_{cp.o}}{t_g - t_{p.B}}, \text{Вт} \quad (2.9)$$

где $t_g = 18 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура воздуха внутри помещений;

$t_{p.o} = -34 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура наружного воздуха для расчета системы отопления;

$t_{cp.o} = -6,5 \text{ }^\circ\text{C}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период.

Отсюда средний тепловой поток на вентиляцию равен:

$$Q_B^{cp} = 8190 \cdot \frac{18 - (-6,5)}{18 - (-34)} = 5280 \text{Вт}$$

Годовой расход тепла на вентиляцию определяем по формуле (2.10):

$$Q_g^{zod} = 24 \cdot 3600 \cdot Q_o^{cp} \cdot n, \quad (2.10)$$

где $n=218$ – длительность отопительного периода, сут;

$$Q_g^{zod} = 24 \cdot 3600 \cdot 5280 \cdot 218 = 99,4 \frac{\text{ГДж}}{\text{год}}$$

Годовой расход угля на вентиляцию определяем по формуле (2.11):

$$Q_{yz}^{zod} = \frac{Q_g^{zod}}{Q_n^p \cdot \eta}, \quad (2.11)$$

где η – коэффициент полезного действия отопительной системы при работе на угле, принимаем $\eta=0,7$;

Q_n^p – низшая теплота сгорания угля, $Q_n^p = 27000 \text{ кДж/кг}$;

$$Q_{yz}^{zod} = \frac{99,4 \cdot 10^9}{27000 \cdot 0,7 \cdot 10^3} = 5259 \frac{\text{кг}}{\text{год}}$$

Годовой расход природного газа на вентиляцию определяем по формуле (2.12):

$$Q_{газ}^{zod} = \frac{Q_g^{zod}}{Q_n^p \cdot \eta}, \quad (2.12)$$

где η – коэффициент полезного действия отопительной системы при работе на природном газе, принимаем $\eta=0,93$;

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Q_n^p – низшая теплота сгорания природного газа, $Q_n^p = 33500 \text{ кДж/м}^3$;

$$Q_{\text{газ}}^{\text{год}} = \frac{99,4 \cdot 10^9}{33500 \cdot 0,93 \cdot 10^3} = 3190 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

Расход тепла на горячее водоснабжение определяем по формуле (2.13):

$$Q_{\text{гвс}}^{\text{сп}} = \frac{m(a+b)(60-t_c)}{3,6 \cdot 24} c, \quad (2.13)$$

где m – число жителей, 50 человек;

$a = 105 \text{ л/сут}$ – суточная норма расхода горячей воды на одного жителя;

$b = 25 \text{ л/сут}$ – суточная норма расхода горячей воды на одного жителя;

$60 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура горячей воды у потребителя;

$t_c = 5 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура холодной воды;

$c = 4,18 \text{ кДж/кг }^\circ\text{C}$ – теплоемкость воды.

Отсюда:

$$Q_{\text{гвс}}^{\text{сп}} = \frac{50 \cdot (105 + 25) \cdot (60 - 5)}{3,6 \cdot 24} 4,18 = 17296 \text{ Вт}$$

Годовой расход тепла на горячее водоснабжение находим из выражения определяем по формуле (2.14):

$$Q_{\text{гвс}}^{\text{год}} = 24 \cdot 3600 \cdot 350 \cdot Q_{\text{гвс}}^{\text{сп}}, \quad (2.14)$$

$$Q_{\text{гвс}}^{\text{год}} = 24 \cdot 3600 \cdot 17296 \cdot 350 = 523 \frac{\text{ГДж}}{\text{год}}$$

Годовой расход угля на ГВС определяем по формуле (2.15):

$$Q_{\text{уг}}^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{гвс}}^{\text{год}}}{Q_n^p \cdot \eta}, \frac{\text{кг}}{\text{год}} \quad (2.15)$$

где η – коэффициент полезного действия отопительной системы при работе на угле, принимаем $\eta = 0,7$;

Q_n^p – низшая теплота сгорания угля, $Q_n^p = 27000 \text{ кДж/кг}$;

$$Q_{\text{уг}}^{\text{год}} = \frac{523 \cdot 10^9}{27000 \cdot 0,7 \cdot 10^3} = 27672 \frac{\text{кг}}{\text{год}}$$

Годовой расход природного газа на ГВС определяем по формуле (2.16):

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

$$Q_{\text{газ}}^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{гвс}}^{\text{год}}}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} \cdot \eta}, \frac{\text{м}^3}{\text{год}} \quad (2.16)$$

где η – коэффициент полезного действия отопительной системы при работе на природном газе, принимаем $\eta=0,93$;

$Q_{\text{н}}^{\text{п}}$ – низшая теплота сгорания природного газа, $Q_{\text{н}}^{\text{п}} = 33500 \text{ кДж/м}^3$;

$$Q_{\text{газ}}^{\text{год}} = \frac{523 \cdot 10^9}{33500 \cdot 0,93 \cdot 10^3} = 16787 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

Максимальный расход тепла на ГВС определяется из выражения по формуле (2.17):

$$Q_{\text{гвс}}^{\text{max}} = Q_{\text{г.в}}^{\text{ср}} \cdot 2,4 \quad (2.17)$$

Значит максимальный расход тепла на ГВС равен

$$Q_{\text{гвс}}^{\text{max}} = 17296 \cdot 2,4 = 41510 \text{ Вт}$$

Средний расход сетевой воды на ГВС находим из выражения (2.18):

$$G_{\text{гвс}}^{\text{ср}} = \frac{17296}{4198 \cdot (95-70)} = 0,16 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 0,6 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \quad (2.18)$$

Максимальный расход холодной водопроводной воды на горячее водоснабжение равен (2,19):

$$G_{\text{гвс}}^{\text{ср}} = \frac{17296}{4198 \cdot (60-5)} = 0,075 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 0,27 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \quad (2.19)$$

Значит годовой расход холодной воды на нужды горячего водоснабжения равен (2.20):

$$G_{\text{гвс}}^{\text{год}} = 0,27 * 24 * 350 = 2275 \frac{\text{м}^3}{\text{год}} \quad (2.20)$$

Максимальный расход сетевой воды на горячее водоснабжение (2.21):

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

$$G_{гвс}^{max} = \frac{41510}{4198 \cdot (95-70)} = 0,4 \frac{кВт}{с} = 1,4 \frac{М^3}{ч} \quad (2.21)$$

По максимальной нагрузке на отопление, вентиляцию и ГВС выбираем два водогрейных газовых котла RS-A100 единичной мощностью 100 кВт.

2.2 Расчет тепловой схемы

Тепловая схема котельной должна обеспечить соблюдение следующих критериев работы:

- нагревание воды в котле до температуры 95 °С;
- регулирование температуры сетевой воды в теплосети на коллекторах котельной в соответствии с температурным графиком;
- поддержание температуры на ГВС - 60 °С;
- поддержание температуры сетевой воды на входе в котел не ниже 70 °С;
- подпитка теплосети и сети горячего водоснабжения;
- химическая водоподготовка;
- учет энергетических ресурсов.

На выходе в котлоагрегат температуру теплоносителя, до точки смешения А, держат равной 95 °С. Регулирование количества тепла потребителю происходит за счет температуры, в точке А путем смешения сетевой воды с обратки, происходит регулировка температуры подачи воды на выходе из котельной через двухходовой регулирующий клапан. На обратке от потребителя точке Б рециркуляционным насосом агрегатом теплоноситель с температурой 95 °С из подачи подмешивается в обратку для поддержания на вводе в котел 70 °С.

Из сетевого контура теплоноситель также отбирается на нужды горячего водоснабжения до линии подмешивания, с температурой воды 95 °С и поступает в качестве нагревающего теплоносителя на теплообменные аппараты и далее обратно на всас сетевых насосных агрегатов. Поддержание температуры на выходе из котельной на нужды горячего водоснабжения на уровне 60 °С осуществляется двухходовым регулирующим клапаном, осуществляющим регулирование количества теплоносителя, проходящего через теплообменные аппараты.

Подпитка теплосети и холодная вода на нужды горячего осуществляется из городского водопровода.

Произведем расчет тепловой схемы котельной для различных режимов ее работы. Принципиально схема изображена на рисунок 2.1.

Расход сетевой воды на отопление и вентиляцию:

$$G_{ос} = 4,3 \frac{М^3}{ч}$$

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР				

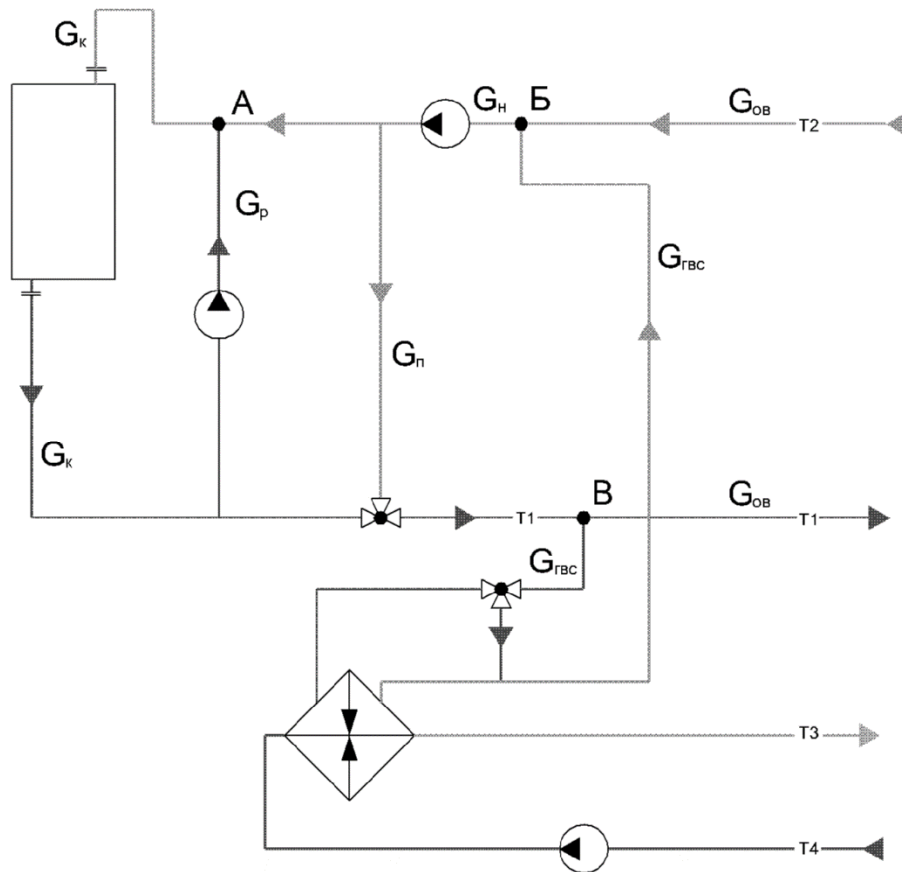


Рисунок 2.1 - Принципиальная тепловая схема котельной

Максимально часовой расход сетевой воды на нужды ГВС равен:

$$G_{звс}^{max} = 1,4 \frac{M^3}{ч}$$

Для расчета тепловой схемы вычислим балансы теплоты и теплоносителя в узлах смешения А, Б, В для всех режимов.

Составим общие уравнения баланса для каждой точки:

Точка А:

Баланс тепла: (2.22)

$$c \cdot t_3 \cdot G_k - c \cdot t_k \cdot G_p + c \cdot t_2 \cdot G_n - c \cdot t_2 \cdot G_n = 0; \quad (2.22)$$

Баланс теплоносителя: (2.23)

$$G_k - G_p + G_n - G_n = 0; \quad (2.23)$$

Точка Б:

Баланс тепла (2.24):

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

$$c \cdot t_2 \cdot G_{ov} + c \cdot t_2 \cdot G_{zbc} - c \cdot t_2 \cdot G_n = 0; \quad (2.24)$$

Баланс теплоносителя (2.25):

$$G_{ov} + G_{zbc} - G_n = 0; \quad (2.25)$$

В точке В:

Баланс тепла (2.26):

$$c \cdot t_k \cdot G_p - c \cdot t_2 \cdot G_n + c \cdot t_1 \cdot G_{ov} - c \cdot t_k \cdot G_k + c \cdot t_k \cdot G_{zbc} = 0; \quad (2.26)$$

Баланс теплоносителя (2.27):

$$G_p + G_{ov} - G_n - G_k + G_{zbc} = 0; \quad (2.27)$$

где c – теплоемкость воды; Дж/(кг·°С);

G_k – расход теплоносителя на котел, м³/ч;

G_p – расход теплоносителя на рециркуляцию, м³/ч;

G_n – расход теплоносителя на подмес, м³/ч;

G_{zbc} – расход теплоносителя на подогрев воды в теплообменниках горячего водоснабжения, м³/ч;

G_n – расход теплоносителя от сетевых насосных агрегатов, м³/ч;

G_{ov} – расход теплоносителя на отопление, м³/ч;

t_3 – температура теплоносителя, идущей на котел, не ниже 70 °С;

t_k – температура теплоносителя с котлов, 95 °С;

t_1 – температура теплоносителя на подаче отопления, °С;

t_2 – температура теплоносителя в обратке отопления, °С;

Зимний режим

При температуре наружного воздуха $t_n = -34$ °С, рециркуляция и подмешивание в данной случае не нужно, значит

$$G_p = 0;$$

$$G_n = 0;$$

$$G_{ov} = 1,8 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

$$G_{zbc}^{\text{max}} = 1,4 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}},$$

температура теплоносителя на подаче отопления $t_1 = 95$ °С; температура теплоносителя в обратке отопления $t_2 = 70$ °С;

Точка А:

Уравнение баланса тепловой энергии в точке А (2.28):

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

$$c \cdot t_3 \cdot G_k - c \cdot t_k \cdot G_p + c \cdot t_2 \cdot G_n - c \cdot t_2 \cdot G_H = 0 \quad (2.28)$$

$$t_3 \cdot G_k - t_2 \cdot G_H = 0$$

Так как рециркуляции в данном режиме нет, то температура воды, подаваемой сетевыми насосами на котлы равна температуре обратной сетевой воды, то есть $t_3 = t_2 = 70^\circ\text{C}$ (2.29):

$$t_2 \cdot G_k - t_2 \cdot G_H = 0; \quad (2.29)$$

$$G_k = G_H;$$

Уравнение баланса теплоносителя в точке А (2.30):

$$G_k - G_p + G_n - G_H = 0; \quad (2.30)$$

Значит

$$G_k = G_H;$$

В точке Б:

Уравнение баланса тепловой энергии в точке Б (2.31):

$$c \cdot t_2 \cdot G_{об} + c \cdot t_2 \cdot G_{звс} - c \cdot t_2 \cdot G_H = 0; \quad (2.31)$$

$$G_{об} + G_{звс} - G_H = 0;$$

Уравнение баланса теплоносителя в точке Б (2.32):

$$G_{об} + G_{звс} - G_H = 0; \quad (2.32)$$

Ранее найдено что $G_k = G_H$, значит (2.33):

$$G_{об} + G_{звс} - G_k = 0; \quad (2.33)$$

$$G_k = G_{об} + G_{звс}$$

$$G_k = G_H = 4,3 + 1,4 = 5,7 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Так как все расходы и температуры известны, балансы в точке В не составляем.

Промежуточный режим

Промежуточный, при расчетной температуре наружного воздуха

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

$$t_n = -10 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$G_{об} = 4,3 \frac{\text{М}^3}{\text{ч}},$$

$$G_{звс}^{\text{max}} = 1,4 \frac{\text{М}^3}{\text{ч}},$$

где $t_1 = 77 \text{ }^\circ\text{C}$ - температура теплоносителя на подаче отопления

$t_2 = 57 \text{ }^\circ\text{C}$ - температура теплоносителя в обратке отопления

Точка А:

Уравнение баланса тепловой энергии в точке А (2.34):

$$c \cdot t_3 \cdot G_k - c \cdot t_k \cdot G_p + c \cdot t_2 \cdot G_n - c \cdot t_2 \cdot G_n = 0 \quad (2.34)$$

$$t_3 \cdot G_k - t_k \cdot G_p + t_2 \cdot G_n - t_2 \cdot G_n = 0$$

Подставим значения:

$$t_3 \cdot G_k - 95 \cdot G_p + 57 \cdot G_n - 57 \cdot G_n = 0;$$

Уравнение баланса теплоносителя в точке А:

$$G_k - G_p + G_n - G_n = 0;$$

В точке Б:

Уравнение баланса тепловой энергии в точке Б (2.35)

$$c \cdot t_2 \cdot G_{об} + c \cdot t_2 \cdot G_{звс} - c \cdot t_2 \cdot G_n = 0; \quad (2.35)$$

$$G_{об} + G_{звс} - G_n = 0;$$

Уравнение баланса теплоносителя в точке Б: (2.37)

$$G_{об} + G_{звс} - G_n = 0; \quad (2.37)$$

$$G_n = G_{об} + G_{звс} = 4,3 + 1,4 = 5,7 \text{ м}^3/\text{ч};$$

В точке В:

Уравнение баланса тепловой энергии в точке Б: (2.38)

$$c \cdot t_k \cdot G_p - c \cdot t_2 \cdot G_n + c \cdot t_1 \cdot G_{об} - c \cdot t_k \cdot G_k + c \cdot t_k \cdot G_{звс} = 0; \quad (2.38)$$

$$t_k \cdot G_p - t_2 \cdot G_n + t_1 \cdot G_{об} - t_k \cdot G_k + t_k \cdot G_{звс} = 0;$$

Подставим значения:

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

$$95G_p - 57G_n + 87G_{ог} - 95G_k + 95G_{звс} = 0;$$

Решим систему уравнений: (2.39)

$$t_3 \cdot G_k - 57 \cdot G_p + 57 \cdot G_n - 57 \cdot 2,6 = 0;$$

$$95 \cdot G_p - 57 \cdot G_n + 87 \cdot 1,8 - 95 \cdot G_k + 95 \cdot G_{звс} = 0; \quad (2.39)$$

$$G_k - G_p + G_n - 5,7 = 0;$$

Подставим значения:

$$70 \cdot G_k - 95 \cdot G_p + 57 \cdot G_n - 57 \cdot 5,7 = 0;$$

$$95 \cdot G_p - 57 \cdot G_n + 77 \cdot 4,3 - 115 \cdot G_k + 95 \cdot 1,4 = 0;$$

$$G_k - G_p + G_n - 5,7 = 0;$$

Отсюда

$$G_k = 3,2 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$G_p = 1,0 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$G_n = 3,5 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Переходный режим

При расчетной температуре наружного воздуха

$$t_n = 8 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$G_{ог} = 4,3 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}},$$

$$G_{звс}^{\text{max}} = 1,4 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}},$$

температура теплоносителя на подаче отопления

$$t_1 = 47,0 \text{ }^\circ\text{C},$$

температура теплоносителя на обратке отопления

$$t_2 = 37,0 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Точка А:

Уравнение баланса тепловой энергии в точке А: (2.40)

$$\begin{aligned} c \cdot t_3 \cdot G_k - c \cdot t_1 \cdot G_p + c \cdot t_2 \cdot G_n - c \cdot t_2 \cdot G_H &= 0 \\ t_3 \cdot G_k - t_1 \cdot G_p + t_2 \cdot G_n - t_2 \cdot G_H &= 0 \end{aligned} \quad (2.40)$$

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

13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР

Лист

20

Подставим значения:

$$t_3 \cdot G_k - 47,0 \cdot G_p + 37,0 \cdot G_{\Pi} - 37,0 \cdot G_H = 0;$$

Уравнение баланса теплоносителя в точке А: (2.41)

$$G_k - G_p + G_{\Pi} - G_H = 0; \quad (2.41)$$

В точке Б:

Уравнение баланса тепловой энергии в точке Б (2.42):

$$c \cdot t_2 \cdot G_{OB} + c \cdot t_2 \cdot G_{ГВС} - c \cdot t_2 \cdot G_H = 0; \quad (2.42)$$

$$G_{OB} + G_{ГВС} - G_H = 0;$$

Уравнение баланса теплоносителя в точке Б (2.43):

$$G_{OB} + G_{ГВС} - G_H = 0; \quad (2.43)$$

$$G_H = G_{OB} + G_{ГВС} = 4,3 + 1,4 = 5,7 \text{ м}^3/\text{ч};$$

В точке В:

Уравнение баланса тепловой энергии в точке В (2.44):

$$c \cdot t_k \cdot G_p - c \cdot t_2 \cdot G_{\Pi} + c \cdot t_1 \cdot G_{OB} - c \cdot t_k \cdot G_k + c \cdot t_k \cdot G_{ГВС} = 0; \quad (2.44)$$

$$t_k \cdot G_p - t_2 \cdot G_{\Pi} + t_1 \cdot G_{OB} - t_k \cdot G_k + t_k \cdot G_{ГВС} = 0;$$

Подставим значения:

$$95 \cdot G_p - 37,0 \cdot G_n + 47,0 \cdot G_{OB} - 95 \cdot G_k + 95 \cdot G_{звс} = 0;$$

Уравнение баланса теплоносителя в точке Б (2.45):

$$G_p + G_{ов} - G_n - G_k + G_{звс} = 0; \quad (2.45)$$

$$G_p + 1,8 - G_n - G_k + 0,8 = 0;$$

$$G_k - G_p + G_n - 5,7 = 0;$$

Решим систему уравнений (2.46):

$$t_3 \cdot G_k - 47,0 \cdot G_p + 37,0 \cdot G_n - 37,0 \cdot 5,7 = 0;$$

$$95 \cdot G_p - 37,0 \cdot G_n + 47,0 \cdot 4,3 - 95 \cdot G_k + 95 \cdot G_{zbc} = 0; \quad (2.46)$$

$$G_k - G_p + G_n - 5,7 = 0;$$

Подставим значения:

$$70 \cdot G_k - 95 \cdot G_p + 37,0 \cdot G_n - 37,0 \cdot 5,7 = 0;$$

$$95 \cdot G_p - 37,0 \cdot G_n + 47,0 \cdot 4,3 - 95 \cdot G_k + 95 \cdot 1,4 = 0;$$

$$G_k - G_p + G_n - 5,7 = 0;$$

Отсюда

$$G_k = 2,8 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$G_p = 2,0 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$G_n = 4,9 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Летний режим

При $G_{ov} = 0 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$, $G_{zbc}^{\text{max}} = 1,4 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$ В данном режиме линия подмешивания отключена.

Рециркуляционные насосы не функционируют, так как температура теплоносителя на входе в котел поддерживается на уровне не ниже 70 °С двухходовым клапаном на горячего водоснабжения.

Результаты расчетов режимов работы котла сведем в таблицу 1.1

Таблица 1.1 – Результаты расчетов режимов работы котла

Режимы	G_k м ³ /ч	G_{ov} м ³ /ч	G_{zbc} м ³ /ч	G_p м ³ /ч	G_n м ³ /ч	$G_{нв}$ м ³ /ч
1 Зимний режим	5,7	4,3	1,4	0	0	5,7
2 Промежуточный режим	3,2	4,3	1,4	1,0	3,5	5,7
3 Переходный режим	2,8	4,3	1,4	2,0	4,9	5,7
4 Летний режим (ГВС)	0,8	0	1,4	0	0	1,4

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

На сегодняшний день на рынке России представлены водогрейные котлы практически всех крупнейших как зарубежных, так и отечественных производителей отопительной техники. При выборе отопительного котла необходимо обратить внимание на такие моменты, как:

1. вид топлива;
2. номинальную мощность котла;
3. функциональное назначение котла - для обогрева, горячего водоснабжения или того и другого;
4. уровень автоматики котельного оборудования.

Котлы, работающие на газообразном топливе, не нуждаются в дополнительных временных затратах по уходу за ними, так как они работают автоматически весь отопительный сезон.

Корпус водогрейного котла выполняется из чугуна или из стали. Чугунные котлы почти не подвержены коррозии и прочим агрессивным воздействиям, но, к сожалению, отличаются большим весом, что сильно усложняет их транспортировку и монтаж. Кроме того, слабое место чугунного котла - неустойчивость перед резкими перепадами температуры: если нагретый котел наполнить холодной водой, то он может и треснуть. Стальные котлы отличаются тем, что не боятся температурных скачков. Это объясняется тем, что сталь пластичнее чугуна. Теплообменник водогрейного котла тоже изготавливают из стали или из чугуна, реже из меди.

Плюсы и минусы котлов зарубежного производства

Отечественные товары сегодня перестали казаться "самыми лучшими в мире", очевидно потому, что стали уступать импортным аналогам как в качестве, так и в дизайне. Безусловно, водогрейные котлы, которые выпускают именитые зарубежные компании, обладают таким рядом весомых достоинств, как:

- элегантный, соответствующий современным тенденциям дизайн;
- удобные габаритные размеры;
- простота эксплуатации, обусловленная высокой степенью автоматизации работы котла (данное достоинство импортных котлов одновременно является и их недостатком, так как вышедшую из строя автоматику сложнее и накладнее отремонтировать);
- полная готовность только что купленного котла к установке;
- высокий КПД работы;
- контроль температуры в контуре отопления посредством регулирующего термостата;
- высокая безопасность оборудования, обеспеченная несколькими степенями защиты.

Но у зарубежных котлов есть как свои достоинства, так и недостатки, на которые стоит тоже обратить внимание. Во-первых – это высокая стоимость самого оборудования и его монтажа, которая становится еще более

										Лист
										23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР					

впечатляющей, если учесть, что все комплектующие отопительной системы должны соответствовать качеству водогрейного котла. В противном случае, если использовать в целях экономии более дешевые комплектующие, то может значительно сократиться срок службы оборудования. Еще одним недостатком импортных котлов является то, что газовые и электрические генераторы тепла большинства западных фирм не приспособлены к российским особенностям подачи газа и электроэнергии. Кроме того здесь не обойтись без исключений: конструкция водогрейных котлов японской фирмы " RINNAI " и немецкой компании "Viessmann" предусматривает работу оборудования в условиях нестабильной подачи энергии [3].

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

4 ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ РОССИИ

4.1 Цели направления и приоритеты энергетической стратегии

Энергетическая стратегия – на основе нее лежит документ, содержащий научно обоснованную систему утверждений о приоритетах долгосрочной энергетической политики России и механизме ее реализации.

Энергетическая стратегия государства определяет основные направления, задачи и цели энергетической политики в периоде до 2030г с учетом пролонгации до 2035г. с учитывая складывающейся энергетическом секторе внешней и внутренней ситуации, направленность макроэкономического, геополитического и научно-технологического развития государства, а также формирует основы и условия, обеспечивающие и направляющие их достижение.

Основной документ, регулирующий и определяющий энергетическую стратегию России, является Распоряжение Правительства РФ от 01.01.2001 N 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» [4].

Цель данной энергетической политики государства - максимально эффективное использование потенциала энергетического сектора и энергетических ресурсов природы и для устойчивого и стабильного роста экономики, повышения качества жизни населения в государстве и содействия укреплению ее внешнеэкономических и политических позиций.

В этом нормативно-правовом акте обоснованы и определены основные цели и задачи долгосрочного перспективного развития энергетики страны на предстоящий период, расставлены приоритеты и ориентиры, а также механизмы Российской энергетической политики на определенных этапах ее реализации, обеспечивающие и определяющие достижение намеченных целей.

Основными направлениями перспективного развития отраслей топливно-энергетического комплекса, предусмотренными энергетической стратегией государства до 2020 года, являются:

- переход на путь энергоэффективного и инновационного развития;
- изменение масштабов производства и структуры энергоресурсов;
- создание внутренней и внешней конкурентной рыночной среды;
- продвижение в мировую энергетическую систему.

Одним из основных направлений является развитие рыночной инфраструктуры энергетики (институты открытой торговли энергоресурсами, рыночные механизмы инфраструктура их транспортировки). Особое значение придается программе повышения цен на газ и механизмам минимизации негативных социально-экономических последствий общего роста цен на энергоресурсы. Стимулирование и поддержка основных направлений в энергетике становятся главной для реализации крупных энергетических проектов в будущем.

Преобладающее число направлений, представленных в Энергетической стратегии России на период до 2020 года, реализуются на практике, более того, задействуются все механизмы государственной энергетической политики предусмотренные ею. Кроме того, осуществляется реформа электроэнергетики,

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

созданы более благоприятные налоговые условия в нефтегазовом комплексе, происходит либерализация рынка электроэнергии и реформа атомной энергетики, стимулируется развитие нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий, развивается биржевая торговля энергоресурсами, устраняются избыточные административные барьеры в деятельности энергетических компаний. Активно реализуются инфраструктурные проекты, являющиеся основой в развитии отечественной энергетики.

Но, помимо огромного количества положительных моментов в реализации данной стратегии, далеко не все мероприятия полностью реализованы. Именно поэтому данная стратегия требует дальнейшего рассмотрения и развития.

Все основные цели, поставленные при создании энергетической стратегии, можно подразделить на внутренние и внешние. Внутренняя цель заключается в необходимости выполнения энергетическим сектором страны своей важнейшей роли в рамках предусмотренного перехода на инновационный путь развития экономики.

Рассматривая внешнюю цель энергетической политики, можно с уверенностью сказать, что ее основной смысл заключается в необходимости преодоления угроз, связанных с неустойчивостью мировых энергетических рынков и волатильностью мировых цен на энергоресурсы, а также обеспечения вклада энергетического сектора страны в повышение эффективности ее внешнеэкономической деятельности и усиление позиций России в мировой экономической системе.

В результате чего можно сделать вывод, что основной целью энергетической стратегии нашей страны является создание инновационного и эффективного энергетического сектора страны, отвечающего как потребностям растущей экономики в энергоресурсах, так и внешнеэкономическим интересам России, обеспечивающим необходимый вклад в социально ориентированное инновационное развитие страны.

Достижение указанной цели требует последовательного продвижения в решении следующих основных задач:

- повышение эффективности воспроизводства, добычи и переработки топливно-энергетических ресурсов для удовлетворения внутреннего и внешнего спроса на них;
- модернизация и создание новой энергетической инфраструктуры на основе масштабного технологического обновления энергетического сектора экономики страны;
- формирование устойчиво благоприятной институциональной среды в энергетической сфере;
- повышение энергетической и экологической эффективности российской экономики и энергетики, в том числе за счет структурных изменений и активизации технологического энергосбережения;

Основным нормативно-правовым актом, регулирующим и определяющим энергетическую стратегию России, является Распоряжение Правительства РФ от 01.01.2001 N 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» [20].

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

4.2 Основные ступени развития и реализации государственной энергетической политики государства

Проведение долгосрочной государственной энергетической политики для защиты законных прав граждан и их интересов, хозяйствующих субъектов, обеспечения безопасности и обороны России, эффективного и качественного управления государственной собственностью, достижения качественного нового состояния энергетического сектора определяется на следующих неизменных принципах:

- последовательные действия государства по продвижению важнейших стратегических критериев развития энергетики;
- стимулировать к созданию сильных, динамично развивающихся энергетических компании, достойно представляющих Россию на внешних и внутренних рынках, которые способствуют успешной конкурентной среде внутри страны;
- предсказуемость и обоснованность регулирования государством направления стимулирования частной предпринимательской деятельности в области реализации целей государственной политики, в том числе в энергетической и инвестиционной сфере.

Основным и главным механизмом реализации государственной энергетической политики служат:

- создание благоприятной экономической среды для функционирования топливно-энергетического комплекса (включая такие согласованные регулирования, как: тарифное, налоговое, таможенное, антимонопольное, а также институциональные преобразования в топливно-энергетическом комплексе);
- внедрение систем перспективных технических и экономических регламентов, национальных стандартов и нормативных документов, которые повышают управляемость и дают стимул к реализации важнейших ориентиров и приоритетов развития энергетики, включая повышение эффективности энергетики и экономики;
- повышение качества и эффективности управления в энергетике.
- учет критериев качества различий во внешних и внутренних условиях развития энергетического сектора и параметрах ее состояния, а также в характере мероприятий государственной энергетической политики в разные периоды ее осуществления.

Реализация энергетической политики России на практике предусматривает осуществление в частности трех этапов, что представлено в таблице 4.1.

Российская экономика располагает мощным топливно-энергетическим комплексом и значительными запасами энергетических ресурсов, которые являются базой развития экономики и используются для проведения внешней и внутренней политики. Геополитическое влияние во многом определяет роль страны на мировых энергетических рынках. Энергетическая стратегия – основной документ, содержащий систему научно обоснованных утверждений о приоритетах долгосрочной энергетической политики государства и механизмах ее реализации, Таблица 4.1 – Этапы реализации энергетической политики России

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Наименование этапа	Характеристика	Основные риски
1	2	3
Этап выхода из кризиса, формирования новых основ экономики	Одной из главных задач является скорейшее преодоление кризиса в энергетике и экономике с целью достижения устойчивых темпов энергетического и экономического развития, предусмотренных энергетической стратегией, также использования открытых в период кризиса возможностей для качественной модернизации и обновления топливно-энергетического комплекса России.	Ожидаемые последствия кризиса заключаются в возможности более тяжелых, чем предполагалось, а также большей его продолжительности, в недостаточной эффективности и темпе тех преобразований в топливно-энергетическом комплексе, которые к концу этапа должны создать основу для устойчивого развития после кризиса.
Этап формирования инфраструктуры новой экономики перехода к инновационному развитию	Повышение энергоэффективности в отраслях топливно-энергетического комплекса и экономике одна из главных задач второго этапа, мероприятия по модернизации проведенных на первом этапе мероприятий основных производственных фондов и соответствующие преобразования институциональных и нормативно-правовых актов, а также реализация новых капиталоемких энергетических проектов на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири, и на полуострове Ямал, а на континентальном шельфе арктических морей	Основной риск отставания России от передовых стран в энергетическом секторе в посткризисном развитии возникает из за отсутствия необходимых для развития передовых технологий, и инновационной энергетике будущего.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР

Лист

28

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3
Этап развития энергетики будущего и инновационной экономики	Постепенное внедрение инновационной энергетики и новых неуглеводородных источников энергии и технологий ее получения. возможностями дальнейшего развития, с опорой на высокоэффективное использование традиционных энергоресурсов.	Основные риски в энергетическом секторе связаны с обеспечением качества и эффективности инноваций необходимого уровня

Энергетическая отрасль России обеспечивает жизнедеятельность всех отраслей хозяйства страны, способствует сотрудничеству субъектов Российской Федерации, является одним из основных финансово-экономических показателей. Природные топливно-энергетические ресурсы и научно-технический потенциал энергетического сектора экономики это национальное достояние страны. Необходимость эффективного и качественного его использования создает предпосылки для того, чтобы экономика страны вышла из кризиса и встала на путь устойчивого развития, обеспечивающего повышение уровня жизни и благосостояния населения.

Таким образом, топливно-энергетический комплекс, является непрерывно работающим производственным комплексом экономики России, который играет в ней огромную роль. Именно поэтому все большую актуальность набирают вопросы, связанные с прогнозированием и планированием развития топливно-энергетического комплекса. В следствие чего, данная задача получила свое развитие в энергетической стратегии Российской Федерации.

Энергетическая стратегия – это основной документ, который содержит систему научно обоснованных утверждений о приоритетах долгосрочной энергетической политики государства и механизмах ее реализации.

5 РАСЧЕТ И ПОДБОР ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНОЙ

5.1 Выбор насосов

По итогам расчета тепловой схемы получены расходы теплоносителя, используемые для подбора насосов, данные по напору получены из готового проекта №376/17 ООО «Челябкомпроект» для данной котельной [18].

Сетевые насосы

$G_n = 5,7 \frac{M^3}{ч}$, - расход сетевых насосов в отопительный период

$G_n^{раб1} = 5,7 \frac{M^3}{ч}$, - по рабочему расходу

$P_1^{раб1} = 9 \text{ м.вод.ст.}$ - напору [18]

выбираем насос марки UPS 40-120F, мощность электродвигателя 0,46 кВт. К установке принимаем 1 рабочий и 1 резервный насос.

Рециркуляционные насосы

Максимальный расход рециркуляционных насосов имеет значение:

$$G_n = 2 \frac{M^3}{ч}$$

Гидравлическое сопротивление контура рециркуляции принимаем 10 м.вод.ст.[18] (потери в теплообменнике 5 м.вод.ст. и во внутреннем контуре - 5 м.вод.ст.).

Насосы рециркуляции

где $G_n^{раб1} = 2 \frac{M^3}{ч}$ - рабочий расход;

$P_1^{раб1} = 10 \text{ м.вод.ст.}$ - напор [18].

Выбираем насос марки WILO IPH-W 20/160-0,37/4 с мощностью электродвигателя 0,37 кВт. Два насоса - один насос рабочий, второй резервный.

Подпиточные насосы

Объем теплосети находим из выражения (5.1):

$$V = 65 \cdot 0,2 = 13 \text{ м}^3. \quad [26] \quad (5.1)$$

где V - объем воды в теплосети котельной.

Отсюда расход подпиточной воды составляет $G_{под} = 0,3 \frac{M^3}{ч}$. Для подпитки теплосети подбираем насосный агрегат с расходом $G_n^{раб1} = 1 \frac{M^3}{ч}$ и напором ,

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

$P_1^{раб1} = 25 \text{ м.вод.ст.}$ [18] JpBasic ЗРТ 20L с мощностью электродвигателя 0,68 кВт. Устанавливаем два насоса, один – рабочий, второй – резервный.

Циркуляционные насосы ГВС

Максимально часовой расход воды на нужды горячего водоснабжения равен $1,4 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Суммарные потери давления в сети горячего водоснабжения принимаем равным 6 м.вод.ст. [18].

В качестве циркуляционных горячего водоснабжения подобраны насосы с расходом $G_H^{раб1} = 2,4 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$ и напором $P_1^{раб1} = 6 \text{ м.вод.ст.}$ [18] марки UPS 32-120F с мощностью электродвигателя 0,36 кВт. Устанавливаем два насоса, один – рабочий, второй – резервный.

5.2 Выбор и расчет теплообменников ГВС

Выполним расчет и подбор стандартного водо-водяного кожухотрубного теплообменника для обеспечения нужд горячего водоснабжения при следующих исходных данных:

где $G_2 = 0,18 \text{ кг/с}$; - массовый расход нагреваемой воды;

$t_2' = 5 \text{ }^\circ\text{C}$ - температура нагреваемой воды на входе;

$t_2'' = 60 \text{ }^\circ\text{C}$; - температура нагреваемой воды на выходе;

$t_1' = 95 \text{ }^\circ\text{C}$ - температура греющей воды на входе;

$t_1'' = 70 \text{ }^\circ\text{C}$; - температура греющей воды на выходе;

$d_H \times \delta_{cm}$ - поверхность нагрева выполнена из латунных трубок диаметром $d_H \times \delta_{cm} = 16 \times 1,5 \text{ мм}$;

$\eta = 0,98$ - коэффициент потерь в окр. Среду;

r_{31} - термическое сопротивление отложений с обеих сторон;

$r_{31} = r_{32} = 1/5800 \text{ (м}^2\text{K)/Вт}$.

Средние температуры греющей воды (5.1):

$$t_1 = \frac{t_1' + t_1''}{2} \quad (5.1)$$

$$t_1 = \frac{95 + 70}{2} = 82,5 \text{ }^\circ\text{C}$$

Средние температуры нагреваемой воды (5.2)

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР				31

$$t_1 = \frac{t_2' + t_2''}{2} \quad (4.2)$$

$$t_2 = \frac{5 + 60}{2} = 32,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Физико-химические характеристики воды при данных температурах равны [21]:

$$\rho_1 = 974 \text{ кг/м}^3 \quad \rho_2 = 992 \text{ кг/м}^3$$

$$c_1 = 4,19 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \times ^\circ\text{C}} \quad c_2 = 4,18 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \times ^\circ\text{C}}$$

$$\lambda_1 = 0,676 \text{ Вт/(м} \times \text{К)} \quad \lambda_2 = 0,634 \text{ Вт/(м} \times \text{К)}$$

$$\mu_1 = 345 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \times \text{с} \quad \mu_2 = 657 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \times \text{с}$$

где ρ - плотность воды;

C – удельная теплоемкость;

λ , Вт/(м·К) – теплоемкость воды;

$\mu \cdot 10^6$, Па·с - коэффициент динамической вязкости воды.

Тепловая нагрузка аппарата равна (5.3):

$$Q = G_2 \cdot c_2 (t_2'' - t_2') \quad (5.3)$$

$$Q = 0,18 \cdot 4180 \cdot (60 - 5) = 41382 \text{ Вт}$$

Расход греющей воды составит (5.4):

$$G_1 = \frac{Q}{c_1 \cdot (t_1' - t_1'') \cdot \eta} \quad (5.4)$$

$$G_1 = \frac{41382}{4190 \cdot (95 - 70) \cdot 0,98} = 0,22 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

В теплообменнике реализуется противоточная схема движения теплоносителей, при этом большая разность температур составляет: (5.5)

$$\Delta t_{\delta} = t_1' - t_1'' \quad (5.5)$$

$$\Delta t_{\delta} = 95 - 70 = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

а меньшая разность температур (5.6):

$$\Delta t_{\text{м}} = t_2' - t_2'' \quad (5.6)$$

$$\Delta t_{\text{м}} = 60 - 5 = 55 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Отношение данных величин:

$$\frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}} = \frac{25}{55} = 0,45 < 1,8$$

Значит (5.7):

$$\Delta t_{\text{н}} = \frac{\Delta t_{\delta} + \Delta t_{\text{м}}}{2} \quad (5.7)$$

$$\Delta t_{\text{н}} = \frac{55 + 25}{2} = 40 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Далее проводим ориентировочный выбор теплообменника.

Принимаем, что течение сред в теплообменнике турбулентное. Минимальное ориентировочное значение коэффициента теплопередачи, соответствующее данному режиму течения теплоносителей равно 800 Вт/(м²*К). Тогда ориентировочное значение поверхности теплообмена оставит (5.8):

$$F_{\text{оп}} = \frac{Q}{K_{\text{оп}} \cdot \Delta t} \quad (5.8)$$

$$F_{\text{оп}} = \frac{41382}{800 \cdot 40} = 1,3 \text{ м}^2$$

Где F_{op} - площадь поверхности теплообмена.

Выбираем водо-водяной кожухотрубный теплообменник по ГОСТ 27590-2005 – ПВ 57x1x1,0-РГ-1 УЗ ГОСТ 27590-88 со следующими характеристиками:

длина труб $L=1$ м;

диаметр кожуха $D=57$ мм;

диаметр труб $d_{нх}d_{ст}=16x1,5$ мм;

число труб в секции $n=4$;

число секций 1.

Уточняем среднюю разность температур ГВС (5.9):

$$\Delta t_{p.cp}^{звс} = \frac{t_2'' - t_2'}{t_1' - t_2'} \quad (5.9)$$

$$\Delta t_{p.cp}^{звс} = \frac{60 - 5}{95 - 5} = 0,6$$

Уточняем среднюю разность температур нагрева воды (5.10):

$$\Delta t_{p.cp}^{н.в} = \frac{t_1' - t_1''}{t_2'' - t_2'} \quad (5.10)$$

$$\Delta t_{p.cp}^{н.в} = \frac{95 - 70}{60 - 5} = 0,45$$

$\varepsilon=0,91$.

$$\Delta t = \Delta t_n \cdot \varepsilon = 40 \cdot 0,91 = 36,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Выполним уточненный расчет поверхности теплопередачи.

Найдем число Рейнольдса в трубном пространстве теплообменника (5.11):

$$Re = \frac{4 \cdot G_1}{\pi \cdot d_g \cdot n \cdot \mu_1} \quad (5.11)$$

$$Re = \frac{4 \cdot 0,22}{3,14 \cdot 0,013 \cdot 4 \cdot 657 \cdot 10^{-6}} = 8204$$

Число Прандтля равно (5.12):

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

$$Pr = \frac{c_1 \cdot \mu_1}{\lambda_1} \quad (5.12)$$

$$Pr = \frac{4190 \cdot 345 \cdot 10^{-6}}{0,676} = 2,1$$

Коэффициент теплоотдачи жидкости движущейся по трубам при $Re > 10000$ равен (5.13):

$$a_1 = \frac{Nu_1 \cdot \lambda_1}{d_3} \quad (5.13)$$

$$a_1 = \frac{0.021 \cdot Rc^{0.8} \cdot P_T^{0.25} \cdot \left(\frac{Pr_1}{Pr_{CT1}}\right)^{0.25} \cdot \lambda_1}{d_3}$$

$$\alpha_1 = \frac{0,021 \cdot 8204^{0.8} \cdot 2,1^{0.4} \cdot 0,676}{0,013} = 1988 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

Минимальное сечение потока в межтрубном пространстве равно: $S = 0,045 \text{ м}^2$, значит число Рейнольдса равно (5.14):

$$Re = \frac{G_2 \cdot d_n}{S \cdot \mu_2} \quad (5.14)$$

$$Re = \frac{0,18 \cdot 0,016}{0,045 \cdot 657 \cdot 10^{-6}} = 97$$

число Прандтля равно (5.15):

$$Pr = \frac{c_2 \cdot \mu_2}{\lambda_2} \quad (5.15)$$

$$Pr = \frac{4180 \cdot 657 \cdot 10^{-6}}{0,634} = 4,3$$

Коэффициент теплоотдачи жидкости в межтрубном пространстве при $Re > 10000$ равен:

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

$$\alpha_1 = \frac{0,24 \cdot 97^{0,6} \cdot 4,3^{0,36} \cdot 0,634}{0,016} = 250 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

Значит сумма термических сопротивлений стенки и загрязнений равна:

$$\sum \frac{\delta}{\lambda} = \frac{0,0015}{93} + \frac{1}{5800} + \frac{1}{5800} = 0,00036 \text{ (м}^2 \cdot \text{К)/Вт}$$

где $\lambda_n = 93 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$ - теплопроводность латуни.

Коэффициент теплопередачи в теплообменнике равен (5.16):

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2} + \sum \frac{\delta}{\lambda}} \quad (5.16)$$

$$K = \frac{1}{\frac{1}{1988} + \frac{1}{250} + 0,00036} = 206 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$$

Требуемая поверхность теплообмена составит (5.17):

$$F_p = \frac{Q}{K \cdot \Delta t} \quad (5.17)$$

$$F_p = \frac{41382}{206 \cdot 36,4} = 5,5 \text{ м}^2$$

5.3 Выбор оборудования водоподготовки

Основное условие экономичности и долговечности функционирования любого котла – это правильно смонтированный, спроектированный, и эксплуатируемый комплекс водоподготовки для котельной.

Система очистки воды для водогрейных котельных малой мощности, обычно, включает в себя:

Удаление примесей на механических фильтрах.

Из-за присутствия в воде примесей, размером больше 50 – 100 микрон (песок, мелкая глина, окись железа, соли кальция и другие тяжелые частицы, грязь и органические вещества) необходимо использовать механические фильтры различных конструкций. Эти механические примеси, чаще всего, попадают в воду из источников водозабора или магистральных трубопроводов. Наличие такого рода примесей приводит к формированию коррозии и застойных зон, в следствие

										Лист
										36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР					

чего выходят из строя подводные трубы, и повреждаются элементы автоматического управления станций очистки воды.

Если содержания взвешенных веществ не достигает 5,0 мг/л, то есть возможность устанавливать компактные сетчатые фильтры промывного типа или системы таких фильтров. Основные достоинства сетчатых фильтров заключаются в том, что они малогабаритные, у них высокая скорость фильтрации и продолжительный срок службы.

Если содержания взвешенных веществ более 15 мг/л, то следует осуществить фильтрацию на напорных осадочных фильтрах с песочной загрузкой, или комбинацией загрузок (например: песок + антрацит).

По окончании фильтроцикла осажённые частицы удаляются в дренаж во время обратной промывки.

Однако при большом содержании примесей или экономии воды (напорные осадочные фильтры часто промываются, если содержание примесей слишком велико, то расход воды, соответственно, тоже велик), применяются автоматические системы фильтрации на основе дисковых фильтров. Такие системы реагируют на снижение давления в фильтрующих элементах (т.е. его засорение) и поочерёдно осуществляют промывку этих модулей, не теряя общей производительности.

При наличии в воде коллоидных примесей используют коагуляцию или коагуляцию совместно с флокуляцией с последующей фильтрацией на осадочных фильтрах.

Цель установки механических фильтров заключается в защите после стоящего оборудования химводоочистки. Фильтры такой механической очистки воды помогают предотвратить попадание инородных тел крупной фракции (частиц сварки, металлической стружки, уплотнительных материалов или ржавчины) в подвижные части управляющих клапанов и мембранные элементы последующих фильтров.

Удаление солей жёсткости (умягчение воды)

Одним из важнейших этапов предварительной обработки котловой воды является её умягчение. Существует множество способов умягчения воды, например, применение химических реагентов (комплексоны), электромагнитный, ультразвуковой способ, на Na-катионитовых фильтрах, мембранные технологии и пр. Самый эффективный способ умягчения воды - метод ионного обмена на Na-катионитовых фильтрах.

При установке умягчения воды, используя метод ионного обмена, снижается жесткость воды для подпитки котлов до заданного значения. В таком случае фильтрующим материалом являются катионообменные и анионообменные смолы, которые обладают высокой обменной емкостью.

Наиболее популярным (и экономичным) является натрий – катионирование. При таком катионировании вода будет пропускаться через Na-форму катионообменной смолы в результате чего ионы Ca^{+2} и Mg^{+2} удалятся из обрабатываемой воды (катионы задержатся смолой, затем произойдет насыщение смолы ионами кальция и магния – обменная емкость снизится и произойдет регенерация 10 – 15 % раствором NaCl, при которой произойдет обратный

									Лист
									37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР				

ионный обмен, и смола восстановит свою обменную емкость). В данном процессе умягчения в воду пропорционально удалённым ионам Ca^{+2} и Mg^{+2} поступят ионы натрия Na^{+} .

Натрий в воде образует соединения карбоната натрия (NaHCO_3) который распадается при высокой температуре (выше 150°C) на гидроксид натрия NaOH и свободную углекислоту CO_2 , которые являются коррозионными агентами. И потому при повышении температур, умягчение воды методом ионного обмена обязательно должно сопровождаться декарбонизацией при помощи дозирования специальных химических реагентов.

Если использовать для химводоподготовки котельной современные ионообменные смолы в Na-катионной форме, то можно получить воду с остаточной жесткостью до 0,1–0,05 мг-экв/л.

Промышленные фильтры умягчения должны обеспечить непрерывное умягчение воды. Для этих целей используются установки специальной конструкции:

- Попеременного действия – она работает по принципу TWIN, то есть одна колонна с катионитом находится в сервисном режиме (умягчает воду), а вторая - в режиме регенерации или ожидания. Как только обменная ёмкость колонны, находящейся в сервисном режиме, заканчивается (срабатывает сигнал водосчётчика – пропущен заданный объём воды), в работу моментально включается вторая другая, полностью отрегенированная колонна, а текущая уходит на регенерацию.

- Параллельного действия - работает по принципу DUPLEX. Нагрузка на установку тогда минимальна, когда две колонны работают параллельно, а регенерация происходит поочерёдно, то есть в часы.

- Основным преимуществом использования для умягчения воды современного оборудования на ионообменных смолах является его компактность, высокий уровень автоматизации, длительный эксплуатационный ресурс ионообменной смолы (минимум 3 - 5 лет). Недостатком же является то, что при высокой жёсткости количество соли на регенерацию увеличивается, что требует высоких расходов на поддержание работоспособности системы. В таком случае более целесообразным для очистки воды является использование мембранных технологий.

- Обескислороживание и удаление углекислоты (декарбонизация).

Основной причиной возникновения коррозии является кислород, так как именно из-за него возникают более 70% видов коррозии в системах отопления и водоснабжения. Риск попадания кислорода очень велик. Он может попасть в систему с подпиточной водой или через неплотности в насосах, клапанах и расширительных емкостях. Вода из поверхностных источников содержит большое количество растворенного кислорода, а так же углекислоту, которая проявляет коррозионные свойства совместно с кислородом. Для нейтрализации соединений кислорода применяется, в зависимости от производительности и типа котла: термическая деаэрация на атмосферных и вакуумных деаэраторах и / или химическое связывание кислорода при помощи различных химических реагентов

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР				38

Некоторые методы обезжелезивания, умягчение воды на аммоний-катионитовых и водород-катионитовых фильтрах сопровождаются выделением свободной углекислоты CO₂, тем самым увеличивая коррозионное воздействие на внутреннюю поверхность труб и котлов. Для удаления свободной углекислоты используются, в зависимости от мощностей котлоагрегатов: удаление углекислоты с помощью декарбонизаторов и подщелачивание и связывание углекислоты с помощью дозирования химических реагентов.

Кроме того, в зависимости от индивидуальных свойств используемой воды, есть возможность осуществить минерализацию, электропроводность, щелочность, обезжелезивание и т.д.

В качестве оборудования подготовки и очистки воды на вводах водопроводной воды, обратной сетевой, циркуляционной ГВС и на вводе сетевой воды в пластинчатые теплообменники возможно установить магнитно-механические фильтры.

Умягчение воды будем осуществлять на автоматической установке HYDROTECH SSF 0835-5600 водой, в которую добавляется раствор ингибитора, предотвращающего процесс накипеобразования на стенках трубопроводов и кислородную коррозию. Для этого используется комплекс пропорционального дозирования Etatron с баком V=50 л, насосом-дозатором и импульсным расходомером.

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

6 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХОРАКТЕРИСТИКИ КОТЛА

6.1 Технические характеристики котла RS-A100

Технические характеристики котла предоставлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Технические характеристики котла RS-A100

Модель котла RS-A100	
Вид топлива	газ природный ГОСТ 5542-87, сжиженный бытовой газ LPG (пропан-бутан)
Давление газа перед котлом, при работе на природном газе мм.вод.ст	
минимальное	100
номинальное	200
максимальное	300
Давление газа перед котлом, при работе на сжиженном газе, мм.вод.ст., номинальное	280
Номинальный расход природного газа, м ³ / час	12
Номинальная тепловая мощность при работе на природном газе, кВт	99
Номинальный расход сжиженного газа, кг/ час	9
Номинальная тепловая мощность при работе на природном газе, кВт	74
Номинальная тепловая мощность при работе на сжиженном газе, кВт	74
Вид теплоносителя	вода питьевая ГОСТ 2874-73 (карбонатная жёсткость 1 мг-экв/л, не более)
Водяной объем котла, л	20,5
Максимальное давление на входе в котел, МПа	0,6 (по спецзаказу 1,0)
Диапазон поддержания температуры воды на выходе из котла, °С	+50...+95 °С, (по спецзаказу +50...+110°С)
Коэффициент полезного действия котла, %	93
Номинальный расход воды через котел, м ³ /час	4,2
Гидравлическое сопротивление котла, МПа	0,05
Присоединительная резьба патрубков подачи газа	Ду25
патрубка системы отопления	Ду50
Размеры дымохода Ø, мм	250
Диаметр сопла, мм	3,55
Напряжение питания, В	220 ± 10
Масса, кг, не более	250

6.2 Устройство и работа котла

Габаритные размеры котла RS-A100 - Рисунок 6.1

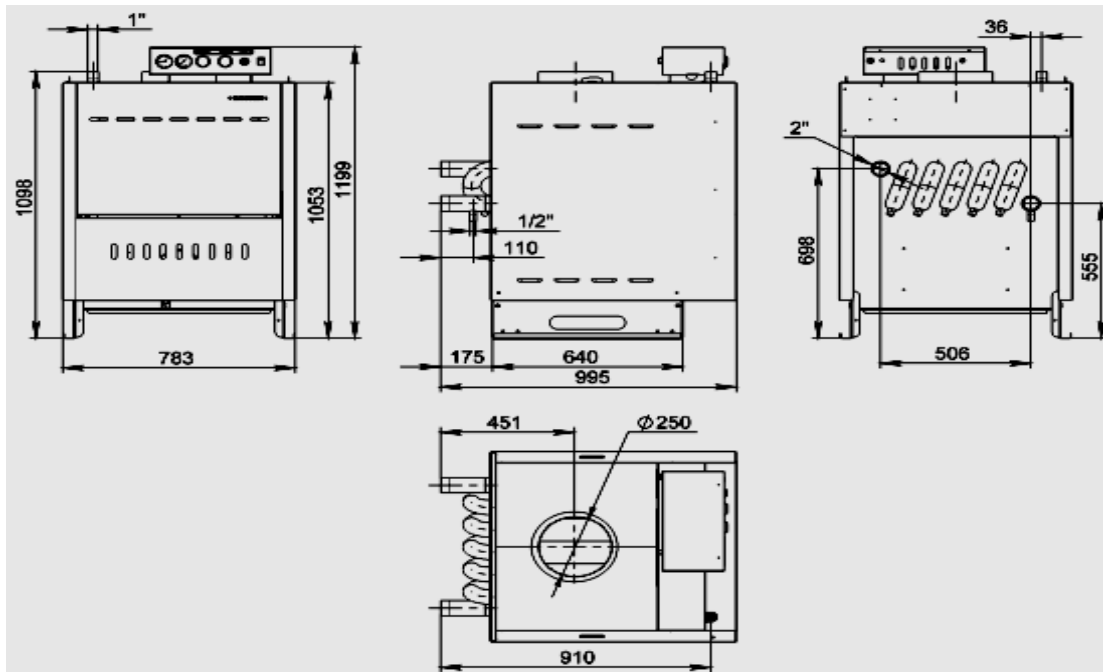


Рисунок 6.1 - Габариты котла RS-A100

Котел является газовым водогрейным аппаратом с водотрубным скоростным теплообменником.

Теплообменник состоит из труб оребренных стальной лентой – это позволило максимально уменьшить габариты котла, сохранив достаточную площадь теплообменной поверхности. Для интенсивного охлаждения теплообменника скорость воды в трубах котла должна поддерживаться в пределах 1,5-2 м\с. Благодаря высокой скорости и многочисленным поворотам в котле создается турбулентное движение водяного потока, что препятствует появлению отложений кальция на стенках труб и делает котел более неприхотливым к качеству воды.

На выходе котла установлены автоматический регулирующий термостат, защитный термостат и показывающий термометр.

Теплообменник котла выполнен в виде горизонтально расположенного змеевика. Прямые участки змеевика расположены в топке котла и имеют оребрение, повороты вынесены из топки котла наружу. Вода совершает многократные поворотные движения по трубам теплообменника. Для обеспечения необходимого теплосъема и предотвращения перегрева металла на ребрах труб, скорость прохождения воды через котел должна быть не менее 1,5 м/сек, а расход воды не менее значений, приведенных в Таблице - 6.1.

О достаточности расхода воды через котел можно судить по разнице температур на входе и выходе - при всех режимах работы она не должна превышать 25°C .

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР

Лист

41

Общий вид котла и его состав представлен на рисунке 6,2.

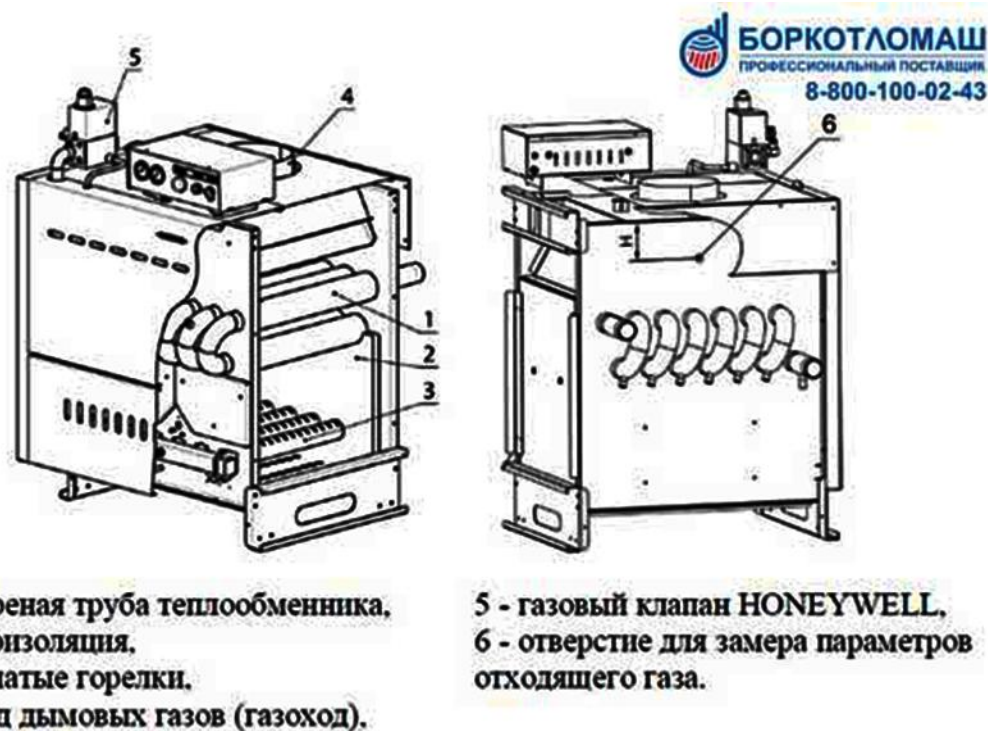


Рисунок 6.2 – общий вид котла

6.3 Принцип работы

Газовая горелка расположена под теплообменником и состоит из отдельных газовых рожков, установленных параллельно. В горелке применены газовые рожки итальянской фирмы «Polydoro».

Газ поступает в газовый коллектор (рисунок 6.3) затем, через газовые сопла, вытекает со скоростью в диффузоры газовых рожков. За счет создающегося в струе газа разрежения, происходит подсос части воздуха, необходимого для горения, и смешивание его с газом прямо в газовом рожке (этот воздух называется первичным). Затем газо-воздушная смесь в рожке теряет свою скорость и выходит в топку котла через множество мелких отверстий 7.

Вторая часть воздуха, необходимого для горения, поступает в топку котла снизу, за счет разрежения, создаваемого дымовой трубой (этот воздух называется вторичным). Для стабилизации разрежения в топке котла, на верхней крышке предусмотрены два щелевых отверстия которые являются стабилизатором тяги. Тяга в газоходе котла должна быть не более 40 Па.

Благодаря предварительному частичному смешиванию газа с воздухом и разбиению газо-воздушной смеси на множество тонких струй, в горелках достигается полное сгорание газа, с высоким КПД и минимальными выбросами вредных веществ в атмосферу.

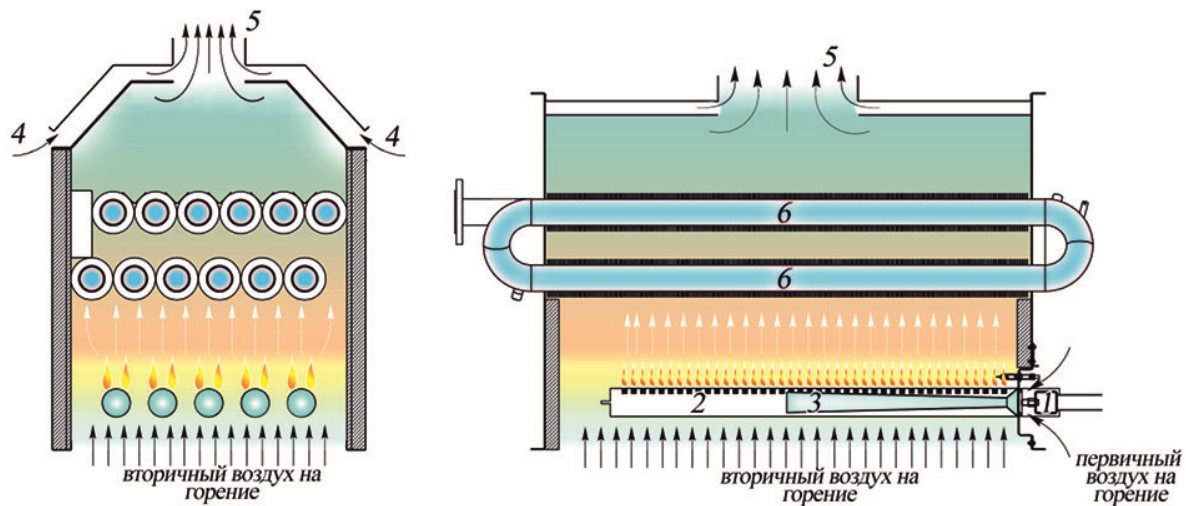
Высота пламени над огневой панелью на номинальной нагрузке достигает 150-180 мм, цвет пламени – бледно-голубой[17].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР

Лист

42



- | | |
|------------------------|------------------------|
| 1 – газовый коллектор; | 4 – стабилизатор тяги; |
| 2 – рожок горелки; | 5 – дымоход; |
| 3 – диффузор; | 6 – теплообменник. |

Рисунок 6.3 - Принцип работы котла

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР

Лист

43

7 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА

7.1 Общие сведения

Надежная, экономичная и безопасная работа котельной с минимальным числом обслуживающего персонала может быть осуществлена только при наличии теплового контроля, автоматического регулирования и управления технологическими процессами, сигнализации и защиты оборудования.

Объем автоматизации принимается в соответствии с требованиями заводов-изготовителей тепломеханического оборудования. Для автоматизации применяются серийно выпускаемые приборы и регуляторы.

Главными задачами контроля и управления являются выработка в каждый момент времени необходимого количества тепловой энергии при определенных параметрах; экономия сжигаемого топлива, рациональное использование электроэнергии на собственные нужды и сведение потерь теплоты к минимуму; надежность и безопасность, т.е. установление и сохранение нормальных условий работы оборудования, исключающих возможность неполадок и аварий как собственно котла, так и вспомогательного оборудования.

С помощью автоматизации можно решить следующие задачи: регулирования в определенных пределах заранее заданных значений величин, характеризующих протекание процесса; управления – осуществления периодических операций, обычно дистанционно; защиты оборудования от повреждения из-за нарушения процессов; блокировки, которая обеспечивает автоматическое включение и выключение оборудования, вспомогательных механизмов и органов управления с определенной последовательностью, требующейся по технологическому процессу.

7.2 Общекотельная автоматика

В котельной предусматривается автоматизация основного и вспомогательного оборудования, обеспечивающая работу котельной без присутствия дежурного персонала.

Система общекотельной автоматики обеспечивает два режима управления котельной:

- автономное автоматическое управление;
- ручное управление.

Автоматический режим управления является основным, а ручной - резервным. Ручной режим предусмотрен для управления электрическими исполнительными устройствами котельной при проведении проверок, пуско-наладочных и ремонтных работ. Ручное управление электрическими исполнительными устройствами осуществляется со шкафа управления ШУ, станции управления насосами СУН.

Основной частью системы автоматизации являются: шкаф управления ШУ, станция управления насосами СУН, шкаф АСУ ТП. В шкафу АСУ ТП установлены контроллеры «Siemens».

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Шкаф управления ШУ, станция управления насосами СУН, шкаф АСУ ТП расположены в котельной. Котельная работает без обслуживающего персонала.

Контроль над технологическими параметрами котельной, достижение предельных значений которых может привести к аварии, осуществляется электроконтактными датчиками, датчиками-реле и приборами с унифицированными входными сигналами. Контроль над остальными параметрами осуществляется местными показывающими приборами.

Теплотехнический контроль выполнен в объёме, достаточном для наблюдения над технологическим процессом, таблица 7.1.

Таблица 7.1 – Приборы контроля

Параметр	Приборы
Тяга, напор	ТНМП-52- тягонапоромер
Давление газа перед горелкой	НМП-52-М2 - напоромер
Контроль температуры	БТ -51 - термометр
Давление воды за котлом	ТМ-610 - манометр
Температура воды за котлом	БТ -51 - термометр
Давление воздуха перед горелкой	НМП-52-М2 - напоромер
Контроль пламени горелки	Индикатор факела (комплектно с горелкой)

Управлением оборудованием и технологическими задачами осуществляется с автоматизированного рабочего места, выполненного на базе контроллеров «Siemens», расположенного непосредственно в котельной. Переключение с автоматического управления на местное (резервное) управление котельной осуществляется переключателем на шкафу управления ШУ.

В автоматическом режиме управления котельной система автоматизации выполняет следующие функции:

- автоматическое включение резерва (АВР) сетевых насосов;
- автоматическое включение насосов циркуляционных ;
- автоматическое включение резервных (АВР) подпиточных насосов;
- автоматическое отключение насосов (защита от сухого хода);
- автоматическую отсечку подачи газа в котельную при повышении концентрации горючих газов (II порог), при повышении предельно допустимой концентрации дымовых газов (II порог) и при пожаре;
- автоматическое поддержание уровня воды в баке подпитки (посредством клапана электромагнитного);
- автоматически выполняется переключение насосов через заданное время и режимов работы насосов;

-автоматическое выключение вентиляторов и агрегатов воздушно-отопительного при пожаре;

-аварийное отключение оборудования по аварийным технологическим параметрам. Автоматическое поддержание температуры во внутреннем контуре котлов осуществляется изменением нагрузки (мощности) котлов.

Автоматическое поддержание температуры воздуха в котельной осуществляется воздушно-отопительными аппаратами, электрорадиаторами и вентиляторными установками.

Автоматическое поддержание температуры прямой сетевой воды осуществляется всеми котлами и трехходовым клапаном по сетевому графику в зависимости от температуры наружного воздуха.

Для управления насосами сетевыми Н1.1, Н1.2 предусмотрены частотные преобразователи фирмы Vakon. Подпиточные насосы также подключены через частотные преобразователи.

Встроенная система автоматики горелки осуществляет регулирование соотношения «топливо-воздух», совместно с датчиками, контроллерами и шкафом управления ШУ обеспечивают выполнение следующих функций:

-осуществление заданной последовательности операций при пуске и остановке котла;

-автоматическое регулирование основных технологических параметров котла; управление мощностью горелки;

- рабочую, предупредительную и аварийную сигнализацию.

Контроллер контролирует аварийные параметры котла и обеспечивает выдачу сигналов об остановке котла с автоматическим прекращением подачи газа с включением звуковой сигнализации и фиксацией первопричины аварии, в случае:

-нет пламени горелки;

-уменьшения давления /разрежения в газоходе котла;

-понижение или повышение давления газообразного топлива перед горелкой;

-понижение или повышение давления воды за котлом;

-повышение температуры воды за котлом;

-понижение давления воздуха перед горелкой;

-уменьшение расхода воды через котел;

-исчезновение напряжения в цепях управления исполнительных устройств.

Для учета тепла отпускаемого потребителю в проекте предусмотрен теплосчетчик ИМ-2300Т, который состоит из:

- преобразователей индукционных микропроцессорных ПРИМ;
- датчиков давления;
- термопреобразователей сопротивления платиновых;
- теплоэнергоконтроллера;
- считыватель архива.

Для регистрации давления холодной воды на входе в котельную предусмотрен датчик давления.

Для учета расхода газа предусмотрен счетчик природного газа, который состоит из:

										Лист
										46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР					

- датчика расхода газа;
- датчика давления;
- термопреобразователя сопротивления платинового;
- теплоэнергоконтроллера.

Для контроля состава дымовых газов на газоходе котла предусмотрен штуцер для переносного газоанализатора.

Для контроля дозврывоопасных концентрации горючих газов в котельном зале предусмотрены два детектора газа СГО.

Газоанализаторы для контроля концентрации природного газа установлены на кронштейне на расстоянии 0,5 м от потолка.

При достижении сигнальной концентрации газа I порог (10% от нижнего предела воспламеняемости газа) срабатывает светозвуковая сигнализация на приборе. При достижении концентрации газа II порог (20% от нижнего предела воспламеняемости газа) срабатывает аварийная светозвуковая сигнализация на приборе и производится аварийная отсечка газа на вводе в котельную.

Для контроля ПДК монооксида углерода (СО) в котельном зале предусмотрен сигнализатор ССС-903, установленный около входа на высоте 1,7 м от уровня пола. При достижении концентрации СО 20мг/м³ срабатывает предварительная светозвуковая сигнализация. При достижении концентрации СО 100 мг/м³ срабатывает аварийная светозвуковая сигнализация на приборе, посылаются аварийный сигнал на блок управления общестанционный и производится аварийная отсечка газа на вводе в котельную.

7.3 Система автоматизации котлов

В проектируемых котельных предусматривается защита оборудования (автоматика безопасности), автоматическое регулирование, сигнализация, контроль и управление технологическими процессами. Для различных зданий и сооружений предусматриваются такие щиты управления, как местные, групповые и центральные.

Технологические процессы, которые происходят во время работы, могут характеризоваться рядом. При изменении одного из них, скажем, температуры воды, результат отражаться на всех остальных: количестве воздуха, расходе топлива, отсасываемых дымовых газов и т.д. Благодаря автоматизации котлов, заданный технологический режим может осуществляться без участия человека. Любая система автоматического регулирования должна состоять из объекта регулирования и взаимодействующего с ним автоматического регулятора. Так как водогрейный котел является объектом регулирования, он требует контроля таких взаимосвязанных параметров, как температура или давление пара (воды), количество сжигаемого топлива и расход воздуха, разряжение в топке и за котлом, наличие электропитания, устойчивость горения топлива, подача воздуха к тепловосжигающим устройствам котла. Главными звеньями САР, помимо элемента управления автоматического регулятора, являются:

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

-усилитель - устройство, используемое для усиления сигнала за счет дополнительного источника энергии;

-исполнительный механизм - устройство, взаимодействующее с регулируемым объектом;

-чувствительный элемент, который реагирует на отклонения регулируемого параметра (датчика);

-задающее устройство – механизм, настраиваемый вручную или автоматически, для которого характерно заданное значение, либо программное устройство;

-преобразователь – это исполнительный орган, который преобразует сигнал чувствительного элемента в электрические импульсы, удобные для усиления;

-корректирующее устройство – устройство, стабилизирующее процесс регулирования воздействия на работу регуляторов, в качестве которого обычно используют внутренние обратные связи и дифференцирующие элементы.

Иногда система может выполняться с помощью регуляторов прямого действия, в которых отсутствует как преобразователь, так и усилитель. Чувствительные элементы же воздействуют соответственно на исполнительные органы. Системы автоматического регулирования котлов и котельных можно классифицировать в зависимости от их построения, а также от методов реализации функциональных возможностей. По принципу действия они подразделяются на системы с регулированием тепловой мощности по возмущению и на комбинированные системы автоматического регулирования тепловой мощности отопительных котельных.

Регулирование по возмущению выполняет в первую очередь такую функцию, как управление. Таким образом, температура горячей воды на выходе из котла регулируется в зависимости от температуры наружного воздуха, изменением которой могут быть возмущающиеся действия. Возмущение, которое поступает на вход регулятора, способно изменять величину регулирующего воздействия. Таким образом она компенсирует влияние изменения температуры наружного воздуха на температуру помещения.

Комбинированные САР обычно состоят из сочетания систем регулирования и управления. Постоянное значение регулируемого параметра поддерживается воздействием по возмущению. В системе с воздействием по возмущению регулятор работает с опережением, то есть действует сразу после возмущающего воздействия и вплоть до момента изменения регулируемой величины, которая, как правило, контролируется, а изменение сигнала подается на вход регулятора, более того, необходимо ввести задающее воздействие, которое зависит от возмущения.

Некоторые системы регулируются с помощью отклонения, то есть, с помощью воздействия на объект регулирования, в зависимости от изменения регулируемого параметра.

САР по виду регулирования подразделяются на непрерывные и многопозиционные системы. При изменении возмущающего воздействия в системах непрерывного регулирования положение регулирующего органа плавно

изменяется. В системах многопозиционного регулирования этот орган всегда занимает одно из крайних положений.

7.4 Система защиты оборудования котла

Система защиты защищает котел при следующих аварийных режимах: повышении температуры воды за котлом или давления пара в паросборнике сверх допустимого, падения разряжения в топке, угасании пламени горелки или форсунки, падения давления воздуха перед горелкой, сбросе электропитания в цепях автоматики.

При использовании паровых котлов, которые предназначены для сжигания газообразного топлива, вне зависимости от давления пара и производительности необходимо также учесть те устройства, которые автоматически прекращающие подачу топлива к горелкам при:

- повышении или понижении давления газообразного топлива перед горелками;
- понижении давления жидкого топлива перед горелками, кроме котлов, оборудованных ротационными горелками;
- уменьшении разряжения в топке;
- понижении давления воздуха перед горелками;
- погасание факелов горелок, отключение которых при работе котла не допускается;
- повышения давления пара при работе котельных без постоянного обслуживаемого персонала;
- понижении или повышении уровня воды в барабане;
- неисправности цепей защиты.

7.5 Сигнализация

С котельной, которая работает без постоянного обслуживаемого персонала, оборудуются связью с диспетчерским пунктом обслуживающей организацией города на который должны выводиться сигналы (звуковые и световые):

- неисправности оборудования, при которых в котельной фиксируется причина вызова;
- сигнал срабатывания главного быстродействующего запорного клапана топливоснабжения котельной;
- для котельных, работающих на газообразном топливе, при достижении загазованности помещения более 10% от нижнего предела воспламеняемости природного газа.

В котельных, обслуживаемых персоналом, предусматривается светозвуковая сигнализация:

- при остановке котла;
- при срабатывании защиты;
- при понижении температуры и давления жидкого топлива в общем трубопроводе к котлам;

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР				

- при повышении или понижении давления газа;
- при понижении давления в каждой питательной магистрали;
- при повышении или понижении давления воды в обратном трубопроводе тепловой сети;
- при повышении или понижении уровня воды в баках;
- при повышении температуры подшипников электродвигателей и технологического оборудования;
- при понижении величины рН в обрабатываемой воде;
- при понижении давления (разряжения) в деаэраторе;

7.6 Автоматическое регулирование

В котлах с камерными топками для сжигания газообразного топлива, необходимо автоматизировать их работу, устанавливая систему автоматического регулирования процессов горения, позволяющую работать котельным без постоянного обслуживающего персонала,

В котельных, работающих без постоянного обслуживаемого персонала, автоматическое регулирование предусматривает автоматическую работу всего котельного оборудования (основного и вспомогательного) в зависимости от установленных параметров и режимов работы и с учетом автоматических теплопотребляющих установок. Запуск котлов после аварийного отключения должен производиться вручную после устранения неисправностей.

Также в котельной необходимо предусмотреть автоматическое поддержание заданной температуры воды, которая поступает в системы теплоснабжения и горячего водоснабжения, а также заданную температуру обратной воды, поступающей в котлы, если это предусмотрено заводом изготовителем.

Для водоподготовительных установок следует предусматривать автоматическое регулирование:

- температуры подогрева исходной воды;
- уровня в баках декарбонизированной и осветленной воды;
- расхода реагентов.

Для контроля параметров, наблюдение за которыми необходимо при эксплуатации котельной, следует предусматривать показывающие приборы:

- для контроля параметров, изменение которых может привести к аварийному состоянию оборудования - сигнализирующие приборы;
- для контроля параметров, учет которых необходим для анализа работы оборудования или хозяйственных расчетов - регистрирующие или суммирующие приборы.

Для водогрейных котлов с температурой воды более 110 0С следует предусмотреть приборы показывающие измерения:

- газоанализаторы на уходящие газы;
- давления воды на входе в котел после запорной арматуры и на выходе из котла до запорной арматуры;
- давления воздуха после дутьевого вентилятора и каждого регулирующего органа для котлов, имеющих зонное дутье, перед горелками за регулирующими

- органами и пневмозабрасывателем;
- давления жидкого и газообразного топлива перед горелками после регулирующего органа;
 - разряжение в топке;
 - разряжение перед дымососом;
 - расхода воды через котел;
 - расхода топлива - температуры воды на входе в котел после запорной арматуры;
 - температуры воды на выходе из котла до запорной арматуры;
 - температуры воздуха до и после воздухоподогревателя ;
 - температуры уходящих газов.

7.7 Функциональная схема автоматического регулирования

В данной котельной используется многокотловая установка, в данном случае, объединяющая 2 котла, с подмешивающим насосом для каждого водогрейного котла. Автоматический процесс работы горелок и контроль обеспечивает автомат горения. Контроль пламени газовых горелок осуществляется при помощи ионизационного электрода. «Управление горелки» обеспечивают плавно 2-х ступенчатый режим горения и прекращения доступа газа в горелку при возникновении аварийных ситуаций по следующим параметрам:

- давление газа аварийно низкое,
- давление газа аварийно высокое;
- давление воздуха аварийно низкое;
- пламя отсутствует;
- температура воды в котле аварийно высокая;
- давление воды в котле аварийно высокое;
- давление воды на выходе из котла аварийно низкое;
- неисправность цепей защиты, включая исчезновение напряжения.

Автоматический процесс работы горелок и контроль обеспечивает встроенный в корпус или шкаф управления автомат горения. Контроль пламени газовых горелок осуществляется при помощи ионизационного электрода. Контроль пламени комбинированных горелок происходит посредством ультрафиолетового датчика.

Автоматизация общекотельного оборудования включает:

- замер давлений и температуры по точкам;
- регулирование температуры воды, подаваемой в систему отопления с коррекцией по температуре наружного воздуха;
- регулирование температуры горячей воды для нужд потребителя;
- сигнализацию отклонения давления воды в системе отопления;
- сигнализацию понижения давления исходной воды;
- сигнализацию понижения и повышения давления газа перед котлами меньше или больше значения, обеспечивающего нормальную работу газогорелки.

Регулирование температуры горячей воды и температуры в системе отопления осуществляется с помощью цифрового контроллера KS E8.5064 «Kromschroder». В

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

котельной устанавливаются сигнализаторы загазованности по метану, монооксиду углерода. В случае загазованности котельной CH_4 , CO , повышении давления газа на вводе в котельную электромагнитный клапан КЭПГ -100П отключает подачу газа. Датчик загазованности по CH_4 устанавливается на 0,3 м от потолка. Датчик загазованности по CO устанавливается на расстоянии 1,5-1,7 м над уровнем пола. Это место у фронта котла.

7.8 Комплектация КИПиА водогрейного котла

- Предельный термостат - для защиты от перегрева котловой воды. Установка температуры производится в зависимости от выбранного графика, но не более 120С;

- Регулировочный термостат - для ступенчатого регулирования работы горелочного устройства. Установку производит пусконаладочная организация;

- Предохранительный клапан - устанавливается на корпусе котла между патрубками подачи и выхода котловой воды;

- Показывающие приборы – манометры для измерения давления в подающем трубопроводе котла, термометры для измерения температуры прямой и обратной котловой воды, термометры для измерения температуры отходящих газов;

- Запорная арматура на подающем и обратном трубопроводах;

- Обратный клапан - для предотвращения реверсирования циркуляции теплоносителя;

- Ограничитель максимального и минимального давления котловой воды – врезается в подающий трубопровод;

- Циркуляционные насосы.

Следовательно, применение автоматического регулирования и управления приводит к централизованному контролю за работой автоматизированных котельных без постоянного присутствия обслуживающего персонала в них с помощью аппаратуры и каналов связи, а также к организованному техническому обслуживанию оборудования котельных, автоматики и средств диспетчеризации персоналом диспетчерского пункта.

									Лист
									52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР				

8 ГАЗОСНАБЖЕНИЕ КОТЕЛЬНОЙ

Внутреннее газоснабжение котельной разработано в соответствии с требованиями СНиП 42-01-2002 "Газораспределительные системы", ПБ 12-529-03 "Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления".

В качестве топлива для котельной предусмотрен природный газ, соответствующий требованиям ГОСТ 5542-87, проходящий очистку перед подачей в котельную, осушку.

Проект подводящего газопровода выполняется при привязке котельной.

Сведения об оформлении решения (разрешения) об установлении видов и лимитов топлива для установок, потребляющих топливо приводятся при привязке проекта.

При решении системы газоснабжения были учтены требования по надежности и бесперебойности газоснабжения, экономичности сооружения.

В соответствии с изложенными выше условиями разработана следующая схема газоснабжения: газопровод высокого давления II категории ГЗ (Ду50 Ру 0,15-0,4МПа) вводится в котельную. На вводе устанавливается клапан термозапорный Ду50, кран шаровый Ду50, фильтр газа Ду50, клапан электромагнитный нормально закрытый фланцевый Ду50 с питанием от сети переменного тока 220V и датчик расхода газа ДРГ.М-160 Ду50 с обводной линией.

Далее устанавливаются регуляторы давления газа с внутренним и наружным импульсом в комплекте с ПЗК РДСК (один рабочий, один резервный). Регулятор РДСК имеет следующие технические характеристики: максимальное входное давление - 1,2 МПа; диапазон настройки выходного давления - 0,016-0,04 МПа; Давление газа на выходе из регулятора 0,03 МПа.

После регуляторов давления предусмотрен сбросной трубопровод Ду25 с краном шаровым Ду25 и предохранительным сбросным клапаном ПСК 25. Кран шаровый перед ПСК должен быть опломбирован в открытом положении.

Далее газ по распределительному коллектору Ду 100 и ответвлениям к котлам Ду 50 поступает к потребителям - газовым горелкам КР-73А фирмы "CIB Unigas" (Италия). На ответвлении к каждому котлу установлены кран шаровый Ду50, счетчик газа СГ 16 (МТ)-100 Ду50 с обводной линией и антивибрационная муфта Ду50.

Давление газа перед горелками обеспечивается регулятором давления и указано в сводной таблице гидравлического расчета.

На подводящем газопроводе и на ответвлениях к котлам предусмотрены поворотные заглушки.

Горелки оборудованы: дроссельным клапаном с газовой заслонкой; блоком клапанов "Мультиблок", состоящим из отсежного электромагнитного газового клапана, электромагнитного газового клапана со стабилизатором давления газа и фильтра; блоком контроля герметичности "DUNGS" VPS-504; реле минимального давления газа. Автоматика горелки управляет и контролирует работу горелки.

Газопроводы внутри котельной оборудованы продувочными трубопроводами:

										Лист
										53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР					

- Г5.1 - продувочный трубопровод Ду25 после первого отключающего устройства на вводе в котельную и от датчика расхода газа;
- Г5.2 - продувочный трубопровод Ду25 перед регуляторами давления;
- Г5.3 - продувочный трубопровод Ду25 после регуляторов давления;
- Г5.4 - продувочные трубопроводы на ответвлении к каждому котлу;
- Г7 - сбросной трубопроводы Ду20 с регуляторов давления;
- Г7.1 - сбросной трубопровод Ду25 с ПСК

На продувочных трубопроводах Г5.4 около котлов установлены штуцеры с краном для отбора проб.

Свечи выведены на высоту 5 м.

Диаметры газопроводов определены из условий создания, при максимально допустимых перепадах давления газа, наиболее экономичной и надежной эксплуатации системы.

Внутренние газопроводы Ду50 и выше запроектированы из стальных труб по ГОСТ 10704-91 и ГОСТ 8734-75. Продувочные газопроводы - из стальных водогазопроводных труб по ГОСТ 3262-75. Прокладка газопроводов предусмотрена с креплением к каркасу блоков. Соединение труб предусмотрено на сварке по ГОСТ 16037-80, металлоконструкций ГОСТ 14771-76. Газопроводы покрываются эмалью желтого цвета ПФ-115 ГОСТ 6465-76 в два слоя по грунтовке ГФ-021 ГОСТ 25129-82.

Перед сборкой внутреннюю полость труб продуть сжатым воздухом. Произвести испытание газопровода на герметичность путем подачи в газопровод сжатого воздуха и создания в газопроводе испытательного давления. Продолжительность испытаний - один час.

Результаты испытания на герметичность следует считать положительными, если за период испытания давление в газопроводе не меняется, то есть, нет видимого падения давления по манометру класса точности 0,6, а по манометрам класса точности 0,15 и 0,4, падение давления фиксируется в пределах одного деления шкалы.

При завершении испытаний газопровода давление следует снизить до атмосферного, установить автоматику, арматуру, оборудование, КИП. Поднять давление в газопроводе до рабочего и выдержать в течении 10 минут. Герметичность разъемных соединений следует проверить мыльной эмульсией.

Дефекты, обнаруженные в процессе испытаний газопроводов, следует устранять только после снижения давления в газопроводе до атмосферного.

После устранения дефектов, обнаруженных в результате испытания газопровода на герметичность, следует повторно произвести это испытание.

Стыки газопроводов, сваренные после испытаний, должны быть проверены физическим методом контроля. Проверке физическими методами контроля (радиографическими) подлежат сварные стыки на газопроводах высокого и среднего давления в количестве 5 % общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком, но менее одного стыка.

Монтаж, испытание и приемку газопроводов произвести в соответствии с требованиями СНиП 42-01-2002, «Правил приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов систем газоснабжения».

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Аварийные уставки срабатывания защит по газовому оборудованию:

- минимальное давление газа после регулятора - 250 мбар;
- максимальное давление газа после регулятора - 350 мбар.

Описание автоматизированных систем, используемых в системе газоснабжения, способов контроля температуры и состава продуктов сгорания газа смотри раздел «Автоматизация технологического процесса».

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

9 РАСЧЕТ ВЫСОТЫ ДОВОЙ ТРУБЫ ПО УСЛОВИЯМ РАССЕЙВАНИЯ В АТМОСФЕРЕ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ

При эксплуатации котельной важно предусматривать меры, предотвращающие выбросы горячей воды на растительный покров прилегающей территории.

По степени воздействия на организм человека природный газ относится к 4 классу опасности (вещества малоопасные) по ГОСТ 12.1.007-76 (1999) - ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности». При аварии, выбросе природный газ может распространяться по направлению ветра на значительное расстояние. Направленность воздействия газа наркотическая и удушающая. Предельно допустимая концентрация (ПДК) углеводородов природного газа в воздухе рабочей зоны равна 300 мг/м³ в пересчете на углерод (ГОСТ 12.1.005).

Основными загрязняющими веществами из тех, что поступают в атмосферу при функционировании котельной являются оксиды азота и оксид углерода.

Под мероприятием по охране окружающей среды подразумевается снижение концентрации вредных выбросов в приземном слое путем их рассеивания на определенной высоте с помощью дымовых труб. Котельная укомплектована дымовой трубой диаметром 0,3 м и высотой 15 м. Концентрация загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха котельной не должна превышать допустимых концентраций.

Согласно СНиП II-35-76, высота дымовой трубы должна устанавливаться согласно и рассеиванию в атмосфере вредных веществ.

Основное требование при проверке высоты дымовой трубы по условиям рассеивания в атмосфере вредных веществ заключается в том, что концентрация каждого вредного вещества в атмосфере города, поселка или иного населенного пункта не должна превышать предельных значений допустимой концентрации (ПДК):

$$C_{ПДК}^{NO_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{ПДК}^{NO} = 0,4 \text{ мг/м}^3$$

$$C_{ПДК}^{CO} = 5 \text{ мг/м}^3,$$

где $C_{ПДК}^{NO_2}$, $C_{ПДК}^{NO}$, $C_{ПДК}^{CO}$ – максимальная разовая предельно допустимая концентрация диоксидов азота, оксидов азота, оксидов углерода в атмосферном воздухе соответственно.

Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу производится согласно «Методике определения выбросов загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 т/ч пара, или 20 Гкал/ч» 1999г. [24]

Удельный выброс диоксида азота, $\frac{\Gamma}{\text{МДж}}$ (9.1):

$$K_{NO_x}^r = 0,0113 \times \sqrt{B_p \times Q_H^p} + 0,03; \quad (9.1)$$

									Лист
									56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР				

$$K_{NO_x}^r = 0,0113 \cdot \sqrt{0,0007 \cdot 33,5} + 0,03 = 0,04 \frac{\Gamma}{\text{МДж}}.$$

Максимальный выброс оксидов азота, в пересчете на диоксид азота (NO₂), г/с (9.2):

$$M_{NO_x} = B_p \cdot Q_n^p \cdot K_{NO_x}^r \cdot \beta_k \cdot \beta_a, \quad (9.2)$$

где β_k – безразмерный коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелки, для всех вентиляторных горелок принимается равным 1;

β_a – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота, в общем случае значение $\beta_a = 1,225$.

Значит

$$M_{NO_x} = 0,007 \cdot 33,5 \cdot 0,05 \cdot 1 \cdot 1,225 = 0,014 \frac{\Gamma}{\text{с}}$$

В связи с установлением отдельных предельно допустимых концентраций для оксида и диоксида азота, разделяем максимальные выбросы на составляющие:

$$M_{NO_2} = 0,8 \cdot M_{NO_x} = 0,8 \cdot 0,014 = 0,011 \frac{\Gamma}{\text{с}},$$

$$M_{NO} = 0,13 \cdot M_{NO_x} = 0,13 \cdot 0,014 = 0,0018 \frac{\Gamma}{\text{с}}.$$

Максимальный выброс оксида углерода, г/с (9.3):

$$M_{CO} = 10^{-3} \times B_p \times C_{CO} \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \quad (9.3)$$

$$M_{CO} = 10^{-3} \cdot 0,007 \cdot 16,75 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) = 0,1 \cdot 10^{-3} \frac{\Gamma}{\text{с}},$$

где C_{CO} – выход оксида углерода при сжигании топлива. (9.4):

$$C_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q_n^p \quad (9.4)$$

$$C_{CO} = 1 \cdot 0,5 \cdot 33,5 = 16,75 \frac{\Gamma}{\text{с}}$$

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

где q_3 – потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива – 1 %

R – коэффициент учитывающий долю потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную наличием в продуктах неполного сгорания топлива –оксида углерода, для природного газа $R = 0,5$.

Проверочный расчет высоты дымовой трубы в зависимости от предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ, проводится отдельно для каждого загрязнения.

Для диоксида азота минимальная высота трубы (9.5):

$$H_{\min}^{NO_2} = \sqrt{\frac{(A \cdot M_{NO_2} \cdot F_i \cdot \eta)}{C_{ПДК}^{NO_2} \cdot (V \cdot (t_{yx.z.} - t_n))^{1/3}}}, \quad (9.5)$$

где A – коэффициент температурной стратификации атмосферы, равный 160,

M_{NO_2} – максимальный разовый выброс, г/с ,

F_i – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, для газообразных вредных веществ – 1,

η – коэффициент учитывающий влияние рельефа местности, в случае ровной и слабо пересеченной местности – 1.

Значит

$$H_{\min}^{NO_2} = \sqrt{\frac{(160 \cdot 0,011 \cdot 1 \cdot 1)}{0,08 \cdot ((0,07 \cdot (180 - 8))^{1/3})}} = 3 \text{ м.}$$

Для оксида азота минимальная высота трубы (9.6):

$$H_{\min}^{NO} = \sqrt{\frac{(A \cdot M_{NO} \cdot F_i \cdot \eta)}{C_{ПДК}^{NO} \cdot (V \cdot (t_{yx.z.} - t_n))^{1/3}}}; \quad (9.6)$$

$$H_{\min}^{NO} = \sqrt{\frac{(160 \cdot 0,0018 \cdot 1 \cdot 1)}{0,4 \cdot ((0,07 \cdot (180 - 8))^{1/3})}} = 0,6 \text{ м.}$$

Для оксида углерода минимальная высота трубы (9.7)

$$H_{\min}^{CO} = \frac{(A \cdot M_{CO} \cdot F_i \cdot \eta)}{C_{ПДК}^{CO} \cdot (V \cdot (t_{yx.z.} - t_n))}; \quad (9.7)$$

$$H_{\min}^{CO} = \sqrt{\frac{(160 \cdot 0,0001 \cdot 1 \cdot 1)}{5 \cdot ((0,07 \cdot (180 - 8))^{1/3})}} = 0,04 \text{ м.}$$

Максимальные значения приземных концентраций вредных веществ:
Диоксида азота (9.8)

$$C_{\max}^{NO_2} = \frac{(A \cdot M_{NO_2} \cdot F_i \cdot m \cdot n \cdot \eta)}{H^2 \cdot (V \cdot (t_{yx.z.} - t_n))^{1/3}}; \quad (9.8)$$

где m и n – коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса.

Значит:

$$C_{\max}^{NO_2} = \frac{(160 \cdot 0,011 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,16 \cdot 1)}{18^2 \cdot (0,07 \cdot (180 - 8))^{1/3}} = 0,0027 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$$

Оксида азота (9.9)

$$C_{\max}^{NO} = \frac{(A \cdot M_{NO} \cdot F_i \cdot m \cdot n \cdot \eta)}{H^2 \cdot (V \cdot (t_{yx.z.} - t_n))^{1/3}}; \quad (9.9)$$

$$C_{\max}^{NO} = \frac{(160 \cdot 0,0018 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,16 \cdot 1)}{18^2 \cdot (0,07 \cdot (180 - 8))^{1/3}} = 0,00045 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$$

Оксида углерода (9.10)

$$C_{\max}^{CO} = \frac{(A \cdot M_{CO} \cdot F_i \cdot m \cdot n \cdot \eta)}{H^2 \cdot (Q_{yx.z.} \cdot (t_{yx.z.} - t_n))^{1/3}}; \quad (9.10)$$

$$C_{\max}^{CO} = \frac{(160 \cdot 0,0001 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,16 \cdot 1)}{18^2 \cdot (0,07 \cdot (180 - 8))^{1/3}} = 2,4 \cdot 10^{-5} \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$$

Таким образом, основное условие рассеивания вредных веществ в атмосфере выполняется.

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

$$C_{ПДК}^{NO_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3 \geq C_{\max}^{NO_2} = 0,0027 \text{ мг/м}^3,$$

$$C_{ПДК}^{NO} = 0,4 \text{ мг/м}^3 \geq C_{\max}^{NO} = 0,00045 \text{ мг/м}^3,$$

$$C_{ПДК}^{CO} = 5 \text{ мг/м}^3, \geq C_{\max}^{CO} = 0,000025 \text{ мг/м}^3$$

Таким образом, высота дымовой трубы – 18 м, удовлетворяет проверочному расчету с учетом рассеивания в атмосфере вредных выбросов.

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

10 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Вопросам безопасности и экологичности в нашей стране в настоящее время уделяется большое внимание. Ни один технологический процесс, ни одна установка, какую бы экономическую эффективность они не предусматривали, не будут внедрены, если не соблюдаются безопасные условия труда для обслуживающего персонала и безопасность для окружающей среды.

Безопасность жизнедеятельности в условиях производства неразрывно связана с понятием безопасности труда.

Одним из важнейших направлений охраны труда на предприятиях является обеспечение работников инструкциями по охране труда.

Утвержденные инструкции для работников учитываются службой охраны труда предприятия в журнале учёта. Надзор и контроль за соблюдением правил и инструкций по охране труда осуществляется федеральными органами надзора.

Общественный контроль осуществляют профсоюзы или иные представительные органы. Действующее законодательство в области охраны труда обеспечивает экономическую заинтересованность работодателя в улучшении условий и охраны труда. Мероприятия по охране труда обеспечивают и экологический эффект, выраженный в снижении загрязнения воздушной среды, воды и почвы, а также в сохранении здоровья самого человека, являющегося главным объектом экологии.

Безопасность проекта

В данном подразделе будет дана оценка существующим условиям труда на рабочем месте машиниста котельного цеха, согласно действующим нормативным актам по следующим факторам: электробезопасность, состояние воздуха рабочей зоны, освещенность, уровни шума, уровень вибрации, энергетические воздействия, пожарная безопасность.

10.1 Характеристика опасных производственных факторов и мероприятий по обеспечению травмобезопасности

Для данного рабочего места согласно ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»[32] можно выделить следующие виды опасных производственных факторов и соответствующие мероприятия по обеспечению травмобезопасности.

Физические опасные и вредные производственные факторы:

- движущиеся машины и механизмы;
- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;

Производственное оборудование должно обеспечивать безопасность работающих при монтаже (демонтаже), вводе в эксплуатацию и эксплуатации как

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

в случае автономного использования, так и в составе технологических комплексов при соблюдении требований (условий, правил), предусмотренных эксплуатационной документацией.

В соответствии с п. 1 ст. 2 Федерального Закона № 116 ФЗ от 25.03.2014 2006) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [33] проектируемый энергоблок является опасным производственным объектом, так как используются:

–горючие вещества (природный газ, масло трансформаторное, масло турбинное);

–оборудование и трубопроводы, имеющие давление свыше 0,07 МПа и температуру среды свыше 115 °С;

–стационарно установленные грузоподъемные механизмы;

Принятое при проектировании технологическое оборудование и трубопроводы, удовлетворяют требованиям безопасности, прочности, коррозионной стойкости и надежности при эксплуатации при заданных параметрах и климатических условиях, а также отвечает требованиям Правил безопасности и другой НТД, действующей в РФ.

Безопасность и надежность эксплуатации трубопроводов, транспортирующих пар, горячую воду и природный газ в пределах нормативного срока эксплуатации обеспечивается за счет выполнения следующих мероприятий:

–выбором трассы и системы крепления трубопроводов, позволяющей скомпенсировать температурные деформации, а также исключить провисание и образование застойных зон;

–для регулярного обслуживания трубопроводов в труднодоступных местах предусмотрены площадки для обслуживания и проходные мостики из негорючих материалов. Для проведения работ по ремонту и обслуживанию оборудования трубопроводы разбиты на технологические блоки, снабженные запорной арматурой, поворотными фланцами, штуцерами для продувки сжатым воздухом;

–трубопроводы оснащены регулировочной арматурой, предохранительными устройствами, средствами защиты блокировок и измерений;

–поверхности оборудования с температурой более плюс 45 °С, доступные для прикосновения, снабжены тепловой изоляцией;

–предусматриваются средства коллективной защиты (ограждения, освещение, вентиляция, плакаты безопасности, защитные и предохранительные устройства и приспособления, ограждения вращающихся и движущихся частей оборудования, проходы между элементами оборудования и т.д.).

10.2 Электробезопасность

Категория помещения по электроопасности, применяемое напряжение. Согласно ПУЭ определяют в отношении опасности поражения людей электрическим током следующие классы помещений:

1 Помещения без повышенной опасности, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность.

									Лист
									62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР				

2 Помещения с повышенной опасностью, характеризующиеся наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность:

- сырости (влажность более 75 %) или токопроводящей пыли;
- токопроводящих полов (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные и т.п.);
- высокой температуры (выше 35 °С);
- возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой.

3 Особо опасные помещения, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность:

- особой сырости;
- химически активной или органической среды;
- одновременно двух или более условий повышенной опасности.

4 Территории размещения наружных электроустановок. В отношении опасности поражения людей электрическим током эти территории приравниваются к особо опасным помещениям.

Согласно ПУЭ «Правила устройства электроустановок» рабочее место относится к особо опасным помещениям, т.к. в помещении токопроводящий бетонный пол и имеется возможность одновременного прикосновения к нетоковедущим частям электрооборудования с одной стороны и имеющим соединение с землей металлоконструкциям с другой стороны.

В помещении для питания электропотребителей используется переменное напряжение $U = \sim 220 \text{ В}$.

Требования по защите опасности поражения электрическим током.

Согласно ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты (И-1-1-86)» [35] для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляция токоведущих частей (рабочая, дополнительная, усиленная, двойная);
- изоляция рабочего места;
- малое напряжение;
- защитное отключение;
- предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы:

- защитное заземление;
- зануление;

									Лист
									63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР				

- выравнивание потенциала;
- система защитных проводов;
- защитное отключение;
- изоляция нетоковедущих частей;
- электрическое разделение сети;
- малое напряжение;
- контроль изоляции;
- компенсация токов замыкания на землю;
- средства индивидуальной защиты.

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

Используемая защита от опасности поражения электрическим током:

– токоведущие части электроустановок имеют ограждения от случайного приближения к ним и достаточную высоту для обеспечения проходов и проездов согласно ПУЭ;

–молниезащита и заземления зданий и оборудования выполнены в соответствии с «Правилами устройства электроустановок»;

–электроустановки оснащены средствами контроля и автоматике режима работы, а также защитой от коротких замыканий и перенапряжений в соответствии с указаниями ПТЭЭП, ПУЭ;

–распределительные устройства оборудованы блокировкой предотвращающей возможность ошибочных действий персонала с коммутационными аппаратами и заземляющими ножами;

–заземление электротехнического оборудования и сооружение контура заземления предотвращает попадание персонала под напряжение;

Для защиты персонала от поражения током все электродвигатели оснащены защитными средствами, предусмотрено заземление всех металлических частей электрооборудования, не находящихся под напряжением, но которые могут оказаться под ним вследствие повреждения изоляции.

В помещении БЩУ предусмотрены основные меры защиты:

–малые напряжения, 220 В;

–защитные заземления, зануления (по ПУЭ сопротивление заземления в электроустановках до 1000 В не должно превышать 4 Ом; а для обеспечения защиты необходимо, чтобы нулевой провод имел проводимость не менее 50% проводимости фазного провода);

–двойная изоляция (токоведущие части надежно изолированы и недоступны для случайного прикосновения);

–защитные отключения.

Все металлические части электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, заземлены или занулены согласно ГОСТ 12.1.030-81 [14]. Необходимо присоединять корпуса электрических машин к заземляющему устройству, а в сети 0,4 кВ, применяемые с глухо заземлённой нейтралью, предусматривать зануление корпусов электроприемников, которое обеспечивает автоматическое отключение поврежденных участков сети. Распределительные устройства оборудуются стационарными заземляющими

ножами, оснащенными оперативной блокировкой, которые исключают ошибочные действия персонала. Согласно ПУЭ все распределительные устройства должны иметь защитные ограждения. Расстояния между токоведущими частями и заземлением во всех электроустановках принимаются с учетом возможности проведения безопасной эксплуатации и ремонта. Электроустановки должны быть оборудованы защитой от грозовых и других перенапряжений.

Щиты управления запитаны с расчетом возможности снятия напряжения питания с аппаратуры и измерительных приборов, которые установлены на данных щитах.

10.3 Состояние воздуха рабочей зоны.

Микроклимат: нормативные и фактические значения нормируемых показателей, их соответствие.

Оптимальные микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение 8-часовой рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах.

Оптимальные величины показателей микроклимата необходимо соблюдать на рабочих местах производственных помещений, на которых выполняются работы операторского типа, связанные с нервно – эмоциональным напряжением (в кабинах, на пультах и постах управления технологическими процессами, в залах вычислительной техники и др.). СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [36].

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»[38]:

В кабинах, на пультах и постах управления технологическими процессами, в залах вычислительной техники и других производственных помещениях при выполнении работ операторского типа, связанных с нервно-эмоциональным напряжением, должны соблюдаться оптимальные величины температуры воздуха 22-24°C, его относительной влажности 60-40% и скорости движения (не более 0,1 м/с). Перечень других производственных помещений, в которых должны соблюдаться оптимальные нормы микроклимата, определяется отраслевыми документами, согласованными с органами санитарного надзора в установленном порядке.

Температура в помещениях БЩУ и ПТК поддерживается на уровне +18 оС. Скорость воздуха в помещениях не более 0,2 м/с (оптимальное значение для Пб категории труда).

Уровень аэроионизации воздуха не контролируется.

Запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические

									Лист
									65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР				

требования к воздуху рабочей зоны»]:

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), прописанных в ГН 2.2.5.1313-03. «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны», используемых при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, вентиляции, для контроля за качеством производственной среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих. Отбор проб должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях.

Для каждого производственного участка должны быть определены вещества, которые могут выделяться в воздух рабочей зоны. При наличии в воздухе нескольких вредных веществ контроль воздушной среды допускается проводить по наиболее опасным и характерным веществам, устанавливаемым органами государственного санитарного надзора.

Основными вредностями в машинном и котельном отделениях являются тепловыделения от технологического оборудования.

Характеристика существующих систем оздоровления воздушной среды.

В соответствии со СНиП 2.04.05-91* «Отопление, вентиляция и кондиционирование» [36] для обеспечения нормируемых параметров воздушной среды и устойчивой работы технологического оборудования проектируется общеобменная приточно-вытяжная вентиляция с механическим и естественным побуждением, рассчитанная на ассимиляцию теплоизбытков, и обеспечивающая воздухообмен из расчета не менее трехкратного в час.

Удаление воздуха из турбинного отделения осуществляется крышными вентиляторами и перетоком в котельное отделение. Из котельного отделения удаление воздуха осуществляется крышными вентиляторами.

Приток наружного воздуха осуществляется с помощью приточных установок КЦКП фирмы «Вега» с подогревом воздуха в холодный период года до температуры 10 °С и дополнительно предусматривается естественный приток воздуха в теплый период года через оконные проемы.

Приточные установки комплектуются фильтрами для очистки воздуха и воздухонагревателями.

Удаление воздуха из помещений предусматривается за счет рециркуляции воздуха в зимний период и вытяжными вентиляторами в летний период.

Для притока воздуха в помещения БЩУ и ПТК предусматриваются приточные установки с резервными вентиляторными блоками, с двухступенчатой очисткой воздуха в фильтрах, воздухонагревателем и воздухоохладителем непосредственного охлаждения. Для рециркуляции воздуха в каждой системе устанавливаются два вентиляторных агрегата (1 рабочий, 1 резервный). Дополнительно, в качестве резерва, предусматривается установка сплит-кондиционеров.

Требования к освещению рабочего места установлены СНиП 23-05-95. Требования к источникам искусственного освещения регулируются ГОСТ 12.2.007.13-2000.

									Лист
									66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР				

Требования к освещению помещений промышленных предприятий (КЕО, нормируемая освещенность, допустимые сочетания показателей ослепленности и коэффициента пульсации освещенности) следует принимать по таблице приведенной в СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».

Показатели искусственной освещенности в помещении БЦУ приняты в соответствии со СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» в зависимости от разрядов зрительных работ, а также по отраслевым нормативным документам по освещению. В помещении БЦУ принят III разряд зрительной работы (высокой точности), подразряд В, КЕО равен 1,2 %. В помещении БЦУ используется как искусственное, так и естественное освещение. Естественное освещение от окон. Искусственное освещение осуществляется люминесцентными лампами.

Напряжение сети освещения принимается 380/220 В с глухозаземленной нейтралью, напряжение ламп – 220 В.

Предусматривается аварийное освещение, питающееся от независимого источника аккумуляторной батареи, по нормам составляющее 5 % освещенности рабочего освещения. Оно включается автоматически.

В соответствии со СН 2.2.4./2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых и общественных зданий и территории жилой застройки» [. Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами. Характеристикой непостоянного шума на рабочих местах является эквивалентный (по энергии) уровень звука в дБА.

Борьба с шумом принята в следующих направлениях:

- принятие объемно-планировочных решений, позволяющих локализовать источники шума;
- локализация шума по мере их образования путем применения современных звукопоглощающих материалов в ограждающих конструкциях.

Защита помещений от шума предусмотрена устройством звукоизоляции в конструкциях полов, стен, потолков в помещениях с постоянным пребыванием людей, устройством швов между фундаментами здания и основного оборудования.

При проектировании главного корпуса и других зданий учтены требования СНиП 23-03-2003 «Защита от шума».

В помещениях с постоянным пребыванием персонала во встройке для обеспечения уровня звука LA, не превышающего нормативного, равного 60 дБ (согласно таблице 1 СНиП 23-03-2003 «Защита от шума»), проектом предусмотрено устройство ограждающих стен по внутреннему периметру встройки из пенобетонных блоков, имеющих достаточное звукопоглощение.

При профилактических обходах шумного оборудования предусматривается использование следующих средств индивидуальной акустической защиты, различающихся по своему конструктивному исполнению:

- противошумные наушники, закрывающие ушную раковину снаружи;
- противошумные вкладыши, перекрывающие наружный слуховой проход или прилегающие к нему;

									Лист
									67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР				

– противошумные шлемы и каски.

Для снижения шума в источниках его возникновения (газовая и паровая турбины, генераторы) предусматривается устройство шумозащитных кожухов, обеспечивающих допустимые уровни звука в соответствии с действующими нормативными требованиями.

2) Уровни вибрации: требования к уровням вибрации на рабочем месте, используемые методы и средства защиты от вибрации.

Согласно ГОСТ 12.1.012-2004] и СН 2.2.4.2.1.8.566-96 вибрация на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятий имеющих стационарные машины относится к категории вибрации по санитарным нормам 3«а» – критерий «граница снижения производительности труда», т.к. в помещении присутствует технологическая вибрация.

Для предотвращения передачи вибраций от вращающихся частей оборудования предусматриваются швы, отделяющие их фундаменты от фундаментов здания.

А также фундаменты основного и вспомогательного оборудования не имеют соприкосновения со строительными конструкциями и другими фундаментами; фундаменты под турбоагрегаты.

В помещении БЩУ возможно влияние электромагнитного поля промышленной частоты 50 Гц. Оценка ЭМП ПЧ (50 Гц) осуществляется отдельно по напряженности электрического поля (Е) в кВ/м, напряженности магнитного поля (Н) в А/м или индукции магнитного поля (В), в мкТл. Предельно допустимые уровни напряженности периодических (синусоидальных) МП устанавливаются для условий общего (на все тело) и локального (на конечности).

Технические меры защиты: малые напряжения, разделение сетей, компенсация емкостного тока, защитные заземления, зануления, двойная изоляция, защитные отключения.

Оператор выполняет свою работу в основном сидя, не требующую свободного передвижения работающего. Рабочее место оператора соответствует требованиям ГОСТ 12.2.032-78 [16]. Конструкция рабочего места и взаимное расположение всех его элементов (сиденья, средства отображения информации, органов управления) соответствует антропометрическим, физиологическим и психологическим особенностям конкретного работника, а также характеру выполняемой работы. В целях обеспечения безопасности работающих предлагается рациональное размещение оборудования согласно СанПиН 2.2.4.1191-03.[37]

10.4 Пожарная безопасность

Главный корпус, в котором расположено помещение БЩУ относится к Г категории здания, обладает III степенью огнестойкости, СО классом конструктивной пожарной опасности и его класс функциональной пожарной опасности соответствует классу Ф5.1(в соответствии с п. 5.21 СНиП 21-01-97).

Помещение БЩУ относится по функциональной пожарной опасности к классу Ф5 (в соответствии с п. 5.21 СНиП 21-01-97), по взрывопожарной

									Лист
									68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР				

опасности – В4 (по НПБ 105-03).

В системе противопожарной защиты реализованы следующие способы обеспечения пожарной безопасности:

– применение средств тушения пожара: выбор средств тушения произведен в соответствии с требованиями ГОСТ 27331-87 «Пожарная техника. Классификация пожаров», применены сертифицированные по пожарной безопасности огнетушители и приборы управления пожаротушением фирмы «СТАЛТ», которые обеспечивают соблюдение техники безопасности при подаче огнетушащих средств;

– применение автоматических установок пожарной сигнализации и тушения пожара – вид установок выбран в соответствии с требованиями СП 5.13130.2009 «Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования», ГОСТ 27331-87;

– применение основных строительных конструкций с нормированными показателями пожарной опасности – класс конструктивной пожарной опасности конструкций зданий и сооружений в соответствии с требованиями СП 4.13130.2009 «Ограничение распространения пожара на объектах защиты» принят СО, при котором применение горючих материалов в конструкциях исключено;

– применение устройств, ограничивающих распространение пожара для отделения пожарных отсеков и помещений с различными категориями пожарной опасности в соответствии с требованиями НПБ 105-03 предусмотрены противопожарные перегородки с установкой в противопожарных преградах противопожарных дверей и противопожарных клапанов в воздуховодах систем вентиляции, проходящих через противопожарные стены, перегородки и перекрытия;

– ширина, количество и конструктивное исполнение путей эвакуации приняты с учетом категорий пожарной опасности зданий и плотности людских потоков в коридорах в соответствии с требованиями СНиП «Пожарная безопасность» (21-01-97), «Производственные здания» (31-03-2001), «Общественные здания административного назначения» (31-05-2003), ПБ 12-529-03 «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления»;

– для управления движением людей по эвакуационным путям в соответствии с требованиями СП 3.13130.2009 «Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре» предусмотрено оповещение персонала о возникновении пожара, установка электрических указателей «ВЫХОД»;

– предусмотрено применение средств индивидуальной защиты органов дыхания типа ГДЗСК-У и средств защиты от поражения электрическим током для дежурной смены энергоблока и лиц, участвующих в тушении пожара.

В соответствии с требованиями раздела 4 СП 1.13130.2009 в главном корпусе для эвакуации людей предусмотрено необходимое количество и требуемые размеры путей эвакуации, обычные лестничные клетки типа Л1 с окнами площадью 1,2 м² на каждом этаже с выходом непосредственно наружу через тамбур или вестибюль и наружная открытая лестница 3 типа, с выходом на кровлю, размещенная у глухой стены класса К0 с пределом огнестойкости EI 90.

										Лист
										69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР					

Двери лестничных клеток снабжены доводчиками и уплотнением по периметру двери в соответствии с требованиями разделов 4, 8 и 9 СП 1.13130.2009.

Проектом предусмотрено использование только сертифицированной продукции, имеющей, в том числе, сертификаты пожарной безопасности и сертификаты соответствия техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности.

В помещениях производственного назначения, в которых размещено теплотехническое и электротехническое оборудование, оборудование ВПУ, вентиляции и др. выполняются бетонные полы с наливным полимерным покрытием, в бытовых помещениях – из керамической плитки, в помещениях БЩУ и в коридорах – керамический гранит.

Конструкции полов всех зданий предусматривают определенные составы слоев, учитывающих особые требования к специальным помещениям, в частности, в помещении категории «А» предусмотрены искронедоющие полы; в помещениях аккумуляторных – применены кислотостойкие полы, в ряде электротехнических помещений применены антистатические полы.

Заземляющие устройства и молниезащита всех зданий и сооружений объекта выполняются в объеме, соответствующем требованиям ПУЭ.

10.5 Чрезвычайные ситуации

По причинам возникновения можно выделить два класса чрезвычайных ситуаций:

- природные (стихийные бедствия: землетрясения, наводнения, ураганы, смерчи и т.п.);
- техногенные (внезапный выход из строя машин, механизмов и агрегатов во время их эксплуатации, сопровождающийся серьезными нарушениями производственного процесса, взрывами, образованием очагов пожаров, радиоактивным, химическим, биологическим заражением больших территорий);

В БЩУ расположено оборудование управляющее технологическим процессом. Все оборудование блоков имеет высокую степень автоматизации.

Системы автоматического управления позволяют:

- осуществлять автоматическое управление пуском турбоустановки;
- повысить надежность и экономичность работы энергооборудования электростанций при малом числе обслуживающего персонала;
- предотвратить ошибочные действия персонала путём своевременной сигнализации и блокирования ошибочных команд управления;

Все перечисленные факторы способствуют своевременному предупреждению аварийных ситуаций и своевременному принятию решений по их устранению.

К возможным чрезвычайным ситуациям техногенного характера относятся:

- 1) Пожар, возгорание в системе маслохозяйства, повреждение уплотнений подшипника турбогенератора, обрушение кровли, разгон турбины и невозможность ее останова, загорание кабеля.

Принимаются меры:

									Лист
									70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР				

– оповещение персонала о ЧС, вызов пожарной команды, охлаждение ограждений и оборудования машзала и тушение пожара персоналом боевого расчета;

– оказание помощи пострадавшим;

– ликвидация загорания в кабельном отсеке;

– восстановление остекления оконных проёмов и закрытие обрушившейся кровли;

– составление графика восстановления генератора;

– восстановление поврежденных кабелей и энергоснабжения потребителей и собственных нужд;

– выяснение состояния отключенного оборудования;

2) Утечка газа в ГРП, его возгорание и взрыв, вызывающее разрушение здания и оборудования.

Мероприятия:

– закрыть задвижку на линии подачи газа после станции очистки газа;

– вызов пожарной команды и ликвидация пожара;

– оказание помощи пострадавшим;

– срочное восстановление электрических кабелей, энергоснабжения потребителей и нормативных параметров электростанции;

– выяснение состояния отключенного оборудования.

3) Загорание и разрушение кабелей. Отключение энергоблока в связи с отсутствием топлива.

Мероприятия:

– закрыть задвижку на линии подачи газа после станции очистки газа;

– оказание помощи пострадавшим;

– восстановление оборудования, ремонт здания;

– восстановление электрической проводки и поврежденных кабелей;

– составление донесения в штаб ГО и ЧС города, области, Минэнерго России.

									Лист
									71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР				

11 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Экономика и управление на предприятии - это разработка эффективной стратегии развития предприятия в рыночных условиях, управление инвестиционными и инновационными проектами, осуществление оптимального распределение ресурсов в соответствии с приоритетностью стратегических задач и т. д.

11.1 Технико-экономический расчет

В настоящее время теплоснабжение жилого объекта по адресу г. Коркино, ул. Береговая, 32 осуществляется от котельной на базе твердотопливных котлов работающих на угле.

В существующей котельной установлены два водогрейных котлов НР-18 работающих на твердом топливе (угле), подлежащих замене на газовые котлы. Данным проектом предусматривается демонтаж существующих котлов и установка на их месте 2-х новых газовых котла RS-A100 единичной мощностью 100 кВт.

Целью анализа является: установка новых водогрейных котлов мощностью 100 кВт к 2018 г. При этом ожидается увеличение КПД котельной, за счет нового современного оборудования, снизятся затраты на топливо за счет отказа от угля, улучшатся условия работы сотрудников котельной за счет повышения автоматизации котлов.

Рассмотрим экономическую эффективность данного решения.

11.1.1 Расчет капитальных затрат

Капитальные затраты (инвестиции) – это единовременные (разовые) денежные средства, которые необходимы для строительства новых или реконструкции существующих объектов.

Все затраты предприятия или организации, направленные на покупку, воссоздание, увеличение активов, модернизацию и усовершенствование оснащения на предприятии, называются капитальными затратами.

Капитальные затраты необходимые для выполнения проекта, закупки оборудования и материалов, затрат на строительно-монтажные и пусконаладочные работы котельной установки можно определить из выражения (11.1):

$$K = K_{np} + K_o + K_{м.о.} + K_n + K_{тр.} + K_d - K_{лик} \text{ тыс.руб,} \quad (11.1)$$

где K_{np} – цена проектных работ, включающая в себя стоимость проектной документации на котельную и проекта привязки, тыс. руб.

$$K_{np} = 350 \text{ тыс.руб. [18]}$$

$K_{тр}$ – транспортные расходы

K_d – Расходы на демонтаж оборудования

$K_{лик}$ – ликвидационная стоимость оборудования (вторсырье)

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

K_o – стоимость основного и вспомогательного оборудования, материалов, руб.(11.2):

$$K_o = K_{o.o.} + K_{в.o} + K_m + K_{эл} \quad (11.2)$$

$K_{o.o.}$ – стоимость основного оборудования, тыс. руб.

$K_{o.o.} = 166$ тыс.руб. [23]

$K_{в.o}$ – стоимость вспомогательного оборудования, тыс. руб.

K_m – стоимость материалов, тыс.руб.

$K_m = 130$ тыс. руб. [18]

$K_{эл}$ – стоимость электрического оборудования, автоматики, тыс. руб.

$K_{эл} = 110$ тыс. руб. [18]

$$K_o = 166 + 578 + 130 + 110 = 986 \text{ тыс.руб.}$$

В рамках выпускной квалификационной работы принимаем стоимость монтажа равна 50 % от стоимости оборудования, а наладка в размере 30 % от стоимости монтажа. Демонтаж оборудования принимаем 30% стоимости монтажа.

где $K_{м.о.}$ – стоимость монтажа, тыс. руб. (11.3):

$$K_{м.о.} = K_{т.о.} \cdot 0,5 \quad (11.3)$$

$$K_{м.о.} = 746 \cdot 0,5 = 373 \text{ тыс. руб.}$$

где K_n – стоимость наладки, тыс. руб. (11.4):

$$K_n = C_{т.о} \cdot 0,5 \cdot 0,3 \quad (11.4)$$

$$K_n = 746 \cdot 0,5 \cdot 0,3 = 112 \text{ тыс. руб.}$$

где K_m Стоимость демонтажа оборудования(11.5)

$$K_d = K_{м.о.} \cdot 0,3 \quad (11.5)$$

$$K_d = 373 \cdot 0,3 = 112 \text{ тыс.руб.}$$

Ликвидационная стоимость демонтированного оборудования, т.к. оборудование полностью исчерпало свой ресурс, то необходима его утилизация (сдача в металлолом), НР-18 100 котел метало трубная сварная конструкция (11.6)

$$K_{ост} = K_{мет} \cdot m \cdot a \quad (11.6)$$

где $K_{мет} = 15$ тыс.руб.тонн - стоимость металлолома [29]

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

$m = 2100$ кг - масса 1 котла

$a = 2$ - количество котлов

$$K_{ост} = 15 \cdot 2 \cdot 2.1 = 63 \text{ тыс.руб}$$

$$K_I = 350 + 986 + 373 + 112 + 20 + 112 - 63 = 1890 \text{ тыс. руб.}$$

Смета капитальных затрат представлена в таблице 11.1.

Таблица 11.1 –Смета капитальных затрат на модернизацию котельной, тыс. руб.

Наименование	Единицы измерения	Величина
1 Затраты на разработку проекта [18]	тыс.руб	350
2 Стоимость двух котлов RS-A100 100 кВт , [23]	тыс.руб	166
3 Стоимость вспомогательного Оборудования	тыс.руб	578
4 Стоимость транспортировки оборудования [18]	тыс.руб	20
5 Демонтаж оборудования,[25]	тыс.руб	112
6 Ликвидационная стоимость демонтированного оборудования	тыс.руб	63
7 Строительно-монтажные работы [18]	тыс.руб	373
8 Пуско-наладочные работы [18]	тыс.руб	112
Итого	тыс.руб	1890

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР

Лист

74

11.1.2 Расчет текущих затрат

Текущие затраты - расходы непосредственно связанные с производством продукции, выполнением работ, оказанием услуг, обусловленные технологией и организацией производства, включая материальные затраты и расходы на оплату труда работников, занятых производством продукции, выполнением работ и оказанием услуг, расходы по контролю производственных процессов и качества выпускаемой продукции, сопровождению и гарантийному надзору продукции и устранению недостатков, выявленных в процессе ее эксплуатации, и др.

Определим ежегодных затраты, материальных, топливно-энергетических и трудовых ресурсов для двух вариантов:

Вариант 1: Затраты на обслуживание котельной до модернизации котельной. 2 котла НР-18 100 кВт. (11.7):

$$I_1 = I_{\text{зн}}^{\text{год}} + I_{\text{с/о}}^{\text{год}} + I_{\text{уголь}} + I_{\text{рем}} \quad (11.7)$$

где $I_{\text{зн}}^{\text{год}}$ - зарплата обслуживающего персонала в год

$I_{\text{с/о}}^{\text{год}}$ - затраты на социальные отчисления

$I_{\text{рем}}$ - планово предупредительные ремонты

$I_{\text{уголь}}$ - затраты на уголь в год

1 Зарплата на операторов котельной персонал (4 чел.).
Годовой фонд заработной платы (11.7):

$$I_{\text{зн}}^{\text{год}} = I_{\text{зн}}^{\text{мес}} \cdot 12_{\text{мес.}} \cdot 4_{\text{чел.}} \quad (11.7)$$

где $I_{\text{зн}}^{\text{мес}} = 25$ тыс.р. - среднемесячная зарплата одного оператора

$$I_{\text{зн}}^{\text{год}} = 25 \cdot 12 \cdot 4 = 1200 \text{ тыс.руб.}$$

2 Социальные отчисления (11.8)

$$I_{\text{с/о}}^{\text{год}} = I_{\text{зн}}^{\text{год}} \cdot I_{\text{с/о}} \quad (11.8)$$

где $I_{\text{с/о}} = 30\%$ - затраты на социальные отчисления [29]

$$I_{\text{с/о}}^{\text{год}} = 1200 \cdot 0,3 = 270 \text{ тыс.руб.}$$

3 Затраты на планово-предупредительный и капитальный ремонты составляет:

$$I_{\text{рем}} = 100 \text{ тыс.руб.год} [18]$$

4 Затраты на уголь в год. (11,9)

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

$$I_{\text{угля}} = I_{\text{ст.уг}} \cdot Q^{\text{год}}; \quad (11,9)$$

где $I_{\text{ст.уг}} = 4\,400$ руб. тонну - стоимость одной тонны угля. [28]

$Q_{\text{уголь}}^{\text{год}} = 87\,127$ кг - годовой расход угля на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение

$$I_{\text{угля}} = 4400 \cdot 87,127 = 383 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_1 = 383 + 1200 + 270 + 100 = 1953 \text{ тыс.руб}$$

Вариант 2: затраты на обслуживание после модернизации котельной находим по формуле (11.10):

$$I_2 = I_{\text{газа}} + I_{\text{ам}} \quad (11.10)$$

где I_2 – затраты на обслуживание после модернизации.

Затраты на природный газ. (11.11)

$$I_{\text{газа}} = I_{\text{с.г.}} \cdot Q_{\text{газ}}^{\text{год}}; \quad (11.11)$$

где $I_{\text{с.г.}} = 4767$ руб. - стоимость одной тыс. м³ природного газа равна [22];

$Q_{\text{газ}}^{\text{год}} = 52\,855$ м³ - годовой расход газа на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

$$I_{\text{газа}} = 4767 \cdot 52855 = 252 \text{ тыс. руб.};$$

1 Амортизационные отчисления (11.12):

$$I_{\text{ам}} = K_o \cdot i \quad (11.12)$$

где $i = 10\%$ - норма амортизации оборудования. [15]

Так как затраты на стоимость оборудования определены ранее 986 тыс. руб., тогда.

$$I_{\text{ам}} = 986 \cdot 0,1 = 100 \text{ тыс.руб.год}$$

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

$$I_2 = 251 + 100 = 351 \text{ тыс.руб./год}$$

11.1.3 Расчет срока окупаемости модернизации котельной

Текущие затраты по вариантам:

$$I_1 = 1953 \text{ тыс.руб./год}$$

$$I_2 = 351 \text{ тыс.руб./год}$$

$$I_1 > I_2$$

Рассчитаем сравнительную экономическую эффективность проекта по вариантам: (9.16)

$$T_{ок} = \frac{K}{\Delta U} = \frac{K_1}{I_1 - I_2} \quad (9.16)$$

где K – капитальные затраты по вариантам, тыс.руб.;
 ΔU – текущие затраты по вариантам, тыс.руб./год.

$$T_{ок} = \frac{1890}{1953 - 351} = 1,2 \text{ года}$$

Срок окупаемости проекта по установке 2-х водогрейных котлов RS-A100 составит 1,2 года, а срок службы 10 лет, таким образом, по истечении срока окупаемости инвестиции вернутся и начнут приносить прибыль.

11.2 Модель SWOT – анализа вариантов технических решений

Анализ для реализации проекта разработки системы теплоснабжения жилого объекта по адресу г. Коркино Челябинской области, ул. Береговая, 32.

Большая часть данных, необходимых для анализа рынка (спрос, цены, объем продаж товаров и т. п.) являются неопределенными, и в будущем возможны их изменения как в худшую сторону, так и в лучшую. Для прогнозирования этих процессов требуется достаточно большой объем данных, которые не всегда можно собрать, и управленческие решения приходится принимать в условиях неопределенности. Риски таких решений высоки, поскольку даже для сравнительно небольших организаций одной интуиции руководителя недостаточно для успешных действий на рынке. Этим и обусловлена необходимость использования ограниченных, более “дешевых” вариантов выработки стратегий, таких как SWOT-анализ.

									Лист
									77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР				

SWOT – анализ теплоснабжения жилого объекта по адресу г. Коркино, ул. Береговая, 32 источника после модернизации - Таблица 11.2.

Таблица 11.2 – SWOT – анализ теплоснабжения жилого объекта по адресу г. Коркино, ул. Береговая, 32 источника после модернизации

<p>Сильные стороны (S):</p> <ul style="list-style-type: none"> - высокий КПД котла – 93%; - высокая эксплуатационная надежность, - низкое гидравлическое сопротивление; - простое и удобное управление, - комплектация системой автоматического регулирования , - сохраняется высокий КПД при переменных нагрузках - быстрый монтаж и пуск в эксплуатацию, - управление и контроль с центрального диспетчерского пункта теплосистем города. 	<p>Слабые стороны (W):</p> <ul style="list-style-type: none"> - количество пусков влияет на ресурс - необходим более квалифицированный персонал.
<p>Возможности (O):</p> <ul style="list-style-type: none"> - высокий спрос на теплоэнергию; - рост тарифов на теплоэнергию. 	<p>Угрозы (T):</p> <ul style="list-style-type: none"> - длительный срок доставки некоторого оборудования к котлам при ремонте; - повышение цен на оборудование; - рост тарифов на газ - возможны аварии на газопроводе

SWOT – анализ теплоснабжения жилого объекта по адресу г. Коркино, ул. Береговая, 32 источника до модернизации - Таблица 11.3

Таблица 11.3 – SWOT – анализ теплоснабжения жилого объекта по адресу г. Коркино, ул. Береговая, 32 источника без модернизации.

<p>Сильные стороны (S):</p> <ul style="list-style-type: none"> - отсутствие инвестиционных затрат; - простота эксплуатации; - возможность обучения персонала без отрыва от производства 	<p>Слабые стороны (W):</p> <ul style="list-style-type: none"> - более низкий фактический КПД котла-70%; - содержания постоянного обслуживающего персонала; - большие затраты на ежегодный ремонт исчерпавшего свой срок службы котла;
---	---

--	--

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР

Лист

79

Продолжение таблицы 11.3

.	<ul style="list-style-type: none"> - плохие экологические показатели; - необходимость утилизации отработанного топлива.
<p>Возможности (О):</p> <ul style="list-style-type: none"> - высокий спрос на теплоэнергию; - рост тарифов на теплоэнергию 	<p>Угрозы (Т):</p> <ul style="list-style-type: none"> - перебои с поставками угля; - рост цены на уголь; - ужесточение экологических требований

Рассмотрев SWOT– анализ двух вариантов котлов, можно сделать вывод: установка двух газовых котлов типа RS-A100 100 кВт является более целесообразной по наличию благоприятных возможностей, сильных и слабых сторон, определяющих пути его развития.

11.3 Планирование целей предприятия и проекта

11.3.1 Планирование целей проекта, в дереве целей

Цели организации на всех уровнях управления формируются исходя из предпочтений руководства. На них оказывают влияние системы ценностей и установок, которыми руководствуются высшие менеджеры. Так, в сфере производства в качестве целей могут фигурировать такие, как повышение качества продукции, повышение эффективности; в управлении персоналом — повышение уровня заинтересованности работников в результатах труда; в области финансов — рациональное расходование финансовых ресурсов; в делопроизводстве — оперативное прохождение документов, и т. д.

«Дерево» состоит из целей нескольких уровней: генеральная цель, цели 1-го уровня (главные), цели 2-го уровня, цели 3-го уровня и так до необходимого уровня декомпозиции. Достижение генеральной цели предполагает реализацию главных целей, а реализация каждой из главных целей – достижение соответственно своих конкретных целей 2-го уровня и т.д.

Под определением «дерево» целей будем понимать следующее. «Дерево целей» – это граф, т.е. схема, показывающая деление общих целей на подцели до необходимого уровня декомпозиции и выражающая соподчинение и взаимосвязи элементов., составленные по принципу SMART. Рисунок 11.1.



Рисунок 11.1 – Дерево целей проекта

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР

Лист

81

9.3.2 График Ганта

График Ганта - это один из наиболее удобных и популярных способов графического представления времени выполнения работ.

С учётом того, что большая часть людей является визуалами, диаграмма даёт возможность решить одну из основных задач и показать персоналу, над чем следует работать, какие ресурсы применять в процессе и с какой скоростью выполнять те или иные задачи. Вся информация подаётся в сжатом виде, без использования запутанных таблиц и огромного количества текста. При этом суть ясна и понятна всем, без исключения, участникам проекта. Использование диаграммы значительно упрощает управление проектами небольших масштабов и даёт возможность всегда держать деятельность сотрудников под контролем. -

Список этапов по реализации целей проекта представим в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Список этапов проекта

Наименование работы	Дата начала	Дата окончания
1 Разработка проекта модернизации	01.03.2018	31.03.2018
2 Анализ поставщиков необходимых материалов	15.03.2018	30.03.2018
3 Закупка материалов и оборудования	01.04.2018	30.04.2018
4 Произвести доставку нового оборудования и материалов	01.05.2018	31.05.2018
5 Демонтаж старых котлов	01.06.2018	07.06.2018
6 Составление плана работ по установке двух котлов RS-A100 100 кВт и котлового контура.	08.06.2018	08.06.2018
7 Выполнение работ по установке двух котлов RS-A100 100 кВт и котлового контура.	09.06.2018	30.06.2018
8 Пусконаладочные работы и автоматизация котельной установки	18.06.2018	01.07.2018

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР

Лист

82

План-график Ганта представим на таблице 9.7

Таблица 9.7 – План-график Ганта проект

Наименование работы	2018 г.				
	март	апрель	май	июнь	июль
1 Разработка проекта модернизации					
2 Анализ поставщиков необходимых материалов					
3 Закупка материалов и оборудования					
4 Произвести доставку нового оборудования и материалов					
5 Демонтаж старых котлов					
6 Составление плана работ по установке двух котлов RS-A100 100 кВт и котлового контура.					
7 Выполнение работ по установке двух котлов RS-A100 100 кВт и котлового контура.					
8 Пусконаладочные работы и автоматизация котельной установки					

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР

Лист

83

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выпускной квалифицированной работы предусматривается модернизация отопительной котельной по адресу г. Коркино, Челябинской области ул. Береговая, 32 с заменых твердотопливных котлов на котлы, работающие на природном газе.

В существующей котельной установлены два водогрейных котла НР-18 работающих на твердом топливе (угле), подлежащих замене на газовые котлы. Отвод дымовых газов происходит в дымовую трубу диаметром устья 300 мм, высотой 18 м. В котельной размещается подогреватель горячей воды для нужд ГВС. Данным проектом предусматривается демонтаж существующих котлов и установка на их месте 2-х новых газовых котла RS-A100 единичной мощностью 100 кВт. Тепловая схема – одноконтурная. Температурный график – 95-70 °С.

Для этого в работе был выполнен расчет тепловой схемы, расчет и подбор основного оборудования, поверочный расчет дымовой трубы и расчет срока окупаемости реконструкции. Построен график Ганта для реализации данного проекта.

Себестоимость тепла при работе котельной на природном газе значительно ниже себестоимости при работе на угле, срок окупаемости данной модернизации составляет 1,2 года.

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Гусев, Ю.Л. Основы проектирования котельных установок: учебное пособие./Ю.Л. Гусев. - М.: Стройиздат, 1973.-248с.: ил.
- 2 Лебедева, Е.А. Экологическая оценка систем теплогазоснабжения и вентиляции./ Лебедева, Е.А. - Нижегородский государственный архитектурно-строительный университет, 2007 -66с.
- 3 Роддатис, К.Ф. Справочник по котельным установкам малой производительности/ К.Ф. Роддатис, А.Н. Полтарецкий. - М.: Энергоатомиздат, 1989.-488с.: ил.
- 4 261 Федеральный закон от 23.11.2009 г. «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности».
http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93978
- 5 Бойко Е.А. Конструкционные характеристики энергетических котельных агрегатов / Е.А. Бойко. А. АЛПиков; КГТУ. Красноярск, 2003. 230 с
- 6 Бойко Е.А. Аэродинамический расчет котельных установок. Бойко Е.А. И.С. Декиннг, Т.И. Охорзина, Красноярск 2006 г.
- 7 Фокин В.М. Теплогенераторы котельных / В.М. Фокин. – М.: 2005.
<http://www.tstu.ru/book/elib/pdf/2005/fokin1.pdf>
- 8 Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. – М. “Энергия”, 2001, 465 с.: ил.
- 9 Кириллин, В.А. Техническая термодинамика: учебник для студентов теплоэнергетических специальностей вузов / В.А. Кириллин, В.В. Сычев, А.Е. Шейндлин. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд. дом МЭИ, 2008, 496 с.: ил.
- 10 Александров А.А., Теплофизические свойства воды и водяного пара. – М.: Изд. МЭИ, 2003, 165 с.: ил
- 11 Аэродинамический расчет котельных установок (нормативный метод) Автор: Под ред. С. И. Мочана Издательство: Энергия Год: 1977 Страниц: 256
- 12 ГОСТ Р 21.1101-2009 «Основные требования к проектной и рабочей документации»
<http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=STR;n=12759#009725655104832742>
- 13 Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/
- 14 СНиП II-35-76 * «Котельные установки» с изм. №1
http://www.karion.su/norm_doc/snip2_35-76_izm1.pdf
- 15 Алабугин А.А.; Алабугина Р.А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ. Учебное пособие для бакалавров и магистратов направления и подготовки «Теплотехника и теплоэнергетика». Челябинский Издательский центр ЮУрГУ 2018г. 44 стр.
- 16 СанПин 2.14.2496-09 №20 от 7 апреля 2009г. Источник:
<http://base.garant.ru/12167072/>

						13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			85

- 17 Паспорт котла RS-A100. [http://ametist-energo.ru/katalog/kotlyi-rs-a-\(20-540-kvt\)/linejka/gazovyij-kotel-rs-a100-\(am\).html](http://ametist-energo.ru/katalog/kotlyi-rs-a-(20-540-kvt)/linejka/gazovyij-kotel-rs-a100-(am).html)
- 18 Проект реконструкции котельной г. Коркино по ул.Береговая 32 №376/17 ООО «Челябкомпроект», ООО «Теплосервис» г. Коркино
- 19 Безопасность при монтаже и эксплуатации котлов и трубопроводов <http://ru-safety.info/post/101297302220037/>
- 20 Распоряжение Правительства РФ от 01.01.2001 N 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года». http://www.minenergo.samregion.ru/norm_base/fed_norm_base/NPA_fed_energo/
- 21 Физико-химические характеристики воды. <http://thermalinfo.ru/svoystva-zhidkостей/voda-i-rastvory/teploprovodnost-i-plotnost-vody-teploffizicheskie-svoystva-vody-h2o>
- 22 Тарифы на природный газ Челяб. обл. https://energovopros.ru/spravochnik/gazosnabzhenie/tarify-na-gaz/cheljabinskaya_oblast/33162/
- 23 Постановление министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области № 71/2 от 28.12.2017 «Об установлении цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Челябинской области» file:///C:/Users/Андрей/Downloads/71_2_28.12.2017_Постановление_население.pdf
- 24 Стоимость оборудования. <http://ochag96.ru/catalog/kotly/gazovye/rossen/rs-a100-99-kvt/?frommarket=https%3A//market.yandex.ru/search%3Ftext%3Dстоимость+одного+котла+rs+a100%26clid%3D545&ymclid=288408026855147653500004>
- 25 Особенности оценки сильно изношенных машин и оборудования http://smao.ru/files/magazine/2008/02/2_45-51.pdf
- 26 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003. <http://docs.cntd.ru/document/1200095545>
- 27 База принятых тарифных решений. <http://tdb.regportal-tariff.ru/TariffValues?reg=RU.5.74>
- 28 ТД Уралстройпоставки, ООО. <https://chelyabinsk.flagma.ru/828061/>
- 29 Ставки налогов с заработной платы <https://saldovka.com/zarplata-i-kadryi/stavki-nalogov-s-zarabotnoy-platy-i-tablitsa.html#i>
- 30 Алабугина Р.А. Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормоконтролю: методические указания / Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 43 с.
- 31 Правила устройства электроустановок (ПУЭ) Издание 7. <http://files.stroyinf.ru/Data1/7/7177/>
- 32 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. М.: ИПК Издательство стандартов, 1974. – 4 с.;
- 33 Приказ Ростехнадзора от 25.03.2014 №116. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых

используется оборудование, работающее под избыточным давлением; опубликован в «Российской газете» 22.12.2014 г.;

34 НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. М.:МЧС России, 2003.–28 с.;

35 ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. М.: Государственный стандарт СССР, 1996. – 13 с.;

36 ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. М.: Государственный стандарт СССР, 1996. – 13 с.;

37 О введении в действие санитарных правил и нормативов - СанПиН 2.2.4.1191-03 (с изменениями на 2 марта 2009 года)

38 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. М.: ИПК Издательство стандартов, 1988. – 32 с.;

					13.03.01.2018.229.09.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87