



Общество с ограниченной
ответственностью
«РЕМЭКС Энергомонтаж»

Заказчик: Территориальная генерирующая компания №2

ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №2

**СТРОИТЕЛЬСТВО ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ НА
ТЕРРИТОРИИ СЕВЕРОДВИНСКОЙ ТЭЦ-1**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ
РАЗДЕЛ 6**

Технологические решения

Часть 1

Текстовая часть

656_ДОГ23/ВК-ТР1

Том 6.1

Изм.	№док.	Подп.	Дата



Общество с ограниченной
ответственностью
«РЕМЭКС Энергомонтаж»

Заказчик: Территориальная генерирующая компания №2

ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №2

**СТРОИТЕЛЬСТВО ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ НА
ТЕРРИТОРИИ СЕВЕРОДВИНСКОЙ ТЭЦ-1**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

РАЗДЕЛ 6

Технологические решения

Часть 1

Текстовая часть

656_ДОГ23/ВК-ТР1

Том 6.1

Директор

А.М. Шакиров

Главный инженер проекта


М.Ф. Сагадеев

Изм.	Недок.	Подп.	Дата

2023

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
656_ДОГ23/ВК-ТР1-С	Содержание тома	1 лист
656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Текстовая часть	154 листов
Всего страниц		155 лист

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-С			
Разраб.	Сабитова			<i>Сабитова</i>	12.2023	Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
Проверил	Сабитова			<i>Сабитова</i>	12.2023		П	1	1
Н. контр.	Пудов			<i>Пудов</i>	12.2023		 ООО «РЭМ»		
ГИП	Сагадеев			<i>Сагадеев</i>	12.2023				

Содержание

1	Характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристику отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции	7
1.1	Сведения о назначении проектируемого объекта	8
1.2	Сведения о производственной программе	9
2	Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд....	14
2.1	Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов.	20
3	Описание источников поступления сырья и материалов.	22
4	Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции. ...	23
5	Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования.	25
5.1	Принципиальная тепловая схема	25
5.2	Компоновочные решения.	30
5.3	Характеристика основного оборудования	32
5.4	Химическая очистка водогрейных котлов.	41
5.5	Консервация водогрейных котлов.	44
5.6	Трубопроводы.	48
5.6.1	Категория трубопроводов	51
5.6.2	Расчет толщины стенки трубопроводов.	52
5.6.3	Изоляция	53
5.6.4	Испытания трубопроводов.	54
5.6.5	Отбраковочная толщина стенки проектируемых трубопроводов.....	56
5.7	Трубопроводная арматура.	71
5.8	Эстакады технологических трубопроводов	71
5.9	Предохранительные клапана	73
6	Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов	75

Взам. инв.№	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Сабитова			12.2023
Проверил		Сабитова			12.2023
Н. контр.		Пудов			12.2023
ГИП		Сагадеев			12.2023

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Содержание тома

Стадия	Лист	Листов
П	1	154
ООО «РЭМ»		

7	Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах.	76
8	Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала	78
9	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства (кроме жилых зданий), и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в общественных зданиях.	83
9.1	Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника.	85
10	Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе.	90
10.1	Структура контроля и управления.....	90
10.2	Объекты и объемы автоматизации.	93
10.2.1	Водогрейная котельная (об.200 по ГП)	94
10.2.2	Газораспределительный пункт (об.202 по ГП)	107
10.2.3	Мазутонасосная (об.203 по ГП)	108
10.2.4	Дренажная емкость ЕД-1 (об.204 по ГП) с полупогружным насосом Н-5	109
10.2.5	Подогреватели паромазутные Т-1, Т-2, Т-3, Т-4, Т-5 (об.205.1 по ГП).	110
10.2.6	Автослив (об.206 по ГП)	111
10.2.7	Емкости запаса конденсата Е-1, Е-2 (об.207 по ГП).	112
10.2.8	Приемный резервуар мазута Е-4 (об.205.2 по ГП)	113
10.2.9	Существующие резервуары N3, N4 (об.44 по ГП).	114
10.2.10	КТП 6/0,4 кВ мазутонасосной (об.208 по ГП)	114
10.2.11	Инженерные системы и сети.....	116
10.3	Загазованность	116
10.4	Сигнализация «пожар»	117
10.5	Приборы и средства автоматизации.	117

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв.№	Подп. и дата	Инд. № подл.	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ		Лист
											2

10.6 Приборы и оборудование	1 18
10.7 Размещение и монтаж	1 19
10.8 Заземление	120
10.9 Основные решения по сетям контроля и управления	1 20
10.10 Электроснабжение	1 22
11 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники (по отдельным цехам, производственным сооружениям)	123
12 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду.	124
13 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов	1 26
14 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов, если такие требования предусмотрены в задании на проектирование.	1 27
15 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов.	1 30
16 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов.	1 31
17 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона "О транспортной безопасности".	1 32
18 Перечень нормативно-технической документации.....	1 33
Приложение А Технические условия на присоединение (подключение) объекта «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1» к сетям выдачи тепловой мощности.	1 35
Приложение Б Технические условия на подключение к системе мазутоснабжения для проекта «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1»	140
Приложение В Технические условия на подключение к сетям пара собственных нужд для проекта «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1».	1 43

Изм. инв.№	Подп. и дата	Изм. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Приложение Г Технические условия на подключение к трубопроводу конденсата для проекта «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1»	146
Приложение Д Диспетчерский график распределения тепловых нагрузок между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 по регулированию централизованного теплоснабжения и ГВС в 20 22 -2023 г.г.....	148
Приложение Е Режимная карта работы в отопительный период 2022 -2023	149
Приложение Ж Температурный график для системы централизованного теплоснабжения на отопительный период 2022-2023 г.г. (эксплуатационный температурный график T1/2=114,6/70°C на территории г. Северодвинска)	151
Приложение И Письмо №01 -2-3/000414-2020 от 29.04.2020 о сетевых фильтрах В ..	152
Приложение К Письмо № 192/640-2023 от 25.08.2023 о характеристиках сетевых насосов	153
Приложение Л Таблица материальных потоков водогрейной котельной	154
Таблица регистраций и изменений	155

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв.№	Подп. и дата	Инд. № подл.	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ		Лист
											4

Список сокращений

БМН	Блок мазутонасосной
ВК	Водогрейный котел
ВКС	Воздушная компрессорная станция
ГВС	Горячее водоснабжение
ГОСТ	Государственный стандарт
ЕД	Емкость дренажная
ЕЭС	Европейское экономическое сообщество
ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
ЛПУМГ	Линейно-производственное управление магистральных газопроводов
НКП	Насос кислотной промывки
НТД	Нормативно-техническая документация
ОАО	Открытое акционерное общество
ОДА	Октадециламин
ОКПДТР	Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов
ПАО	Публичное акционерное общество
РАО	Российское авторское общество
РФ	Российская Федерация
РСС	Руководители, специалисты, служащие
РД	Руководящий документ
СНиП	Строительные нормы и правила
СП	Свод правил
ССБТ	Система стандартов безопасности труда
СТЭЦ	Северодвинская теплоэлектроцентраль
СТО	Стандарт организации
ТГК	Территориальная генерирующая компания
ТП «А»	Тепловой пункт «А»
ТП «0»	Тепловой пункт «0»
ТП «СМП»	Тепловой пункт «СМП»
ТР ТС	Технический регламент Таможенного союза
ТУ	Технические условия
ТЭС	Теплоэлектростанция
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
УСМ	Устройство слива мазута

Инов. № подл.						Взам. инв. №											
												Подп. и дата					
												Лист					
						656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ						5					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата												

ЧРП

Частотно-регулируемый привод

ФЗ

Федеральный закон

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист

6

1 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристику отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции

Раздел 6 «Технологические решения» разработан в составе проектной документации «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ», выполнен в соответствии с Техническим заданием на разработку проектной, рабочей документации и проведения авторского надзора по объекту «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1».

Исходными данными для проектирования являются:

- Техническое задание на разработку проектной, рабочей документации и проведения авторского надзора по объекту «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1»;

- Технические условия на присоединение (подключение) объекта «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1» к сетям выдачи тепловой мощности (Приложение А);

- Технические условия на подключение к системе мазутоснабжения для проекта «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1» (Приложение Б);

- Технические условия на подключение к сетям пара собственных нужд для проекта «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1» (Приложение В);

- Технические условия на подключение к трубопроводу конденсата для проекта «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1» (Приложение Г);

- Диспетчерский график распределения тепловых нагрузок между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 по регулированию централизованного теплоснабжения и ГВС в 2022 -2023 г.г., утвержденный и.о. директора по энергообеспечению по Архангельской области ПАО «ТГК-2» А.С. Воробьевым 7.06.2022 г. (Приложение Д);

- Режимная карта работы в отопительный период 2022-2023, утвержденный и.о. директора по энергообеспечению по Архангельской области ПАО «ТГК-2» А.С. Воробьевым 7.06.2022 г. (Приложение Е);

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.

- Температурный график для системы централизованного теплоснабжения на отопительный период 2022-2023 гг. (эксплуатационный температурный график Т1/2=114,6/70°С на территории г. Северодвинска), утвержденный и.о. директора по энергообеспечению по Архангельской области ПАО «ТГК-2» А.С. Воробьевым 7.06.2022 г. (Приложение Ж);

- Письмо ПАО «ТГК-2» Северодвинская ТЭЦ-1 №01-2-3/000414-2020 от 29.04.2020 о сетевых фильтрах ВК (Приложение И);

- Письмо ПАО «ТГК-2» Северодвинская ТЭЦ-1 № 192/640-2023 от 25.08.2023 о характеристиках сетевых насосов (Приложение К).

1.1 Сведения о назначении проектируемого объекта

В рамках проекта «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1» предусмотрено строительство водогрейной котельной тепловой мощностью 240 МВт (206,4 Гкал/ч) и общестанционных вспомогательных систем (мазутонасосной, газорегуляторного пункта) для нужд водогрейной котельной и перспективы подключения других энергопотребителей.

Строительство водогрейной котельной предусматривается для обеспечения покрытия присоединённой тепловой нагрузки потребителей г. Северодвинска и промышленных организаций в сложившихся зонах теплоснабжения действующего оборудования.

Установленная тепловая мощность водогрейной котельной составляет 240 МВт (206,4 Гкал/ч) и обеспечивается четырьмя устанавливаемыми котлами единичной тепловой мощностью 60 МВт (51,6 Гкал/ч).

Основное топливо для водогрейной котельной - природный газ из газопровода с расчётным давлением 1,04 МПа. Аварийное топливо – мазут марки М-100, привозимый на территорию ТЭЦ автомобильным транспортом.

Температурный график тепловой сети 114,6/70 °С, расчетный график - 150/70 °С.

Система теплоснабжения – открытая. Присоединение вновь подключаемых потребителей производится по закрытой схеме и в дальнейшем с полным переходом на закрытую схему теплоснабжения (Федеральный закон от 19.12.2016 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»).

Деаэрационно-подпиточная установка существующая, расположена в существующем здании Главного корпуса ТЭЦ. Регулирование тепловой нагрузки качественно-количественное.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ					
Лист					
8					

Лист
8

Давление обратной сетевой воды на выводах СТЭЦ-1 при зимнем максимуме составляет 2,3-2,8 кгс/см², при переходном режиме - 1,8-2,8 кгс/см². Перепад у потребителя – 70 м.вод.ст. в зимний максимум нагрузок, 55 м.вод.ст. в переходный период.

Категория котельной по надёжности отпуска тепловой энергии – вторая.

Режим работы водогрейной котельной – по диспетчерскому графику тепловых нагрузок.

1.2 Сведения о производственной программе

Водогрейная котельная предназначена для покрытия части графика тепловых нагрузок. Базовую часть тепловых нагрузок покрывает теплофикационное оборудование Главного корпуса. В летний режим работы водогрейные котлы отключены. При необходимости, в работе находятся сетевые насосы для обеспечения циркуляции в тепловой сети.

Производственная программа представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Производственная программа

Показатели	Размерность	Расчетный режим		
		Максимально-зимний ¹	Наиболее холодный месяц ²	Средне-зимний ³
Температура наружного воздуха	°С	-34	-13,9	-4,5
Потребление и выработка тепловой энергии				
Тепловая мощность котлов	Гкал/ч	206,4	134,6	92,0
Тепловая мощность собственных нужд ВК	Гкал/ч	3,9	2,0	1,1
Тепловая мощность отпущенная в сеть	Гкал/ч	202,5	132,6	90,9
Годовой отпуск тепловой энергии на собственные нужды	Гкал/год	6547		
Годовой отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	541037		
Потребление топлива				
Расход условного топлива при η=94,1 %	т.у.т./ч	31,3	20,43	14,0
Годовой расход условного топлива	т.у.т.	83328		
Расход природного газа при Q _{рн} = 8168 ккал/нм ³ и	тыс.нм ³ /ч	26,85	17,51	11,97

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Показатели	Размерность	Расчетный режим		
		Максимально-зимний ¹	Наиболее холодный месяц ²	Средне-зимний ³
$\eta=94,1\%$				
Годовой расход природного газа	тыс.нм ³	71245,44		
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, нетто	кг у.т./Гкал	151,8		
¹ максимально-зимний режим отвечает температуре холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92; ² наиболее холодный месяц отвечает температуре наиболее холодного месяца в году; ³ средне-зимний режим отвечает средней температуре отопительного периода.				

Тепловые балансы водогрейной котельной в трёх режимах представлены на рисунках 1.1, 1.2, 1.3.

Вид строительства – новое строительство.

Место строительства – Архангельская область, г. Северодвинск, Ягринское шоссе 1/32.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист

10

Режим №1. Максимально-зимний

Температура наружного воздуха	Минус 34 °С
Топливо	Природный газ
Тепловая мощность	206,4 Гкал/ч

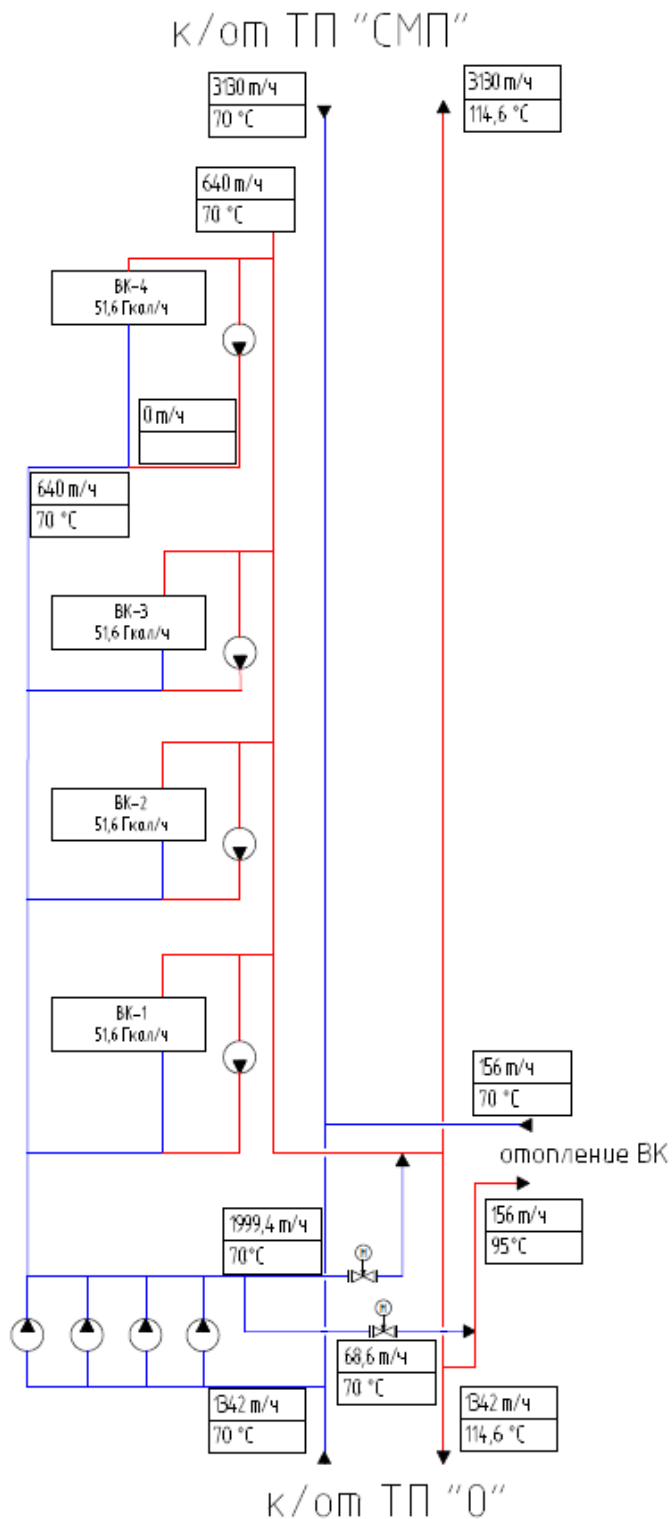


Рисунок 1.1. Режим максимально-зимний

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Режим №2. Наиболее холодного месяца

Температура наружного воздуха	Минус 13,9 °С
Топливо	Природный газ
Тепловая мощность	134,6 Гкал/ч

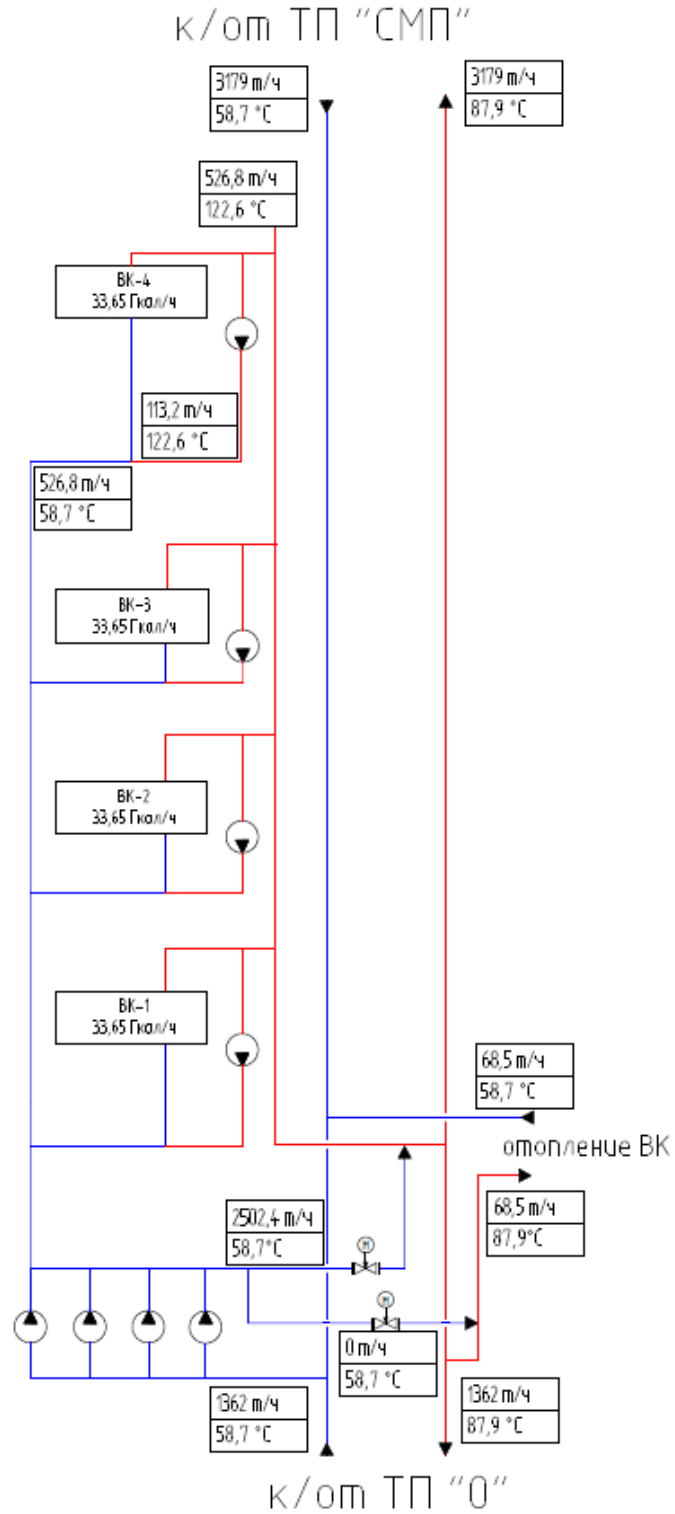


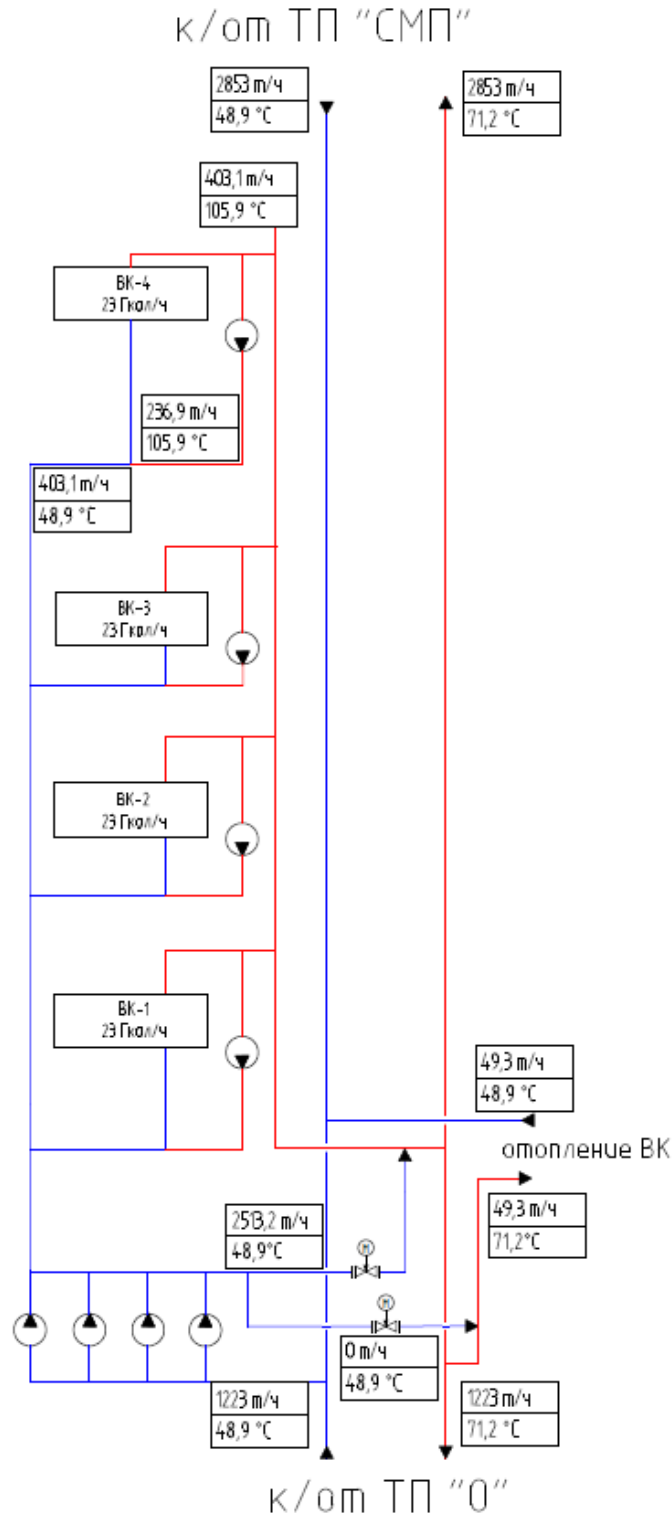
Рисунок 1.2. Режим наиболее холодного месяца

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Режим №3. Средне-зимний

Температура наружного воздуха	Минус 4,5 °С
Топливо	Природный газ
Тепловая мощность	92,0 Гкал/ч



Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Для осуществления технологического процесса производства тепловой энергии требуется следующее топливо:

- Основное топливо для котельной – природный газ высокого давления I категории 0,95 МПа по ГОСТ 5542-2014, низшая теплота сгорания – 8168 ккал/м³.
- Аварийное топливо – мазут марки М100 по ГОСТ 10585-2013, низшая теплота сгорания – 9700 ккал/кг.

Потребность в основных видах ресурсов для технологических нужд представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1– Потребность в основных видах ресурсов для технологических нужд

Вид топлива	Наименование	Ед. изм.	Потребность			
			На 1 котел	На водогрейную котельную	На перспективу	Итого
Основное	Природный газ	нм ³ /ч	6713	26752	35640	62392
Аварийное	Мазут М100	т/ч	13,068	52,272	36,3	88,6

Параметры мазута топочного марки М100 представлены в таблице 2.2.

Физико-химические показатели природного газа представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.2 – Параметры мазута М100

Показатель	Значение
Плотность при 20 °С не более	1,015
Температура вспышки, °С не ниже в открытом тигле	110
Зольность, %, не более	0,14
Содержание механических примесей, % не более	1,5
Содержание влаги, % не более	1,5
Содержание серы, % не более	3,0
Теплота сгорания низшая, Q _{рн} , МДж/кг(ккал/кг)	40,61(9700)

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица 2.3 – Физико-химические показатели природного газа

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Среднемесячный показатель
1	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.1 ГОСТ 31371.2 ГОСТ 31371.7		
	метан			не нормируется	96,18
	этан			не нормируется	2,30
	пропан			не нормируется	0,540
	изо-бутан			не нормируется	0,081
	норм-бутан			не нормируется	0,071
	нео-пентан			не нормируется	0,0014
	изо-пентан			не нормируется	0,0117
	норм-пентан			не нормируется	0,0079
	гексаны			не нормируется	0,0055
	гептаны			не нормируется	0,0036
	октаны			не нормируется	менее 0,001
	бензол			не нормируется	менее 0,001
	толуол			не нормируется	менее 0,001
	диоксид углерода			не более 2,5	0,115
	азот			не нормируется	0,666
	кислород			не более 0,050	менее 0,005
водород	не нормируется	0,0027			
гелий	не нормируется	0,0116			
2	Нижняя теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80 не менее 7600	34,20 8168
3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	ГОСТ 31369-2008	41,20 - 54,50 9840-13020	49,86 11910
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,6961
5	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2021	не более 0,020	менее 0,010
6	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2021	не более 0,036	менее 0,010
7	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отсутствие
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°С	ГОСТ Р 53763-2009	ниже температуры газа	-25,2
9	Температура газа в точке отбора пробы при определении температуры точки росы	°С	-	не нормируется	6,7
*10	Интенсивность запаха при объемной доле 1 % в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2021	не менее 3	

На проектируемом объекте используются следующие вспомогательные ресурсы для технологических нужд:

- водяной пар для нагрева мазута в подогревателях, для обогрева приемного резервуара и дренажной емкости, для пропарки трубопроводов;
- азот для продувки трубопроводов и оборудования;
- сжатый воздух для пневмоинструмента, ремонтных работ, продувки трубопроводов;
- охлаждающая вода на торцевые уплотнения насосов;
- электроэнергия.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	
						15	

Потребность в водяном паре

Водяной пар подается от существующего паропровода ТЭЦ-1.

Водяной пар на проектируемом объекте используется для подогрева мазута в подогревателях Т1...Т5, пропарки оборудования и трубопроводов мазута, разогрева дренажной емкости ЕД-1 (при необходимости), подогрева мазута в приемном резервуаре Е-4.

Постоянный расход пара на 1 основной подогреватель составляет 2,131 т/ч, на подогреватель рециркуляционного контура - 1,141 т/ч. При нормальном режиме в работе находятся 2 подогревателя основного контура и 1 подогреватель циркуляционного контура. Суммарный постоянный расход пара на подогрев мазута составляет 5,403 т/ч.

Пропарку применяют для очистки внутренней поверхности труб и аппаратов от осадка тяжелых углеводородов и снижения концентрации углеводородов до значения не более ПДК.

Для подключения на аппаратах предусмотрены штуцеры с арматурой и заглушкой.

Перед проведением ремонтных работ оборудование отглушается стандартными заглушками и при необходимости пропаривается до полного удаления горючих веществ с последующей продувкой воздухом до объемного содержания кислорода не менее 18 % и содержания вредных веществ не более ПДК.

Расход пара на пропарку оборудования и инвентаря определяют по истечению его из трубы по уравнению расхода:

$$Q_{\text{п}} = 3600 \frac{\pi \times d^2}{4} \cdot \omega \cdot \rho \cdot \tau,$$

где $Q_{\text{п}}$ – расход пара на пропарку, кг/сут;

d – внутренний диаметр шланга (0,02÷0,03 м), принимаем 0,025 м;

ω – скорость истечения пара из трубы (25÷30 м/с), принимаем 25 м/с;

ρ – плотность пара, кг/м³ (по таблицам Вукаловича $\rho = f(p)$), для насыщенного пара

$\rho_{\text{изб}} = 13$ кг/см² плотность пара равна 6,62 кг/м³;

τ – время пропарки, ч (время пропарки принимаем не менее 24 часов. Пропарку необходимо проводить с отбором проб воздушной среды в пропариваемом трубопроводе или аппарате до тех пор, пока концентрация углеводородов не достигнет значения ПДК.

Фактическое время пропарки может быть больше или меньше, и определяется в процессе эксплуатации.

Тогда

$$Q_{\text{п}} = 3600 \cdot 25 \cdot 6,62 \cdot 24 \cdot 3,14 \cdot 0,025^2 / 4 = 7015 \text{ кг/сут.}$$

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

После пропарки оборудования (приемная емкость Е-4 (V=100 м³), теплообменники Т-1,Т-2,Т-3,Т-4,Т-5 (V~5,5 м³), насосное оборудование Н-1/1,2,3,4,5, Н-2/1,2,3) образуется конденсат с содержанием нефтепродуктов (замазученные стоки с содержанием нефтепродуктов менее 15%) в объеме 7 м³. Замазученные стоки после пропарки оборудования являются отходами и требуют утилизации.

Расход пара на подогрев мазута в дренажной емкости ЕД-1 и в приемном резервуаре Е-4 можно определить по формуле:

$$D = \frac{V \cdot c \cdot p \cdot (t_{г.} - t_{х.})}{(h_1 - h_k) \cdot \eta_v} \cdot 10^{-3},$$

Где V – объем мазута в емкости, м³;

c – теплоемкость мазута, кДж/кг*К;

p – плотность мазута, кг/м³;

h₁ – энтальпия пара, при T=290°С, p=1,3 МПа (изб.) равна 3020 кДж/кг;

h_к – энтальпия конденсата, принимается как c*t_{нас}=4,19*191,6=802,8 кДж/кг;

η - коэффициент полезного использования теплоты (принимается равным 0,92-0,96).

Теплоемкость мазута в диапазоне температур 20-100 °С составляет 1852 кДж/кг*К.

Тогда

$$D = 63 \cdot 1852 \cdot 1015 \cdot (80-20) \cdot 10^{-3} / (3920-802,8) \cdot 0,94 = 2424,96 \text{ кг}$$

Расход пара на подогрев мазута в приемном резервуаре Е-4:

$$D = 100 \cdot 1852 \cdot 1015 \cdot (80-60) \cdot 10^{-3} / (3920-802,8) \cdot 0,94 = 1283,05 \text{ кг}$$

Потребность в водяном паре представлена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Потребность в водяном паре

Статья расхода	Часовой расход, кг/ч	Суточный расход, кг/сут	Годовой расход, т/год	Примечание
На подогреватели Т1...Т5	5403	129672	47330,28	Постоянный расход
На пропарку оборудования и трубопроводов	292	7015	-	Максимальный часовой и суточный расход
На разогрев дренажной емкости ЕД-1	-	2424,96	-	Разовый расход на разогрев объема
На подогрев приемного резервуара Е-4	-	1283,05	-	Разовый расход на разогрев объема

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

Потребность в азоте и сжатом воздухе

Азот для продувки оборудования и трубопроводов подается от передвижной азотной компрессорной станции.

Сжатый воздух подается от модульной компрессорной станции сжатого воздуха, производительностью 700 м³/ч.

Расчет количества инертного газа/воздуха, необходимого для продувки проектируемого оборудования и трубопроводов перед вводом в эксплуатацию определяется его геометрическим размером. При расчете учитывался объем аппаратов с учетом обвязывающих трубопроводов, при условии одновременной продувки всей системы. Время продувки принято в период пуска 24 часа. Контроль за эффективностью продувки осуществляется по содержанию кислорода и (или) горючих веществ в отходящих газах методом периодического отбора проб.

Среднечасовой расход инертного газа/воздуха на продувку установки составит, м³/ч:

$$Q = \frac{GnK}{t},$$

где n – количество продувок в межремонтный период эксплуатации, n = 1;

K – коэффициент запаса, принимаемый равным 1,5;

t – время продувки, ч (в нашем случае 24);

G – расход инертного газа/воздуха на одну продувку, определяется по формуле:

$$G=(V_{\text{аппар.}} + V_{\text{тр}}) \gamma,$$

где V_{аппар.} – геометрический объем аппаратов, м³;

V_{тр} – геометрический объем трубопроводов, м³.

γ – кратность обмена инертного газа/воздуха при продувке. Принимаем γ = 3

Объем проектируемых аппаратов составит, согласно принятой технологической схеме:

- объём фильтров в блоке ГРПБ - 0,3*2=0,6 м³;

V_{аппар.} =0,6 м³.

V_{газ.тр.} = (3,14*0,175²*23+3,14*0,4²*309+3,14*0,25²*503+3,14*0,1²*100)*1,2 = 311 м³, согласно принятой технологической схеме (принято с запасом 20%).

G=(0,6+311) · 3 = 935,3 м³

Тогда среднечасовой расход инертного газа/воздуха на продувку установки в период пуска составит:

Q = 935,3*1*1,5/24 = 58,5 м³/ч

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист

18

При выводе в ремонт отдельных технологических линий, аппаратов, продувка производится по отдельным технологическим узлам.

Потребность в инертном газе/воздухе представлена в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Потребность в инертном газе/воздухе

Статья расхода	Часовой расход, м ³ /ч	Суточный расход, м ³ /сут	Годовой расход, м ³ /год	Примечание
Продувка оборудования и трубопроводов	58,5	1404	-	Максимальный часовой и суточный расход

Потребность в охлаждающей воде

Охлаждающая вода на торцевые уплотнения насосов подается от существующего противопожарно-технического водопровода.

Описание источника поступления охлаждающей воды представлено в разделе 656_Дог23/ВК- ИОС2 «Система водоснабжения».

Система охлаждения торцевых уплотнений центробежных насосных агрегатов предназначена для защиты торцевого уплотнения от высоких температур, вызванных чрезмерной перегрузкой давлением и теплом трения. Торцевое уплотнение гарантирует, что быстро вращающийся вал насосного агрегата в месте его выхода из корпуса нагнетателя выдержит высокие нагрузки и высокие температуры. Если торцевое уплотнение не будет отводить тепло, оно быстро выйдет из строя.

Постоянное охлаждение торцевых уплотнений требуется на насосы рециркуляции Н-7.1...7.8, расположенные в котельном зале в здании водогрейной котельной и имеющие температуру перекачиваемой среды до 150 °С.

Охлаждающая вода должна быть следующих параметров: расход не менее 0,01 м³/час на один насос, температура не более 40 °С, по давлению должно быть обеспечено превышение давления затворной жидкости над давлением на входе на 0,05-0,1 МПа.

Качество воды в объединенном хозяйственно-противопожарно-техническом водопроводе питьевого качества и соответствует требованиям СанПиН 2.14.1074-01.

Возврат охлаждающей жидкости после торцевых уплотнений осуществляется в технологическую систему.

Потребность в охлаждающей воде представлена в таблице 2.6.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица 2.6 – Потребность в охлаждающей воде

Статья расхода	Часовой расход, м ³ /ч	Суточный расход, м ³ /сут	Годовой расход, м ³ /год	Примечание
Охлаждение торцевых уплотнений насосов Н-7.1...7.8	0,08	1,92	476,2	Максимальный расход за отопительный сезон

Потребность в электроэнергии

Электроэнергия подается из электросети ТЭЦ-1.

Основными проектируемыми потребителями электроэнергии на объекте являются:

- насосы в водогрейной котельной, мазутном хозяйстве;
- вентиляторы дутьевые водогрейных котлов;
- электрообогрев трубопроводов;
- инженерные системы здания водогрейной котельной, блок-боксов.

Описание источника электроэнергии, расчетная нагрузка и потребители представлены в томе 656_Дог23/ВК-ИОС1 «Система электроснабжения».

2.1 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

В соответствии с Техническим Заданием на проектирование предполагается установка коммерческого узла учёта потребляемого природного газа на водогрейные котлы в блоке ГРП. Подробное описание узла учета представлено в томе 5.6 656_ДОГ23/ВК-ИОС6.

Также проектом предусмотрены следующие оперативные узлы учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов:

- привозного мазута из автоцистерны на УСМ;
- водяного пара на трубопроводе водяного пара из главного корпуса;
- сетевой воды на трубопроводах прямой и обратной сетевой воды к/от водогрейной котельной;
- мазута рециркуляции, возвращаемого из водогрейной котельной в резервуары;
- конденсата водяного пара, возвращаемого из мазутного хозяйства в цикл станции на химводоочистку;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

- мазута напорного, подаваемого в качестве топлива из мазутного хозяйства в водогрейную котельную;
- мазута к каждому котлу, подаваемого в качестве топлива;
- топливного газа к каждому котлу.

Более подробно описание приборов учёта, устройств сбора и передачи информации от них представлены в разделе 10.

В соответствии с требованиями статьи 13 Федеральный закон 261-ФЗ (ред. от 13.06.2023) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» предусмотрены узлы учета электрической энергии.

Подробные решения представлены в подразделе 656_Дог23/ВК-ИОС1 «Система электроснабжения».

Инд. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	
656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ						Лист
						21

3 Описание источников поступления сырья и материалов

Источники поступления сырья и материалов для нужд производства тепловой энергии и подготовки аварийного топлива представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Описание источников поступления сырья и материалов

Вид	Источник	Примечание
Основное топливо (природный газ)	Существующий межпоселковый подземный газопровод П/ПЭ100SDR9-400x44,7	см. том 5.6 656_ДОГ23/ВК-ИОС6
Аварийное топливо (мазут марки М100 по ГОСТ 10585-2013)	Привоз мазута автотранспортом от СТЭЦ-2 (автоцистерны)	
Водяной пар	Существующий паропровод ТЭЦ-1	
Азот	Передвижная азотная станция	
Сжатый воздух	Модульная компрессорная станция сжатого воздуха (ВКС)	
Электроэнергия	Электросеть ТЭЦ-1	см. том 5.1 656_ДОГ23/ВК-ИОС1
Охлаждающая вода на торцевые уплотнения насосов	Пожарно-технический водопровод главного корпуса	см. том 5.2 656_ДОГ23/ВК-ИОС2
Подпиточная вода (исходная)	Трубопровод исходной воды от насосной 2 подъема до ВК-1	

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист

22

4 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Проектируемые объекты предназначены для производства следующих видов продукции:

- тепловая энергия, производимая водогрейной котельной и отпускаемая в городскую тепловую сеть и на собственные нужды ВК;
- подготовленный для сжигания природный газ, подготовка которого осуществляется в ГРПБ. Подробное описание ГРПБ представлено в томе 5.6 656_ДОГ23/ВК-ИОС6 «Система газоснабжения»;
- подготовленный для сжигания в водогрейных котлах мазут, подготовка которого осуществляется в проектируемых сооружениях мазутного хозяйства ТЭЦ.

Тепловая энергия, отпускаемая в сеть, соответствует требованию температурного графика 114,6/70 °С в соответствии с диспетчерским графиком тепловых нагрузок при давлении в обратном трубопроводе тепловой сети 2,3-2,8 кгс/см² при максимальном перепаде у потребителя 70 м.в.с. при нормальном режиме, 1,8-2,8 кгс/см² при максимальном перепаде у потребителя 55 м.в.с. при переходном режиме.

Контроль качества пара и воды осуществляется в специализированных лабораториях промышленных предприятий или районных служб эксплуатации систем теплоснабжения. Объем химического контроля качества воды для тепловых сетей должен соответствовать требованиям действующей нормативной документации. Качество воды для систем горячего водоснабжения должно соответствовать требованиям, приведенным в СанПиН 1.2.3684-21.

Подготовленный для сжигания природный газ соответствует требованиям производителя водогрейного котла по давлению 0,25 МПа.

Контроль качества природного газа осуществляется с пробоотборных точек, расположенных на продувочных свечах на газопроводах.

Подготовленный для сжигания мазут соответствует требованиям производителя горелки по давлению 3,5 МПа и температуре 130 °С.

Контроль качества жидкого топлива осуществляется при его приемке, хранении и использованию по назначению. Приемка топлива по качеству заключается в контроле соответствия фактических значений качественных показателей поступившего топлива значениям по ГОСТ 10585-2013. Способ контроля качества поступившего на электростанцию топлива указывается в договорах на его поставку. Контроль качества производится путем отбора проб и их химического анализа в лаборатории.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док		

Периодический контроль качества мазута при хранении в резервуарах производится по утвержденному графику, но не реже одного раза в квартал. Отбор проб жидкого топлива из битумовоза, из резервуара хранения производится по ГОСТ 2517-2012.

Контроль качества конденсата осуществляется автоматически с помощью прибора контроля наличия мазута в конденсате, установленного на конденсатной линии от подогревателей Т-1..Т-5 и путем отбора проб из конденсатных баков совместно с представителями службы химводоочистки станции по утвержденному графику, но не реже одного раза в 10 дней. Максимальное количество мазута в конденсате, возвращаемом повторно в цикл станции – не более 0,5 мг/л.

На газоходах дымовой трубы водогрейных котлов осуществляется контроль содержания СО, NOx в дымовых газах автоматическими анализаторами.

В блоке ГРПБ предусмотрен контроль предельно-допустимых концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Подробное описание приведено в разделе 4 тома 5.6 656_ДОГ23/ВК-ИОС6 «Система газоснабжения».

В блоке мазутонасосной предусмотрен контроль предельно-допустимых концентраций углеводородов в воздухе рабочей зоны. В здании водогрейной котельной предусмотрен контроль содержания метана и СО в воздухе рабочей зоны. Подробное описание приведено в разделе 10.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ		Лист
											24

5 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

5.1 Принципиальная тепловая схема

Тепловая схема

На чертеже 656_Дог23/ВК-ТР2.ГЧ.002 представлена тепловая схема водогрейной котельной. В Приложении Л представлена таблица материальных потоков. На чертеже 656_Дог23/ВК-ТР2.ГЧ.003 представлена принципиальная схема подключения водогрейной котельной к существующим коллекторам Северодвинской ТЭЦ-1.

В качестве основного оборудования устанавливаются четыре водогрейных котла ВК-1,2,3,4 серии Eurotherm Etalon-60,0-150 единичной мощностью 60 МВт (51,6 Гкал/ч) и температурным графиком 150/70 °С. В качестве горелочного устройства котла установлена комбинированная газомазутная горелка с отдельно стоящим вентилятором с ЧРП. Дымовые газы с расчетной температурой 137 °С при работе на природном газе (189°С при работе на мазуте) после котлов поступают на индивидуальные дымовые трубы.

Для обеспечения необходимой температуры (70 °С) сетевой воды перед водогрейным котлом (во избежание конденсации дымовых газов) установлена насосная станция рециркуляции Н-7.1..Н-7.8 с двумя насосами для каждого котла производительностью 390 м³/час, напором 35 м, мощностью 55 кВт с ЧРП.

Забор воздуха вентиляторами котлов при работе на газу осуществляется с улицы, при работе на мазуте - из помещения котельной. Нагрев поступающего в котельное помещение воздуха обеспечивается калориферными установками с сетевой водой в качестве теплоносителя. Для обеспечения нагрузки собственных нужд котельной предусматривается подача сетевой воды на ИТП. Регулирование температуры сетевой воды по графику 95/70, поступающей на ИТП котельной, осуществляется узлом смешения потоков сетевой воды от горячего коллектора котлов и напорного коллектора сетевых насосов. После ИТП сетевая вода поступает в обратный коллектор.

Для преодоления гидравлического сопротивления оборудования, тепловых сетей и установок потребителей предусматривается установка четырех сетевых насосных агрегатов Н-6.1..Н-6.4 (3 рабочих, 1 резервный) номинальным расходом 1700 м³/ч, напором 125 м. Электропривод насоса предусмотрен для работы с частотным преобразователем. Оборудование системы ЧРП обеспечивает работу любого из насосов

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
										25

с возможностью переключения. Предусмотрен один резервный шкаф ЧРП на случай выхода из строя основного.

Для регулирования температуры прямой сетевой воды на выводах водогрейной котельной предусматриваются узлы подмеса воды из напорного коллектора сетевых насосов.

Регулирование давления сетевой воды для поддержания требуемого напора осуществляется по датчику давления на трубопроводе прямой воды сетевыми насосами с ЧРП.

Технологической схемой предусмотрено секционирование оборудования водогрейной котельной для возможности вывода из схемы двух сетевых насосов и двух котлов с помощью запорной арматуры и отдельных коллекторов. Секционирование позволяет вывести в ремонт часть оборудования котельной без останова основного производства с частичным снижением мощности.

Дренирование котлов, внутренних трубопроводов котельной, трубопроводов предохранительных клапанов осуществляется в дренажный лоток и далее в колодезь-охладитель за пределами котельной, после остывания самотёком сливается в промышленную канализацию.

Обратная сетевая вода с давлением до 2,8 кгс/см² и температурой 70 °С поступает от существующих коллекторов Обратная №1 и Обратная №2 к водогрейной котельной по трубопроводам DN600 и DN800 с возможностью переключения между обратными коллекторами №1 и №2. В целях секционирования обратных коллекторов №1 и №2 на них устанавливается дополнительная секционирующая запорная арматура в районе точек подключения. Прямая сетевая вода от водогрейной котельной с давлением около 10 кгс/см² поступает к существующему коллектору Прямая №1 по двум трубопроводам DN600 и DN800. На прямых и обратных трубопроводах от водогрейной котельной устанавливаются узлы технического учёта. Все сетевые трубопроводы в точках подключения к существующим коллекторам оснащаются запорной арматурой с электроприводом. Для обеспечения подачи сетевой воды в магистраль DN1000 в город существующая задвижка ПС-21 должна быть открыта. Подключение трубопроводов тепловой сети к ТП СМП и ТП 0 выполнено в соответствии со схемой 656_Дог23_ВК-ТР2.ГЧ.003.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист

26

Топливное хозяйство

Основное топливо для котлов – природный газ. В качестве аварийного топлива для водогрейных котлов предусмотрен мазут М100 по ГОСТ 10585-2013 от проектируемой мазутонасосной.

Технологическая схема мазутного хозяйства показана на чертежах 656_Дог23/ВК-ТР2.ГЧ.004, 656_Дог23/ВК- ТР2.ГЧ.005.

Для новой водогрейной котельной (с учетом перспективы) проектируется новое мазутное хозяйство в составе:

- Автослив на 4 автоцистерны (УСМ);
- Блочно-модульная мазутонасосная с насосами I и II подъема (БМН);
- Площадка паромазутных подогревателей (Т-1..Т-5);
- Емкости запаса конденсата $V=25\text{м}^3$ (Е-1, Е-2);
- Подземная дренажная емкость $V=63\text{м}^3$ с полупогружным дренажным насосом (ЕД-1, Н-5);
- Приемный резервуар мазута $V=100\text{м}^3$ (Е-4) с полупогружными насосами откачки мазута (Н-8.1,Н-8.2).

В качестве расходных резервуаров мазута используются существующие резервуары №3,№4 $V=3000\text{м}^3$.

Устройство слива мазута (УСМ) на слив четырех автоцистерн $V=32\text{ м}^3$ одновременно включает в себя бетонную площадку с навесом, две насосные установки УСМ-1/1,2. Каждая насосная установка состоит из двух насосов.

Установка насосов поставляется на раме с датчиками температуры подшипников насоса и электродвигателя, запорной арматурой, трубопроводами, шкафом управления с контроллером. Мазут из автоцистерн перекачивают в приемный резервуар Е-4.

Учет поступившего топлива предусматривается счетчиками, расположенными в насосной установке.

Топливо доставляется со склада хранения мазута СТЭЦ-2 с температурой $60...80^\circ\text{C}$.

Приемный резервуар Е-4 оснащен наружным змеевиком для возможности подогрева мазута паром, конденсат через конденсатоотводчик сливается в емкости запаса конденсата Е-1, Е-2. Откачка мазута из приемного резервуара в существующие расходные резервуары №3,№4 осуществляется с помощью полупогружных насосов Н-8.1, Н-8.2.

Блочно-модульная насосная станция БМН предназначена и рассчитана для подготовки и подачи мазута М100 на проектируемые водогрейные котлы и на

Изм. инв.№
Подп. и дата
Изм. инв.№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист

27



перспективу увеличения потребителей, а также поддержания температуры в резервуарах №3, №4 $V=3000 \text{ м}^3$ (контур циркуляции). В блочной мазутонасосной установлены дополнительно насосы откачки конденсата Н-4.1, Н-4.2 из емкостей запаса конденсата Е-1, Е-2 в существующий бак запаса конденсата №1 химводоочистки.

Блочно-модульная насосная – изделие максимальной заводской готовности, оборудованное системой отопления, вентиляции, освещения, охранно-пожарной сигнализации, контроля загазованности, автоматизации, электроснабжения, представляет собой блочно-модульное здание, состоящее из технологического отсека и отсека управления.

В технологическом отсеке установлены:

Основные насосы первого подъема – Н-1.1..Н-1.3 (2 рабочих, 1 резервный);

Насосы циркуляционного контура – Н-1.4,Н-1.5 (1 рабочий, 1 резервный);

Основные насосы второго подъема – Н-2.1..Н-2.3 (2 рабочих, 1 резервный);

Вакуумный водокольцевой насос – Н-3.1,Н-3.2 (1 рабочий, 1 резервный);

Насосы перекачки чистого конденсата на химводоочистку – Н-4.1, Н-4.2 (1 рабочий, 1 резервный).

Перед каждым насосом первого подъема и насосом циркуляционного контура установлен фильтр грубой очистки, перед насосами второго подъема установлены фильтры тонкой очистки.

Для заполнения всасывающей магистрали основных насосов топлива первой ступени и насосов циркуляционного контура предполагается использование вакуумных водокольцевых насосов.

Насосы устанавливаются на собственную раму, не связанную с конструкцией насосной станции. Управление насосами предусматривает автоматическую работу из отсека управления.

В качестве технологических трубопроводов обвязки насосных агрегатов используются трубы стальные бесшовные по ТУ 14-3-1128-2000.

Для демонтажа и монтажа насосного оборудования предусмотрены средства малой механизации – ручная таль над каждым насосом.

Контур циркуляции включает в себя: всасывающий мазутопровод из резервуара $V=3000 \text{ м}^3$, фильтр грубой очистки, насос циркуляционного контура, подогреватель паромазутный, напорный мазутопровод в резервуар $V=3000 \text{ м}^3$. Контур циркуляции может работать независимо от основного контура. В резервуарах необходимо поддерживать температуру мазута около 80°C , но не выше 90°C . Для этого насос циркуляционного контура, забирая из резервуара мазут через фильтр грубой очистки

Изм. инв. №	
Подп. и дата	
Изм. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

подает его на подогреватель, где мазут подогревается до 100°С и обратно возвращается в резервуар. Все резервуары контролируются по температуре мазута, и очередность включения резервуара на подогрев определяется службой эксплуатации. Контроль температуры мазута на выходе из подогревателя осуществляется с помощью регулирующего клапана, установленного на общей линии пара, подаваемого на подогреватели Т-4, Т-5.

Основной контур включает в себя: всасывающий мазутопровод из резервуара V=3000 м³, фильтр грубой очистки, насос основной I подъема, подогреватель паромазутный, фильтр тонкой очистки, насос основной II подъема, напорный мазутопровод на водогрейную котельную и на перспективу подключения. Очередность включения резервуара в работу определяется службой эксплуатации. В резервуарах №3, №4 установлены приборы контроля уровня, сигнализирующие об отклонениях уровня от номинальных значений. Основной контур может работать независимо от контура циркуляции. Мазут на котлы подается с параметрами: P=3,5 МПа, T=130°С. Возврат излишков топлива из водогрейной котельной по обратному трубопроводу осуществляется в резервуары №3, №4.

Для поддержания температуры мазута на заданном уровне, предотвращения влаготстоя и застывания, предусматривается в режиме горячего резерва постоянный проток мазута, подогретого до температуры 80°С по главным напорным мазутопроводам, мазутному кольцу котельного отделения, трубопроводу обратного мазута в расходные резервуары №3, №4. Для определения влажности на общей линии мазута после подогревателей (Т-1, Т-2, Т-3) предусмотрен влагомер. Все мазутопроводы на эстакаде и в здании водогрейной котельной, включая мазутные клапанные блоки, прокладываются в изоляции с электрообогревом.

Паромазутные подогреватели основного контура (всего 3 шт.) и подогреватели контура циркуляции (всего 2 шт.) установлены на улице на бетонной площадке. Контроль температуры мазута на выходе из подогревателя осуществляется с помощью регулирующих клапанов TCV-1 и TCV-2, установленных на общей линии пара, подаваемого на группу подогревателей Т-1, Т-2, Т-3 и Т-4, Т-5 соответственно. Уровень конденсата в подогревателе поддерживается регулируемыми клапанами LCV-1 и LCV-2, установленными на общей линии конденсата подаваемого на группу подогревателей Т-1, Т-2, Т-3 и Т-4, Т-5 соответственно. В случае ремонта/демонтажа регулирующего клапана для отвода конденсата на байпасной линии предусмотрен конденсатоотводчик. С помощью автоматического анализатора нефтепродуктов, устанавливаемого на общих линиях конденсата определяется загрязненность конденсата мазутом. При обнаружении

Изм. № подл.
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

мазута в конденсате, автоматически открываются электрозадвижки на линии дренажа и закрываются электрозадвижки в конденсатную линию. После чего персонал установки останавливает теплообменник, в котором произошла разгерметизация и включает в работу резервный. Слив мазута в дренаж осуществляется только после остывания мазута до 100 °С.

Пар подается на мазутное хозяйство от существующего паропровода с температурой 290 °С и давлением 1,3 МПа (изб.). Технический учет пара, подаваемого на мазутное хозяйство, предусматривается на трубопроводе после точки подключения. Пар используется для подогревателей мазута, для пропарки мазутопроводов.

Для сбора конденсата водяного пара от подогревателей предусмотрены две емкости запаса конденсата $V=25 \text{ м}^3$ каждый. Чистый конденсат подается в емкости. Очередность заполнения емкостей определяется службой эксплуатации и результатами анализов на загрязненность конденсата. Если конденсат чистый (загрязненность не более 0,5 мг/л), он насосами подается на химводоочистку.

Если конденсат загрязнен, он сливается в дренажную емкость ЕД-1, расположенную возле мазутонасосной. Конденсат от пропарки сливается также дренажную емкость ЕД-1.

Подземная дренажная емкость ЕД-1 расположена рядом с насосной мазута. В емкость сливаются все замазученные стоки. В дренажную емкость установлен полупогружной насос Н-5 для откачки жидкости в передвижные средства для дальнейшего вывоза и передачи специализированной организации на утилизацию.

На расстоянии 10-50 м от здания мазутонасосной устанавливается запорная аварийная (пожарная) арматура с электроприводом.

5.2 Компоновочные решения

План водогрейной котельной представлен на чертеже 656_Дог23/ВК-ТР2.ГЧ.006 - 656_Дог23/ВК- ТР2.ГЧ.009.

Размещение котельного и вспомогательного оборудования в здании водогрейной котельной выполнено исходя из оптимальности расположения и обвязки технологически связанных между собой узлов и оборудования, обеспечения доступности обслуживания запорной и регулирующей арматуры, основного и вспомогательного оборудования. Компоновочные решения котельной обеспечивают условия для удобства ремонтных работ и возможность использования при ремонтных работах подъемно-транспортных механизмов и устройств.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ		Лист
											30

Здание водогрейной котельной представляет собой однопролетное здание шириной 24 м и длиной 54 м.

В осях Б-Д, 5-9 устанавливаются четыре водогрейных котла ВК- 1,2,3,4 Polykraft серии Eurotherm Etalon-60,0-150. Котлы стальные, водотрубные газоплотные газомазутные, горизонтальной компоновки. Номинальная теплопроизводительность одного котла – 60,0 МВт (51,6 Гкал/ч), температурный график 150/70°С, расчетное избыточное давление воды на входе в котел 1,6 МПа, диапазон регулирования теплопроизводительности 20-100 %. Котлы поставляются с площадками обслуживания, декоративной обшивкой и изоляцией. Вентиляторы в количестве 8 шт. расположены на отм. +9,800 в осях А-Б, 5-9. Отвод дымовых газов осуществляется по газодамам квадратного сечения 1400x1400 мм на дымовую металлическую теплоизолированную трубу. На каждый котёл предусматривается индивидуальная дымовая труба (Опросный лист 656_Дог23_ВК-ТХ-Т31).

На первом этаже на отм. 0,000 помещение основного котельного оборудования (водогрейные котлы) отделено от помещения вспомогательного оборудования (насосные агрегаты) противопожарной перегородкой 1-го типа.

На отм. 0,000 в помещении котельного оборудования в осях А-Б, 5-9 предусматривается группа рециркуляционных насосов вертикального исполнения. Насосы предусматриваются комплектной поставки с двигателями на единой фундаментной опорной раме.

На отм. 0,000 в помещении насосной в осях А-Д, 2-4 устанавливаются сетевые насосы (3 рабочих, 1 резервный) горизонтального исполнения для перекачивания обратной теплофикационной воды с температурой 70°С. Насосы предусматриваются комплектной поставки с двигателями на единой фундаментной опорной раме.

На отм. +6,600 расположены: помещение щита управления, аппаратная, электропомещение, гардеробная, комната отдыха и приема пищи, кладовая, душевая, санузел, КУИ, коридор.

Прокладка коллекторов подающей и обратной сетевой воды предусмотрена снаружи на эстакаде вдоль здания водогрейной котельной по оси А, в осях 1-6 с установкой запорной арматуры на ответвления к потребителям ТП «0» и ТП «СМП». Узел с регулирующей арматурой расположен снаружи в углу здания котельной, между стойками эстакады 3.6-3.7. Эстакада предполагает совместное размещение инженерных коммуникаций (трубопроводы теплофикационной воды подающий и обратный, газопровод, мазутопроводы: подающий и обратный, паропровод, трубопровод сжатого

Изм. № подл.
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

воздуха) с соблюдением норм пожарной безопасности и правил безопасности эксплуатации.

По оси Д в осях 1-2 и по оси А в осях 5-6 предусмотрены распашные ворота с калиткой. Предусматриваются проходы и проезды необходимых габаритов, ограждения лестниц, площадок.

Компоновочные и планировочные решения водогрейной котельной предусматривают создание комфортных (санитарно-гигиенических, физиологических, эргономических и др.) условий труда для обеспечения эффективной работы эксплуатационного и ремонтного персонала, действующим требованиям охраны труда и техники безопасности.

Все помещения имеют электрическое рабочее освещение в соответствии с действующими нормами освещенности и, где предусмотрено правилами НТД, аварийное освещение, что обеспечивает безопасность эксплуатации оборудования и выполнение ремонтов в любое время суток, независимо от наличия естественного освещения.

Категория здания котельной в соответствии с СП 89.13330.2016 «Котельные установки» - В.

5.3 Характеристика основного оборудования

Предусматриваемые в проекте материалы, изделия и оборудование сертифицированы на соответствие требованиям государственных стандартов (технических условий) и нормативных документов, утвержденных в установленном порядке, и имеют разрешение на их применение.

Выбор и размещение оборудования принято с учетом требований промышленной безопасности, климатических условий района строительства и эксплуатационных характеристик оборудования, а также с учетом возможности его нормальной эксплуатации, осмотра и ремонта.

Перечень оборудования представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Перечень оборудования

Позиционное обозначение	Наименование	Основные характеристики	Количество
Водогрейная котельная			
ВК-1, ВК-2, ВК-3, ВК-4	Котел водогрейный	серии Eurotherm Etalon-60,0-150 Температурный график - 150/70 °С; Теплопроизводительность номинальная - 60 МВт (51,6 Гкал/ч);	4

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ				
Лист				
32				

Лист
32

Позиционное обозначение	Наименование	Основные характеристики	Количество
В-1.1, В-1.2, В-2.1, В-2.2, В-3.1, В-3.2, В-4.1, В-4.2	Вентилятор дутьевой	Мощность номинальная - 132 кВт; Напряжение - 400 В; Забор воздуха с улицы или изнутри помещения.	8
Н-6.1, Н-6.2, Н-6.3, Н-6.4	Насосы сетевые	Q - 1700 м³/час; Напор - 125 м; N - 800 кВт.	4
Н-7.1, Н-7.2, Н-7.3, Н-7.4, Н-7.5, Н-7.6, Н-7.7, Н-7.8	Насосы рециркуляционные	Q - 390 м³/час; Напор - 35 м; N - 55 кВт.	8
Е-3.1, Е-3.2, Е-3.3, Е-3.4	Расширитель сброса предохранительного клапана	D - 720мм, L - 1000 мм, Ррасч. - 0,05 МПа (изб.)	4
Вспомогательные системы			
Т-1, Т-2, Т-3	Подогреватели паромазутные основные	G – 44,3 т/час; Тепловая нагрузка 1,28 МВт	3
Т-4, Т-5	Подогреватели паромазутные рециркуляции	Q - 60 м³/час; Тепловая нагрузка 0,7 МВт	2
БМН	Блочная мазутонасосная	В составе: Насосы мазутные I ступени основные Н-1.1, Н-1.2, Н-1.3 G – 44,3 т/час, Рвых. - 0,8 МПа (изб.), N - 30 кВт Насосы мазутные циркуляционные Н-1.4, Н-1.5 - Q - 50-95 м³/час, Рвых. - 0,7 МПа (изб.), N - 30 кВт Насосы мазутные II ступени основные Н-2.1, Н-2.2, Н-2.3 G – 44,3 т/час, Рвых. – 4,2 МПа (изб.),	1

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Позиционное обозначение	Наименование	Основные характеристики	Количество
		N - 110 кВт Насосы вакуумные водокольцевые Н-3.1, Н-3.2 Q - 3,33 м³/мин, N - 7,5 кВт Насосы перекачки конденсата Н-4.1, Н-4.2 Q - 20 м³/час, Рвых. - 0,5 МПа (изб.), N - 7,5 кВт	
Е-1, Е-2	Емкости запаса конденсата	V - 25м³; D - 2400 мм; L - 5600 мм; Pрасч. - 0,05 МПа (изб.)	2
Е-4	Приемный резервуар мазута	V - 100м³, D - 3240 мм; L - 12200 мм; Pрасч. - 0,05 МПа (изб.)	1
Н-8.1, Н-8.2	Насос откачки мазута	Q - 50 м³/час, Рвых. – 0,7 МПа (изб.), N - 45 кВт	2
УСМ-1/1, УСМ-1/2	Устройство слива мазута	Q - 50 м³/час, Рвых. - 0,5 МПа (изб.), N - 18,5 кВт	2
ЕД-1	Емкость дренажная	V - 63м³, D - 3000 мм, L - 9465 мм	1
Н-5	Насос дренажный полупогружной	Q - 50 м³/час, Рвых. - 1,0 МПа (изб.), N - 45 кВт	1

Котел водогрейный ВК-1, ВК-2, ВК-3, ВК-4.

Водогрейный водотрубный газоплотный газомазутный стальной котел серии Eurotherm Etalon-60,0-150 имеет горизонтальную компоновку.

Котел проектируется и изготавливается в блочном исполнении. Конструкция котла обеспечивает полное опорожнение от воды и шлама, а также удаление воздуха из всех элементов, в которых могут образовываться воздушные пробки при заполнении и пуске.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист

34

В комплект поставки входит:

Блоки котла:

- топочный (поставка из 3-х частей);
- конвективный.

Детали, сборочные единицы для сборки котла в составе:

- гарнитура котла (лазы, смотровые лючки);
- трубопроводы перепускные, подвода - отвода воды в пределах котла;
- детали для соединения блоков топочного и конвективного;
- трубопроводы дренажные и воздушные;
- опоры котла;
- декоративная обшивка и изоляция котла;
- указатели тепловых перемещений;
- металлоконструкции (газоход);
- запорная, предохранительная и регулирующая арматура с электроприводами,

комплект;

- ЛСАУ на 1 котел;
- шкаф управления для системы автоматики;
- комплект документации.

Диапазон регулирования теплопроизводительности по отношению к номинальной - 20-100 %.

Номинальный расход воды через котел (график 70-150 °С) - 640 т/ч.

Рабочее давление воды на входе в котел - 1,31-1,51 МПа (изб.), расчетное давление воды - 1,6 МПа (изб.).

Расчетное гидравлическое сопротивление котла - 0,16 МПа.

Расчётное аэродинамическое сопротивление котла - 1200 Па;

Недогрев воды до кипения на выходе из котла - 30 °С;

Расчетный КПД котла при работе на природном газе - 94,1 %.

Водяной объем котла – 15,7 м³

Количество горелок – 2 шт.

Тип горелок – горелка комбинированная (газ/мазут) двухблочная.

Мощность горелки при стандартных условия (газ/мазут) 6800/11333 – 34 000 кВт.

Расчётная температура уходящих газов при работе на природном газе - 137 °С.

Расчётная температура уходящих газов при работе на мазуте - 189 °С.

Габариты котла (ДхШхВ) - 14,6х4,2х8,1 м.

Масса котла - 63000 кг.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист

35

Внутри ВК предусмотрены газоанализаторы. При достижении значения 1 порога (20 мг/м^3) по угарному газу предупреждающая световая и звуковая сигнализация на входе в помещение водогрейной котельной и в операторной. При достижении значения 2 порога (100 мг/м^3) - аварийная световая и звуковая сигнализация на входе в помещение водогрейной котельной и в операторной, автоматическое включение аварийной вентиляции, закрытие электроздвижек на трубопроводе газа в водогрейную котельную, блокировка котлов.

При достижении значения загазованности 5% от НКПВ по метану предупреждающая световая и звуковая сигнализация на входе в помещение водогрейной котельной и в операторной. При достижении значения загазованности 10% от НКПВ по метану - аварийная световая и звуковая сигнализация на входе в помещение водогрейной котельной и в операторной, автоматическое включение аварийного освещения и вентиляции, закрытие электроздвижек на трубопроводе газа в водогрейную котельную, блокировка котлов.

Насосы сетевые Н-6.1, Н-6.2, Н-6.3, Н-6.4

Сетевой насос предназначен для циркуляции сетевой воды в тепловой сети г. Северодвинска и преодоления гидравлических сопротивлений сети, потребителей и источника тепловой энергии. Количество насосов - 4 (3 рабочих, 1 резервный). В качестве сетевого насоса выбраны центробежные насосные агрегаты горизонтального исполнения производительностью $1700 \text{ м}^3/\text{ч}$, напором 125 м с ЧРП. Напор подобран в соответствии с письмом Заказчика №192/640-2023 от 25.08.2023 для обеспечения необходимого давления на выводах тепловой сети по диспетчерскому графику (Приложение К).

Насосы рециркуляционные Н-7.1, Н-7.2, Н-7.3, Н-7.4, Н-7.5, Н-7.6, Н-7.7, Н-7.8

Для обеспечения необходимой температуры сетевой воды не менее 70°C перед водогрейным котлом (во избежание конденсации дымовых газов) предусмотрены центробежные насосы рециркуляции напором 35 м, расходом $390 \text{ м}^3/\text{ч}$ с ЧРП. Насосы рециркуляции забирают часть горячей воды из котла и возвращают его в трубопровод обратной воды перед котлом. Для регулирования температуры сетевой воды перед котлом предусмотрен датчик температуры, направляющий управляющий сигнал на ЧРП насоса. На каждый котел предусмотрены по два насоса (1 рабочий, 1 резервный), один ЧРП на каждую пару насосов.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Расширители сброса предохранительного клапана Е-3.1, Е-3.2, Е-3.3, Е-3.4

Для конденсации пара с предохранительных клапанов котла проектом предусмотрены расширители сброса предохранительного клапана Е-3.1..Е-3.4 объемом 0,4 м³. Расширители конденсата размещены возле каждого котла в помещении котельной. При срабатывании предохранительного клапана на котле, горячий пар направляется по трубопроводу в расширители сброса, где происходит частичная конденсация, горячая вода сливается через разрыв струи в приемок и в колодец-охладитель, пар по трубопроводу выводится наружу здания водогрейной котельной.

Автослив (устройство слива мазута)

Устройство слива мазута (УСМ) из автоцистерн блочно-модульного исполнения (далее модуль слива) предназначено для слива мазута из автомобильных цистерн, максимальной степени заводской готовности, оборудованное системой электрообогрева, оборудованием КИПиА, электрооборудованием, обеспечивающим после транспортировки и монтажа пуск в эксплуатацию без разборки и ревизии.

Комплектность модуля слива:

- Устройство нижнего слива мазута из автоцистерн УВСН-80 – 2 шт.;
- Опорная рама под каждое устройство слива мазута;
- Затвор поворотный дисковый межфланцевый ПА 342.80.16-02 (корпус - сталь 20Л, диск – сталь коррозионностойкая CF8, уплотнение - EPDM) с рукояткой DN 80 мм PN 16 кгс/см² – 3 шт.;
- Фильтр - 2 шт.
- Оседиагональный насосный агрегат УОДН 160-100-65 – 2 шт.;
- Клапан обратный КО 65 – 2 шт.;
- Счётчик-расходомер массовый – 1 шт.;
- Датчик наличия продукта (сухого хода) (СЖУ-1(УСУ-1)-1-Ш(М20*1,5)-100-6-И-0-0,1-0) – 2 шт.;
- Затвор поворотный дисковый межфланцевый с электроприводом DN 80 мм PN 16 кгс/см² – 1 шт.;
- система электрообогрева – 1 комплект;
- блок заземления с автоцистерны – 2 шт.;
- трубопроводная обвязка – 1 комплект;
- приборы контроля состояния работы насосного и комплектного оборудования – 1 комплект;
- шкаф управления насосов – 1 шт.;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- силовой шкаф – 1 шт.;
- локальный шкаф СА – 1 шт.;
- датчик гаражного положения – 2 шт.;
- кнопочный пост – 2 шт.;
- кабельная продукция в нержавеющей металлорукавах (силовые и контрольные кабели, соединительные коробки и т.д.) – поставляются в пределах установки;
- другие изделия для установки и подключения;
- комплект ЗИП
- комплект технической документации.

Габаритные размеры сливного узла (ДхШ) 5,6х2,0 м.

Приемный резервуар мазута Е-4 с насосами откачки Н-8.1,Н-8.2

Приемный резервуар мазута Е-4 представляет собой горизонтальный аппарат, объемом 100 м³. Предусмотрен для приема и временного хранения мазута с УСМ.

Е-4 размещен на бетонированной площадке с отбортовкой для предотвращения растекания продукта. Резервуар оснащается специальной арматурой и оборудованием, которое обеспечивает: наполнение и опорожнение; зачистку и ремонт; отбор проб, замер уровня, слив жидкости, подключение при гидроиспытаниях. Для подогрева мазута до необходимой температуры предусмотрен обогрев резервуара водяным паром из существующего паропровода. Чтобы предотвратить образование вакуумной среды при откачке и защитить от скачков давления при заполнении резервуара предусмотрена дыхательная арматура.

Приемный резервуар оборудован 2 электронасосными агрегатами Н-8.1, Н-8.2. Электронасосные агрегаты имеют торцевые уплотнения, исключающее пропуск продукта. На нагнетательном трубопроводе насосов предусмотрена установка обратного клапана, предотвращающего перемещение перекачиваемого вещества обратным ходом.

Блочная мазутонасосная (БМН)

Блочная мазутонасосная (БМН) предназначена для подачи мазута на водогрейные котлы, разогрев и поддержание температуры мазута в резервуарах. БМН представляет собой здание полной заводской готовности, оборудованное системой отопления, вентиляции, оборудованием КИПиА, электрооборудованием и электроосвещением, обеспечивающим после транспортировки пуск в эксплуатацию без разборки и ревизии. БМН со-

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

стоит из насосной и операторской. Габаритные размеры (ДхШхВ) технологического блока 14,0х9,0х3,0 м, отсека управления 9,0х3,0х3,0 м.

– Для подачи топлива первой ступени предполагается использование оседиагональных насосных агрегатов Н-1.1..Н-1.3 в количестве 3 шт. (2 рабочих, 1 резервный) с номинальными характеристиками $Q=50..120 \text{ м}^3/\text{час}$, $H=80..40 \text{ м}$, $N=30 \text{ кВт}$, $n=3000 \text{ об/мин}$, с двойным торцовым уплотнением.

– Для подачи топлива второй ступени предполагается использование двухвинтовых насосных установок, со взрывозащищенным двигателем 110 кВт., с двойным торцовым уплотнением ($Q=30..60 \text{ м}^3/\text{час}$, $H=350 \text{ м}$, $N=110 \text{ кВт}$, $n=1500 \text{ об/мин}$) Н-2.1..Н-2.3 - 3 шт. (2 рабочих, 1 резервный);

– Для циркуляционного контура предполагается использование оседиагональных насосных агрегатов Н-1.4, Н-1.5 в количестве 2 шт. (1 рабочий, 1 резервный) с номинальными характеристиками $Q=50..120 \text{ м}^3/\text{час}$, $H=80..40 \text{ м}$, $N=30 \text{ кВт}$, $n=3000 \text{ об/мин.}$, с двойным торцовым уплотнением.

– Для заполнения всасывающей магистрали насосов топлива первой ступени и насосов циркуляционного контура предполагается использование вакуумного водокольцевого насоса Н-3.1, Н-3.2 в количестве 2 шт. (1 рабочий, 1 резервный), с номинальной производительностью $3,33 \text{ м}^3/\text{мин}$, мощность электродвигателя – 7,5 кВт.

– Для конденсатного контура предполагается использовать консольный, конденсатный насос Н-4.1, Н-4.2 в количестве 2 шт. (1 рабочий, 1 резервный) с номинальными характеристиками $Q=20 \text{ м}^3/\text{час}$, $H=50 \text{ м}$, $N=7,5 \text{ кВт}$, $n=3000 \text{ об/мин.}$, уплотнение вала одинарное торцовое, двигатель взрывозащищенный.

Система трубопроводной обвязки насосов обеспечивает:

– защиту насоса от попадания механических примесей, для чего на всасывающем трубопроводе установлен фильтр;

– защиту от воздействия обратного потока, для чего установлен обратный клапан на нагнетательных трубопроводах;

– отключения насоса запорной арматурой с электроприводом, отключение блока запорной арматурой с электроприводом;

– дренаж продукта из корпусов насосов и фильтров в дренажную емкость ЕД-1.

Насосные агрегаты оснащены следующими блокировками для предотвращения аварий:

– отключение насосных агрегатов при превышении давления нагнетания;

– отключение насосов при минимальном уровне продукта в емкостях;

– запрет пуска при минимальном уровне продукта в емкостях;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

- отключение насосов при максимальном аварийном уровне в емкостях;
- сигнализация состояния насоса.

БМНС оснащен ЛСАУ, которая размещена в отсеке управления блока, системой пожарной сигнализации и оповещения о пожаре, системой контроля загазованности и светозвуковой сигнализации загазованности при превышении порогов срабатывания.

Подогреватели паромазутные Т-1,Т-2,Т-3,Т-4,Т-5

Подогреватели паромазутные основные Т-1, Т-2, Т-3 предназначены для нагрева мазута из резервуаров до температуры, необходимой для нормальной работы газомазутных горелок водогрейных котлов. Нагрев до 130 °С предусматривается водяным паром из паропровода с температурой 290 °С. Подогреватели паромазутные рециркуляции Т-4, Т-5 предназначены для поддержания постоянной температуры (не менее 80°С) в резервуарах №3,4. Нагрев также предусматривается водяным паром из паропровода с температурой 290 °С

В качестве подогревателей в проекте приняты горизонтальные кожухотрубчатые теплообменники. По трубному пространству движется мазут, в межтрубном пространстве – водяной пар. В нижней части межтрубного пространства предусмотрен постоянный уровень конденсата с целью уменьшения расхода пара на подогрев мазута. Постоянный уровень регулируется с помощью регулирующего клапана, установленного на трубопроводе конденсата водяного пара из подогревателя по показаниям датчика уровня.

Материальное исполнение трубных решеток, кожуха, камеры и крышки – сталь 09Г2С, теплообменных труб – сталь 20.

Подогреватели установлены на улице на бетонной площадке, в одной отбортовке с приемным резервуаром мазута Е-4.

Емкости запаса конденсата Е-1, Е-2

Для сбора конденсата из подогревателей и после обогрева приемного резервуара предусмотрены две горизонтальные емкости Е-1,Е-2 объемом 25 м³ каждая. В емкостях для защиты от замерзания конденсата предусмотрен электрообогрев.

Дренажная емкость ЕД-1 с насосом откачки Н-5

Для слива жидких продуктов из оборудования и трубопроводов в мазутном хозяйстве при аварии и перед ремонтом предусмотрена подземная дренажная ёмкость

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ЕД-1 объемом 63 м³. Дренажная емкость оборудована внутренним змеевиком для возможности подогрева водяным паром из существующего паропровода.

Дренажная емкость оборудована электронасосным агрегатом Н-5. Электронасосный агрегат имеет торцевое уплотнение, исключающее пропуск продукта. На нагнетательном трубопроводе насосов предусмотрена установка обратного клапана, предотвращающего перемещение перекачиваемого вещества обратным ходом.

Для герметизации газового пространства на емкости установлен клапан дыхательный со встроенным огнепреградителем.

5.4 Химическая очистка водогрейных котлов

В процессе эксплуатации водогрейных котлов на внутренних поверхностях водяного тракта образуются отложения. При соблюдении регламентируемого водного режима отложения состоят в основном из оксидов железа. При нарушениях водного режима и использовании для подпитки сетей некачественной воды в отложениях могут присутствовать также (в количестве от 5% до 20%) соли жесткости (карбонаты), соединения кремния, меди, фосфатов.

При соблюдении водного и топочного режимов отложения равномерно распределяются по периметру и высоте экранных труб. Незначительное увеличение их может наблюдаться в районе горелок, а уменьшение — в районе пода. При равномерном распределении тепловых потоков количество отложений на отдельных трубах экранов в основном примерно одинаково. На трубах конвективных поверхностей отложения также в основном равномерно распределяются по периметру труб, а количество их, как правило, меньше, чем на трубах экранов. Однако в отличие от экранных на отдельных трубах конвективных поверхностей разница в количестве отложений может быть значительной.

Определение количества отложений, образовавшихся на поверхностях нагрева в процессе эксплуатации котла, проводится после каждого отопительного сезона. Для этого из различных участков поверхностей нагрева вырезаются образцы труб длиной не менее 0,5 м. Количество этих образцов должно быть достаточным (но не менее 5-6 шт.) для оценки фактической загрязненности поверхностей нагрева. В обязательном порядке вырезаются образцы из экранных труб в районе горелок, из верхнего ряда верхнего конвективного пакета и нижнего ряда нижнего конвективного пакета. Необходимость вырезки дополнительного количества образцов уточняется в каждом отдельном случае в зависимости от условий эксплуатации котла. Определение удельного количества отложений (г/м²) может выполняться тремя способами: по потере массы об-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

разца после травления его в ингибированном растворе кислоты, по потере массы после катодного травления и путем взвешивания отложений, удаленных механическим способом. Наиболее точным методом из перечисленных является катодное травление.

Химический состав определяется из усредненной пробы отложений, снятых с поверхности образца механическим способом, или из раствора после травления образцов.

Эксплуатационная химическая очистка предназначена для удаления с внутренней поверхности труб образовавшихся отложений. Она должна производиться при загрязненности поверхностей нагрева котла 800-1000 г/м² и более или при увеличении гидравлического сопротивления котла в 1,5 раза по сравнению с гидравлическим сопротивлением чистого котла.

Решение о необходимости проведения химической очистки принимает комиссия под председательством главного инженера электростанции (начальника отопительной котельной) по результатам анализов на удельную загрязненность поверхностей нагрева, определения состояния металла труб с учетом данных эксплуатации котла.

Химическая очистка производится, как правило, в летний период, когда отопительный сезон закончен. В исключительных случаях она может выполняться и зимой, если нарушается безопасная работа котла.

Химическая очистка производится с привлечением специализированной организации, имеющей лицензию на право проведения таких работ, с использованием специальной установки, включающей оборудование и трубопроводы, обеспечивающие приготовление промывочных и пассивирующих растворов, прокачку их через тракт котла, а также сбор и обезвреживание отработанных растворов.

Схема очистки должна обеспечивать эффективность очистки поверхностей нагрева, полноту удаления растворов, шлама и взвеси из котла. Очистку котлов по циркуляционной схеме следует проводить со скоростями движения моющего раствора и воды, обеспечивающими указанные условия. При этом должны учитываться конструктивные особенности котла.

Необходимо проводить нейтрализацию остатков кислотных растворов и послепромывочную пассивацию поверхностей нагрева котла для защиты от коррозии при продолжительности простоя котла от 15 до 30 суток и последующую консервацию котла.

При выборе технологии и схемы очистки учитываются экологические требования и предусматриваются оборудование для нейтрализации и обезвреживания отработанных растворов.

Отработанные моющие растворы и первые порции воды при водных отмывках после нейтрализации вывозятся с установки для дальнейшей утилизации.

Изм. инв. №
Подп. и дата
Изм. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата



При выполнении всех технологических операций (за исключением окончательной водной отмывки сетевой водой по штатной схеме) используется сетевая (исходная) вода.

Для всех видов отложений, встречающихся в водогрейных котлах, можно использовать в качестве моющего реагента соляную или серную кислоту, серную кислоту с гидрофторидом аммония, сульфаминсвую кислоту, концентрат низкомолекулярных кислот (НМК).

Выбор моющего раствора производится в зависимости от степени загрязненности очищаемых поверхностей нагрева котла, характера и состава отложений. Для разработки технологического режима очистки образцы вырезанных из котла труб с отложениями обрабатываются в лабораторных условиях выбранным раствором с поддержанием оптимальных показателей моющего раствора.

Необходимо оценивать коррозионные повреждения металла труб поверхностей нагрева и выбрать условия очистки моющим раствором с добавлением эффективных ингибиторов для снижения коррозии металла труб в ходе очистки до допустимых значений и ограничения появления неплотностей при химической очистке котла.

Моющие растворы приготавливаются либо порциями в промывочном баке с последующей их закачкой в котел, либо путем добавления реагента в бак при циркуляции по замкнутому контуру очистки. Количество приготовленного раствора должно соответствовать объему контура очистки.

Ингибиторы коррозии для моющего раствора на основе соляной или серной кислоты не требуют специальных условий их растворения. Они загружаются в бак до ввода в него кислоты.

Основные технологические режимы очистки:

- 1.1 Водная промывка (1-2 ч);
- 1.2 Щелочение (8-12 ч);
- 1.3 Отмывка технической водой (2-3 ч);
- 1.4 Приготовление в контуре и циркуляция моющего раствора (6-8 ч);
- 1.5 Отмывка технической водой (1-1,5 ч);
- 1.6 Повторная обработка котла моющим раствором при циркуляции (4-6 ч);
- 1.7 Отмывка технической водой (1-1,5 ч);
- 1.8 Нейтрализация при циркуляции растворов (2-3 ч);
- 1.9 Дренаживание раствора;
- 1.10 Предварительная отмывка технической водой (1 час);
- 1.11 Окончательная отмывка сетевой водой в теплосеть (2 час).

Изм. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Необходимость операции определяется при выборе технологии очистки в зависимости от количества и состава отложений.

Для промывки одного котла необходимо 47,1 м³ подпиточной (исходной) воды.

Образуется 47,1 м³ отработанных растворов, вывозимых с установки для дальнейшей утилизации:

- 15,7 м³ подпиточная вода с содержанием ингибированной HCl (концентрация 4-6%) и с отложениями. В отложениях могут присутствовать (в количестве от 5% до 20%) соли жесткости (карбонаты), соединения кремния, меди, фосфатов;

- 15,7 м³ подпиточная вода с содержанием NaOH (или Na₂CO₃) концентрацией 2-3%;

- 15,7 м³ подпиточная вода со следами реагентов (HCl, NaOH, Na₂CO₃).

5.5 Консервация водогрейных котлов

Консервацию водогрейных котлов будет проводиться с применением аминосодержащих соединений для защиты от атмосферной коррозии в случаях остановов оборудования.

Консервация водогрейных котлов производится с помощью ОДА. Для подачи реагента к котлу предусмотрены штуцеры. Для приготовления и подачи консерванта применяется мобильная установка, присоединяемая к указанным штуцерам с помощью гибких рукавов.

Защитный эффект обеспечивается за счет создания на внутренних поверхностях оборудования молекулярной адсорбционной пленки консерванта, предохраняющей металл от воздействия кислорода, углекислоты, других коррозионно-агрессивных примесей и существенно снижающей скорость коррозионных процессов.

При консервации осуществляется сопутствующая частичная отмывка пароводяных трактов оборудования от железо- и медьсодержащих отложений и коррозионно-активных примесей.

Необходимо предусматривать нейтрализацию или обезвреживание сбросных вод, а также возможность повторного использования консервирующих растворов.

Качество консервации оценивается по величине удельной сорбции консерванта на поверхности оборудования, которая не должна быть ниже 0,3 мкг/см². При возможности проводятся гравиметрические исследования образцов-свидетелей и выполняются электрохимические испытания вырезанных образцов.

Преимущества данной технологии консервации заключаются в следующем:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

- обеспечивается надежная защита оборудования и трубопроводов, в том числе в труднодоступных местах и застойных зонах, от протекания стояночной коррозии в течение длительного промежутка времени (на срок не менее 1 года);
- существенно сокращается время пуска оборудования в эксплуатацию;
- обеспечивается возможность осуществления защиты от коррозии не только конкретного оборудования по отдельности, но и всей совокупности этого оборудования, т.е. энергетического блока в целом;
- коррозионно-защитный эффект сохраняется после дренирования и вскрытия оборудования, а также и под слоем воды;
- не требуется проведения специальных мероприятий по расконсервации, обеспечивается быстрое повторное введение в эксплуатацию как отдельных элементов, так и всего законсервированного оборудования в целом;
- позволяет проводить ремонтные и регламентные работы со вскрытием оборудования;
- консервация осуществляется без значительных временных затрат, расходов тепла и воды;
- обеспечивается экологическая безопасность;
- исключается применение токсичных консервантов.

При подготовке и проведении работ по консервации и расконсервации необходимо соблюдать требования Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей. Также при необходимости должны быть приняты дополнительные меры безопасности, связанные со свойствами используемых химических реагентов.

На основе данных методических указаний на каждой электростанции должна быть составлена и утверждена рабочая инструкция по проведению консервации оборудования с подробным указанием мероприятий, обеспечивающих строгое выполнение технологии консервации и безопасность проводимых работ.

Сведения о консерванте

Для проведения консервации используется выпускаемый отечественной промышленностью консервант флотамин (октадециламин стеариновый технический), являющийся одним из высших пленкообразующих алифатических аминов. Это воскообразное вещество белого цвета, основные свойства которого приведены в ТУ-6- 36-1044808-361-89 от 20.04.90 (взамен ГОСТ 23717-79). Наряду с вышеуказанным консервантом

Изм. инв. №
Подп. и дата
Изм. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

может быть использована водная 20% эмульсия ингибитора коррозии "Эмикор" изготовлена в соответствии с ТУ 2413-001-59097176-2006 на основе — октадециламина.

При нормальных условиях (Т - 20°С) "Эмикор" представляет собой гомогенное вязкое вещество. Ингибитор коррозии "Эмикор" легко разводится водой при температуре до 40-60°С и при активном перемешивании образует устойчивую, гомогенную, текучую эмульсию, которая обеспечивает высокую технологичность процесса консервации. Применение ингибитора «Эмикор» регламентируется Методическими указаниями по консервации реагентом «Эмикор» тепломеханического оборудования тепловых электростанций (СТО фирма ОРГРЭС 37-003-2016).

Данный реагент обеспечивает надежную длительную коррозионную защиту всего пароводяного тракта, а также способствует частичной отмывке железистоокисных отложений, хлоридов, нефтепродуктов и других загрязнений.

Котел	Водяной объем, м ³	Ориентировочное количество ингибитора Эмикор, кг
EUROTHERM-60	15,7	72

Для консервации водогрейных котлов требуется создать замкнутый циркуляционный контур с использованием мобильного оборудования, включающий водяной тракт котлов, насосы, трубопроводы линий подвода и отвода воды, и обеспечить его разогрев до температуры не менее 70° С. Температурный режим может поддерживаться несколькими способами:

- растопкой одного из водогрейных котлов;
- разогревом котлов от теплосети.

В процессе проведения консервации осуществляется контроль за температурой сетевой воды, расходом сетевой воды через котел, а также за содержанием ОДА в пробах воды на входе и выходе из котла. Дозирование консерванта осуществляется до достижения концентрации ОДА в контуре циркуляции — 10-15 мг/дм³. В дальнейшем в процессе образования защитной пленки происходит снижение концентрации ОДА в контуре.

Критерием окончания процесса консервации является относительная стабилизация концентрации ОДА в контуре на уровне -0,5-1,0 мг/дм³. Ориентировочное время проведения консервации составляет от 12 до 24 ч.

По окончании мероприятий по консервации оборудования производится опорожнение замкнутого контура с последующей утилизацией сбрасываемого раствора.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

При консервации одного котла необходимо 31,4 м³ подпиточной воды.

Образуется 31,4 м³ отработанных растворов, вывозимых с установки для дальнейшей утилизации:

- 15,7 м³ подпиточная вода с содержанием октадециламина (концентрация 0,5-1,0 мг/дм);
- 15,7 м³ подпиточная вода со следами реагента консервации (ОДА).

Подготовка к консервации

Котел остановлен и сдренирован.

Выбор параметров процесса консервации (временные характеристики, концентрации консерванта на различных этапах) осуществляется исходя из предварительного анализа состояния котла, включая определение величины удельной загрязненности и химического состава отложений внутренних поверхностей нагрева котла.

Перед началом работ провести анализ схемы консервации (ревизия оборудования, трубопроводов и арматуры, используемых в процессе консервации, системы контрольно-измерительных приборов).

Собрать схему для проведения консервации, включающую котел, систему дозирования консерванта, вспомогательное оборудование, соединительные трубопроводы, насосы. Схема должна представлять собой замкнутый контур циркуляции. При этом необходимо отсечь контур циркуляции котла от сетевых трубопроводов и заполнить котел водой. Для подачи эмульсии консерванта в контур консервации может быть использована линия кислотной промывки котла.

Опрессовать систему консервации.

Подготовить требуемые для проведения химических анализов химреактивы, посуду и приборы в соответствии с методиками анализов.

Перечень контролируемых и регистрируемых параметров

В процессе консервации необходимо контролировать следующие параметры:

- температуру котловой воды;
- при включении горелок - температуру и давление в котле.

Показатели по приборам регистрировать каждые час.

Зафиксировать время начала и окончания ввода и расход консерванта.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
										47

Указания по проведению работ при консервации

Посредством насоса кислотной промывки (НКП) организуется циркуляция в контуре котел-НКП-котел. Далее разогреть котел до температуры 110 - 150 °С. Начать дозирование консерванта.

Установить в контуре расчетную концентрацию консерванта. В зависимости от результатов анализов проводить периодическое дозирование консерванта.

Периодически (через 2 - 3 часа) производить продувку котла через дренажи нижних точек для удаления шлама, образовавшегося в процессе консервации оборудования. Во время проведения продувки дозирование прекращать.

Периодической растопкой котла необходимо поддерживать в рабочем контуре требуемые для консервации параметры (температура, давление).

После окончания консервации отключить систему дозирования, насос рециркуляции остается в работе в течение 3 - 4 часов.

Насос рециркуляции отключить, перевести котел в режим естественного расхолаживания.

При нарушении технологических параметров консервации прекратить процесс и начать консервацию после восстановления параметров работы котла.

5.6 Трубопроводы

Трубопроводы выполняются в соответствии с Техническим регламентом таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013) и «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».

Категория трубопроводов определяется согласно Техническому регламенту таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013), «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы» (СП-75.13330.2011 (СНиП 3.05.05.87), «Руководство по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов"».

Сортамент трубопроводов сетевой воды и пара в соответствии с расходом и параметрами среды выбирается по СТО 79814898.747-2014 «Детали и элементы трубопроводов ТЭС на давление до 2,2МПа. Трубы и прокат. Сортамент».

Принятый материал трубопроводов:

1. Трубопроводы пара, конденсата водяного пара $T_{расч}=350^{\circ}C$, $P_{расч}=2,5$ МПа:
Бесшовные трубы по ТУ 14-3-1128-2000, материал – 09Г2С для труб $DN \leq 400$ мм

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

2. Трубопроводы конденсата водяного пара Трасч=200°С, Ррасч=1,6 МПа:
- 2.1 Сварные трубы прямошовные по ГОСТ 10705, гр. В, материал – 09Г2С для труб DN≤400 мм;
- 2.2 Сварные трубы прямошовные по ГОСТ 20295, тип 3, материал – 17Г1С для труб DN>400 мм
3. Прямая сетевая вода, обратная сетевая вода Трасч=200°С, Ррасч=1,6 МПа:
- 3.1 Сварные трубы прямошовные по ГОСТ 10705, гр. В, материал – 09Г2С для труб DN≤400 мм;
- 3.2 Сварные трубы прямошовные по ГОСТ 20295, тип 3, материал – 17Г1С для труб DN>400 мм
4. Природный газ надземный Трасч=200°С, Ррасч=1,6 МПа:
- 4.1 Бесшовные трубы по ГОСТ 8733(гр.В), материал – 10Г2 для труб DN≤40 мм;
- 4.2 Бесшовные трубы по ГОСТ 8731(гр.В), материал – 09Г2С для труб 40 ≤DN≤400 мм
- 4.3 Сварные трубы прямошовные по ГОСТ 20295, тип 3, материал – 17Г1С для труб DN>400 мм;
5. Природный газ подземный Трасч=200 °С, Ррасч=1,6 МПа:
Труба из полиэтилена ПЭ100, SDR9 по ГОСТ Р 50838—2009
6. Мазут Трасч=200°С, Ррасч=4,0 МПа:
- 6.1 Бесшовные трубы по ГОСТ 8733(гр.В), материал – 10Г2 для труб DN≤40 мм;
- 6.2 Бесшовные трубы по ГОСТ 8731(гр.В), материал – 09Г2С для труб 40 ≤DN≤400 мм
- 6.3 Сварные трубы прямошовные по ГОСТ 20295, тип 3, материал – 17Г1С для труб DN>400
7. Мазут Трасч=200°С, Ррасч=1,6 МПа:
- 7.1 Бесшовные трубы по ГОСТ 8733(гр.В), материал – 10Г2 для труб DN≤40 мм;
- 7.2 Бесшовные трубы по ГОСТ 8731(гр.В), материал – 09Г2С для труб 40 ≤DN≤400 мм
- 7.3 Сварные трубы прямошовные по ГОСТ 20295, тип 3, материал – 17Г1С для труб DN>400 мм
8. Сжатый воздух Трасч=200 °С, Ррасч=1,6 МПа:
- 8.1 Бесшовные трубы по ГОСТ 8733(гр.В), материал – 10Г2 для труб DN≤40 мм;
- 8.2 Бесшовные трубы по ГОСТ 8731(гр.В), материал – 09Г2С для труб 40 ≤DN≤400 мм
9. Реагент Трасч=200°С, Ррасч=1,6 МПа:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

9.1 Бесшовные трубы по ГОСТ 8733(гр.В), материал – 10Г2 для труб DN≤40 мм;

9.2 Бесшовные трубы по ГОСТ 8731(гр.В), материал – 09Г2С для труб 40 ≤DN≤400 мм

9.3 Сварные трубы прямошовные по ГОСТ 20295, тип 3, материал – 17Г1С для труб DN>400 мм

Соединение деталей и элементов трубопроводов производится сваркой. Применение фланцевых соединений допускается только для присоединения трубопроводов к арматуре, измерительным устройствам и оборудованию. Для мазутопроводов применяются «выступ-впадина».

При выполнении трассировки трубопроводов компенсация температурных удлинений осуществляется за счет естественных углов поворота и П-образных компенсаторов. Для опорожнения предусматриваются дренажи в нижних точках трубопроводов, с установкой спускных штуцеров снабженных запорной арматурой. Для отвода воздуха в верхних точках предусматривается установка воздушников. Для прогрева паропроводов предусматриваются пусковые дренажи с запорной арматурой.

В зависимости от назначения трубопровода и параметров среды все трубопроводы имеют опознавательную окраску и надписи в соответствии с нормами. Опознавательная окраска и надписи на технологических трубопроводах выполняется по ГОСТ 14202-69* «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки, маркировочные щитки».

Антикоррозийное покрытие трубопроводов производится согласно СП 28.13330.2012 «Защита строительных конструкций от коррозии».

Монтаж и испытание трубопроводов производится строго в соответствии СП 75.13330.2011 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы» (актуализированная версия СНиП 3.05.05-84), РД 153-34.1-003-01 «Сварка, термообработка и контроль трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте энергетического оборудования (РТМ 1с-2002)».

После окончания монтажа, трубопроводы должны подвергаться гидравлическим испытаниям, с целью проверить прочность и плотность трубопроводов, его элементов и сварных швов. Гидравлические испытания трубопроводов производить давлением $P_{пр}=1,25P_p$.

Трассировка мазутопроводов с уклоном исключает возможность застойных зон и тупиковых участков, обеспечивает слив и опорожнение трубопроводов.

Трассировка паропроводов обеспечивает компенсацию температурных удлинений за счет естественных углов поворотов (самокомпенсация).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

Соединение деталей и элементов трубопроводов производится сваркой. Применение фланцевых соединений допускается только для присоединения трубопроводов к арматуре, измерительным устройствам и оборудованию.

5.6.1 Категория трубопроводов

В соответствии с Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» трубопроводы относятся к категориям, представленным в таблице 5.2.

Сварные соединения, выполняемые при монтаже оборудования и трубопроводов, должны подвергаться 100%-ному контролю качества сварных соединений.

Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов включает:

- а) пооперационный контроль;
- б) визуальный осмотр и измерения;
- в) ультразвуковой или радиографический контроль;
- г) капиллярный или магнитопорошковый контроль;
- д) определение содержания ферритной фазы;
- е) стилоскопирование;
- ж) измерение твердости;
- з) механические испытания;
- и) контроль другими методами (металлографические исследования, испытание на стойкость против межкристаллитной коррозии и др.), предусмотренными проектом;
- к) гидравлические или пневматические испытания.

Внешнему осмотру и измерениям подлежат все сварные соединения после их очистки от шлака, окалины, брызг металла и загрязнений по обе стороны от шва.

Объем контроля сварных соединений радиографическим методом, в % к общему числу стыков:

- для трубопроводов II категории -10 %;
- для трубопроводов III категории – 2%;
- для трубопроводов V категории – не требуется.

В соответствии с РДИ 38.18.016-94 ультразвуковой дефектоскопии подвергаются трубопроводы диаметром 200 мм и более с толщиной стенки 8 мм и более.

Проверку сварных соединений трубопроводов теплофикационной воды, пара, конденсата и газопровода выполнять в соответствии с РД 153-34.1-003-01 в объеме, не менее:

Трубопроводы пара и горячей воды – ультразвуковой дефектоскопией:
для DN>465 – 6%;

Изм. инв. №
Подп. и дата
Изм. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

для DN≤465 – 3%.

Трубопроводы сбросные, дренажные, воздушники – 100% ультразвуковой дефектоскопией.

Трубопроводы продувочные – 50% ультразвуковой дефектоскопией.

Трубопроводы контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации – 3% радиографической (более предпочтительный вариант) или ультразвуковой дефектоскопией.

5.6.2 Расчет толщины стенки трубопроводов

Для расчета толщины стенок трубопроводов приняты нормативные документы:

- ГОСТ 32388 «Технологические трубопроводы» для расчета технологических трубопроводов (мазут, сжатый воздух);

- ГОСТ Р 55596-2013 «Нормы и методы расчета на прочность и сейсмические воздействия» для расчета тепловых сетей теплофикационной воды, пара, конденсата.

Принимаемый расчетный срок службы:

30 лет для технологических трубопроводов ввиду отсутствия иных указаний по срокам эксплуатации в ТЗ;

30 лет для тепловых сетей в соответствии с п.10.1 СП 124.13330.2012.

Основные принципы расчётов толщины стенки трубопровода:

а) для классов трубопроводов PN 16 толщина стенки рассчитывается при полном номинальном давлении (1.6 МПа при 200°C)

б) для классов трубопроводов PN25, PN40:

1. бесшовные трубы при полном номинальном давлении (2.5 МПа при 350°C, 4.0 МПа при 200°C);

2. сварные трубы рассчитываются на основе расчётных параметров наиболее критичной линии по давлению/температуре.

Скорость коррозии трубопроводов 0,1 мм/год.

Результаты расчета толщины стенки трубопроводов приведены в таблице 5.2.

В целях повышения надежности работы трубопроводов приняты трубы с увеличенной толщиной стенки по сравнению с расчетной.

Монтаж, сварка и испытание выполняется в соответствии с требованиями СНиП 3.05.05-84 и Руководством по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов".

Перед монтажом должна быть проведена подготовка труб, деталей и арматуры.

Для очистки труб и изделий под огрунтовку применяются механические способы очистки (металлическими шкурками, щетками, шлифовальными кругами и т.д.).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
										52

Очистку от загрязнений огрунтованных труб и изделий перед окраской проводят протиркой мягкими щетками, смоченными в растворителе, а также другими способами, не повреждающими поверхность.

Контроль сварочных материалов осуществляется работниками специализированной службы входного контроля или комиссии.

Промывку и продувку трубопроводов производят по окончании монтажа и испытания трубопроводов на прочность и плотность с целью очистки внутренней поверхности трубопроводов от механических загрязнений и удаления влаги и выполняют обычно в период пусконаладочных работ. Забор воды для промывки осуществляется из хозяйственных сетей.

При промывке жидкость по трубопроводу должна проходить со скоростью 1,0 - 1,5 м/с; промывку необходимо продолжать до появления на выходе из трубопровода чистой жидкости. После промывки трубопровод необходимо продуть.

Продувку трубопровода следует производить воздухом или инертным газом. Продувочный газ должен иметь давление на входе в трубопровод не более 40 и на выходе не менее 3 кгс/см². Время продувки не должно превышать 12 ч.

5.6.3 Изоляция

В проекте предусмотрена тепловая изоляция трубопроводов, в соответствии СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов», обеспечивающая нормативный уровень тепловых потерь трубопроводами, безопасную для человека температуру их наружных поверхностей (не более 55°C), требуемые параметры теплоносителя при эксплуатации. Конструкции тепловой изоляции трубопроводов отвечают требованиям энергоэффективности — имеют оптимальное соотношение между стоимостью теплоизоляционной конструкции и стоимостью тепловых потерь через изоляцию в течение расчетного срока эксплуатации.

Конструктивные решения тепловой изоляции определяются параметрами изолируемого объекта, назначением тепловой изоляции и условиями эксплуатации теплоизоляционных конструкций.

Все мазутопроводы, конденсатопроводы на эстакаде прокладываются в теплоизоляции с электрообогревом. В помещении мазутопроводы должны быть теплоизолированы. Паропроводы в помещении и на улице прокладываются в теплоизоляции.

Для тепловой изоляции трубопроводов наружным диаметром от 18 до 57 мм включительно, в качестве основного теплоизоляционного слоя, предусматриваются цилиндры теплоизоляционные из минеральной ваты на синтетическом связующем по

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

ТУ 5762-010-45757203-01 – это высокоэффективный, экологически чистый теплоизоляционный материал, отвечающий требованиям пожарной безопасности.

Для тепловой изоляции трубопроводов наружным диаметром от 57 мм, в качестве основного теплоизоляционного слоя, предусматриваются маты прошивные Wired MAT из минеральной ваты на синтетическом связующем с покрытием сеткой из стальной оцинкованной проволоки по ТУ 5762-026-45757203-08 – это высокоэффективный экологически чистый теплоизоляционный материал, отвечающий требованиям пожарной безопасности.

В качестве покровного слоя принимаются материалы:

- сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 14918-80*.

Для тепловой изоляции арматуры и фланцевых соединений трубопроводов предусмотрены быстросъемные теплоизоляционные термочехлы плотностью не менее 80 кг/м³, вид материала теплоизоляционного слоя – каменная вата, обкладочного внутреннего и внешнего слоя – стеклоткань с двусторонним силиконовым покрытием, группа горючести НГ, температура окружающего воздуха при эксплуатации -45...+150 °С.

Для надёжного крепления и предупреждения сползания теплоизоляционной конструкции предусмотрены опорно-разгружающие элементы. По альбому технических решений ТР-12222-01 .1 «Теплоизоляционные изделия ROCKWOOL Рекомендации по применению с альбомом технических решений».

С целью обеспечения компенсации деформации теплоизоляционного и покровного слоёв от температурных расширений трубопровода в конструкции должны быть обеспечены температурные швы.

Монтаж теплоизоляционной конструкции производится в соответствии СП 71.13330.2017 «Изоляционные и отделочные покрытия».

Проектом предусмотрена окраска опознавательных колец по поверхности покровного слоя согласно ГОСТ 14.202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

5.6.4 Испытания трубопроводов

Гидравлическое испытание трубопроводов необходимо выполнить согласно Руководству по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов". Величина пробного давления определяется по формуле:

$$P = 1,25P \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}, \text{ но не менее } 0,2 \text{ МПа (2 кгс/см}^2\text{)},$$

где P - расчетное давление трубопровода, МПа;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

$[\sigma]_{20}$ - допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20°C;

$[\sigma]_t$ - допускаемое напряжение для материала трубопровода при максимальной положительной расчетной температуре.

За расчетное давление в трубопроводе принимается расчетное давление для аппарата, с которым соединен трубопровод. Допускаемое напряжение для применяемой для изготовления технологических трубопроводов стали 09Г2С при 20°C составляет 196 МПа. При температуре плюс 100°C допускаемое напряжение составляет 177 МПа. Величины пробного давления представлены в таблице 5.2.

В состав основных работ по проведению гидравлического испытания входит:

- подготовка к испытанию;
- заполнение трубопровода водой;
- подъем давления до испытательного;
- испытание на прочность (10 минут);
- сброс давления до проектного рабочего (испытание на плотность);
- проверка на герметичность;
- сброс давления до 0,1 – 0,2 МПа (1 – 2 кгс/см²).

Все трубопроводы А(б) помимо обычных испытаний на прочность и плотность, должны подвергаться дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания согласно Руководству по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов". Дополнительное испытание на герметичность производится давлением, равным рабочему. Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность смонтированных технологических трубопроводов, прошедших ремонт, связанный с разборкой или сваркой, признаются удовлетворительными, если скорость падения давления окажется не более 0,2% за час для трубопроводов группы А(б).

Расчетный максимальный объем воды для гидравлических испытаний трубопроводов - 260 м³, оборудования – 100 м³.

Для труб, применяемых в проекте, должны выполняться следующие условия:

- отношение предела текучести к пределу прочности – не более 0,75;
- относительное удлинение металла при разрыве на пятикратных образцах не менее 16%;
- ударная вязкость – не ниже КСУ = 35 Дж/см² (3,5 кгс·м/см²) при минус 60°C.

Трубы должны быть испытаны на заводе-изготовителе пробным гидравлическим давлением и иметь указание в сертификате о величине пробного давления.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

5.6.5 Отбраковочная толщина стенки проектируемых трубопроводов

Расчет отбраковочной толщины стенки трубы выполнен согласно ГОСТ 32388-2013, ГОСТ 32569-2013.

Исходные данные для расчета отбраковочной толщины стенки трубы и результаты приведены в таблице 5.2.

Если при очередной ревизии будет определено, что толщина стенки в результате коррозии за время работы трубопровода вышла за пределы отбраковочного размера, то трубопровод должен быть выведен из эксплуатации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	

Таблица 5.2 – Характеристика технологических трубопроводов

Наименование потока	Продукт	Параметры				Взрыво- и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1.044	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1.007-76	Категория трубопровода	Способ прокладки	Рисп (гидр.), \МПа	Диаметр, мм	Расчетная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетная отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки, мм	Разница между толщиной и отбраковочной толщиной, мм	Скорость коррозии, мм/год	Расчетный срок службы трубопровода, год	Назначенный срок службы трубопровода, год	Наличие изоляции/обогрева
		Рраб. МПа	Траб, °С	Ррасч., МПа	Трасч., °С															
T1.1	Прямая сетевая вода	0,95..1,2	71,2..114,6	1,6	150	НГ	-	B-IV	н	2,0	600	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T1.2	Прямая сетевая вода	0,98..1,22	71,2..114,6	1,6	150	НГ	-	B-IV	н	2,0	800	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T1.3	Прямая сетевая вода	0,98..1,2	71,2..150	1,6	150	НГ	-	B-IV	н	2,0	600	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T1.3	Прямая сетевая вода	0,98..1,2	71,2..150	1,6	150	НГ	-	B-IV	н	2,0	600	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T1.3	Прямая сетевая вода	0,98..1,2	71,2..150	1,6	150	НГ	-	B-IV	н	2,0	800	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T1.4	Прямая сетевая вода	1,07..1,29	105,9..150	1,6	150	НГ	-	B-IV	н	2,0	400	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T1.5	Прямая сетевая вода	1,07..1,29	105,9..150	1,6	150	НГ	-	B-IV	н	2,0	400	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист

57

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Наименование потока	Продукт	Параметры				Взрыво- и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1.044	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1.007-76	Категория трубопровода	Способ прокладки	Рисп (гидр.), МПа	Диаметр, мм	Расчетная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетная отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки, мм	Разница между толщиной и отбраковочной толщиной, мм	Скорость коррозии, мм/год	Расчетный срок службы трубопровода, год	Назначенный срок службы трубопровода, год	Наличие изоляции/обогрева
		Рраб. МПа	Траб, °С	Ррасч., МПа	Трасч., °С															
T1.6	Прямая сетевая вода	1,07..1,29	105,9..150	1,6	150	НГ	-	В-IV	н	2,0	400	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T1.7	Прямая сетевая вода	1,07..1,29	105,9..150	1,6	150	НГ	-	В-IV	н	2,0	400	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T1.8	Прямая сетевая вода	1,07..1,29	105,9..150	1,6	150	НГ	-	В-IV	н	2,0	350	6,5	7	3,5	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T1.9	Прямая сетевая вода	1,07..1,29	105,9..150	1,6	150	НГ	-	В-IV	н	2,0	350	6,5	7	3,5	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T1.10	Прямая сетевая вода	1,07..1,29	105,9..150	1,6	150	НГ	-	В-IV	н	2,0	350	6,5	7	3,5	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T1.11	Прямая сетевая вода	1,07..1,29	105,9..150	1,6	150	НГ	-	В-IV	н	2,0	350	6,5	7	3,5	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T1.12	Прямая сетевая вода	1,42..1,64	105,9..150	1,8	150	НГ	-	В-IV	н	2,25	300	6	6	3	3	-	0,1	30	30	Изоляция
T1.13	Прямая сетевая вода	1,42..1,64	105,9..150	1,8	150	НГ	-	В-IV	н	2,25	300	6	6	3	3	-	0,1	30	30	Изоляция

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист

58

Ивв. № подл. Подп. и дата Взам. инв. №

Наименование потока	Продукт	Параметры				Взрыво- и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1.044	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1.007-76	Категория трубопровода	Способ прокладки	Рисп (гидр.), МПа	Диаметр, мм	Расчетная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетная отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки, мм	Разница между толщиной и отбраковочной толщиной, мм	Скорость коррозии, мм/год	Расчетный срок службы трубопровода, год	Назначенный срок службы трубопровода, год	Наличие изоляции/обогрева
		Рраб. МПа	Траб, °С	Ррасч., МПа	Трасч., °С															
T1.14	Прямая сетевая вода	1,42..1,64	105,9..150	1,8	150	НГ	-	B-IV	н	2,25	300	6	6	3	3	-	0,1	30	30	Изоляция
T1.15	Прямая сетевая вода	1,42..1,64	105,9..150	1,8	150	НГ	-	B-IV	н	2,25	300	6	6	3	3	-	0,1	30	30	Изоляция
T1.16	Прямая сетевая вода	0,95..1,2	71,2..95	1,6	150	НГ	-	B-IV	н	2,0	200	5,5	6	2,5	3	-	0,1	30	30	Изоляция
T2.1	Обратная сетевая вода	0,18..0,28	48,9..70	1,3	110	НГ	-	B-V	н	1,625	600	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T2.2	Обратная сетевая вода	0,18..0,28	48,9..70	1,3	110	НГ	-	B-V	н	1,625	800	7	7	4	4	-	30	30	30	Изоляция
T2.3	Обратная сетевая вода	0,18..0,28	48,9..70	1,3	110	НГ	-	B-V	н	1,625	600	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T2.4	Обратная сетевая вода	1,31..1,51	48,9..70	1,6	110	НГ	-	B-V	н	2,0	400	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T2.4	Обратная сетевая вода	1,31..1,51	48,9..70	1,6	110	НГ	-	B-V	н	2,0	500	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Наименование потока	Продукт	Параметры				Взрыво- и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1.044	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1.007-76	Категория трубопровода	Способ прокладки	Рисп (гидр.), МПа	Диаметр, мм	Расчетная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетная отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки, мм	Разница между толщиной и отбраковочной толщиной, мм	Скорость коррозии, мм/год	Расчетный срок службы трубопровода, год	Назначенный срок службы трубопровода, год	Наличие изоляции/обогрева
		Рраб. МПа	Траб, °С	Ррасч., МПа	Трасч., °С															
T2.5	Обратная сетевая вода	1,31..1,51	48,9..70	1,6	110	НГ	-	В-V	н	2,0	150	5,5	6	2,5	3	-	0,1	30	30	Изоляция
T2.5	Обратная сетевая вода	1,31..1,51	48,9..70	1,6	110	НГ	-	В-V	н	2,0	400	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T2.5	Обратная сетевая вода	1,31..1,51	48,9..70	1,6	110	НГ	-	В-V	н	2,0	600	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T2.6	Обратная сетевая вода	0,18..0,28	48,9..70	1,3	110	НГ	-	В-V	н	1,625	200	5,5	6	2,5	3	-	0,1	30	30	Изоляция
T2.7	Обратная сетевая вода	0,95..1,2	48,9..70	1,3	110	НГ	-	В-V	н	1,625	150	5,5	6	2,5	3	-	0,1	30	30	Изоляция
T2.8	Обратная сетевая вода	0,95..1,2	48,9..70	1,3	110	НГ	-	В-V	н	1,625	600	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T2.9	Обратная сетевая вода	1,31..1,51	48,9..70	1,6	110	НГ	-	В-V	н	2,0	400	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T2.10	Обратная сетевая вода	1,31..1,51	48,9..70	1,6	110	НГ	-	В-V	н	2,0	400	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист

60

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Наименование потока	Продукт	Параметры				Взрыво- и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1.044	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1.007-76	Категория трубопровода	Способ прокладки	Рисп (гидр.), МПа	Диаметр, мм	Расчетная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетная отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки, мм	Разница между толщиной и отбраковочной толщиной, мм	Скорость коррозии, мм/год	Расчетный срок службы трубопровода, год	Назначенный срок службы трубопровода, год	Наличие изоляции/обогрева
		Рраб. МПа	Траб, °С	Ррасч., МПа	Трасч., °С															
T2.11	Обратная сетевая вода	1,31..1,51	48,9..70	1,6	110	НГ	-	В-V	н	2,0	400	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T2.12	Обратная сетевая вода	1,31..1,51	48,9..70	1,6	110	НГ	-	В-V	н	2,0	400	7	7	4	4	-	0,1	30	30	Изоляция
T2.13	Обратная сетевая вода	0,18..0,28	48,9..70	1,3	110	НГ	-	В-V	н	1,625	800	7	7	4	4	-	30	30	30	Изоляция
Д1	Дренаж сетевой воды	атм	48,9..70	0,05	110	НГ	-	В-V	н	-	100	5	5	2	2	-	0,1	30	30	Изоляция
Д2	Дренаж сетевой воды	атм	105,8..150	0,05	150	НГ	-	В-IV	н	-	250	5	5	2	2	-	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
Д3	Дренаж сетевой воды	атм	105,8..150	0,05	150	НГ	-	В-IV	н	-	80	5	5	2	2	-	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
Д4	Дренаж сетевой воды	атм	105,8..150	0,05	150	НГ	-	В-IV	н	-	80	5	5	2	2	-	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
Д5	Дренаж сетевой воды	атм	105,8..150	0,05	150	НГ	-	В-IV	н	-	250	6	6	3	3	-	0,1	30	30	Изоляция/обогрев

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист

61

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Наименование потока	Продукт	Параметры				Взрыво- и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1.044	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1.007-76	Категория трубопровода	Способ прокладки	Рисп (гидр.), МПа	Диаметр, мм	Расчетная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетная отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки, мм	Разница между толщиной и отбраковочной толщиной, мм	Скорость коррозии, мм/год	Расчетный срок службы трубопровода, год	Назначенный срок службы трубопровода, год	Наличие изоляции/обогрева
		Рраб. МПа	Траб, °С	Ррасч., МПа	Трасч., °С															
Д6	Дренаж сетевой воды	атм	105,8. .150	0,05	150	НГ	-	В-IV	н	-	80	5	5	2	2	-	0,1	30	30	Изоляция/ обогрев
Д7	Дренаж сетевой воды	атм	105,8. .150	0,05	150	НГ	-	В-IV	н	-	80	5	5	2	2	-	0,1	30	30	Изоляция/ обогрев
Д8	Дренаж сетевой воды	атм	105,8. .150	0,05	150	НГ	-	В-IV	н	-	250	6	6	3	3	-	0,1	30	30	Изоляция/ обогрев
Д9	Дренаж сетевой воды	атм	105,8. .150	0,05	150	НГ	-	В-IV	н	-	80	5	5	2	2	-	0,1	30	30	Изоляция/ обогрев
Д10	Дренаж сетевой воды	атм	105,8. .150	0,05	150	НГ	-	В-IV	н	-	80	5	5	2	2	-	0,1	30	30	Изоляция/ обогрев
Д11	Дренаж сетевой воды	атм	105,8. .150	0,05	150	НГ	-	В-IV	н	-	250	6	6	3	3	-	0,1	30	30	Изоляция/ обогрев
Д12	Дренаж сетевой воды	атм	105,8. .150	0,05	150	НГ	-	В-IV	н	-	80	5	5	2	2	-	0,1	30	30	Изоляция/ обогрев
Д13	Дренаж сетевой воды	атм	105,8. .150	0,05	150	НГ	-	В-IV	н	-	80	5	5	2	2	-	0,1	30	30	Изоляция/ обогрев

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист

62

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Наименование потока	Продукт	Параметры				Взрыво- и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1.044	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1.007-76	Категория трубопровода	Способ прокладки	Рисп (гидр.), МПа	Диаметр, мм	Расчетная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетная отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки, мм	Разница между толщиной и отбраковочной толщиной, мм	Скорость коррозии, мм/год	Расчетный срок службы трубопровода, год	Назначенный срок службы трубопровода, год	Наличие изоляции/обогрева
		Рраб. МПа	Траб, °С	Ррасч., МПа	Трасч., °С															
Д14	Дренаж сетевой воды	атм	48,9..150	0,05	150	НГ	-	В-IV	н	-	250	6	6	3	3	-	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
Д15	Дренаж сетевой воды	атм	105,8..150	0,05	150	НГ	-	В-IV	н	-	250	6	6	3	3	-	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
С	Сброс со свечи (природный газ)	атм	-45..34	0,1	40	НГ	-	В-V	н	-	50	4,5	5	1,5	2	-	0,1	30	30	-
С4	Сброс с СППК (водяной пар)	атм	-45..34	0,1	40	НГ	-	В-V	н	-	200	5,5	6	2,5	3	-	0,1	30	30	-
С5	Сброс с СППК (водяной пар)	атм	-45..34	0,1	40	НГ	-	В-V	н	-	200	5,5	6	2,5	3	-	0,1	30	30	-
С6	Сброс с СППК (водяной пар)	атм	-45..34	0,1	40	НГ	-	В-V	н	-	200	5,5	6	2,5	3	-	0,1	30	30	-
С7	Сброс с СППК (во-	атм	-45..34	0,1	40	НГ	-	В-V	н	-	200	5,5	6	2,5	3	-	0,1	30	30	-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист

63

Наименование потока	Продукт	Параметры				Взрыво- и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1.044	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1.007-76	Категория трубопровода	Способ прокладки	Рисп (гидр.), МПа	Диаметр, мм	Расчетная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетная отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки, мм	Разница между толщиной и отбраковочной толщиной, мм	Скорость коррозии, мм/год	Расчетный срок службы трубопровода, год	Назначенный срок службы трубопровода, год	Наличие изоляции/обогрева
		Рраб. МПа	Траб, °С	Ррасч., МПа	Трасч., °С															
	дяной пар)																			
T7.10	Пар с СППК	атм	105,8. .150	0,05	150	НГ	-	В-IV	н	0,2	250	6	6	3	3	-	0,1	30	30	Изоляция
T7.11	Пар с СППК	атм	105,8. .150	0,05	150	НГ	-	В-IV	н	0,2	250	6	6	3	3	-	0,1	30	30	Изоляция
T7.12	Пар с СППК	атм	105,8. .150	0,05	150	НГ	-	В-IV	н	0,2	250	6	6	3	3	-	0,1	30	30	Изоляция
T7.13	Пар с СППК	атм	105,8. .150	0,05	150	НГ	-	В-IV	н	0,2	250	6	6	3	3	-	0,1	30	30	Изоляция
MB1	Мазут	гидр.	80	1,0	100	ГЖ	4	Бв-IV	н/п	1,55	150	5,5	6	2,5	3	-	0,1	30	30	Изоляция/ обогрев
MB2	Мазут	гидр.	80	1,0	100	ГЖ	4	Бв-IV	н/п	1,55	150	5,5	6	2,5	3	2,5	0,1	30	30	Изоляция/ обогрев
MN1	Мазут	0,80	80	1,0	100	ГЖ	4	Бв-IV	н	1,55	150	5,5	6	2,5	3	2,5	0,1	30	30	Изоляция/ обогрев

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Наименование потока	Продукт	Параметры				Взрыво- и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1.044	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1.007-76	Категория трубопровода	Способ прокладки	Рисп (гидр.), МПа	Диаметр, мм	Расчетная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетная отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки, мм	Разница между толщиной и отбраковочной толщиной, мм	Скорость коррозии, мм/год	Расчетный срок службы трубопровода, год	Назначенный срок службы трубопровода, год	Наличие изоляции/обогрева
		Рраб. МПа	Траб, °С	Ррасч., МПа	Трасч., °С															
МН2	Мазут	0,80	80..130	1,0	150	ГЖ	4	Бв-III	н	1,55	200	5,5	6	2,5	3	3,5	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
МН4	Мазут	4,2	130	4,5	150	ГЖ	4	Бв-II	н	6,2	150	5,5	6	2,5	3	2,5	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
МН5	Мазут	0,7	60..80	1,0	100	ГЖ	4	Бв-IV	н	1,55	100	5	5	2	2	3,0	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
МН6	Мазут	0,50	60..80	1,0	100	ГЖ	4	Бв-IV	н	1,55	150	5,5	6	2,5	3	3,0	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
МН7	Мазут	3,5	80..130	4,5	150	ГЖ	4	Бв-II	н	6,2	80	5,5	6	2,5	3	2,5	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
МН7.1	Мазут	3,5	80..130	4,0	150	ГЖ	4	Бв-II	н	6,2	50	4,5	5	1,5	2	3,5	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
МН7.2	Мазут	3,5	80..130	4,0	150	ГЖ	4	Бв-II	н	6,2	50	4,5	5	1,5	2	3,5	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
МН7.3	Мазут	3,5	80..130	4,0	150	ГЖ	4	Бв-II	н	6,2	50	4,5	5	1,5	2	3,5	0,1	30	30	Изоляция/обогрев

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Наименование потока	Продукт	Параметры				Взрыво- и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1.044	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1.007-76	Категория трубопровода	Способ прокладки	Рисп (гидр.), МПа	Диаметр, мм	Расчетная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетная отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки, мм	Разница между толщиной и отбраковочной толщиной, мм	Скорость коррозии, мм/год	Расчетный срок службы трубопровода, год	Назначенный срок службы трубопровода, год	Наличие изоляции/обогрева
		Рраб. МПа	Траб, °С	Ррасч., МПа	Трасч., °С															
MH7.4	Мазут	3,5	80..130	4,0	150	ГЖ	4	Бв-II	н	6,2	50	4,5	5	1,5	2	3,5	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
MH8	Мазут	3,5	130	4,5	150	ГЖ	4	Бв-II	н	6,2	80	5,5	6	2,5	3	2,5	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
MP1	Мазут	1,5	80..130	4,0	150	ГЖ	4	Бв-II	н	6,2	80	4,5	5	1,5	2	3,5	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
MP1.1	Мазут	1,5	80..130	4,0	150	ГЖ	4	Бв-II	н	6,2	25	4,5	4	1,5	2	2,5	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
MP1.2	Мазут	1,5	80..130	4,0	150	ГЖ	4	Бв-II	н	6,2	25	4,5	4	1,5	2	2,5	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
MP1.3	Мазут	1,5	80..130	4,0	150	ГЖ	4	Бв-II	н	6,2	25	4,5	4	1,5	2	2,5	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
MP1.4	Мазут	1,5	80..130	4,0	150	ГЖ	4	Бв-II	н	6,2	25	4,5	4	1,5	2	2,5	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
MP2	Мазут	1,5	80..130	4,0	150	ГЖ	4	Бв-II	н	6,2	80	4,5	5	1,5	2	3,5	0,1	30	30	Изоляция/обогрев

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист

66

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Наименование потока	Продукт	Параметры				Взрыво- и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1.044	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1.007-76	Категория трубопровода	Способ прокладки	Рисп (гидр.), МПа	Диаметр, мм	Расчетная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетная отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки, мм	Разница между толщиной и отбраковочной толщиной, мм	Скорость коррозии, мм/год	Расчетный срок службы трубопровода, год	Назначенный срок службы трубопровода, год	Наличие изоляции/обогрева
		Рраб. МПа	Траб, °С	Ррасч., МПа	Трасч., °С															
МРЗ	Мазут	1,5	80..130	4,0	150	ГЖ	4	БВ-II	н	6,2	80	5	5	2	2	3,0	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
МЦ1	Мазут	0,70	80	1,00	100	ГЖ	4	БВ-IV	н	1,55	100	5	5	2	2	3,0	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
МЦ2	Мазут	0,70	90	1,00	100	ГЖ	4	БВ-IV	н	1,55	100	5	5	2	2	3,0	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
Т7.1	Водяной пар	1,30	290	1,60	328	НГ	-	В-III	н	2,0	150	5,5	6	2,5	3	3,5	0,1	30	30	Изоляция
Т7.2	Водяной пар	1,30	290	1,60	328	НГ	-	В-III	н	2,0	50	4,5	5	1,5	2	3,5	0,1	30	30	Изоляция
Т7.3	Водяной пар	1,30	290	1,60	328	НГ	-	В-III	н	2,0	50	4,5	5	1,5	2	3,5	0,1	30	30	Изоляция
Т7.4	Водяной пар	1,30	290	1,60	328	НГ	-	В-III	н	2,0	80	5	5	2	2	3,0	0,1	30	30	Изоляция
Т7.5	Водяной пар	1,30	290	1,60	328	НГ	-	В-III	н	2,0	100	5	5	2	2	3,0	0,1	30	30	Изоляция

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист

67

Ивв. № подл. Подп. и дата Взам. инв. №

Наименование потока	Продукт	Параметры				Взрыво- и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1.044	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1.007-76	Категория трубопровода	Способ прокладки	Рисп (гидр.), МПа	Диаметр, мм	Расчетная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетная отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки, мм	Разница между толщиной и отбраковочной толщиной, мм	Скорость коррозии, мм/год	Расчетный срок службы трубопровода, год	Назначенный срок службы трубопровода, год	Наличие изоляции/обогрева
		Рраб. МПа	Траб, °С	Ррасч., МПа	Трасч., °С															
T7.6	Водяной пар	1,30	290	1,60	328	НГ	-	В-III	н	2,0	80	5	5	2	2	3,0	0,1	30	30	Изоляция
T7.7	Водяной пар	1,30	290	1,60	328	НГ	-	В-III	н	2,0	50	4,5	5	1,5	2	3,5	0,1	30	30	Изоляция
T7.8	Водяной пар	1,30	290	1,60	328	НГ	-	В-III	н	2,0	50	4,5	5	1,5	2	3,5	0,1	30	30	Изоляция
T7.9	Водяной пар	1,30	290	1,6	328	НГ	-	В-III	н	2,0	50	4,5	5	1,5	2	3,5	0,1	30	30	Изоляция
T8.1	Конденсат водяного пара	1,30	95	1,6	328	НГ	-	В-III	н	2,0	50	4,5	5	1,5	2	3,5	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
T8.2	Конденсат водяного пара	1,30	95	1,6	325	НГ	-	В-III	н	2,0	50	4,5	5	1,5	2	3,5	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
T8.3	Конденсат водяного пара	1,30	95	1,6	325	НГ	-	В-III	н	2,0	50	4,5	5	1,5	2	3,5	0,1	30	30	Изоляция/обогрев

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Наименование потока	Продукт	Параметры				Взрыво- и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1.044	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1.007-76	Категория трубопровода	Способ прокладки	Рисп (гидр.), МПа	Диаметр, мм	Расчетная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетная отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки, мм	Разница между толщиной и отбраковочной толщиной, мм	Скорость коррозии, мм/год	Расчетный срок службы трубопровода, год	Назначенный срок службы трубопровода, год	Наличие изоляции/обогрева
		Рраб. МПа	Траб, °С	Ррасч., МПа	Трасч., °С															
Т8.4	Конденсат водяного пара	0,8..1,3	5..95	1,6	120	НГ	-	В-V	н	2,0	80	5	5	2	2	3,0	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
Т8.5	Конденсат водяного пара	гидр.	5..95	0,05	120	НГ	-	В-V	н	0,2	100	5	5	2	2	3,0	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
Т8.6	Конденсат водяного пара	0,50	5..95	1,0	120	НГ	-	В-V	н	1,25	50	4,5	5	1,5	2	3,5	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
Т8.7	Конденсат водяного пара	0,8..1,3	5..95	1,6	120	НГ	-	В-V	н	2,0	80	5	5	2	2	3,0	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
Т8.8	Конденсат водяного пара	гидр.	5..95	0,05	120	НГ	-	В-V	н	0,2	100	5	5	2	2	3,0	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
ДР1	Дренаж мазута	гидр.	5..80	0,05	150	ГЖ	4	Бв-IV	н	0,2	50	4,5	5	1,5	2	3,5	0,1	30	30	Изоляция/обогрев

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Наименование потока	Продукт	Параметры				Взрыво- и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1.044	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1.007-76	Категория трубопровода	Способ прокладки	Рисп (гидр.), МПа	Диаметр, мм	Расчетная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетная отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки, мм	Разница между толщиной и отбраковочной толщиной, мм	Скорость коррозии, мм/год	Расчетный срок службы трубопровода, год	Назначенный срок службы трубопровода, год	Наличие изоляции/обогрева
		Рраб. МПа	Траб, °С	Ррасч., МПа	Трасч., °С															
ДР2	Дренаж мазута	гидр.	5..80	0,05	150	ГЖ	4	Бв-IV	н	0,2	100	5	5	2	2	2,0	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
ДР3	Дренаж мазута	гидр.	5..80	0,05	150	ГЖ	4	Бв-IV	н	0,2	100	5	5	2	2	2,0	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
ДР4	Дренаж конденсата водяного пара	гидр.	5..95	0,05	150	НГ	-	В-IV	н	0,2	80	5	5	2	2	3,0	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
ДР5	Дренаж мазута	гидр.	5..130	0,05	150	ГЖ	4	Бв-III	н	0,2	80	5	5	2	2	3,0	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
ДР6	Дренаж мазута	гидр.	5..130	0,05	150	ГЖ	4	Бв-III	н/п	0,2	80	5	5	2	2	3,0	0,1	30	30	Изоляция/обогрев
А2	Сжатый воздух	0,80	50	1,0	70	НГ	-	В-V	н	1,55	50	4,5	5	1,5	2	3,5	0,1	30	30	-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

5.7 Трубопроводная арматура

Запорная и регулирующая арматура выбирается на максимальные параметры среды в трубопроводах, определяемые на основании теплогидравлических расчетов, технических условий на подключение к сетям энергоносителей или применяемые с учетом параметров и характеристик основного оборудования.

Трубопроводная арматура в проекте принята стальная и размещена с учетом обеспечения безопасного обслуживания и ремонта.

Арматура, расположенная внутри отапливаемых помещений, имеет климатическое исполнение УХЛ4. Арматура, расположенная вне помещений, имеет климатическое исполнение УХЛ1.

Трубопроводная арматура с условным диаметром менее DN50 применяется в исполнении под приварку, более DN50 - преимущественно с фланцевым исполнением (с учётом среды, расчётных параметров, расположения и удобства обслуживания). Вся фланцевая арматура поставляется комплектно с комплектом обратных фланцев, крепежом и прокладками. Фланцы арматуры мазутопроводов в исполнении «выступ-впадина».

Электропривод арматуры трубопроводов, транспортирующих взрывоопасные среды (газ/мазут) применяется во взрывозащищённом исполнении. Для арматуры трубопроводов, транспортирующих невзрывоопасные среды (вода, пар, воздух) применяется электропривод в общепромышленном исполнении.

Класс герметичности запорной арматуры – «А» по ГОСТ 9544-2015 в обе стороны.

Вся арматура имеет сертификаты соответствия требованиям ТР ТС.

5.8 Эстакады технологических трубопроводов

Для осуществления технологических связей между проектируемыми объектами предусматривается прокладка технологических трубопроводов на эстакадах, что обеспечивает удобство обслуживания и ремонта трубопроводов, а также безопасность персонала.

Эстакады технологических трубопроводов включают в себя: трубопроводы теплоснабжения, трубопроводы природного газа, трубопроводы водяного пара и конденсата, сжатого воздуха и трубопроводы аварийного топлива – мазута, работающие непрерывно.

В рамках проектирования предусматривается использование для прокладки новых трубопроводов некоторых участков существующих эстакад при условии частичного

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	71	



демонтажа с них недействующих трубопроводов и кабельных конструкций. Для размещения фундаментов опор эстакады мазутного хозяйства на одном из участков вдоль железнодорожного полотна требуется вынос из пятна застройки подземного противопожарного водопровода DN200, для которого на эстакаде предусмотрено место. Данный трубопровод монтируется в тепловой изоляции с электрообогревом. В объем проектирования также относятся технологические трубопроводы и трубопроводы тепловой сети от водогрейной котельной до существующих тепловых сетей к местам, указанным Заказчиком в технических условиях на технологическое присоединение.

Трубопроводы оснащаются необходимой арматурой для отключения участка трубопровода, опорожнения, выпуска воздуха, прогрева. Для удобства обслуживания арматуры, расположенной на отметке более 2,5 м, предусматриваются площадки обслуживания с ограждениями и лестницами.

Трубопроводы прокладываются на одно- и двух- ярусных совмещенных эстакадах. Эстакады выполнены с уклонами к местам дренажа трубопроводов. В проекте для отдельных эстакад трубопроводов водяных тепловых сетей принят уклон не менее 0,002. На совмещённых эстакадах с мазутопроводами для всех трубопроводов принят уклон к местам дренажа 0,005 соответствующий минимальному уклону для мазутопроводов. В местах пересечения с автомобильными дорогами, высота эстакад над проезжей частью принята не менее 5 м, для прохода людей соблюдается габарит не менее 2,2 м.

Для поддержания заданной температуры все теплопроводы прокладываются в тепловой изоляции, для мазутопроводов и дренажных трубопроводов предусматривается электрообогрев. Трубопровод сжатого воздуха прокладывается без тепловой изоляции ввиду того, что его работа предусмотрена только в тёплый период года в период профилактического ремонта котлов.

Для восприятия температурных деформаций трубопроводов используется их самокомпенсация за счет углов поворота трассы и П-образных компенсаторов.

Компоновочные решения новой водогрейной котельной предусматривают прокладку коллекторов подающей и обратной сетевой воды снаружи на совмещенной эстакаде вдоль здания водогрейной котельной в осях 1-7 с выводами DN800 (ТП "СМП") и DN600 (ТП "0") и устройством отсекающей запорной арматуры.

Совмещенная эстакада выполнена:

- 2-х ярусной и проходит от водогрейной котельной по территории ТЭЦ-1 до головной эстакады (для теплосети DN600). На нижнем ярусе расположены трубопроводы теплофикационной воды DN600, на верхнем ярусе – газопровод среднего давления

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
							72

DN500, мазутопроводы (подающий и обратный циркуляционный), трубопровод водяного пара DN150 и трубопровод сжатого воздуха;

- одноярусной от водогрейной котельной до границы проектирования ТП "СМП" (для теплосети DN800 и паропровода DN150). Паропровод DN150 прокладывается до водогрейной котельной.

5.9 Предохранительные клапана

Для защиты водогрейных котлов от превышения давления сверх расчетного предусмотрены предохранительные клапаны. Выполнен расчет пропускной способности предохранительных клапанов по ГОСТ 24570-81 Клапаны предохранительные паровых и водогрейных котлов.

Суммарная пропускная способность предохранительных клапанов водогрейного котла выбирается исходя из соотношения:

$$G_1 + G_2 + \dots + G_n \geq \frac{Q}{\gamma}$$

n- число предохранительных клапанов;

G_i - пропускная способность отдельных предохранительных клапанов, кг/ч

Q -номинальная теплопроизводительность водогрейного котла, Дж/ч;

γ - теплота испарения, Дж/кг

Расчет пропускной способности предохранительных клапанов водогрейных котлов и экономайзеров допускается выполнять с учетом соотношения пара и воды в пароводяной смеси, проходящей через предохранительный клапан при его срабатывании – выбираем наихудшие условия для расчёта – отсутствие жидкой фазы в среде, проходящее через предохранительный клапан.

$$Q = 60 \text{ МВт} = 60 \text{ МДж/с} = 216 \text{ ГДж/ч}$$

γ – при избыточном давлении 1,6 МПа составляет 1922 кДж/кг

Суммарная пропускная способность составит:

$$216 \cdot 109 \text{ Дж/ч} / 1,922 \cdot 106 \text{ Дж/кг} = 112400 \text{ кг/ч}$$

Требуемая пропускная способность каждого предохранительного клапана составит:

$$G = 112400 / 4 = 28100 \text{ кг/ч}$$

Выбираем установку 4-х предохранительных клапанов DN100x150 ADL Прегран КПП 496-03

Согласно паспортных данных производителя для клапана пропускная способность для пара при давлении перед предохранительным клапаном 1,6 МПа составляет

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	Взам. инв.№	Подп. и дата	Инв. № подл.	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
										73

31718 кг/ч. Выбранные предохранительные клапана имеют необходимую пропускную способность.

Во время эксплуатации следует производить периодические осмотры, техническое обслуживание и ремонты клапанов в сроки, соответствии с технической документацией организации - изготовителя оборудования и производственными инструкциями.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

6 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов

На объекте принят необходимый уровень механизации, связанный с выполнением грузоподъемных операций при монтаже, демонтаже и обслуживании технологического оборудования и трубопроводной арматуры массой более 50 кг, размещенного в блок-боксах и на открытых площадках.

Для возможности обслуживания и транспортировки основных и вспомогательных элементов котельного агрегата, в том числе горелочных устройств, вентиляторов и вспомогательного оборудования предусматривается установка крана электрического грузоподъемностью 5 тн. Грузоподъемность крана принята исходя из наибольшего веса блока котлового оборудования. В рабочей зоне обслуживания подвесного крана - помещение водогрейной котельной, где устанавливаются котлы и группа рециркуляционных насосов.

Род электрического тока - переменный.

Напряжение – 380В, 50Гц.

Установленная мощность двигателей крана – 10,8 ±0,5 кВт – зависит от типа тали.

Скорость передвижения крана 0,47 м/сек (28м/мин).

Токоподвод – кабельный.

Для обслуживания сетевых насосов в помещении насосной предусмотрены к установке тали ручные передвижные грузоподъемностью 7,0 т. Общее количество талей – 4 шт., по одной на каждый насос.

Для демонтажа и монтажа насосного оборудования в БМН предусмотрены средства малой механизации. Ручная таль грузоподъемностью 0,5 т в количестве 3 шт.

В проекте приняты компоновочные решения, обеспечивающие максимальный доступ к технологическому оборудованию и применение для его обслуживания передвижных транспортных средств.

Изм. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №					
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ				

7 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах

Проектируемые объекты сети газопотребления (газорегуляторный пункт и внутриплощадочные сети газоснабжения, а также газовая часть газопотребляющего оборудования) с давлением 0.25...0,95 МПа согласно п.4 Приложения 2 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» идентифицируются как опасный производственный объект III класса.

Проектируемые объекты мазутного хозяйства (мазутонасосная, мазутопроводы от мазутонасосной до точки подключения к мазутонасосной станции и организация слива мазута с автомазутовозов) войдут в состав находящегося в эксплуатации опасного производственного объекта «Топливное хозяйство Северодвинской ТЭЦ-1» III класса опасности, регистрационный номер в государственном реестре опасных производственных объектов А18-03594-0097. Количество опасного вещества (мазута) на проектируемом объекте, не приведет к увеличению класса опасности находящегося в эксплуатации ОПО «Топливное хозяйство Северодвинской ТЭЦ-1».

Проектируемая водогрейная котельная 240 МВт, включая дымовые трубы котельной, согласно п.5 Приложения 2 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», является опасным производственным объектом, осуществляющим теплоснабжение населения и социально значимых категорий потребители, и идентифицируется как опасный производственный объект III класса опасности.

Проектируемые трубопроводы теплосети до точек подключения к существующим трубопроводам, которые, согласно проектной документации, планируется эксплуатировать с температурой меньше 115 градусов, не относятся к опасным производственным объектам.

Окончательное решение об отнесении проектируемых объектов к опасным производственным объектам, с присвоением соответствующего класса опасности, будет осуществлено эксплуатирующей организацией перед вводом объектов в эксплуатацию.

Все предусмотренные в проекте материалы, изделия имеют сертификаты соответствия требованиям государственных стандартов (технических условий) и нормативных документов, утвержденных в установленном порядке. В соответствии с административным

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата		

регламентом федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по исполнению государственной функции по выдаче разрешений на применение конкретных видов (типов) технических устройств на опасных производственных объектах оборудование имеет разрешение на применение технических устройств, в том числе иностранного производства, на опасных производственных объектах.

Устанавливаемое оборудование в течение всего срока его эксплуатации подлежит техническому обслуживанию. Организацию и контроль за проведением работ по техническому обслуживанию устройств осуществляет эксплуатационный персонал объекта, прошедший специальное обучение, имеющий соответствующие допуски и подтверждения регулярной проверки знаний инструкций по эксплуатации.

Проектная документация разработана с учетом действующих в Российской Федерации норм и правил технической эксплуатации, техники безопасности и промышленной санитарии, руководящих и нормативных материалов, утвержденных соответствующими организациями. В связи с этим все мероприятия по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах, выполнены с учетом действующих в Российской Федерации норм и правил по технике безопасности и промышленной санитарии, руководящих и нормативных материалов, утвержденных соответствующими организациями.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
							77

8 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала

Состав, численность и квалификация эксплуатационного персонала определяются с учетом сменности производства, степени автоматизации технологического процесса, категории и специализации работающих, трудоемкости ведения процесса, его сложности, состава и условий безопасности.

Расчёт штатной численности для проектируемого объекта выполнен согласно «Нормативам численности промышленно-производственного персонала котельных в составе электростанций и сетей, разработанных Открытым акционерным обществом "ЦОТ-энерго" и утвержденных заместителем Председателя Правления ОАО РАО "ЕЭС России" Я.М.Уринсоном 03.12.2004.

Нормативы численности промышленно-производственного персонала котельных в составе электростанций и сетей определяют оптимальную численность работников, необходимую для эффективного и стабильного функционирования котельных в составе электростанций и сетей.

Нормативы предусматривают предельную среднесписочную численность персонала в штате котельной (рабочих, руководителей, специалистов и служащих) и среднегодовую численность привлеченного персонала для выполнения в соответствии с Правилами технической эксплуатации (ПТЭ), Правилами техники безопасности (ПТБ), Приказом Министерства энергетики РФ от 25.10.2017 г №1013 об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» и производственными и заводскими инструкциями всего комплекса работ по оперативному, техническому обслуживанию и ремонту оборудования, техническому обслуживанию и текущему ремонту зданий и сооружений котельной.

В нормативах учтено время на специальную подготовку оперативного и оперативно-ремонтного персонала в рабочее время в соответствии с требованиями Приказа Мини-

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

стерства энергетики РФ от 22.09.2020г №796 об утверждении правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики РФ.

Настоящими нормативами не учтен персонал, занятый капитальным ремонтом зданий и сооружений котельной, обслуживанием автотранспортных средств, электроподстанций напряжением свыше 1000 В, питающих котельную, персонал ВОХР и сторожевой охраны.

Численность Управления отдельно для котельной не предусматривается, а определяется по действующим нормативам в целом по электростанции или сетям (в состав которых она входит) по суммарным показателям.

Нормативная численность персонала, определенная по настоящим нормативам, включается в рассчитанную по действующим нормативам общую нормативную численность персонала электростанции или сетей по суммарным показателям.

Расчет нормативной численности ППП выполнен без учёта занятого капитальным, средним (большим текущим) ремонтом оборудования котельной в связи с тем, что предусматривается выделение этого вида деятельности в самостоятельный бизнес.

При выделении работ по среднему (большому текущему) и капитальному ремонту оборудования котельной в самостоятельный бизнес и передаче их выполнения специализированным энергоремонтным предприятиям, нормативная численность ремонтного персонала рассчитывается с применением понижающего коэффициента - 0,45.

Расчёт штатной численности персонала водогрейной котельной Северодвинской ТЭЦ-1 представлен в таблице 8.1.

Штатное расписание представлено в таблице 8.2.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	

Таблица 8.1 – Расчёт штатной численности персонала

№ п/п	Наименование видов оборудования, категорий персонала, структурных подразделений и функций управления	Номер пунктов таблиц нормативов	Значение фактора	Нормативная численность
1	Эксплуатационный персонал (рабочие и РСС)			
1.1	рабочие	табл. 4.1	коэф. 1.08	21.6
1.2	руководители, специалисты, служащие	табл. 4.1	коэф. 1.08	2.2
2	Ремонтный персонал (рабочие и РСС)			
2.1	рабочие	табл. 4.3, 4.7, п.4.5	коэф. 1.08*0.8*0.45	6.6
2.2	руководители, специалисты, служащие	табл. 4.3, 4.7, п.4.5	коэф. 1.08*0.8*0.45	0.6
3	ИТОГО	п.1.10 п.4.9.6	коэф. 0,11*6	31

Таблица 8.2 – Штатная численность

№ п/п	Наименование подразделений, должностей и профессий	Рабочих мест в макс. смену	Человек, штатная числ.	Код по ОКП ДТР	Группа произв. процесса	Пол м/ж
1	Оперативная служба					
1.1	Начальник смены	1	6	44944	16	м
1.2	Старший машинист котельного оборудования	1	6	18826	1в	м
1.3	Машинист насосных установок	1	5	13971	16	м
1.4	Машинист-обходчик	1	6	13929	16	м
2	Аварийно-ремонтная служба					
2.1	Слесарь ремонтник	1	2	18538	1в	м
2.2	Электрослесарь	1	2	19917	16	м
2.3	Электрослесарь по обслуживанию систем АСУ ТП	1	2	19919	16	м
2.4	Мастер по ремонту оборудования	1	2	23922	1в	м
3	ИТОГО	8	31			

Инв. № подл. Подп. и дата Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

Дополнительный персонал для эксплуатации и ремонта установки подпитки теплосети, предусмотренный п. 4.9.1 нормативного расчёта, не учитывается в расчёте.

Дополнительный персонал для слива мазута, предусмотренный п. 4.9.4 нормативного расчёта, не учитывается в расчёте.

Дополнительный персонал для выполнения функций диспетчерского и технологического управления персоналом котельной, предусмотренный п. 4.9.6, не учитывается в расчёте.

Оперативный персонал размещен в здании водогрейной котельной в помещении аппаратной. В здании имеются все санитарно-бытовые условия. Для отдыха в рабочее время предусмотрена комната отдыха и приема пищи.

Остальной персонал будет размещен в соответствии со штатным расписанием в существующих административно-бытовых помещениях.

Для всего персонала, работающего в здании водогрейной котельной или на территории проектируемых объектов, предусмотрены санузел, душевые и гардеробные. Количество душевых сеток принято 1, количество умывальников принято 1, количество унитазов принято – 1.

Весь персонал обеспечен средствами индивидуальной защиты, переносными телефонами (либо радиостанциями) и фонарями.

Характеристики работ профессий рабочих и дальнейшее составление должностных инструкций на период эксплуатации проектируемых объектов регламентируются действующими Едиными тарифно-квалификационными справочниками работ и профессий рабочих (выпуск № 1, 2, 6, 36). Составление должностных квалификационных характеристик ПСС на период эксплуатации проектируемых объектов, регламентируется «Квалификационным справочником должностей руководителей, специалистов и других служащих».

К работам допускаются лица, прошедшие в установленном порядке инструктаж, обучение и проверку знаний по охране труда, технике безопасности и пожарной безопасности, а также при отсутствии медицинских противопоказаний, установленных Минздравом России с учетом ограничений на тяжелые работы и работы с вредными и опасными условиями труда, работы, в соответствии с нормативными требованиями:

- постановление Правительства РФ от 25.02.2000 N162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при которых запрещается применение труда женщин»;
- постановление Правительства РФ от 25.02.2000 г. N163 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при которых за-

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

						656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата		81

прещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет» с дополнениями («О внесении дополнений в перечень тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет», в ред. постановлением правительства РФ №479 от 20.06.2011 г. и постановлением правительства РФ №473 от 20.06.2001 г).

Работодатель может принимать решение о применении труда лиц моложе 18 лет на работах, включенных в «Перечень тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при которых запрещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет» при условии создания безопасных условий труда, подтвержденных результатами специальной оценки условий труда при положительном заключении государственной экспертизы условий труда и службы Госсанэпиднадзора субъекта РФ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	82

9 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства (кроме жилых зданий), и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в общественных зданиях

Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда возлагаются на работодателя. Работодатель обязан обеспечить:

- безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов;

- применение прошедших обязательную сертификацию или декларирование соответствия в установленном законодательством Российской Федерации о техническом регулировании порядке средств индивидуальной и коллективной защиты работников;

- соответствующие требованиям охраны труда условия труда на каждом рабочем месте;

- режим труда и отдыха работников в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права;

- приобретение и выдачу за счет собственных средств специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, смывающих и обезвреживающих средств, прошедших обязательную сертификацию или декларирование соответствия в установленном законодательством РФ о техническом регулировании порядке, в соответствии с установленными нормами работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением;

- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ, и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, проведение инструктажа по охране труда, стажировки на рабочем месте и проверки знания требований охраны труда;

- недопущение к работе лиц, не прошедших в установленном порядке обучение и инструктаж по охране труда, стажировку и проверку знаний требований охраны труда;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	83

– организацию контроля за состоянием условий труда на рабочих местах, а также за правильностью применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты;

– проведение аттестации рабочих мест по условиям труда с последующей сертификацией работ по охране труда;

– в случаях, предусмотренных трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, организовывать проведение за счет собственных средств обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течение трудовой деятельности) медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований работников, внеочередных медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований работников по их просьбам в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ними места работы (должности) и среднего заработка на время прохождения указанных медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований;

– недопущение работников к исполнению ими трудовых обязанностей без прохождения обязательных медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований, а также в случае медицинских противопоказаний;

– информирование работников об условиях и охране труда на рабочих местах, о риске повреждения здоровья, полагающихся им компенсациях и средствах индивидуальной защиты;

– предоставление федеральным органам исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере труда, федеральным органам исполнительной власти, уполномоченным на проведение государственного надзора и контроля за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, другим федеральным органам исполнительной власти, осуществляющим функции по контролю и надзору в установленной сфере деятельности, органам исполнительной власти субъектов РФ в области охраны труда, органам профсоюзного контроля за соблюдением трудового законодательства и иных актов, содержащих нормы трудового права, информации и документов, необходимых для осуществления ими своих полномочий;

– принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	Взам. инв.№	Подп. и дата	Инва. № подл.	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
										84

- расследование и учет в установленном Трудовым кодексом РФ, другими Федеральными законами и иными нормативными правовыми актами РФ порядке несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- санитарно-бытовое и лечебно-профилактическое обслуживание работников в соответствии с требованиями охраны труда, а также доставку работников, заболевших на рабочем месте в медицинскую организацию в случае необходимости оказания им неотложной медицинской помощи;
- беспрепятственный допуск должностных лиц федеральных органов исполнительной власти, уполномоченных на проведение государственного надзора и контроля, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области охраны труда, органов Фонда социального страхования Российской Федерации, а также представителей органов общественного контроля в целях проведения проверок условий и охраны труда и расследования несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- выполнение предписаний должностных лиц федеральных органов исполнительной власти, уполномоченных на проведение государственного надзора и контроля, и рассмотрение представлений органов общественного контроля в установленные Трудовым кодексом РФ, иными федеральными законами сроки;
- обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- ознакомление работников с требованиями охраны труда;
- разработку и утверждение правил и инструкций по охране труда для работников с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации или иного уполномоченного работниками органа в порядке, установленном статьей 372 «Трудового кодекса РФ» для принятия локальных нормативных актов;
- наличие комплекта нормативных правовых актов, содержащих требования охраны труда в соответствии со спецификой своей деятельности.

9.1 Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника

Защита работников от опасности механического травмирования

В качестве общеорганизационных мероприятий для предотвращения травматизма предусматривается:

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	Лист 85
656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ						

- использование исправного и только того оборудования, которое указано в технологической документации и по технологическим режимам в пределах допустимых параметров, проверка исправностей всех частей и механизмов оборудования;
- выполнение утвержденных годовых графиков технического обслуживания и ремонта производственного оборудования и оборудования повышенной опасности;
- своевременная уборка рабочих мест и производственной территории, уборка из рабочей зоны посторонних предметов;
- применение нескользящих напольных покрытий, обуви с нескользящими протекторами;
- своевременное получение информации о возникновении опасных ситуаций на отдельных участках;
- применение сигнальных цветов и знаков безопасности предупредительных плакатов и надписей. Использование сигнальных цветов и знаков безопасности проводится в соответствии с указаниями ГОСТ Р 12.4.026-2015 «ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики».

Опознавательную окраску, предупреждающие знаки и маркировочные щитки трубопроводов (включая соединительные части, арматуру, фасонные части и изоляцию) условные обозначения, размеры букв и расположение надписей производят в соответствии с ГОСТ 14202-69. «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

Контроль опасных действий работников:

- использование оборудования, инструмента не по прямому назначению и в неисправном состоянии;
- несоблюдение требований инструкций по охране труда, технических описаний и инструкций по эксплуатации оборудования;
- работа без средств индивидуальной защиты или в специальной одежде, не соответствующей требованиям инструкций по охране труда;
- выполнение работ в состоянии алкогольного, наркотического или токсического опьянения;
- курение и отдых работников в неустановленных местах;
- очистка рабочих органов не приспособленным для этих целей инструментом.

Взам. инв.№
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Решения по защите от шума и вибрации

В соответствии с СанПиН 1.2.3685-21, СП 51.13330.2011 в производственных помещениях максимальный (непостоянный, переменный) уровень звука не должен превышать 95 дБА (эквивалентный уровень звукового давления – 80 дБА). Эквивалентный уровень звука на территории непосредственно прилегающей к жилым зданиям в дневное время не должен превышать 55 дБА, в ночное время – 45 дБА.

Нормы допустимого шума представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Нормы допустимого шума

Уровень звукового давления (эквивалентный уровень звукового давления) L, дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц									Эквивалентный уровень звука L _{Аэкв} , дБА	Максимальный уровень звука L _{max} , дБа
31,5	63	123	250	500	1000	2000	4000	8000		
На границе СЗЗ и жилых домов (с 23.00 до 07.00)										
83	67	57	49	44	40	37	35	33	45	60
На границе СЗЗ и жилых домов (с 7.00 до 23.00)										
90	75	66	59	54	50	47	45	44	55	70

При нормировании шумового воздействия объекта учтены следующие факторы:

- расчет проведен в 39 контрольных точках для ночного времени суток в сопоставлении с нормативом ПДУ для ночного времени суток (45 дБА), т.к. режим работы предприятия круглосуточный;

- большинство технологического оборудования структурных подразделений функционируют непрерывно, поэтому нормирование шумового воздействия выполнено для ночного времени суток

- для источников шума, создаваемого системами вентиляции и другим инженерно-технологическим оборудованием (постоянные источники шума), учитывается поправка $\Delta = -5$ дБА;

- нормирование шумового воздействия от движения транспорта, (от источников непостоянного шума), проводилось по эквивалентному и максимальному уровню звука в ночное время суток.

В акустическом расчете учтены следующие источники шума: котельное оборудование, вентиляционное, станочное, насосное, компрессорное оборудование, сварочные трансформаторы и трансформаторы силовые, а также проезды транспорта. В расчете акустического воздействия всего учтено 159 источников шума.

Изм. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист 87
------	---------	------	-------	-------	------	---------------------	------------

В результате акустических расчетов установлено, что в производственных помещениях и на территории производственной зоны максимальный (непостоянный, переменный) уровень звука не превышает 95 дБА (эквивалентный уровень звукового давления – 80 дБА) в соответствии с СанПиН 1.2.3685-21, СП 51.13330.2011. Дополнительные шумозащитные мероприятия не требуются.

Принятое насосное оборудование обеспечивает уровень звукового давления на рабочих местах, не превышающий допустимое значение по ГОСТ 12.1.003-83

Для контроля за содержанием СО в рабочей зоне котельной, проектом предусмотрена установка датчиков с воздействием на звуковую сигнализацию при превышении установленного уровня.

Выявлены следующие основные источники шума для вспомогательных систем: вентиляционное, насосное оборудование, сварочные трансформаторы и трансформаторы силовые, а также проезды транспорта.

Постоянные источники шума для вспомогательных объектов связаны с эксплуатацией технологического и вентиляционного оборудования, непостоянные – с проездом автотранспорта.

Постоянное присутствие персонала в помещении котельного зала, в ГРП, в блочной мазутонасосной не предусматривается. Производственный персонал в помещениях с повышенным уровнем шума будет находиться периодически (во время обходов и устранения неисправностей). Таким образом, персонал не подвергается постоянному воздействию шума.

Для снижения уровня шума проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- наличие секции с шумоглушителем в составе приточных установок;
- установка парового шумоглушителя, необходимого для снижения шума на пусковых режимах работы котла;
- применение регуляторов давления газа со встроенными глушителями шума;
- диаметры трубопроводов запроектированы с учетом оптимальных скоростей технологических потоков, не вызывающих сильный шум.

Постоянно работающий оперативный персонал работает в специально оборудованной щитовой, где отсутствуют сверхнормативные шумовые воздействия. Уровень шума на постоянных рабочих местах от работы оборудования не превышает допустимых пределов 80 дБ(А).

Обходчики оборудования, электрики, ремонтный персонал находятся в зоне максимально-допустимого уровня шума только во время осмотра и ремонта оборудования и,

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
							88

при необходимости, используют индивидуальные средства защиты (специальные наушники).

Источниками вибрации на объектах предприятия являются вентиляция, двигатели, генераторы, вспомогательное оборудование и насосы.

Снижение вибрации, создаваемой работающим оборудованием, достигается за счет использования упругих прокладок и конструктивных разрывов между оборудованием.

Вибрационную безопасность планируется обеспечивать:

- установкой основного оборудования на фундаменты, исключая резонансные явления;
- соблюдением технологического процесса и правил эксплуатации оборудования, предусмотренных;
- соблюдением требований нормативно-технической документации;
- использованием средств индивидуальной защиты персонала (при необходимости).

Воздействие вибрации при любых нагрузках на действующее оборудование не распространится за пределы предприятия.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	

10 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

10.1 Структура контроля и управления

В рамках данной работы для обеспечения автоматического контроля и автоматизированного управления объектом предполагается:

- автоматизация объектов проектируемой водогрейной котельной (ВК): водогрейные котлы, насосные группы водогрейных котлов;
- автоматизация объектов проектируемой мазутонасосной (БМН);
- автоматизация объектов проектируемых установок слива мазута с автоцистерн (УСМ);
- автоматизация объектов газораспределительного пункта (ГРП);
- автоматизация вспомогательных объектов: подогреватели паромазутные, емкости запаса конденсата, приемный резервуар мазута, емкость дренажная, арматура с электроприводами на трубопроводах газоснабжения, мазутоснабжения, сетевой воды, существующие резервуары №3, №4;
- оснащение автоматизированной системой управления технологическими процессами выработки тепловой энергии для покрытия присоединённой тепловой нагрузки и нагрузки собственных нужд, контроля состояния пожарной и газовой безопасности, а также для эффективной защиты и своевременной остановки технологического процесса при угрозе аварии и ее локализации по заданным алгоритмам.

АСУТП Водогрейной котельной (АСУТП ВК) представляет собой многоуровневую, иерархическую, функционально и территориально распределенную информационно-управляющую систему сбора, обработки, передачи, хранения, представления информации и принятия управляющих воздействий по заложенным алгоритмам или по командам оперативного (обслуживающего) персонала.

Система охватывает следующие уровни управления:

Нулевой уровень. Уровень технологического процесса, содержащий датчики контроля параметров, преобразователи, исполнительные механизмы. Нулевой уровень включает интеллектуальные датчики и преобразователи с HART протоколом, запорно-переключающая арматура предусмотрена с электроприводами (оснащаются интеллектуальными блоками управления).

Первый уровень. Микропроцессорные станции управления и защиты, уровень сбора информации от нулевого уровня, выдачи управляющих воздействий на исполнительные

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	Взам. инв.№	Подп. и дата	Инд. № подл.	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
										90

устройства и передачи/приема данных на второй уровень. Первый уровень включает в себя шкафы кроссовые, шкафы контроллерные, сетевые шкафы АСУ ТП ВК и ЛСАУ блочно-модульного технологического оборудования, в том числе подсистемы (станции) управления блочных технологических установок.

Второй уровень. Уровень оперативного контроля и управления. Включает рабочие станции, инженерные станции с установленным программным обеспечением, обеспечивает интерфейс оператора с АСУТП ВК, а также дополнительные функции, облегчающие и упрощающие эксплуатацию автоматизируемых объектов.

Верхний уровень АСУТП ВК предполагается в системе человеко-машинного интерфейса на базе программируемых серийно выпускаемых контроллеров отечественного производителя.

Организация АСУТП ВК с указанием мест предполагаемого расположения элементов системы приведена на структурной схеме, смотри графическую часть 656_Дог23/ВК-ТР2.ГЧ.013.

Подсистемы автоматизации (ЛСАУ блочно-модульного оборудования) должны интегрироваться в АСУТП ВК объекта и работать в подчиненном режиме по отношению к ней, обеспечивая обмен информационными и управляющими данными по протоколу Modbus посредством интерфейсного канала RS-485. Сигналы аварийного останова блочно-модульного оборудования осуществляются посредством кабельного соединения (тип сигнала «сухой контакт»).

В помещении аппаратной Водогрейной котельной предусматривается сетевой шкаф АСУТП в функционал которого будет входить передача информации из проектируемой АСУТП водогрейной котельной в АСУТП Главного корпуса СТЭЦ-1 (Общестанционная АСУТП) по дублированной оптоволоконной линии связи (структура «Звезда») по протоколу TCP/IP. Данный шкаф является границей проектирования в рамках разработки документации «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1».

Связь проектируемой АСУТП ВК с проектируемым сетевым шкафом выполнена по резервированной линии связи Ethernet (см. структурную схему 656-Дог23/ВК-ТР2.ГЧ.013).

Обмен сигналами между нулевым и первым уровнем обеспечивается дискретными и аналоговыми сигналами. Информационный обмен между первым и вторым уровнями системы обеспечивается через сеть Ethernet.

Структура контроля и управления объектами выбрана таким образом, чтобы максимально автоматизировать производственные функции персонала.

АСУТП ВК выработки тепловой энергии обеспечивает бесперебойную работу и противоаварийную защиту водогрейной котельной, поддержание человеко-машинного ин-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

					656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
						91

терфейса, обеспечивает формирование архивов технологических параметров и отчетных документов по определяемым Заказчиком формам.

Территориально элементы системы расположены:

- первичные приборы, исполнительные механизмы расположены непосредственно на технологическом оборудовании;

- ЛСАУ блочно-модульного оборудования расположены в отсеках управления соответствующих блоков, либо рядом с технологическим оборудованием (данное расположение применимо к котлам).

- шкафы управления, коммутационное и серверное оборудование, источники бесперебойного питания АСУТП ВК, находятся в аппаратной, рабочие места оперативного персонала находятся в помещении щита управления в водогрейной котельной (операторной).

Для подключения сигналов от контролируемого оборудования и выдачи управляющих воздействий шкафы управления с контроллерным оборудованием оснащены модулями аналогового ввода-вывода, дискретного ввода-вывода, последовательного интерфейса RS-485.

Система имеет открытую структуру и обеспечивает возможность модернизации и развития как путем подключения дополнительных технологических объектов к существующим, так и путем подключения дополнительных систем управления с достаточной информационной емкостью.

В АСУТП ВК предусмотрена следующая последовательность приоритетов функций управления:

- технологические блокировки;
- местное управление;
- дистанционное управление с рабочего места оператора;
- дискретное (логическое) управление;
- автоматическое регулирование.

Система обеспечивает управление следующими типами исполнительных устройств:

- регулирующими клапанами;
- запорной арматурой с электроприводом;
- электродвигателями агрегатов;
- электродвигателями вентиляторов;
- нагревательными элементами;
- сигнализирующими устройствами (световая и звуковая сигнализация);
- другими исполнительными устройствами.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ					

Лист
92

В проекте предусмотрен перевод установки в безопасное состояние в 3 этапа:

1 этап – автоматический - первоочередные отключения, снижающие развитие аварийной ситуации;

2 этап – дистанционный - отключение аварийного блока от технологической системы;

3 этап – освобождение аппаратов от газовой и жидкой фазы.

Дистанционные отключения предусмотрены:

- по инициативе оператора при внештатных ситуациях (возникновении очагов загораний на объекте и т.д.);

- при отказе автоматического режима.

При обнаружении пожара в блочно-модульных установках, срабатывании пожарных извещателей, предусматривается запуск аварийного останова соответствующего блока.

Структурная схема АСУТП Водогрейной котельной приведена в графической части 656-Дог23/ВК-ТР2.ГЧ.013.

10.2 Объекты и объемы автоматизации

Водогрейная котельная с 4 водогрейными котлами и вспомогательным оборудованием предназначена для выработки тепловой энергии для покрытия присоединённой тепловой нагрузки и нагрузки собственных нужд.

Объектами, подлежащими автоматизации, являются:

- Водогрейная котельная с котлами и помещениями (об.200 по ГП), в составе:
 - Котлы водогрейные ВК-1, ВК-2, ВК-3, ВК-4,
 - Насосы сетевые Н-6.1, Н-6.2, Н-6.3, Н-6.4,
 - Насосы рециркуляционные Н-7.1, Н-7.2, Н-7.3, Н-7.4, Н-7.5, Н-7.6, Н-7.7, Н-7.8,
- Газораспределительный пункт (об.202 по ГП);
- Мазутонасосная БМН (об.203 по ГП), в составе:
 - машинный зал,
 - отсек управления,
 - насосы мазутные I ступени Н-1.1, Н-1.2, Н-1.3,
 - насосы мазутные циркуляционные Н-1.4, Н-1.5,
 - насосы мазутные II ступени Н-2.1, Н-2.2, Н-2.3,
 - насосы вакуумные водокольцевые Н-3.1, Н-3.2,
 - насосы перекачки конденсата Н-4.1, Н-4.2;
- Дренажная емкость $V=63\text{м}^3$ ЕД-1 (об.204 по ГП) с полупогружным насосом Н-5;
- Подогреватели паромазутные Т-1...Т-5 (об.205.1 по ГП);

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
								93
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата			

- Автослив (об.206 по ГП);
- Емкости запаса конденсата V=25м³ Е-1, Е-2 (об.207 по ГП);
- Приемный резервуар мазута V=100м³ Е-4 (об.205.2 по ГП) с полупогружными насосами откачки мазута (Н-8.1, Н-8.2);
- Существующие резервуары V=3000м³ №3, №4 (об.44 по ГП);
- КТП 6/0,4 кВ мазутонасосной (об.208 по ГП).

Схемы автоматизации приведены в графической части 656_Дог23/ВК-ТР2.ГЧ.014 - 656_Дог23/ВК- ТР2.ГЧ.017.

Автоматизация объектов водоснабжения описана в подразделе 656-Дог23/ВК-ИОС2.

Автоматизация водоотведения приведена в подразделе 656-Дог23/ВК–ИОС3.

Автоматизация отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, тепловых сетей приведена в подразделе 656-Дог23/ВК–ИОС4.

10.2.1 Водогрейная котельная (об.200 по ГП)

Помещение щита управления (в водогрейной котельной) предназначено для осуществления дистанционного и автоматического контроля и управления технологическими процессами.

В помещении щита управления (операторная в ВК) размещаются проектируемое оборудование:

- АРМ оператора, АРМ инженерная станция, пульты аварийного отключения котлов.

Для обеспечения экстренного останова оборудования, в случае отказов и сбоев программного обеспечения верхнего уровня ПТК АСУТП ВК предусматривается установка пультов аварийного отключения котлов в помещении щита управления. На пультах аварийного отключения котлов устанавливаются ключи аварийного останова (котла), ключи управления отсечной арматурой на газопроводе и мазутопроводе, а также лампы сигнализации выполнения основных команд.

В аппаратной (в водогрейной котельной) размещаются проектируемое оборудование:

- шкафы АСУТП ВК (предназначенные для контроля работы АСУТП ВК, а также возможности коррекции и внесения изменений в действующую систему), в комплекте с источником бесперебойного питания, сетевой шкаф АСУТП, шкафы питания АСУ ТП.

Взам. инв.№
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
							94

Для поддержания температурного режима оборудования, в помещениях предусматривается отопление, вентиляция и система кондиционирования воздуха. Решения по автоматизации отопления и вентиляции смотри том 656_Дог23/ВК-ИОС4.

Каждый из водогрейных котлов оснащен своей локальной системой автоматизированного управления (ЛСАУ ВК), в состав которой входит система автоматизированного управления горением (САУГ). Основные алгоритмы, обеспечивающие пуск, останов, контроль горения, регулирование соотношения газ/воздух перед горелкой, регулирование заданных параметров теплоносителя в общий коллектор осуществляется при помощи ЛСАУ котла.

Для водогрейных котлов ВК1, ВК2, ВК3, ВК4 предусматривается контроль следующих параметров и сигнализация оператору об отклонениях (мин., макс.):

- дистанционный контроль, сигнализация параметров работы и противоаварийная защита оборудования водогрейного котла (ЛСАУ ВК);
- сигнал «аварийный останов» от АСУТП в ЛСАУ ВК;
- сигнал «аварийный останов» от пульта аварийного останова в систему автоматического управления горением (САУГ);
- дистанционное измерение температуры мазута в трубопроводе к котельной;
- дистанционное измерение давления мазута в трубопроводе к котельной;
- дистанционное измерение расхода газа в трубопроводе газа к каждому котлу;
- дистанционное измерение расхода мазута в трубопроводе мазута к каждому котлу.

Для контроля за работой водогрейных котлов ВК1, ВК2, ВК3, ВК4 в ЛСАУ ВК предусматривается контроль следующих параметров и сигнализация оператору об отклонениях (мин., макс.):

- местное и дистанционное измерение температуры контурной воды перед котлом;
- местное и дистанционное измерение температуры контурной воды за котлом;
- местное и дистанционное измерение температуры дымовых газов после котла;
- местное и дистанционное измерение давления воды перед котлом (за клапаном);
- местное и дистанционное измерение давления воды за котлом (перед клапаном);
- местное и дистанционное давление разрежения вверху топки котла;
- местное и дистанционное измерение давления дымовых газов после котла;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

- расход контурной воды через котел.

Для контроля подачи воздуха и топлива (газ, мазут) водогрейных котлов в САУГ ВК (шкаф управления (ШУ) горелки 1, ШУ горелки 2) с передачей этих параметров в ЛСАУ ВК, в САУГ предусматривается контроль следующих параметров и сигнализация оператору об отклонениях (мин., макс.):

- местное и дистанционное измерение давления газа в газопроводе (на каждую горелку) котла;
- местное и дистанционное измерения давления газа за регулирующим клапаном (на каждую горелку);
- местное и дистанционное измерение давления мазута (на каждую горелку) котла;
- местное и дистанционное измерение давления мазута на рециркуляцию (на каждую горелку);
- дистанционное измерение давления воздуха за дутьевым вентилятором (на каждую горелку);
- дистанционное измерение скорости вращения дутьевых вентиляторов;
- прибор для измерения прозрачности дымовых газов (O₂, CO);
- прибор контроля наличия пламени на горелке котла (на каждую горелку).

В ЛСАУ ВК (для каждого котла) должна предусматриваться технологическая сигнализация с выводом светозвукового оповещения на АРМ оператора.

Сигналы отклонений основных параметров от установленных значений выносятся на АРМ оператора:

- останов котла;
- погасание факела в топке;
- понижение или повышение давления топлива за регулирующим клапаном;
- изменение разрежения вверху топки;
- повышение температуры воды на выходе из котла;
- повышение допустимой разности температур контурной и сетевой воды;
- понижение или повышение давления воды на выходе из котла;
- снижение расхода контурной воды через котел;
- отключение дымососа (при наличие);
- отключение дутьевого вентилятора;
- отключение дымососа рециркуляции (при наличие);
- отключение горелок;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	

- исчезновение напряжения в цепях защит.

На останов котла должны действовать технологические защиты при:

- погасании факела в топке;
- понижении давления газа за регулирующим клапаном;
- понижении давления мазута за регулирующим клапаном с выдержкой времени до 20 с;
- отключении дымососа (при наличии);
- отключении вентилятора;
- выходе из строя расходомера контурной воды, если при этом возникает нарушение режима, требующее подрегулировки питания;
 - при останове (по неисправности/аварии) рециркуляционного насоса и не включении резервного насоса (по АВР);
 - при останове (по неисправности/аварии) сетевого насоса и не включении резервного насоса (по АВР);
 - повышении давления контурной воды на выходе из котла свыше предельно допустимого значения;
 - повышении температуры контурной воды на выходе из котла свыше предельно допустимого значения.
 - защита по снижению недогрева контурной воды (при наличии прибора для формирования уставки по разности фактической температуры контурной воды и температуры насыщения соответствующего давления контурной воды на выходе из котла) и выполняется в дополнении к защите по понижению давления. Для котлов, где не установлена такая защита, устанавливается защита по понижению давления контурной воды на выходе из котла и выдержкой времени 10 с.

На останов котла должны действовать локальные защиты:

- при невоспламенении или срыве факела горелки отключается мазутная форсунка или газовая горелка, а также запальное устройство посредством закрытия электрифицированной арматуры перед горелкой.
- если через 10 с не появляется или погаснет факел включенного запальника, то он отключается по газу и электроискре.

При работе котла должны предусматриваться блокировки:

- при отключении дымососа производится останов котла, закрывается задвижка на подводе газа к запальнику, отключаются электроискра, дутьевой вентилятор и т.д.;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

- при полном открытии заслонки (с сервоприводом) вентилятора (дымососа) и работе его электродвигателя на первой скорости, его же блокировкой электродвигатель переключается на вторую скорость с выдержкой времени до 3с;
- электродвигатель вентилятора или дымососа не включается, если не закрыта полностью заслонка (с сервоприводом);
- вентилятор не включается, если не включен дымосос;
- при отключении вентилятора закрывается его направляющий аппарат;
- не открывается задвижка на газопроводе к котлу при незакрытии хотя бы одной из задвижек с электроприводом у каждой горелки.

Для насосов рециркуляционных Н-7.1...Н-7.8 предусматривается контроль следующих параметров и сигнализация оператору об отклонениях (мин., макс.):

- дистанционное измерение температуры подшипников насосов и электродвигателей, обмоток статора электродвигателей с дистанционной сигнализацией предельного отклонения её от заданного значения, останов насоса, закрытие электрозадвижки на всасе и выкиде при превышении аварийных значений;
- дистанционное измерение уровня вибрации подшипниковых опор с дистанционной сигнализацией предельного отклонения её от заданного значения и останов насоса, закрытие электрозадвижки на всасе и выкиде при превышении аварийных значений;
- дистанционное измерение уровня и давления жидкости в бачке затворной жидкости, останов насоса, закрытие электрозадвижки на всасе и выкиде при превышении аварийных значений;
- дистанционное измерение уровня жидкости на всасе насоса, останов насоса, запрет пуска при превышении аварийных значений;
- местное и дистанционное измерение давления воды на всасе и выкиде насосов;
- местное, дистанционное и автоматическое управление насосами.

Для насосов сетевых Н-6.1...Н-6.4 предусматривается контроль следующих параметров и сигнализация оператору об отклонениях (мин., макс.):

- дистанционное измерение температуры подшипников насосов и электродвигателей с дистанционной сигнализацией предельного отклонения её от заданного значения, останов насоса, закрытие электрозадвижки на всасе и выкиде при превышении аварийных значений;

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

- дистанционное измерение температуры обмоток статора электродвигателей, останов насоса, закрытие электрозадвижки на всасе и выкиде при превышении аварийных значений;
- дистанционное измерение уровня вибрации подшипниковых опор с дистанционной сигнализацией предельного отклонения её от заданного значения, останов насоса, закрытие электрозадвижки на всасе и выкиде при превышении аварийных значений;
- дистанционное измерение уровня и давления жидкости в бачке затворной жидкости, останов насоса, закрытие электрозадвижки на всасе и выкиде при превышении аварийных значений;
- местное измерение давления воды на всасе насосов;
- местное и дистанционное измерение давления воды на выкиде насосов;
- местное, дистанционное и автоматическое управление насосами.

В водогрейной котельной предусматривается контроль следующих параметров и сигнализация оператору об отклонениях (мин., макс.):

- дистанционное измерение и регулирование температуры в трубопроводе воды на входе в котел с дистанционной сигнализацией предельного отклонения её от заданного значения;
- местное и дистанционное измерение и регулирование температуры в трубопроводе прямой воды на выходе из котельной;
- местное и дистанционное измерение и регулирование давления в трубопроводе прямой воды на выходе из котельной;
- дистанционное измерение и регулирование температуры в трубопроводе прямой воды на ИТП с дистанционной сигнализацией предельного отклонения её от заданного значения;
- дистанционное измерение температуры наружного воздуха;
- автоматическое управление клапанами TCV-6,7;
- дистанционное измерение расхода в трубопроводе прямой воды к потребителям ТПО;
- дистанционное измерение расхода в трубопроводе прямой воды к потребителям ТП СМП;
- дистанционное измерение расхода в трубопроводе обратной воды от потребителей ТПО;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
								99
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док		Подп.

- дистанционное измерение расхода в трубопроводе обратной воды от потребителей ТП СМП;
- местное и дистанционное измерение температуры в трубопроводе обратной воды в котельную;
- местное и дистанционное измерение давления в трубопроводе обратной воды в котельную с дистанционной сигнализацией предельного отклонения её от заданного значения.

Согласно п.6.9.28 СП 4.13130.2013 в помещении водогрейной котельной предусмотрены:

- датчики до взрывоопасных концентраций на горючие газы, выдающие световой и звуковой сигналы, отключающие подачу топлива, включающие аварийную вентиляцию и аварийное освещение во взрывозащищенном исполнении при достижении загазованности, равной 0,1 нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР);
- газоанализаторы предельно допустимых концентраций вредных веществ (СО) выдающие световой и звуковой сигналы, отключающие подачу топлива, включающие аварийную вентиляцию и аварийное освещение во взрывозащищенном исполнении при достижении 100 мг/м³;
- автоматическая пожарная сигнализация.

Для водогрейных котлов при сжигании газообразного и жидкого топлива предусмотрено автоматическое прекращение подачи топлива к горелкам при:

- при повышении или понижении давления газообразного топлива перед горелками;
- понижении давления жидкого топлива перед горелками за регулирующей арматурой;
- понижении давления воздуха перед горелками с принудительной подачей воздуха;
- уменьшении разрежения и (или) повышении давления в топке;
- погасании факелов горелок, отключение которых при работе котла не допускается;
- повышении температуры воды на выходе из котла;
- повышении или понижении давления воды на выходе из котла;
- уменьшении установленного наименьшего расхода воды через котел;
- остановке ротора форсунки;
- неисправности цепей защиты.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Так же предусмотрена блокировка водогрейной котельной (ВК), останов насосов Н-6/1..4, Н-7/1..8 при нажатии кнопки дистанционного останова или при срабатывании следующих сигналов:

- при загазованности 10 % НКПВ по метану, ПДК 100 мг/м³ по СО;
- при пожаре;
- при отсутствии электроэнергии;
- при срабатывании технологических блокировок.

Противоаварийная защита ВК предусматривает:

- останов подачи топлива в ВК.

Далее производятся следующие действия:

- закрытие электроздвижек ЭЗ-4.1-4.4 (время срабатывания 12 с) на трубопроводах газа к ВК-1,2,3,4, закрытие ЭЗ-35 и ЭЗ-36 на мазутопроводах, электроздвижек ЭЗ-40.1-40.4 на трубопроводах мазута к горелкам ВК, закрытие электроздвижек ЭЗ-41.1-41.4 на трубопроводах мазута от горелок ВК.

- останов насосов Н-7/1...8;
- дистанционное закрытие электроздвижек ЭЗ-18.1- ЭЗ-18.8, ЭЗ-19.1- ЭЗ-19.8 на всасе и выкиде насосов Н-7/1..8.
- останов насосов Н-6/1..4;
- дистанционное закрытие электроздвижек ЭЗ-14.1-ЭЗ14.4, ЭЗ-15.1-ЭЗ15.4 на всасе и выкиде насосов Н-6/1...4.
- выполнение алгоритма остановки ВК согласно тех документации Поставщика.

Контроллером АСУТП предусматривается контроль и управление задвижками ЭЗ-14.1...ЭЗ-14.4, ЭЗ-15.1...ЭЗ-15.4, ЭЗ-18.1...ЭЗ-18.8, ЭЗ-19.1...ЭЗ-19.8, ЭЗ-44...ЭЗ-47 на трубопроводах в водогрейной котельной, контролируемые параметры:

- положение: открыта, закрыта, неисправность, ручное/дистанционное.
- управление: открыть, закрыть, стоп.

Схема автоматизации приведена в графической части 656_Дог23/ВК –ТР2.ГЧ.018.

Комплектное распределительное устройство РУ-6 кВ.

Перечень сигналов, передаваемых в АСУТП ВК посредством интерфейса RS-485 представлен в таблице 10.1. Перечень сигналов, получаемых из АСУТП ВК посредством интерфейса RS-485 представлен в таблице 10.2.

Взам. инв.№
Подп. и дата
Инв. № подл.

						656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
							101
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата		

Таблица 10.1 - Передача сигналов в АСУТП ВК

№	Наименование параметра	Примечание
Ячейка ввода № 03 (04)		
1	Фазный ток (пофазно)	Измерение (прибор учета)
2	Максиметры фазного тока (пофазно)	
3	Линейные напряжения	
4	Активная мощность	
5	Реактивная мощность	
6	Полная мощность	
7	Максиметры мощности	
8	Считывание осциллограмм аварийных режимов	
9	Выключатель "Включен"	Терминал МПУ
10	Выключатель "Отключен"	
11	Аварийное отключение	
12	Обобщенный сигнал неисправности	
13	Разрешение телеуправления	
14	Тележка выключателя выкачена	
15	Заземляющий разъединитель отключен	
16	Тележка ТН ввода выкачена	
17	Предупредительные сигналы присоединения (с расшифровкой каждого сигнала)	
18	Срабатывания ступеней защит (с расшифровкой каждого сигнала)	
19	Внешние аварийные отключения (с расшифровкой каждого сигнала)	
20	QF «Включен/отключен»	
21	«Авария»	
Ячейка СВ № 01		
1	Фазный ток (пофазно)	Измерение (прибор учета)
2	Максиметры фазного тока (пофазно)	
3	Считывание осциллограмм аварийных режимов	
4	Выключатель "Включен"	Терминал МПУ
5	Выключатель "Отключен"	
6	Аварийное отключение	
7	Обобщенный сигнал неисправности	
8	Разрешение телеуправления	
9	Тележка выключателя выкачена	
10	Заземляющий разъединитель отключен	
11	Предупредительные сигналы присоединения (с расшифровкой каждого сигнала)	
12	Срабатывания ступеней защит (с расшифровкой каждого сигнала)	
13	Внешние аварийные отключения (с расшифровкой каждого сигнала)	
14	Сигналы противоаварийной автоматики	

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Таблица 10.1 - Передача сигналов в АСУТП ВК (продолжение)

№	Наименование параметра	Примечание
15	АВР включено	
16	АВР отключено	
17	QF «Включен/отключен»	
18	«Авария»	
Ячейка СР № 02		
1	Тележка разъединителя выкачена	Терминал МПУ
Ячейка ТН № 15 (16)		
1	Линейные напряжения	Измерение (прибор учета)
2	Частота	
3	Считывание осциллограмм аварийных режимов	
4	Обобщенный сигнал неисправности	Терминал МПУ
5	Запуск и считывание осциллограмм аварийных режимов	
6	Тележка ШТН выкачена	
7	Заземляющий разъединитель ШТН отключен	
8	Предупредительные сигналы присоединения (с расшифровкой каждого сигнала)	
9	Срабатывания ступеней защит (с расшифровкой каждого сигнала)	
10	Сигналы противоаварийной автоматики (с расшифровкой каждого сигнала)	
11	Квитирование аварийной и предупредительной сигнализации	
12	QF «Включен/отключен»	
13	«Авария»	
Ячейка ОЛ № 05 (06)		
1	Фазный ток (пофазно)	Измерение (прибор учета)
2	Максиметры фазного тока (пофазно)	
3	Считывание осциллограмм аварийных режимов	
4	Выключатель «Включен»	Терминал МПУ
5	Выключатель «Отключен»	
6	Аварийное отключение	
7	Обобщенный сигнал неисправности	
8	Разрешение телеуправления	
9	Тележка выключателя выкачена	
10	Заземляющий разъединитель отключен	
11	Предупредительные сигналы присоединения (с расшифровкой каждого сигнала)	
12	Срабатывания ступеней защит (с расшифровкой каждого сигнала)	
13	Внешние аварийные отключения (с расшифровкой каждого сигнала)	

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

Таблица 10.1 - Передача сигналов в АСУТП ВК (продолжение)

14	Сигналы противоаварийной автоматики (с расшифровкой каждого сигнала)	
Ячейка ОЛ № 07,09,11 (08,10,12)		
1	Фазный ток (пофазно)	Измерение (прибор учета)
2	Максиметры фазного тока (пофазно)	
3	Считывание осциллограмм аварийных режимов	
4	Выключатель «Включен»	Терминал МПУ
5	Выключатель «Отключен»	
6	Аварийное отключение	
7	Обобщенный сигнал неисправности	
8	Разрешение телеуправления	
9	Тележка выключателя выкачена	
10	Заземляющий разъединитель отключен	
11	Предупредительные сигналы присоединения (с расшифровкой каждого сигнала)	
12	Срабатывания ступеней защит (с расшифровкой каждого сигнала)	
13	Внешние аварийные отключения (с расшифровкой каждого сигнала)	
14	Сигналы противоаварийной автоматики (с расшифровкой каждого сигнала)	
15	QF «Включен/отключен»	
16	«Авария»	
Ячейка АУКРМ № 19 (20)		
1	Фазный ток (пофазно)	Измерение (прибор учета)
2	Максиметры фазного тока (пофазно)	
3	Считывание осциллограмм аварийных режимов	
4	Выключатель "Включен"	Терминал МПУ
5	Выключатель "Отключен"	
6	Аварийное отключение	
7	Обобщенный сигнал неисправности	
8	Разрешение телеуправления	
9	Тележка выключателя выкачена	
10	Заземляющий разъединитель отключен	
11	Предупредительные сигналы присоединения (с расшифровкой каждого сигнала)	
12	Срабатывания ступеней защит (с расшифровкой каждого сигнала)	
13	Внешние аварийные отключения (с расшифровкой каждого сигнала)	

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

Таблица 10.1 - Передача сигналов в АСУТП ВК (конец)

14	Cos φ (tg φ)	
15	Сигналы противоаварийной автоматики (с расшифровкой каждого сигнала)	
16	QF «Включен/отключен»	
17	«Авария»	

Таблица 10.2 - Прием сигналов из АСУТП ВК

№	Наименование параметра	Примечание
Ячейка ввода № 03 (04)		
1	Сброс максиметров фазного тока	Измерение (прибор учета)
2	Сброс максиметров мощности	
3	Запуск осциллограмм аварийных режимов	
4	Команда "Отключить"	Терминал МПУ
5	Команда "Включить"	
6	Квитирование аварийной и предупредительной сигнализации	
Ячейка СВ № 01		
1	Сброс максиметров фазного тока	Измерение (прибор учета)
2	Запуск осциллограмм аварийных режимов	
3	Команда "Отключить"	Терминал МПУ
4	Команда "Включить"	
5	Команда "Включить АВР"	
6	Команда "Отключить АВР"	
7	Квитирование аварийной и предупредительной сигнализации	
Ячейка ТН № 15 (16)		
1	Запуск осциллограмм аварийных режимов	Измерение (прибор учета)
2	Квитирование аварийной и предупредительной сигнализации	Терминал МПУ
Ячейка АУКРМ № 19 (20)		
1	Запуск осциллограмм аварийных режимов	Измерение (прибор учета)
2	Команда "Отключить"	Терминал МПУ
3	Команда "Включить"	
4	Квитирование аварийной и предупредительной сигнализации	
Ячейка ОЛ № 05,07,09,11 (06,08,10,12)		
1	Запуск осциллограмм аварийных режимов	Измерение (прибор учета)
2	Команда "Отключить"	Терминал МПУ
3	Команда "Включить"	
4	Квитирование аварийной и предупредительной сигнализации	

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

Трансформатор 10/6 кВ и трансформатор 6/0,4 кВ.

Перечень сигналов, передаваемых в АСУТП посредством интерфейса RS-485:

- температура обмотки Фаза А;
- температура обмотки Фаза В;
- температура обмотки Фаза С;
- температура магнитопровода;
- перегрев (предупреждение);
- неисправность датчиков.

Отключающий сигнал:

- перегрев (авария).

Перечень сигналов в АСУТП от шкафа УКРМ посредством интерфейса RS-485:

Терминал МПУ (Передача сигналов):

- предупредительная сигнализация (с расшифровкой каждого сигнала);
- $\cos \phi$ ($\text{tg } \phi$);
- Выключатель "Включен";
- Выключатель "Отключен"

Перечень сигналов в АСУТП от шкафа оперативного постоянного тока (ШОПТ) посредством интерфейса RS-485:

Сигнализация:

- земля в сети = 220 В;
- отключение АБ;
- отключение выпрямительного устройства;
- неисправность выпрямительного устройства;
- напряжение ниже нормы;
- напряжение выше нормы;
- напряжение на секции.

Распределительное устройство низкого напряжения РУ-0,4 кВ

Перечень сигналов, передаваемых на верхний уровень АСУТП ВК, приведен в таблице 10.3.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист

106

Таблица 10.3 – Перечень сигналов, передаваемый в АСУТП ВК

Наименование оборудования	Наименование сигнала	Тип сигнала	Тип канала
Ввод 1. Счетчик	Ток фазы А	RS485	Modbus RTU
	Ток фазы В		
	Ток фазы С		
	Линейное напряжение фаз А-В		
	Линейное напряжение фаз В-С		
	Линейное напряжение фаз С-А		
	Счетчик активной мощности		
	Счетчик реактивной мощности		
	Полная мощность		
Ввод 2. Счетчик	Ток фазы А	RS485	Modbus RTU
	Ток фазы В		
	Ток фазы С		
	Линейное напряжение фаз А-В		
	Линейное напряжение фаз В-С		
	Линейное напряжение фаз С-А		
	Счетчик активной мощности		
	Счетчик реактивной мощности		
	Полная мощность		
Ввод 1. Автоматический выключатель	Включен	RS485	Modbus RTU
	Отключен		
	Аварийное отключение		
	Разрешение телеуправления		
Ввод 2. Автоматический выключатель	Тележка выключателя выкачена	RS485	Modbus RTU
	Включен		
	Отключен		
	Аварийное отключение		
	Разрешение телеуправления		
Секционный выключатель	Тележка выключателя выкачена	RS485	Modbus RTU
	Включен		
	Отключен		
	Аварийное отключение		
	АВР включен		
	АВР отключен		
Шина секции 1	Наличие напряжения	RS485	Modbus RTU
Шина секции 2	Наличие напряжения	RS485	Modbus RTU
QF1-QF22	Включен	RS485	Modbus RTU
	Отключен		
	Аварийное отключение		

10.2.2 Газораспределительный пункт (об.202 по ГП)

Блок ГРП поставляется в полной заводской готовности и комплектуется заводом-изготовителем средствами контроля (приборами КИПиА) и локальной системой автоматического управления ЛСАУ ГРП. ЛСАУ работает в подчиненном режиме по отношению к АСУТП ВК. Передача информационных и управляющих сигналов от ЛСАУ до АСУТП ВК

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
							107

предусматривается посредством интерфейса RS-485 по протоколу ModBus RTU. Дополнительно предусматривается передача сигнала «аварийный останов» от АСУТП ВК в ЛСАУ – тип сигнала «сухой контакт».

Подробное описание автоматизации блока ГРП представлено в 656_ДОГ23/ВК-ИОС6.

10.2.3 Мазутонасосная (об.203 по ГП)

Блок-бокс мазутонасосной поставляется в полной заводской готовности и комплектуется заводом-изготовителем средствами контроля (приборами КИПиА) и локальной системой автоматического управления ЛСАУ МНС. ЛСАУ работает в подчиненном режиме по отношению к АСУТП ВК. Передача информационных и управляющих сигналов от ЛСАУ до АСУТП ВК предусматривается посредством интерфейса RS-485 по протоколу ModBus RTU. Дополнительно предусматривается передача сигнала «аварийный останов» от АСУТП ВК в ЛСАУ – тип сигнала «сухой контакт».

В ЛСАУ предусмотрен контроль следующих технологических параметров:

- давление мазута на входе/выходе каждого насоса;
- технологический учет мазута на напорном мазутопроводе к котлам;
- температура мазута в напорном мазутопроводе к котлам;
- давление мазута в напорном трубопроводе к котлам;
- давление мазута в мазутопроводе рециркуляции от котлов;
- перепад давления на фильтрах;
- технологический учет конденсата на напорном трубопроводе конденсата;
- температура воздуха в технологическом отсеке;
- температура воздуха в операторной;
- система пожарной сигнализации;
- загазованность помещений;
- охранный сигнализация;
- управление задвижками и клапанами на технологических трубопроводах;
- управление насосами и сигнализация состояния насосов на панели управления ЛСАУ.

Полный перечень контролируемых параметров уточняется после получения РКД.

Аварийный останов блока МНС осуществляется при нажатии кнопки дистанционного останова или при срабатывании следующих сигналов:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

- при срабатывании приборов контроля загазованности (в комплекте поставки МНС);

- при отсутствии электроэнергии;

- при пожаре.

Далее производятся следующие действия:

- останов насосов Н1.1..1.5, Н2.1..2.3, Н-3.1,3.2, Н-4.1,4.2.

- закрытие электроздвижек ЭЗ-28, ЭЗ-29, ЭЗ-30, ЭЗ-34 дистанционно из операторной.

- закрытие электроздвижек ЭЗ- 37.1, ЭЗ-37.2, ЭЗ-37.3, ЭЗ-37.4, ЭЗ-37.5, ЭЗ 37.6, ЭЗ 37.7, ЭЗ- 38.1, ЭЗ-38.2, ЭЗ-38.3, ЭЗ-38.4, ЭЗ -39.1, ЭЗ -39.2

- закрытие электроздвижек ЭЗ-55.1, ЭЗ-55.2, ЭЗ-55.3, ЭЗ-55.4, ЭЗ-55.5 дистанционно из операторной;

- закрытие электроздвижек ЭЗ-56.1, ЭЗ-56.2, ЭЗ-56.3, ЭЗ-56.4, ЭЗ-56.5 дистанционно из операторной;

- прекращение подачи пара в блок теплообменников закрытием ручной арматуры на линии пара.

Схема автоматизации приведена в графической части 656_Дог23/ВК-ТР2.ГЧ.014.

10.2.4 Дренажная емкость ЕД-1 (об.204 по ГП) с полупогружным насосом Н-5

Дренажная емкость ЕД-1 предназначена для сбора утечек с площадок УСМ, подогревателей, БМН. Емкость представляет собой цилиндрический горизонтальный аппарат для установки в грунт с двумя люками и штуцерами для технологических процессов КИПиА. На одном из люков расположен электронасосный агрегат.

В дренажной емкости ЕД-1 предусматривается контроль следующих параметров и сигнализация оператору об отклонениях (мин., макс.):

- местный контроль давления;
- местное и дистанционное измерение температуры;
- дистанционное измерение уровня и дистанционная сигнализация предельного отклонения его от заданного значения, дистанционная сигнализация при превышении аварийных значений;
- местное, дистанционное и автоматическое управление насосом Н-5;
- дистанционное измерение температуры подшипников насоса Н-5 с дистанционной сигнализацией предельного отклонения её от заданного значения;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
								109
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата			

- дистанционное измерение температуры подшипников обмоток статора насоса Н-5 с дистанционной сигнализацией предельного отклонения её от заданного значения;
- дистанционное измерение уровня вибрации подшипниковых опор с дистанционной сигнализацией предельного отклонения его от заданного значения;
- дистанционное измерение температуры герметизирующего стакана с дистанционной сигнализацией предельного отклонения её от заданного значения.

Все сигналы с датчиков КИП насоса поступают на контроллер АСУТП ВК. Контроллер АСУТП ВК осуществляет полную защиту электронасоса, отображает состояние и режимы работы.

Система обеспечивает защиту насоса посредством:

- контроля температуры подшипников насоса;
- контроля температуры обмоток статора;
- контроля вибрации насоса;
- контроля температуры герметизирующего стакана;

Для погружного насоса предусматривается блокировка:

- исключаящая его работу при токовой перегрузке электродвигателя (реализовано на Панели управления насосом в НКУ);
- останов/запрет пуска при низком уровне в емкости.

Схема автоматизации приведена в графической части 656_Дог23/ВК-ТР2.ГЧ.014.

10.2.5 Подогреватели паромазутные Т-1, Т-2, Т-3, Т-4, Т-5 (об.205.1 по ГП)

Для подогревателей паромазутных Т-1, Т-2, Т-3, Т-4, Т-5 предусматривается контроль следующих параметров и сигнализация оператору об отклонениях (мин., макс.):

- дистанционное измерение и регулирование температуры в трубопроводе на линии мазута из подогревателей Т-1, Т-2, Т-3 с дистанционной сигнализацией предельного отклонения её от заданного значения и при превышении аварийных значений;
- дистанционное измерение и регулирование температуры в трубопроводе на линии мазута из подогревателей Т-4, Т-5 с дистанционной сигнализацией предельного отклонения её от заданного значения и при превышении аварийных значений;
- дистанционное измерение и регулирование уровня конденсата в межтрубном пространстве теплообменника с дистанционной сигнализацией предельного отклонения его от заданного значения и при превышении аварийных значений;

Взам. инв.№	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

- дистанционный контроль содержания нефтепродуктов в воде в общем трубопроводе на линии конденсата из Т-1, Т-2, Т-3, и дистанционная сигнализация предельного отклонения его от заданного значения, при превышении аварийных значений автоматическое открытие ЭЗ-54 на дренажной линии, закрытие ЭЗ-53 на линии конденсата;
- дистанционная контроль содержания нефтепродуктов в воде в общем трубопроводе на линии конденсата из Т-4, Т-5, и дистанционная сигнализация предельного отклонения его от заданного значения, при превышении аварийных значений автоматическое открытие ЭЗ-52 на дренажной линии, закрытие ЭЗ-51 на линии конденсата;
- дистанционный контроль влажности мазута в общем трубопроводе мазута из подогревателей Т-1, Т-2, Т-3;
- автоматическое управление клапанами TCV-1,2;
- автоматическое управление клапанами LCV-1,2.

Схема автоматизации приведена в графической части 656_Дог23/ВК-ТР2.ГЧ.014.

10.2.6 Автослив (об.206 по ГП)

Сливная эстакада автоцистерн представляет собой двухстороннюю сливную эстакаду на 4 стояка для слива мазута.

Установка слива мазута поставляется в полной заводской готовности в комплекте с датчиками КИПиА, щитами индикации и управления. Щиты размещаются рядом на раме технологической установки.

Установка слива предназначена для слива продукта через сливной прибор цистерны.

Технологический блок включает в себя следующие системы:

- систему измерения и управления;
- систему трубопроводов продукта с запорной и регулирующей арматурой;
- электромеханическую систему.

Система управления предназначена для исполнения противоаварийных защит оборудования.

Система управления выполняет следующие функции:

- управление технологическим процессом слива с участием обслуживающего персонала;
- защиту технологического оборудования и оборудования от поломок из-за нарушения параметров технологического процесса, параметров смежных систем

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

обеспечения (электропитание, параметры подачи теплоносителя) и нарушения последовательности выполняемых операций;

- аварийную защиту технологического объекта и персонала при выходе из строя технологического оборудования;
- индикацию состояния технологического оборудования, смежных систем обеспечения и сигнализация при нарушении параметров режима и аварийных ситуациях.

Щаф управления (ШУ) – предназначен для запуска и останова (в том числе аварийного) технологического процесса слива, подтверждения выполнения необходимых ручных операций, сигнализации о неисправностях. Щаф управления располагается в операторной МНС.

Щаф силового управления (ШСУ) – обеспечивает питание системы и защиту электрооборудования от повышенного тока потребления, перекоса фаз, от поражения током при возникновении утечки в силовых цепях, формирование цепей блокировки и сигналов включения и аварийного отключения привода насоса.

Исполнительные механизмы (краны и насосная установка) – предназначены для поддержания безопасного и эффективного режима слива, управляются по командам ШУ, формируемым на основании информации от комплекта датчиков управления («сухой контакт»): датчик гаражного положения, блок заземления автоцистерны, датчик сухого хода, счетчик-расходомер массовый.

Установка слива мазута оснащается локальной системой автоматического управления (ЛСАУ). ЛСАУ работает в подчиненном режиме по отношению к АСУТП ВК. Передача информационных и управляющих сигналов от ЛСАУ до АСУТП ВК предусматривается посредством интерфейса RS-485 по протоколу ModBus RTU. Дополнительно предусматривается передача сигнала «аварийный останов» от АСУТП ВК в ЛСАУ – тип сигнала «сухой контакт». Перечень сигналов от ЛСАУ до АСУТП ВК предоставляется поставщиком установки слива мазута.

10.2.7 Емкости запаса конденсата Е-1, Е-2 (об.207 по ГП)

В емкости запаса конденсата Е-1, Е-2 предусматривается контроль следующих параметров и сигнализация оператору об отклонениях (мин., макс.):

- Дистанционное измерение уровня и дистанционная сигнализация предельного отклонения его от заданного значения, дистанционная сигнализация при превышении аварийных значений, останов насосов Н-4.1, Н-4.2 (в БМН);

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ					112
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док		

- Дистанционное измерение температуры и дистанционная сигнализация предельного отклонения его от заданного значения.

10.2.8 Приемный резервуар мазута Е-4 (об.205.2 по ГП)

Емкость представляет собой цилиндрический горизонтальный аппарат с люком и штуцерами для технологических процессов КИПиА.

В емкости Е-4 предусматривается контроль следующих параметров и сигнализация оператору об отклонениях (мин., макс.):

- местное измерение давления;
- местное и дистанционное измерение температуры и дистанционная сигнализация предельного отклонения ее от заданного значения;
- местное и дистанционное измерение уровня и дистанционная сигнализация предельного отклонения ее от заданного значения, при превышении верхнего аварийного значения 1 открытие ЭЗ-58, включение насоса Н-8.1, при превышении верхнего аварийного значения 2 открытие ЭЗ-57, включение насоса Н-8.2, при достижении нижнего аварийного значения 1 закрытие ЭЗ-58, выключение насоса Н-8.1, при достижении нижнего аварийного значения 2 закрытие ЭЗ-57, выключение насоса Н-8.2;
- местное, дистанционное и автоматическое управление насосами Н-8.1, Н-8.2;
- дистанционное измерение температуры подшипников насоса Н-8.1 (Н-8.2) с дистанционной сигнализацией предельного отклонения её от заданного значения;
- дистанционное измерение температуры подшипников обмоток статора насоса Н-8.1 (Н-8.2) с дистанционной сигнализацией предельного отклонения её от заданного значения;
- дистанционное измерение уровня вибрации подшипниковых опор с дистанционной сигнализацией предельного отклонения его от заданного значения;
- дистанционное измерение температуры герметизирующего стакана с дистанционной сигнализацией предельного отклонения её от заданного значения.

Все сигналы с датчиков КИП насосов поступают на контроллер АСУТП ВК. Контроллер АСУТП ВК осуществляет полную защиту электронасоса, отображает состояние и режимы работы.

Система обеспечивает защиту насоса посредством:

- контроля температуры подшипников насоса;
- контроля температуры обмоток статора;
- контроля вибрации насоса;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	Взам. инв.№	Подп. и дата	Инв. № подл.	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
										113

- контроля температуры герметизирующего стакана;

Дополнительно предусматривается контроль следующих параметров:

- местный контроль давления в трубопроводе перед конденсатоотводчиком после Е-4;
- местный контроль температуры в трубопроводе перед конденсатоотводчиком после Е-4;
- дистанционное измерение давления в трубопроводе нагнетания насосов Н-8.1, Н-8.2.

Схема автоматизации приведена в графической части 656_Дог23/ВК-ТР2.ГЧ.014.

10.2.9 Существующие резервуары N3, N4 (об.44 по ГП)

На резервуарах №3, №4 предусматривается контроль следующих параметров и сигнализация оператору об отклонениях (мин., макс.):

- дистанционное измерение температуры и дистанционная сигнализация предельного отклонения ее от заданного значения;
- дистанционное измерение уровня и дистанционная сигнализация предельного отклонения его от заданного значения, дистанционная сигнализация при превышении аварийных значений.

Дополнительно предусматривается контроль следующих параметров и сигнализация оператору об отклонениях (мин., макс.):

- дистанционное измерение расхода в трубопроводе пара из главного корпуса;
- дистанционное измерение температуры в трубопроводе пара из главного корпуса;
- дистанционное измерение давления в трубопроводе пара из главного корпуса;
- дистанционное измерение температуры на выходе из существующих резервуаров до ЭЗ-29;
- дистанционное измерение температуры на выходе из существующих резервуаров до ЭЗ-30
- дистанционное измерение расхода в трубопроводе обратного мазута из котельной в существующие резервуары.

Схема автоматизации приведена в графической части 656_Дог23/ВК-ТР2.ГЧ.014.

10.2.10 КТП 6/0,4 кВ мазутонасосной (об.208 по ГП)

Из блока КТП предусматривается передача информации по кабельным линиям (интерфейс RS-485) в шкаф АСУТП ВК.

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
							114

Перечень сигналов, передаваемый на верхний уровень АСУТП ВК указан в таблице 10.4.

Таблица 10.4 – Перечень сигналов, передаваемых в АСУТП ВК

Наименование оборудования	Наименование сигнала	Тип сигнала	Тип канала
Вводные ячейки 6 кВ			
Ячейка ввода №1	Включен		RS485
	Отключен		RS485
Ячейка ввода №2	Включен		RS485
	Отключен		RS485
Ввод 6 кВ №1	Наличие напряжения		RS485
Ввод 6 кВ №2	Наличие напряжения		RS485
Распределительное устройство РУ-0,4 кВ			
Прибор учета №1	Фазный ток (пофазно)		RS485
	Максиметры фазного тока (пофазно)		RS485
	Линейные напряжения		RS485
	Активная мощность		RS485
	Реактивная мощность		RS485
	Полная мощность		RS485
	Максиметры мощности		RS485
	Считывание осциллограмм аварийных режимов		RS485
Прибор учета №2	Фазный ток (пофазно)		RS485
	Максиметры фазного тока (пофазно)		RS485
	Линейные напряжения		RS485
	Активная мощность		RS485
	Реактивная мощность		RS485
	Полная мощность		RS485
	Максиметры мощности		RS485
	Считывание осциллограмм аварийных режимов		RS485
Ввод 1. Автоматический выключатель	Включен		RS485
	Отключен		RS485
	Аварийное отключение		RS485
Ввод 2. Автоматический выключатель	Включен		RS485
	Отключен		RS485
	Аварийное отключение		RS485
Секционный выключатель	Включен		RS485
	Отключен		RS485
	Аварийное отключение		RS485
	АВР включен		RS485
	АВР отключен		RS485
Шина секции 1	Наличие напряжения		RS485
Шина секции 2	Наличие напряжения		RS485
Аппараты отходящих линий: QF1,2,3,4...	Включен		RS485
	Отключен		RS485
	Авария		RS485

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

10.2.11 Инженерные системы и сети

Контроллером АСУТП ВК предусматривается контроль и управление задвижками ЭЗ-2, ЭЗ-5...ЭЗ-11, ЭЗ-12.1, ЭЗ-12.2, ЭЗ-13.1, ЭЗ-13.2, ЭЗ-20...ЭЗ-26, ЭЗ-28...ЭЗ-30, ЭЗ-32...ЭЗ-36, ЭЗ-42, ЭЗ-43, ЭЗ-48...ЭЗ-54, ЭЗ-55.1...ЭЗ-55.5, ЭЗ-56.1...ЭЗ-56.5 на трубопроводах:

- положение: открыта, закрыта, неисправность, ручное/дистанционное.
- управление: открыть, закрыть, стоп.

10.3 Загазованность

В водогрейной котельной предусматривается установка датчиков загазованности, постов звуковой и световой сигнализации и поста управления кнопочного для проверки/съема звукового сигнала (см. 656_Дог23/ВК-ТР2.ГЧ.019, 656_Дог23/ВК- ТР2.ГЧ.020, 656_Дог23/ВК- ТР2.ГЧ.021).

При достижении значения загазованности (по метану) 5% от НКПВ (порог срабатывания «1») - предупреждающая световая и звуковая сигнализация по месту установки датчика и в операторной, при достижении значения загазованности 10% от НКПВ (порог срабатывания «2») в помещении котельной (об. 200) подаются аварийная световая и звуковая сигнализация по месту установки датчика и в операторной, автоматическое включение аварийного освещения и вентиляции, закрытие ЭЗ-4.1, 4.2, 4.3, 4.4, ЭЗ-40.1-40.4, ЭЗ-41.1-41.4, ЭЗ-35 и ЭЗ-36, блокировка котлов.

При достижении концентрации веществ (по угарному газу) 20 мг/м³ (порог срабатывания «1») - предупреждающая световая и звуковая сигнализация, и 100 мг/м³ (порог срабатывания «2») в помещении котельной (об. 200) подаются аварийная световая и звуковая сигнализация, автоматическое включение аварийной освещения и вентиляции, закрытие ЭЗ-4.1, 4.2, 4.3, 4.4, ЭЗ-40.1-40.4, ЭЗ-41.1-41.4, ЭЗ-35 и ЭЗ-36, блокировка котлов.

В технологических блоках БМН (МНС), ГРП предусматривается установка датчиков загазованности (в комплектной поставке блоков). Сигналы от датчиков загазованности передаются в ЛСАУ МНС, ЛСАУ ГРП соответственно и далее в шкаф АСУТП ВК.

При достижении концентрации взрывоопасных веществ 5% (порог срабатывания «1») и 10% (порог срабатывания «2») НКПВ подаются звуковой и световой сигналы при входе в блок и на АРМ оператора. При срабатывании Порог-1 – включение вентиляции. В случае снижения уровня загазованности ниже 5% выключается вентилятор с временной задержкой 10 минут. При срабатывании Порог-2 – отключение электропотребителей блока технологического (кроме вентиляции и пожарной сигнализации), перевод блока в безопасное состояние.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Установку датчиков стационарных газосигнализаторов производить в соответствии с ТУ-ГАЗ-86, ГОСТ Р 52350.29.2-2010.

При неисправности датчиков подаются световой и звуковой сигналы в помещении щита управления. Связь между датчиками загазованности и системой телемеханики осуществляется аналоговыми сигналами (4-20 мА).

10.4 Сигнализация «Пожар»

При возникновении пожара на проектируемых объектах сигнал с приемно-контрольного прибора (предусматривается в разделе 656-Дог23/ВК-ПБ) передается в АСУТП ВК с расшифровкой направлений.

Отключение энергопотребителей при возникновении пожара предусматривается в подразделе 656-Дог23/ВК-ИОС1 «Система электроснабжение».

10.5 Приборы и средства автоматизации

Все применяемые датчики, преобразователи, исполнительные механизмы выполненные электрическими, имеют унифицированные выходные сигналы с одним из следующих параметров:

- аналоговые (электронные и интеллектуальные датчики со стандартным токовым сигналом 4...20 мА с наложенным цифровым протоколом HART (версия не ниже 7.0) - для дистанционного контроля и регулирования режимных технологических параметров;
- дискретные типа «сухой контакт» - для сигнализации предельных значений технологических параметров и управления;

Все датчики, измерительные преобразователи и исполнительные механизмы соответствуют требованиям по степени защиты от воздействия окружающей среды.

Приборы и оборудование КИП размещаемое на открытом воздухе приняты в климатическом исполнении по ГОСТ 15150-69 У1 минус 43 плюс 42°С . Для приборов не прошедших абсолютный минимум температуры, предусмотрена защита - электрообогреваемый чехол.

Приборы и оборудование КИП (шкафы, датчики) размещаемые на открытом воздухе имеют по ГОСТ 14254 степень защиты от пыли и влаги предпочтительно IP65, но не ниже IP54. Для аналоговых сигналов предусмотрено использование взрывозащищенного электрооборудования с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь», для дискретных сигналов - «взрывонепроницаемая оболочка». Для

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
								117
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док		Подп.

оборудования с видом взрывозащиты «искробезопасная цепь» предусматриваются барьеры искробезопасности, в составе шкафов АСУТП.

Типы присоединений (посадочные места) унифицированы и выполнены в метрической системе измерений.

Вводы кабелей в полевые приборы КИПиА выполнены через герметичные кабельные вводы во взрывозащищенном исполнении в соответствии с требованиями ПУЭ, имеют соответствующую маркировку и сертификаты, действующие на территории РФ.

Оборудование КИПиА, материалы, в том числе импортные, сертифицированы на их применение на опасных производственных объектах.

Все приборы, используемые в проекте, имеют сертификаты на соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешения Ростехнадзора на применение, сертификаты на соответствие требованиям Технических регламентов Таможенного союза (ТР ТС 010/2011, ТР ТС 032/2013). При принятии решений по применению оборудования учитываются действия ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования». Все приборы зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений и допущены к применению в Российской Федерации.

10.6 Приборы и оборудование

Для контроля параметров и управления оборудованием предусматриваются следующие приборы:

- контроль давления:

- а) местное измерение - манометры технические показывающие;
- б) дистанционное измерение давления - преобразователи избыточного давления взрывозащищенные с токовым выходным сигналом 4...20мА, HART;

- контроль температуры:

- а) местное измерение - термометры технические показывающие;
- б) дистанционное измерение температуры - термопреобразователи взрывозащищенные с токовым выходным сигналом 4...20мА, HART;

- контроль расхода:

- а) дистанционное измерение расхода газа и пара – вихревые преобразователи расхода взрывозащищенные с токовым выходным сигналом 4...20мА, HART;

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

б) дистанционное измерение расхода мазута – ультразвуковые преобразователи расхода взрывозащищённые со вторичным преобразователем с токовым выходным сигналом 4...20мА, HART;

в) дистанционное измерение расхода воды – электромагнитные преобразователи расхода с токовым выходным сигналом 4...20мА, HART;

- контроль уровня:

а) дистанционное измерение уровня - датчики уровня микроимпульсные взрывозащищённые с токовым выходным сигналом 4...20мА, HART;

- анализаторы содержания нефтепродуктов в воде – интеллектуальные датчики с токовым выходным сигналом 4...20мА, HART;

- контроль загазованности - датчики загазованности с токовым выходным сигналом 4...20мА, HART;

- защитные кожухи (применяются для обогрева приборов наружной установки);

- клеммные коробки;

- пост сигнализации загазованности световой и звуковой взрывозащищённый;

- пост управления кнопочный взрывозащищённый.

Основная приведенная погрешность датчиков измерения параметров должна быть не ниже $\pm 0,5$ %, при сигнализации - не ниже $\pm 1,0$ %, класс точности манометров - не ниже $\pm 1,5$.

10.7 Размещение и монтаж

Средства автоматизации, монтируемые на трубопроводах и технологическом оборудовании, устанавливаются с помощью закладных деталей, рекомендуемых в нормативных документах и инструкциях на приборы заводов-изготовителей, а также с использованием штуцеров, встроенных в технологическое оборудование. Размещение полевых средств автоматизации производится с учетом обеспечения безопасности при их монтаже, наладке, эксплуатации и техническом обслуживании.

Местные щиты индикации и посты управления комплектного оборудования, уличного исполнения, устанавливаются на площадку технологического оборудования, имеют степень защиты не менее IP65 и встроенный электрообогрев (комплект со шкафом).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док		

Проектируемые шкафы программно-технического комплекса АСУТП ВК размещаются в аппаратной ВК (поз.4), шкафы ЛСАУ ВК размещаются в помещении водогрейной котельной (поз. 1) рядом с котлом. Шкафы ЛСАУ блочно-модульного оборудования располагаются в отсеках управления соответствующего блока.

10.8 Заземление

Приборы и средства автоматизации, к которым подводится электрический ток, должны быть надежно заземлены. Защитное заземление средств автоматизации выполнено в соответствии с ПУЭ и СТО 51246464-011-2015 «Устройство сетей заземления» для взрывоопасных помещений и наружных установок. Организация системы заземления на площадке выполнена в разделе «Система электроснабжения» (см. 656_Дог23/ВК-ИОС1). Заземление корпусов приборов и средств автоматизации, защитных труб, клеммных коробок, стоек выполняется присоединением к ГЗШ (главной заземляющей шине) при помощи заземляющих проводников. В качестве проводников используются сторонние проводящие части (металлоконструкции здания, эстакады) и специально проложенные проводники- гибкий медный провод.

Электрооборудование, установленное на зануленных (заземленных) металлических конструкциях, во взрывоопасных зонах любого класса подлежит занулению (заземлению). В качестве нулевых защитных (заземляющих) проводников используются проводники, специально предназначенные для этой цели.

Технические решения в части заземления приведены в разделе 656_Дог23/ВК-ИОС1.

10.9 Основные решения по сетям контроля и управления

Внешние проводки цепей управления и сигнализации от проектируемых объектов прокладываются в лотках с крышкой толщиной стенки не менее 1,5 мм по вновь проектируемой эстакаде. При этом кабели следует прокладывать на расстоянии не менее 0,5 м от трубопроводов, по возможности со стороны трубопроводов с негорючими веществами. Кабели, содержащие сигналы от оборудования с различными видами взрывозащиты, прокладываются в отдельных коробах. Наименьшая высота кабельной эстакады и галереи в непроезжей части территории промышленного предприятия должна приниматься из расчета возможности прокладки нижнего ряда кабелей на уровне не менее 2,5 м от планировочной отметки земли. Высота низа строительной конструкции кабельной эстакады над проезжей частью автодороги 5,5 м

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
---------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
							120

Для прокладки кабелей по площадкам используются трубы и металлорукав с ПВХ изоляцией, для защиты кабелей от возможных механических повреждений.

В помещении котельной кабельные проводки прокладываются в кабель-каналах по стене. Проводки от средств автоматизации выполняются кабелями контрольными экранированными и кабелями монтажными контрольными для подключения датчиков.

Искробезопасные цепи прокладываются в отдельно от иных цепей. Кабели искробезопасных цепей имеют отличительный цвет «синий», нанесённый на отдельных участках по длине кабеля.

Для взрывоопасных установок применяются не распространяющие горение бронированные кабели и провода с медными жилами согласно требованиям ПУЭ. Для производственных помещений применяются не распространяющие горение кабели с низким дымо- и газовыделением типа «нг(A)-LS». Для контрольных цепей (кроме ~220В) применяются экранированные кабели. Для подключения интеллектуальных устройств по интерфейсу RS-485 внутри помещений используется кабель типа небронированная витая пара с характеристиками оболочек аналогичными контрольному кабелю. По наружным эстакадам применяются кабели бронированные.

С целью предотвращения проникновения и скопления воды и распространения пожара в местах прохода через стены, перекрытия или выхода наружу предусмотрены специальные кабельные проходки с пределом огнестойкости, не ниже предела огнестойкости данных конструкций.

Характеристики проводных линий связи должны соответствовать требованиям, указанным в технической и эксплуатационной документации на соединяемые ими технические устройства.

Используемые кабели обеспечивают устойчивое функционирование линий связи и/или сетей в реальных условиях помех, вызываемых работой технологического оборудования и устройств энергоснабжения, а также устойчивость процессов обмена информацией при всех нормативно предусмотренных изменениях условий внешней среды.

Прокладка и защита трасс контрольных кабелей выполняется согласно требованиям ПУЭ.

Наземные линейные сооружения (кабельные эстакады и т.п.), используемые для прокладки кабельных трасс, рассчитаны на длительное непрерывное функционирование в необслуживаемом режиме.

Взам. инв.№
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

10.10 Электроснабжение

Питание оборудования системы автоматического управления осуществляется по особой группе I категории надежности электроснабжения. Электроснабжение средств шкафов АСУТП ВК осуществляется переменным током напряжением ~220В.

Электроснабжение оборудования АСУТП ВК осуществляется в соответствии с разделом 656-Дог23/ВК-ИОС1.

Более подробно см. 656_Дог23/ВК-ИОС1 «Система электроснабжения».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	

11 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники (по отдельным цехам, производственным сооружениям)

Результаты расчётов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники объектом представлен в разделе 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» 656_Дог23/ВК-ООС1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	123	

12 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

Предусмотрены следующие мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов:

- установка предохранительных клапанов для защиты оборудования от превышения давления со сбросом избытка газа на свечу в случае превышения предела давления, предусмотренного проектом;

- использования надежной схемы обвязки технологического оборудования, обеспечивающей снижение объема выделения загрязняющих веществ от неорганизованных источников выбросов;

- аварийный слив жидких продуктов из оборудования и трубопроводов при аварии и перед ремонтом в подземные дренажные емкости, исключающие попадание жидкости на поверхность грунта;

- автоматизация проведения технологических процессов, контроль и сигнализация о работе технологического оборудования;

- системы противоаварийной защиты оборудования (регулирование, блокировка, сигнализация);

- применение запорной арматуры герметичности класса «А» по ГОСТ 9544-2015;

- применение оборудования, труб и арматуры в соответствии с рабочими параметрами, свойствами среды и климатическими условиями;

- применения оборудования, арматуры и трубопроводов, рассчитанных на давление, превышающее максимально возможное рабочее давление, максимальную и минимальную рабочую температуру;

- увеличение толщины стенки труб по сравнению с расчетной;

- защита от коррозии наружных поверхностей труб грунтовкой и изоляционными материалами;

- применение антикоррозионного покрытия внутренней поверхности аппаратов;

- систематическое измерение толщины стенок оборудования и трубопроводов для контроля общей коррозии металла;

- на всех технологических трубопроводах предусмотрены спускники и воздушники для возможности опорожнения трубопроводов;

- гидравлическое испытание трубопроводов;

- соединения труб выполнено сваркой;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	Взам. инв.№	Подп. и дата	Инва. № подл.	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
										124

- предусмотрен 100 % контроль качества физическими методами сварных соединений трубопроводов;
- герметизация газового пространства дренажных емкостей и резервуаров мазута установкой дыхательной арматуры с огнепреградителем;
- для предотвращения разлива жидкости размещение оборудования отдельных технологических блоков выполнено на общей бетонированной площадке с высотой отбортовки, рассчитанной на гидростатическое давление разлившейся жидкости;
- слив мазута из автоцистерн производится на площадке слива. Площадка представляет собой автоматизированную систему слива, расположенную под навесом;

Выбор и размещение оборудования выполнено с учетом требований промышленной безопасности, климатических условий района строительства и эксплуатационных характеристик оборудования, а также с учетом возможности его нормальной эксплуатации, осмотра и ремонта.

Все применяемое оборудование имеет сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешения на применение на опасном производственном объекте.

Инв. № подл.						Взам. инв. №
Подп. и дата						Лист
656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ						125
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	

13 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов

При строительстве и эксплуатации проектируемых объектов будут образовываться отходы производства и потребления, при надлежащем обращении с которыми негативное воздействие на все компоненты окружающей среды минимальны. Соблюдение правил сбора, накопления, транспортировки и размещения (утилизации) отходов обеспечит безопасную для окружающей среды и для жизнедеятельности людей эксплуатацию объекта.

Подробное описание представлено в разделе 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» 656_Дог23/ВК-ООС1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	

14 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов, если такие требования предусмотрены в задании на проектирование

В целях сокращения расходов электроэнергии проектными решениями предусматривается ряд мероприятий, направленных на достижение максимальной эффективности энергосбережения:

- выбор рациональной схемы электроснабжения собственных нужд;
- технически обоснованный выбор числа, мощности и режима работы трансформаторов собственных нужд;
- выбор электрических аппаратов, токоведущих устройств в соответствии с требованиями технико-экономической целесообразности;
- применение автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) для обеспечения эффективного управления параметрами и экономичностью работы оборудования энергоблока во всех эксплуатационных режимах работы, процессами выработки и отпуска электрической энергии заданного качества и количества;
- правильный выбор типа, мощности и характеристик электродвигателей механизмов;
- применение силовых трансформаторов с улучшенными характеристиками (с низкими потерями холостого хода и короткого замыкания);
- применение регулирования производительности механизмов с помощью частотно-регулируемых электроприводов;
- использование светодиодных светильников, обладающих повышенной светотдачей, и энергосберегающих ламп;
- управление освещением по участкам в зависимости от уровня естественного освещения;
- периодическое отключение вентиляционных систем, рассчитанных по избыточным тепловыделениям, при достижении допустимой температуры внутреннего воздуха в обслуживаемых помещениях.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №					
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ				

Проектными решениями предусмотрены мероприятия по эффективному использованию и экономии воды:

- использование надежной водозаборной арматуры, уменьшающей утечки воды;
- применение стальных труб с антикоррозионным защитным покрытием, снижающим количество протечек;
- установка приборов учета количества потребляемой воды.

Для снижения потерь тепла системами отопления и теплоснабжения проектными решениями предусматривается тепловая изоляция магистральных трубопроводов систем отопления и трубопроводов систем теплоснабжения калориферов приточных установок, а также:

- применение автоматизации систем воздушного отопления (применение зонального включения-выключения агрегатов в зависимости от температуры воздуха в отапливаемой зоне);
- применение смесительных узлов с возможностью регулировки температуры приточного воздуха с учетом теплоступлений в помещения;
- применение тепловой изоляции магистральных трубопроводов.

В качестве энергосберегающих мероприятий при проектировании систем вентиляции предусмотрено:

- устройства частотного регулирования на приводах вентиляторов;
- использование контроллеров в управлении вентиляционных установок;
- количественно-качественное регулирование параметров теплоносителя с установкой узлов регулирования;
- тепловая изоляция воздуховодов до воздухонагревателей приточных систем.

На объектах предусматриваются проектные решения, направленные на повышение энергетической эффективности объектов:

- в качестве утеплителя ограждающих конструкций используется эффективный теплоизоляционный материал;
- устанавливаются эффективные стеклопакеты с высоким сопротивлением теплопередаче;
- применение для внутреннего освещения помещений объектов, а также для аварийного и эвакуационного освещения светильников со светодиодными лампами.

Выбор материалов и конструкций для внутренней отделки объектов производится в соответствии с требованиями экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ						Лист
						128

Внутренняя отделка помещений принята в соответствии с назначением каждого конкретного помещения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	129

15 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов

В соответствии с требованиями статьи 13 Федерального закон 261-ФЗ (ред. От 23.04.2018) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» предусмотрены узлы учета электрической энергии.

Подробные решения представлены в разделе 656_Дог23/ВК-ИОС1 «Система электроснабжения».

Оперативные узлы учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов описаны в разделе 2.1.

При выборе конструктивных и объемно планировочных решений объектов с целью обеспечения соответствия требованиям энергетической эффективности учитывались:

- оптимальная ориентация объектов по сторонам света с учетом господствующего направления ветра в зимний период с целью нейтрализации отрицательного воздействия климата на здание и его тепловой баланс;
- сокращение площадей наружных ограждающих конструкций путем уменьшения периметра стен за счет отказа от изрезанности фасадов;
- установка доводчиков на входных дверях;
- применение светопрозрачных конструкций с повышенными теплоизоляционными характеристиками;
- эффективное использование площадей и объемов объектов, четкая функциональная связь между помещениями;
- использование естественного освещения помещений с постоянным пребыванием людей.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
								130
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата			

16 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов

Специальных технологических регламентов и отступления от действующих норм для объекта не требуется. Все проектные решения направлены на соблюдение действующих нормативных документов для объектов энергетики. Перечень нормативно-технической литературы приведён в соответствующем разделе.

Службы эксплуатации объекта обязаны обеспечить точное соблюдение утвержденных инструкций по эксплуатации оборудования, а также правил действующих нормативных документов с использованием запроектированных средств технологического контроля и автоматического регулирования процесса. Ответственность за соблюдение этих требований возлагается на руководство объекта и обслуживающий персонал.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	

17 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона "О транспортной безопасности"

Площадка строительства объекта расположена на территории действующего предприятия, не является объектом транспортной инфраструктуры и не расположена на участке, прилегающем к объектам транспортной инфраструктуры.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	Индв. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист
									132
656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ									Лист

18 Перечень нормативно-технической документации

Раздел выполнен в соответствии со следующими нормативными документами, действующими в Российской Федерации:

- ТР ТС 032/2013 Технический регламент таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»;
- СП 75.13330.2011 (СНиП 3.05.05.84) «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- Приказ от 27 декабря 2012 г. №784 «Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;
- Приказ 25 марта 2014 г. №116 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением»;
- Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 536 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением";
- Федеральный закон РФ №123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- СП 61.13330.2012 Актуализированная редакция «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов».
- СП 28.13330.2012 «Защита строительных конструкций от коррозии»;
- СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы»;
- СП 89.1330.2016 (СНиП II-35-76) «Котельные установки»;
- СТО 70238424.27.100.033-2009 Хозяйство жидкого топлива. Условия создания. Нормы и требования;
- СТО 70238424.27.100.035-2009 Хозяйство жидкого топлива. Прием, хранение, подготовка и подача мазута на ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования;
- Постановление Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г. (ред. от 06.05.2023) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- ГОСТ 10585-2013 Топливо нефтяное. Мазут;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	Взам. инв.№	Подп. и дата	Инв. № подл.	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
										133

- ГОСТ Р 21.1101-2013 «СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации»;
- ГОСТ 2517—2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- ГОСТ 24570-81 «Клапаны предохранительные паровых и водогрейных котлов»;
- № 261-ФЗ от 23.11.2009 г. (с изм. от 13.06.2023) Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации;
- СП 124.13330.2012 «Тепловые сети (акт. ред. СНиП 41-02-2003)»;
- РД 24.031.120-91 «Методические указания. Нормы качества сетевой и подпиточной воды водогрейных котлов, организация водно-химического режима и химического контроля»;
- Методические рекомендации по обеспечению выполнения требований санитарных правил и норм СанПиН 2.1.4.559-96 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества» на водопроводных станциях при очистке природных вод;
- СанПиН 1.2.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению населения, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий»;
- РД 34.37.402-96 «Типовая инструкция по эксплуатационным химическим очисткам водогрейных котлов» (справочная информация);
- РД 34.20.591-87 «Методические указания по консервации теплоэнергетического оборудования»;
- РД 34.35.101-2003 «Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист
								134
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

**Приложение А Технические условия на присоединение (подключение)
объекта «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской
ТЭЦ-1» к сетям выдачи тепловой мощности**

УТВЕРЖДАЮ
Технический директор
Северодвинской ТЭЦ-1 ПАО «ТГК-2»
А.В. Ухов

« » 2023 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на присоединение (подключение) объекта «Строительство водогрейной котельной
на территории Северодвинской ТЭЦ-1» к сетям выдачи тепловой мощности

Заказчик: ПАО «ТГК-2» Северодвинская ТЭЦ-1
Собственник систем Северодвинская ТЭЦ-1
(сетей):
Наименование Строительство водогрейной котельной на территории
объекта: Северодвинской ТЭЦ-1

Месторасположение Российская Федерация, Архангельская область,
объекта: г. Северодвинск, Ягринское шоссе, 1/32

Направление Выдача тепловой энергии от вновь сооружаемой
использования: водогрейной котельной тепловой мощностью 240 МВт.
Условия 1. Подключение выполнить к сетевым трубопроводам
присоединения Северодвинской ТЭЦ-1.
(подключения) к 2. Температурный график т/с 114,6/70°С.
сетям (системе): Давление сетевой воды в подающих трубопроводах:

- в отопительный период 9,3÷10,5 кгс/см²;
- в переходный период 7,3÷9,5 кгс/см²;
- в летний период 5,0÷6,5 кгс/см².

Давление сетевой воды в обратных трубопроводах 1,8÷2,8 кгс/см².

4. Точки подключения:

T1.1 (прямая сетевая вода): к трубопроводу прямой сетевой воды DN1000 из СТЭЦ-1 в ТП «А», после задвижки ПС-20. Подключение организовать в районе ТП-«СМП»;

T1.2 (прямая сетевая вода): к трубопроводу прямой сетевой воды DN600 коллектора «Прямая №1», на участке, после задвижки ПС-11. Подключение организовать в районе ТП-«СМП»;

T1.3 (прямая сетевая вода): к трубопроводу прямой сетевой воды DN1000 из СТЭЦ-1 в ТП «А», после задвижки ПС-20. Подключение организовать в районе ТП-«СМП»;

Инва. № подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

T2.1 (обратная сетевая вода): к трубопроводу обратной сетевой воды DN600 коллектора «Обратная№1» от АО «ПО «Севмаш», до задвижки ОС-30;

T2.2 (обратная сетевая вода): к трубопроводу обратной сетевой воды DN1000 от ТП-«А», на участке, ограниченном задвижками ОС-51, ОС-37, ОС-61, ОС-62, ОС-47, ОС-48 (Сх-555), до фильтра-грязевика. Подключение организовать в районе ТП-«СМП»;

T3 (прямая сетевая вода): к трубопроводу прямой сетевой воды DN800 в сторону ТП-«0», после задвижки ПС-25 в сторону ТП-«0», в районе здания главного щита управления;

T4.1 (обратная сетевая вода): к трубопроводу обратной сетевой воды DN800 в сторону ТП-«0»;

T4.2 (обратная сетевая вода): к трубопроводу обратной сетевой воды DN800 между ТП-«0» и местом разделения данного трубопровода на коллекторы «Обратная №1» и «Обратная №2», в районе здания главного щита управления.

5. Проектом предусмотреть:

- установку электрофицированной арматуры на коллекторе «Обратная №2», отключающей коллектор со стороны ТП-«0», в районе здания главного щита управления;
- перетрассировку существующих трубопроводов сетевой воды (при необходимости);
- перенос существующих узлов коммерческого учета тепловой энергии, с внесением изменений в существующий проект (при необходимости);
- возможность регулирования температуры прямой сетевой воды на выводах СТЭЦ-1;
- возможность регулирования давления прямой сетевой воды на выводах СТЭЦ-1;
- технический учёт расхода прямой и обратной сетевой воды на выводах водогрейной котельной;
- установку электрофицированной запорной арматуры в точках подключения к существующим тепловым сетям.

6. Диаметры подключаемых трубопроводов:

T1.1 (прямая сетевая вода): DN800;

T1.2 (прямая сетевая вода): DN600;

T1.3 (прямая сетевая вода): DN600;

T2.1 (обратная сетевая вода): DN600;

T2.2 (обратная сетевая вода): DN800;

T3 (прямая сетевая вода): DN600;

T4.1 (обратная сетевая вода): DN600.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

Срок действия
технических
условий:

В течение 3-х лет

Приложения:

1. Ситуационный план для площадки ТЭЦ с указанием точек подключения.
2. Схема сетевых трубопроводов с указанием точек подключения.

Заместитель технического
директора по эксплуатации СТЭЦ-1

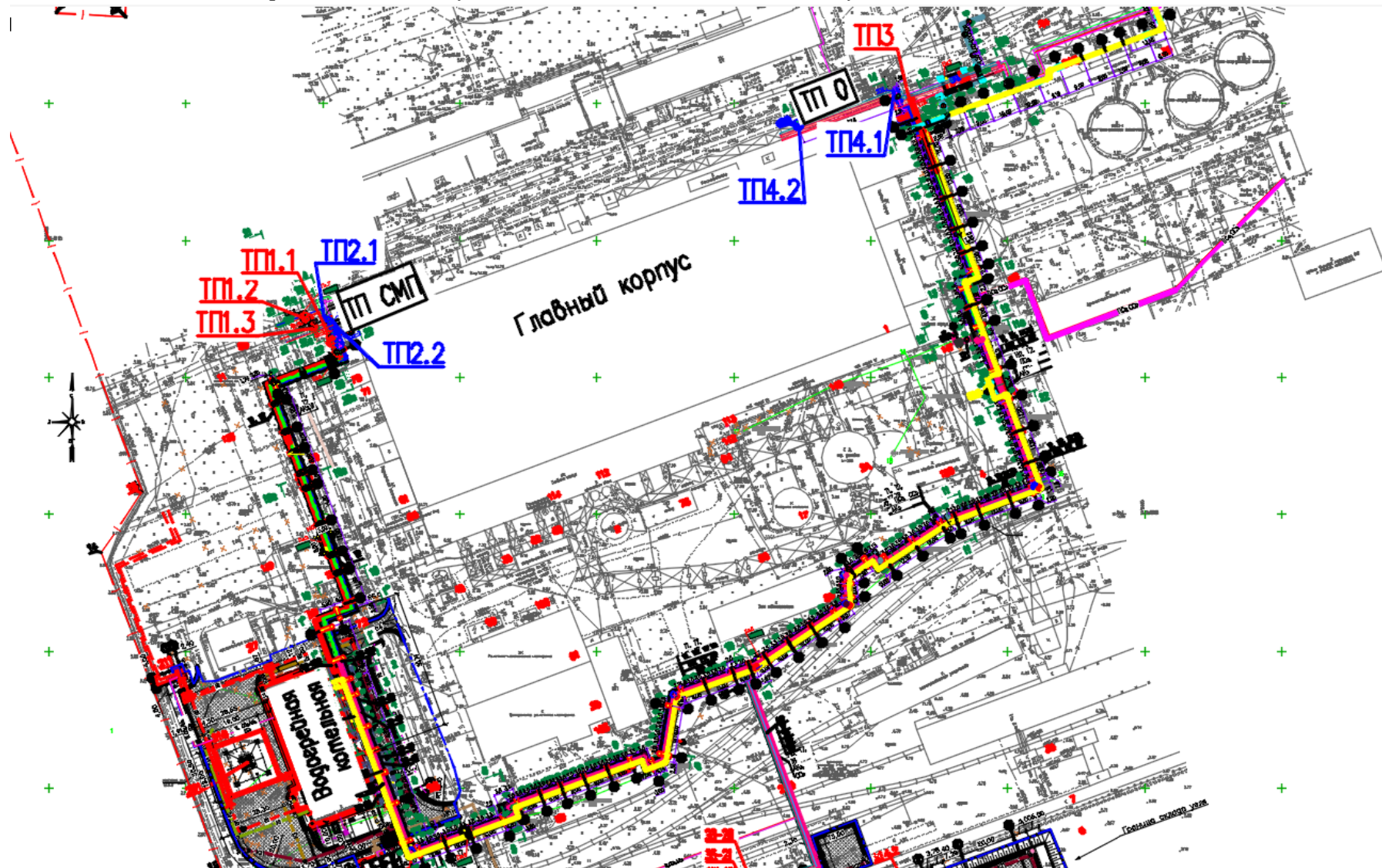
А.Г. Кашин

Начальник КТЦ СТЭЦ-1

В.Л. Удовик

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	

Приложение 1 - Ситуационный план для площадки ТЭЦ с указанием точек подключения

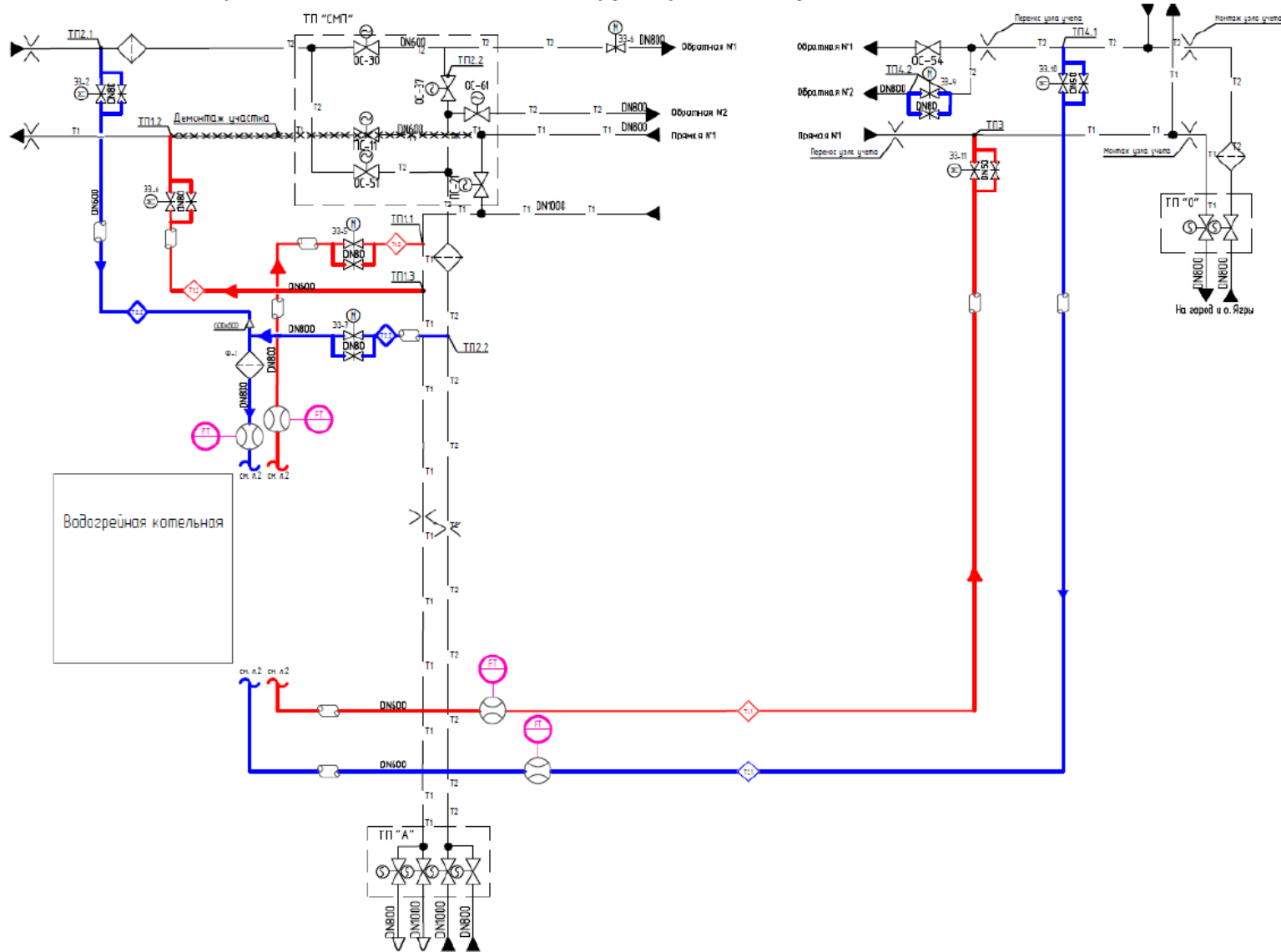


Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Приложение 2. Схема сетевых трубопроводов с указанием точек подключения



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

**Приложение Б Технические условия на подключение к системе
мазутоснабжения для проекта «Строительство водогрейной котельной на
территории Северодвинской ТЭЦ-1»**

УТВЕРЖДАЮ
Технический директор
Северодвинской ТЭЦ-1 ПАО «ТГК-2»
А.В. Ухов

«__» _____ 2023 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
на подключение к системе мазутоснабжения
для проекта «Строительство водогрейной котельной на территории
Северодвинской ТЭЦ-1»

Заказчик:	ПАО «ТГК-2» Северодвинская ТЭЦ-1
Собственник систем (сетей):	Северодвинская ТЭЦ-1
Наименование объекта:	Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1
Месторасположение объекта:	Российская Федерация, Архангельская область, г. Северодвинск, Ягринское шоссе, 1/32
Основание для выдачи технических условий:	Техническое задание
Назначение мазутопровода:	Снабжение мазутом проектируемых водогрейных котлов и на перспективу увеличения потребителей Топливо-резервное
Максимальный часовой расход топочного мазута	90,9 т/ч

Условия для присоединения к мазутному хозяйству СТЭЦ-1:

1. Предусмотреть строительство новой мазутной насосной и трубопроводов к вновь проектируемой ВК. Производительность мазутной насосной и пропускную способность мазутопроводов определить исходя из номинального расхода мазута на проектируемые водогрейные котлы и на перспективу увеличения потребителей с переводом котлов на сжигание природного газа (мазут – резервное топливо).
2. Проектируемый мазутопровод должен обеспечивать номинальную производительность водогрейной котельной с учетом рециркуляции мазута.
3. Снабжение водогрейной котельной мазутом обеспечивается из существующих полузаглубленных расходных мазутных резервуаров.
4. Предусмотреть для заполнения существующих мазутных резервуаров закрытый автослив на 4 автоцистерны. Доставка топлива производится от существующего склада хранения мазута на СТЭЦ-2.
5. На форсунки котлов и на нужды проектируемого мазутного хозяйства предусмотреть проектом подключение к существующим сетям пара собственных нужд.
6. Предусмотреть систему сбора конденсата после новых мазутных паровых подогревателей.
7. Проектом предусмотреть управление запорной арматурой в точках подключения как по месту, так и со щита управления.
8. Предусмотреть сборы замазученного конденсата и нефтесодержащих стоков в проектируемую дренажную емкость.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

9. Материалы и применяемое оборудование определить проектом.
10. Граница подвода проектируемых трубопроводов показана в Приложении 2.
11. Точки подключения к существующим мазутопроводам показаны на схеме мазутопроводов Северодвинской ТЭЦ-1 №Сх-304ж. Сммотри Приложение 1.
12. Проектом предусмотреть передачу сигналов контроля и управления оборудованием мазутонасосной в систему АСУ ТП водогрейной котельной, разрабатываемую по отдельному проекту.
13. Параметры существующих мазутопроводов в точках подключения (т.5, т.6, т.7, т.8):

<u>Т.5:</u> - Дн х S – 159х4,5 мм - температура среды – 60-80°С - давление среды – 0,54 МПа	<u>Т.6:</u> - Дн х S – 133х4 мм - температура среды – 90°С - давление среды – 0,57 МПа
<u>Т.7:</u> - Дн х S – 159х4,5 мм - температура среды – 90°С - давление среды – 0,02-0,05 МПа	<u>Т.8:</u> - Дн х S – 159х4,5 мм - температура среды – 90°С - давление среды – 0,02-0,05 МПа

Срок действия технических условий в течение 3 лет.

Приложение 1. Принципиальная схема с указанием точек подключения.

Приложение 2. Точка подвода проектируемых трубопроводов.

Заместитель технического
директора по эксплуатации СТЭЦ-1

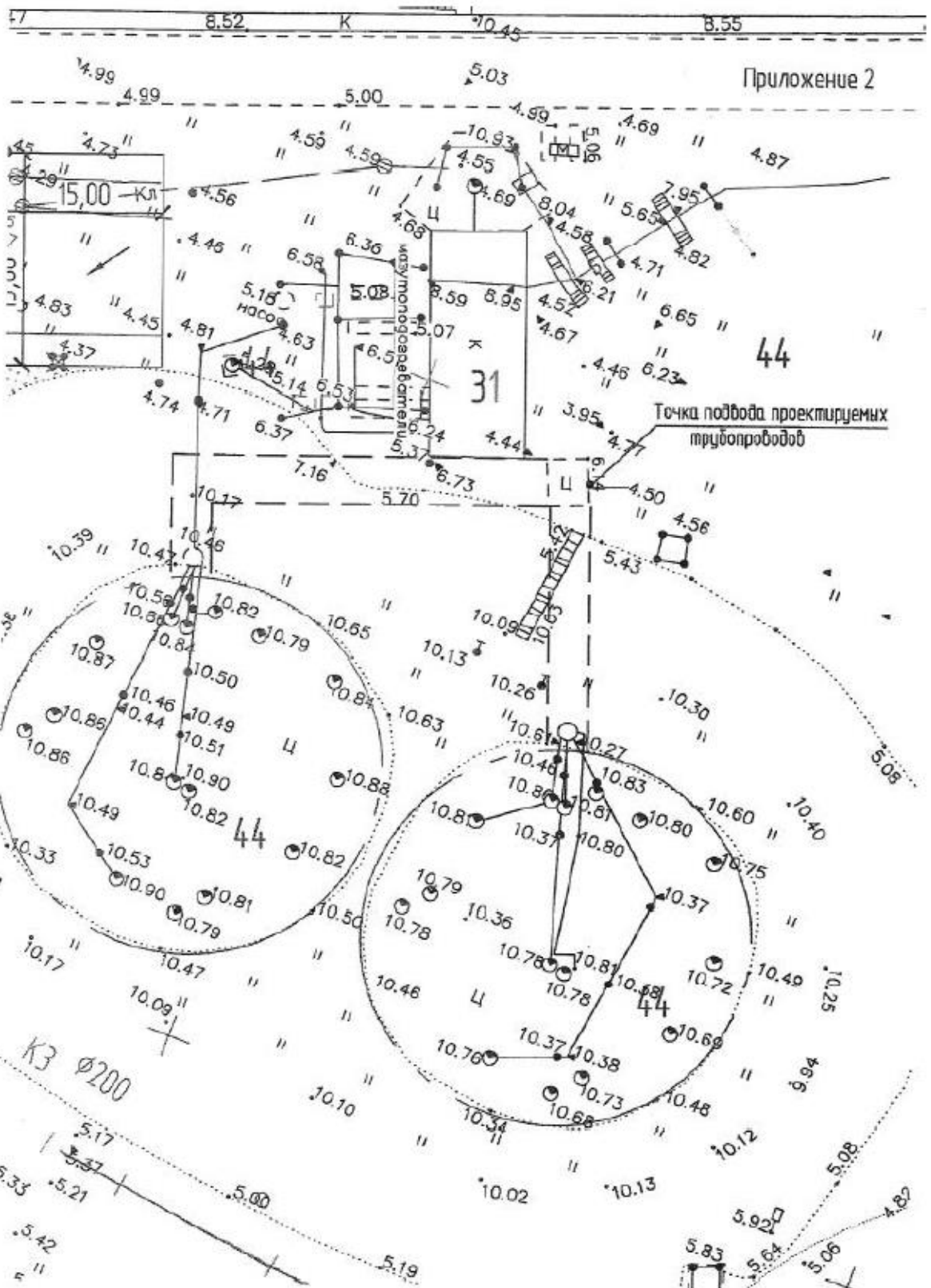
А.Г. Кашин

Начальник КТЦ СТЭЦ-1

В.Л. Удовик

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата



Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656 ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

**Приложение В Технические условия на подключение к сетям пара
собственных нужд для проекта «Строительство водогрейной котельной на
территории Северодвинской ТЭЦ-1»**

УТВЕРЖДАЮ
Технический директор
Северодвинской ТЭЦ-1 ПАО «ТГК-2»
А.В. Ухов

«__» _____ 2023 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
на подключение (технологическое присоединение) объекта строительства к сети
парораспределения
для проекта «Строительство водогрейной котельной на территории
Северодвинской ТЭЦ-1»

Заказчик	ПАО «ТГК-2» Северодвинская ТЭЦ-1
Собственник систем (сетей):	Северодвинская ТЭЦ-1
Наименование объекта	Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1
Месторасположение объекта	Российская Федерация, Архангельская область, Северодвинск, Ягринское шоссе, 1/32
Направление использования:	Пароснабжение мазутного хозяйства
Условия присоединения (подключения) к сетям (системе):	1. Количество подключаемых трубопроводов пара: 1 шт. 2. Подключение выполнить к паропроводу Главного корпуса (ТП9). 3. Параметры пара в точке подключения: - рабочее давление: 1,3 МПа, - расчетное давление: 1,6 МПа, - рабочая температура: 290 °С, - расчетная температура: 328°С. 4. Массовый расход: 6200 кг/ч. 5. Диаметр паропровода в точке врезки 65 мм. 6. Координаты и точки присоединения к трубопроводу пара определить при рабочем проектировании трубопроводов пара на эстакаде и прокладке трубопровода пара в Главном корпусе
Срок действия технических условий	В течение 3 – х лет

Приложение 1. Технологическая схема подключения пара.
Приложение 2. Рекомендуемая схема прокладки.

Заместитель технического
директора по эксплуатации СТЭЦ-1

А.Г. Кашин

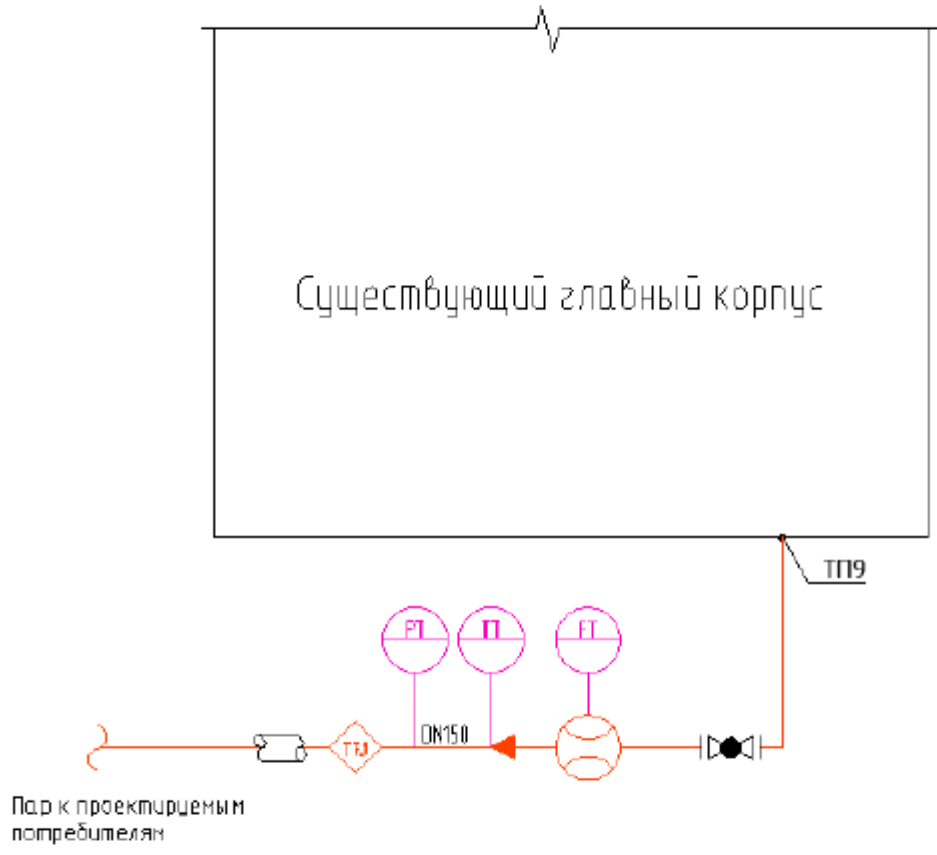
Начальник КТЦ СТЭЦ-1

В.Л. Удовик

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

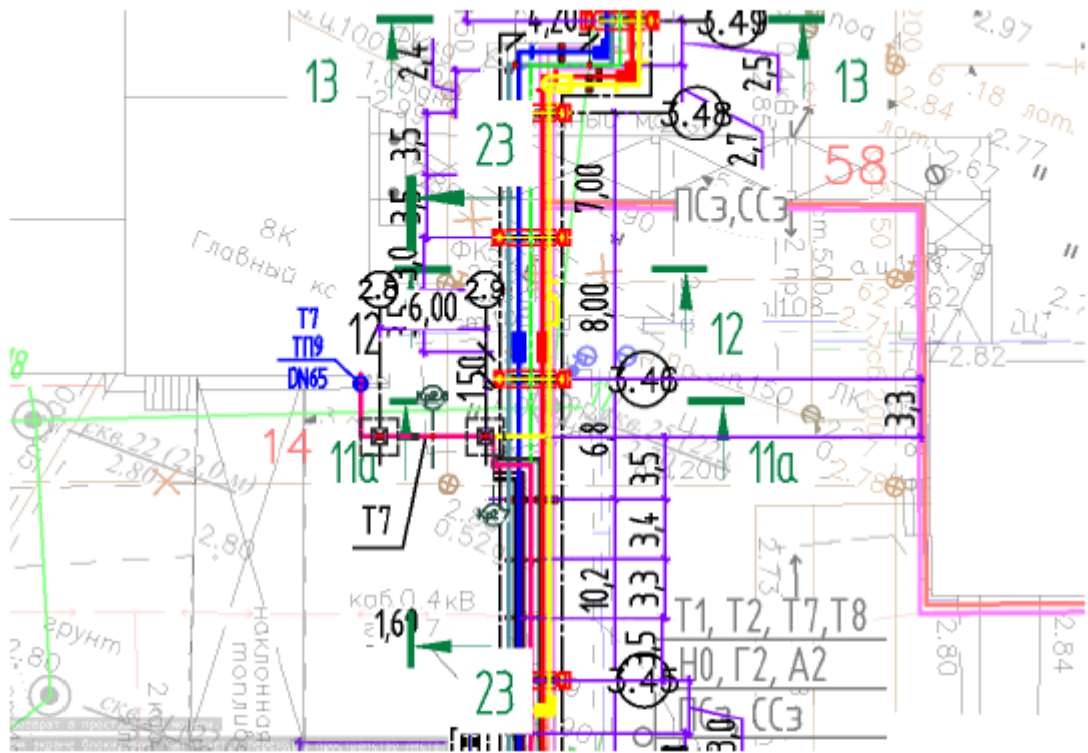
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Приложение 1. Технологическая схема подключения пара.



Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

Приложение 2. Схема прокладки



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Приложение Г Технические условия на подключение к трубопроводу конденсата для проекта «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1»

f

УТВЕРЖДАЮ
Технический директор
Северодвинской ТЭЦ-1 ПАО «ТГК-2»
А.В. Ухов

«__» _____ 2023 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
на подключение к трубопроводу конденсата
для проекта «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1»

Заказчик:	ПАО «ТГК-2» Северодвинская ТЭЦ-1
Собственник систем (сетей):	Северодвинская ТЭЦ-1
Наименование объекта:	Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1
Месторасположение объекта:	Российская Федерация, Архангельская область, г. Северодвинск, Ягринское шоссе, 1/32
Направление использования:	Возврат конденсата с мазутного хозяйства в цикл ТЭЦ
Условия присоединения (подключения) к сетям (системе):	1. Количество подключаемых трубопроводов: 1 шт. 2. Подключение выполнить к существующему трубопроводу обессоленной воды. Место врезки на эстакаде в соответствии с Приложением 1. 3. Параметры конденсата в точке подключения: - рабочее давление: атмосферное. - рабочая температура: не более 90 °С. 4. Проектом предусмотреть: - дренажную арматуру в месте подключения; - запорную арматуру в месте подключения.
Срок действия технических условий:	В течение 3-х лет

Дополнительные условия:

1. Качество конденсата с мазутного хозяйства не должно ухудшать качество питательной воды котлов.
2. Фактическое место врезки согласовать по факту с учетом оснащения дренажной арматурой.

Приложение 1. План генплана с указанием точки подключения.

Заместитель технического
директора по эксплуатации СТЭЦ-1

А.Г. Кашин

Начальник ХЦ СТЭЦ-1

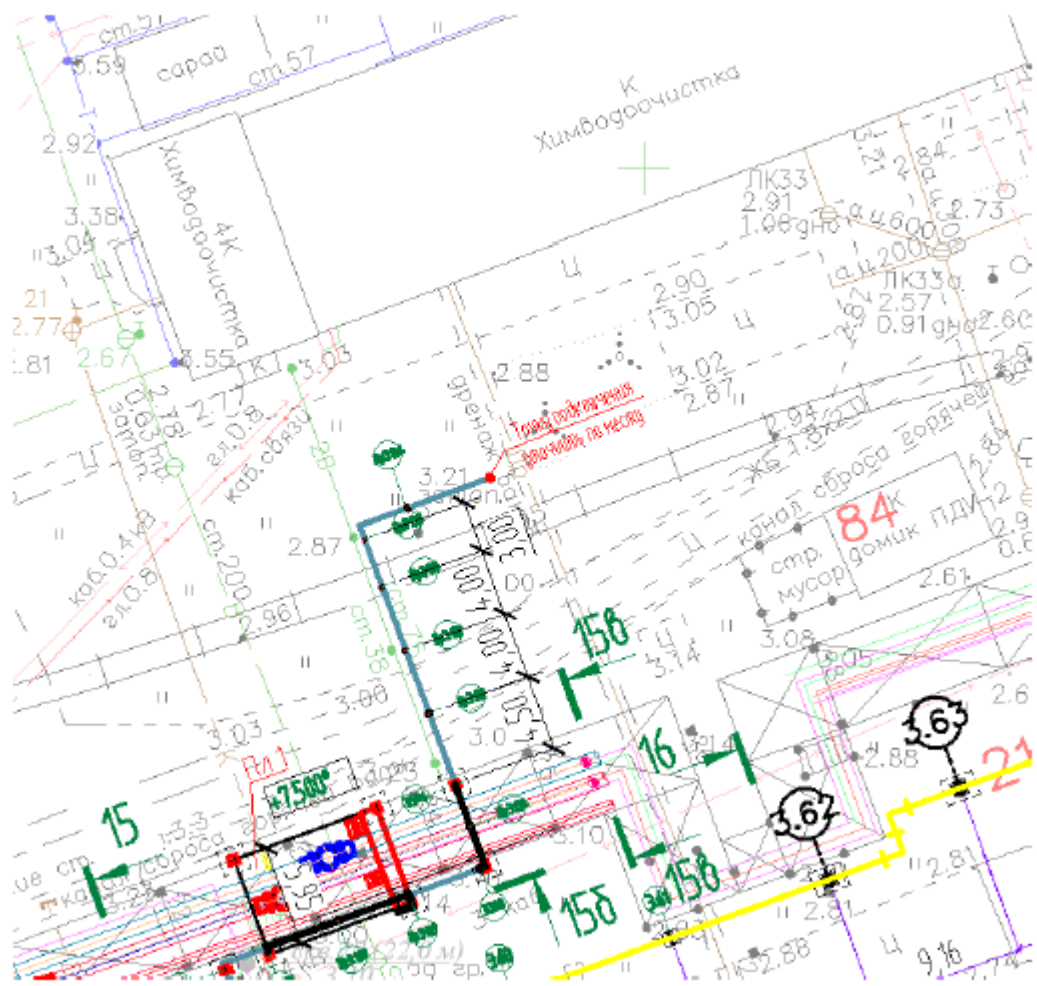
С.Г. Незнаева

■

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Приложение 1 – Схема генплана с указанием точки подключения




Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Приложение Д Диспетчерский график распределения тепловых нагрузок между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 по регулированию централизованного теплоснабжения и ГВС в 2022 -2023 г.г.

Утверждаю
И. о. директора
по энергообеспечению
по Архангельской области
ПАО «ТГК-2»


А. С. Воробьев
« 7 » 06 2022 г.

ДИСПЕЧЕРСКИЙ ГРАФИК

распределения тепловых нагрузок между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2
по регулированию централизованного теплоснабжения и ГВС в 2022 - 2023 г.г.

- | | | | |
|--|--|--|---|
| 1. Давление при нормальном режиме:
(зимний максимум нагрузок) | На выводах СТЭЦ-1
ТП-0, Уз.А
P2=2,3 – 2,8 кг/с/см ²
ΔP не менее 70 м в. ст. | ПНС в резерве
На выводах СТЭЦ-2 за
головными задвижками
P2=1,5 – 2,8 кг/с/см ²
ΔP не менее 90 м в. ст. | ПНС в работе
На выводах СТЭЦ-2 за
головными задвижками
P2=1,5 – 2,8 кг/с/см ²
ΔP в пределах 75-90 м в.ст |
| 2. Давление при переходном режиме:
(апрель, май, сентябрь, октябрь) | На выводах СТЭЦ-1
ТП-0, Уз.А
P2=1,8 – 2,8 кг/с/см ²
ΔP не менее 55 м в. ст.* | ПНС в резерве
На выводах СТЭЦ-2 за
головными задвижками
P2=1,5 – 2,8 кг/с/см ²
ΔP не менее 60 м в. ст.* | ПНС в работе
На выводах СТЭЦ-2 за
головными задвижками
P2=1,5 – 2,8 кг/с/см ²
ΔP не менее 60 м в. ст. |
- *Примечание: в начале и конце отопительного сезона для уменьшения технологических перепадов многоквартирных домов (МКД) оперативно диспетчерской службе Северодвинских городских тепловых сетей корректировать гидравлические напоры на выводах ТЭЦ при среднесуточных температурах наружного воздуха выше +5 гр.С.

3. В межотопительный период, исходя из условий горячего водоснабжения высотных зданий и с учетом потерь в трубопроводах, давление на выводах СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 должно выдерживаться в пределах 5,0-6,0 кг/с/см2

4. Максимум на отогревание, вентиляцию по заявленным договорным нагрузкам	1036 Гкал/час	14612 тонн/час
5. Максимальный расход на ГВС (мощность подпиточных установок)	158 Гкал/час	2600 тонн/час
6. Максимальный ГВС на срок не более 8 час.	229 Гкал/час	3810 тонн/час
7. Средний ГВС	60 Гкал/час	1000 тонн/час

8. Распределение ГВС:

	СТЭЦ-1	СТЭЦ-2
	Средний - 500 т/час максимальный до - 2000 т/час не более 8 час.	Средний - 500 т/час максимальный до - 2000 т/час не более 8 час.

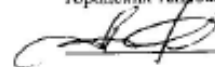
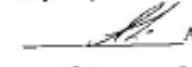
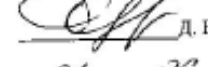
9. Циркуляция при нормальном режиме распределяется по эксплуатационному температурному графику T1/2=114,6/70°C на территории г. Северодвинска, в зависимости от заданного перепада, состава работающего оборудования, наличия запасов топлива и находится в пределах:

СТЭЦ-1: 7500 - 10500 т/час	СТЭЦ-2: 6000 - 11800 т/час.
----------------------------	-----------------------------

10. Циркуляция при переходном режиме распределяется в зависимости от заданного перепада давления, состава работающего оборудования, наличия запасов топлива, решения КДУ ПАО «ТГК-2» и находится в пределах:

СТЭЦ-1: 3500 - 10500 т/час.	СТЭЦ-2: 2500 - 9000 т/час.
-----------------------------	----------------------------

11. Температура теплоносителя в подающем трубопроводе задается, согласно «Положения о диспетчерском графике тепловых нагрузок электростанций, котельных и тепловых сетей ПАО «ТГК-2» - приложение к приказу №313 от 29.12.2020 г.
12. К температуре теплоносителя в подающем трубопроводе, соответствующей по графику прогнозируемой температуре наружного воздуха, вводить поправку на скорость ветра более 3 м/сек. по формуле:
 $T_{дв} = T_{п} + (T_{п} - T_{н.р.}) \times (V - 3) / 100$
13. При повышении среднесуточной температуры обратной сетевой воды более чем на 3% выше значения, установленного настоящим температурным графиком при соответствующей среднесуточной температуре наружного воздуха, корректировка в сторону увеличения температуры теплоносителя в подающем трубопроводе не производится.
14. В межотопительный период, исходя из мощности подпиточных установок СТЭЦ-1, СТЭЦ-2, для обеспечения ГВС города, температура сетевой воды должна выдерживаться не ниже - 70 °С.
15. В случае снижения запасов топлива ниже нормативных значений и угрозы возникновения аварийной ситуации на станциях и тепловых сетях действия оперативного персонала согласно "Инструкции по разгрузке электростанций при недостатке топлива", и применении "Графиков ограничения потребления и отключения электрической, тепловой энергии".

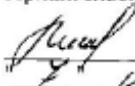
Главный инженер Северодвинских городских тепловых сетей  А. В. Попов « 01 » 06 2022 г.	Заместителя технического директора по эксплуатации СТЭЦ-1  А. Г. Кашин « 01 » 06 2022 г.	Заместителя технического директора по эксплуатации СТЭЦ-2  Д. В. Кривошеев « 01 » 06 2022 г.
--	--	---

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

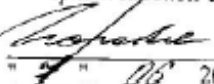
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Приложение Е Режимная карта работы в отопительный период 2022-2023

Согласованно
 Ведущий инженер службы эксплуатации
 Архангельской ТЭЦ

 Е. Г. Михайловская
 2022г.

Утверждаю
 И. о. директора по энергообеспечению
 по Архангельской области ПАО "ТГК-2"

 А. С. Воробьев
 2022г.


Режимная карта работы в отопительный период 2022 - 2023.


РЕЖИМНАЯ КАРТА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ									нормативный режим при расходе от СТЭЦ-1 G=7500т/час															
РЕЖИМНАЯ КАРТА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ									РЕЖИМНАЯ КАРТА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОТ СТЭЦ-1						РЕЖИМНАЯ КАРТА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОТ СТЭЦ-2									
Температуры наружного воздуха и сетевой воды			Общий расход сетевой и подпиточной воды в т/час при нормативном режиме (зимний максимум нагрузок)			Отпуск тепла потребит. от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2			Расход сетевой и подпиточной воды			Отпуск тепла потребит. максимум		Общий отпуск тепла от СТЭЦ-1 (с котл. 26 Гкал/час и паром 50Гкал/час)		Расход сетевой и подпиточной воды в т/час			Общий расход сетевой воды СТЭЦ-2		Отпуск тепла потребит. от СТЭЦ-2		Общий отпуск тепла от СТЭЦ-2	
Т _в гр.С	Т _{ар} гр.С	Т _{об} гр.С	Gпр т/ч	Gоб т/ч	Gподп т/ч	Q ст1 Гкал/ч	Q ст2 т/ч	G ст/ч т/ч	G об т/ч	G подп т/ч	Q ст1 Гкал/ч	Q ст2 Гкал/ч	Q ст/ч-1 Гкал/ч	Gпр т/ч	G об т/ч	G подп т/ч	G об т/ч	Q пар Гкал/ч	Q ст/ч-2 Гкал/ч					
0	70,0	49,5	17384	16284	1000	403	50	7500	7000	500	178	50	254	9284	9284	500	10784	225	247					
-1	70,0	49,2	17319	16319	1000	408	50	7500	7000	500	180	50	256	9319	9319	500	10819	228	251					
-2	70,0	49,0	17353	16353	1000	412	50	7500	7000	500	181	50	257	9353	9353	500	10853	231	254					
-3	70,0	48,8	17388	16388	1000	416	50	7500	7000	500	183	50	259	9388	9388	500	10888	233	257					
-4	70,3	48,5	17423	16423	1000	427	50	7500	7000	500	187	50	263	9423	9423	500	10923	240	264					
-5	72,1	49,2	17458	16458	1000	448	50	7500	7000	500	196	50	272	9458	9458	500	10958	252	276					
-6	73,9	50,3	17492	16492	1000	463	50	7500	7000	500	202	50	278	9492	9492	500	10992	261	286					
-7	75,7	51,4	17527	16527	1000	477	50	7500	7000	500	208	50	284	9527	9527	500	11027	269	295					
-8	77,5	52,5	17562	16562	1000	491	50	7500	7000	500	213	50	289	9562	9562	500	11062	277	304					
-9	79,3	53,6	17597	16597	1000	505	50	7500	7000	500	219	50	295	9597	9597	500	11097	286	313					
-10	81,1	54,6	17631	16631	1000	520	50	7500	7000	500	225	50	301	9631	9631	500	11131	295	322					
-11	82,8	55,7	17666	16666	1000	534	50	7500	7000	500	231	50	307	9666	9666	500	11166	303	331					
-12	84,6	56,7	17701	16701	1000	549	50	7500	7000	500	237	50	313	9701	9701	500	11201	312	340					
-13	86,3	57,7	17736	16736	1000	564	50	7500	7000	500	243	50	319	9736	9736	500	11236	321	350					
-14	88,1	58,8	17770	16770	1000	578	50	7500	7000	500	248	50	324	9770	9770	500	11270	329	357					
-15	89,8	59,8	17805	16805	1000	593	50	7500	7000	500	254	50	330	9805	9805	500	11305	338	367					
-16	91,5	60,8	17840	16840	1000	608	50	7500	7000	500	260	50	336	9840	9840	500	11340	347	377					
-17	93,3	61,8	17875	16875	1000	623	50	7500	7000	500	266	50	342	9875	9875	500	11375	357	385					
-18	95,1	62,7	17909	16909	1000	642	50	7500	7000	500	274	50	350	9909	9909	500	11409	368	398					
-19	97,0	63,7	17944	16944	1000	660	50	7500	7000	500	281	50	357	9944	9944	500	11444	379	409					
-20	98,8	64,6	17979	16979	1000	679	50	7500	7000	500	288	50	364	9979	9979	500	11479	390	419					
-21	100,7	65,6	18014	17014	1000	696	50	7500	7000	500	295	50	371	10014	10014	500	11514	401	431					
-22	102,5	66,5	18048	17048	1000	715	50	7500	7000	500	303	50	379	10048	10048	500	11548	412	443					
-23	104,3	67,4	18083	17083	1000	734	50	7500	7000	500	310	50	386	10083	10083	500	11583	424	454					
-24	106,2	68,2	18118	17118	1000	755	50	7500	7000	500	318	50	394	10118	10118	500	11618	436	467					
-25	108,0	69,2	18153	17153	1000	772	50	7500	7000	500	325	50	401	10153	10153	500	11653	447	478					
-26	109,8	70,0	18187	17187	1000	792	50	7500	7000	500	333	50	409	10187	10187	500	11687	460	490					
-27	111,6	70,0	18222	17222	1000	827	50	7500	7000	500	346	50	422	10222	10222	500	11722	480	512					
-28	113,4	70,0	18257	17257	1000	861	50	7500	7000	500	360	50	436	10257	10257	500	11757	501	534					
-29	114,0	70,0	18292	17292	1000	874	50	7500	7000	500	364	50	440	10292	10292	500	11792	509	540					
-30	114,6	70,0	18326	17326	1000	886	50	7500	7000	500	369	50	445	10326	10326	500	11826	517	549					

Примечание:

1. Режимная карта составлена с постоянным расходом от СТЭЦ-1.
2. Расход на СТЭЦ-1 должен составлять не менее 7500 т/час для выдерживания нормативных напоров у потребителей.
3. Режимная карта при переводе расхода от СТЭЦ-1 на СТЭЦ-2 указана в приложении.
4. Температура прямой и обратной воды - принята в соответствии с эксплуатационным температурным графиком Т12-114,6/70°С.
5. Общие расходы приняты на основании статистических данных за ОЗП 2021/2022 год и могут различаться.
6. Расходы подпиточной воды приняты на основании фактических средних часовых значений.
7. Тх.в. принята = 1,1 гр.С.

Главный инженер Северодвинских
 городских тепловых сетей
 А. В. Попов
 2022г.

Заместитель технического
 директора по эксплуатации СТЭЦ-1
 А. Г. Кашин
 2022г.

Заместитель технического
 директора по эксплуатации СТЭЦ-2
 Д. В. Кривошеков
 2022г.

Взам. инв.№
Подп. и дата
Инв. № подл.

Согласовано
 Ведущий инженер службы эксплуатации
 Архангельской ТЭЦ

[Подпись]
 В. П. Михайловская
 "01" "05" 2022г.

Приложение к режимной карте работы в отопительный период 2022 - 2023.

Утверждаю
 И. о. директора по энергообеспечению
 по Архангельской области ЛАО "ТЭК-2"

[Подпись]
 А. С. Воробьев
 "01" "05" 2022г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ										режим при максимальном расходе от СТЭЦ-1 G=7000т/час										режим при максимальном расходе от СТЭЦ-1 G=6500т/час											
РЕЖИМНАЯ КАРТА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ										РЕЖИМНАЯ КАРТА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОТ СТЭЦ-1					РЕЖИМНАЯ КАРТА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОТ СТЭЦ-2					РЕЖИМНАЯ КАРТА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОТ СТЭЦ-1					РЕЖИМНАЯ КАРТА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОТ СТЭЦ-2						
Температура наружного воздуха и сетевой воды		Общий расход сетевой и подпиточной воды в т/сек при нормальном режиме (оказавший максимум нагрузок)				Отпуск тепла потребит. от СТЭЦ-1						Расход сетевой и подпиточной воды		Отпуск тепла потребит. максимум		Общий расход сетевой и подпиточной воды		Отпуск тепла потребит. максимум		Общий расход сетевой и подпиточной воды		Отпуск тепла потребит. максимум		Общий расход сетевой и подпиточной воды		Отпуск тепла потребит. максимум		Общий расход сетевой и подпиточной воды			
Тив гр.С	Тнар гр.С	Тоб гр.С	Gгр т/ч	Gоб т/ч	Gпод т/ч	Qотт Гкал/ч	Qнар т/ч	Qгр т/ч	Qотп т/ч	Qотп-1 Гкал/ч	Gгр т/ч	Gоб т/ч	Gпод т/ч	Qгр т/ч	Qотп т/ч	Qотп-1 Гкал/ч	Gгр т/ч	Gоб т/ч	Gпод т/ч	Qгр т/ч	Qотп т/ч	Qотп-1 Гкал/ч	Gгр т/ч	Gоб т/ч	Gпод т/ч	Qгр т/ч	Qотп т/ч	Qотп-1 Гкал/ч	Gгр т/ч	Gоб т/ч	Gпод т/ч
0	70,0	49,5	17284	16284	1000	407	50	7000	6500	500	168	50	244	10284	9784	500	11284	235	258	6500	6000	500	157	50	233	10784	10284	500	11784	245	268
-1	70,0	49,2	17319	16319	1000	408	50	7000	6500	500	170	50	246	10319	9819	500	11319	239	261	6500	6000	500	159	50	235	10819	10319	500	11819	249	272
-2	70,0	49,0	17353	16353	1000	412	50	7000	6500	500	171	50	247	10353	9853	500	11353	241	264	6500	6000	500	160	50	236	10853	10353	500	11853	252	275
-3	70,0	48,8	17388	16388	1000	416	50	7000	6500	500	172	50	248	10388	9888	500	11388	244	268	6500	6000	500	162	50	238	10888	10388	500	11888	255	278
-4	70,3	48,5	17423	16423	1000	427	50	7000	6500	500	176	50	252	10423	9923	500	11423	251	275	6500	6000	500	165	50	241	10923	10423	500	11923	262	286
-5	72,1	49,2	17458	16458	1000	448	50	7000	6500	500	184	50	260	10458	9958	500	11408	264	288	6500	6000	500	173	50	249	10958	10458	500	11908	275	299
-6	73,0	50,3	17492	16492	1000	463	50	7000	6500	500	190	50	266	10492	9992	500	11442	273	297	6500	6000	500	178	50	254	10992	10492	500	11942	284	309
-7	75,7	51,4	17527	16527	1000	477	50	7000	6500	500	195	50	271	10527	10027	500	11477	281	307	6500	6000	500	183	50	259	11027	10527	500	11977	293	319
-8	77,5	52,5	17562	16562	1000	491	50	7000	6500	500	201	50	277	10562	10062	500	11512	290	317	6500	6000	500	188	50	264	11062	10562	500	12012	305	329
-9	79,3	53,6	17597	16597	1000	505	50	7000	6500	500	206	50	282	10597	10097	500	11547	299	326	6500	6000	500	193	50	269	11097	10597	500	12047	311	339
-10	81,1	54,6	17631	16631	1000	520	50	7000	6500	500	212	50	288	10631	10131	500	11581	308	335	6500	6000	500	199	50	275	11131	10631	500	12081	321	348
-11	82,8	55,7	17666	16666	1000	534	50	7000	6500	500	217	50	293	10666	10166	500	11566	317	344	6500	6000	500	204	50	280	11166	10666	500	12066	330	358
-12	84,6	56,7	17701	16701	1000	549	50	7000	6500	500	223	50	299	10701	10201	500	11601	326	354	6500	6000	500	209	50	285	11201	10701	500	12101	340	368
-13	86,3	57,7	17736	16736	1000	564	50	7000	6500	500	229	50	305	10736	10236	500	11636	336	364	6500	6000	500	214	50	290	11236	10736	500	12136	350	379
-14	88,1	58,8	17770	16770	1000	578	50	7000	6500	500	234	50	310	10770	10270	500	11670	344	372	6500	6000	500	219	50	295	11270	10770	500	12170	359	387
-15	89,8	59,8	17805	16805	1000	593	50	7000	6500	500	239	50	315	10805	10305	500	11655	353	382	6500	6000	500	224	50	300	11305	10805	500	12155	368	397
-16	91,5	60,8	17840	16840	1000	608	50	7000	6500	500	245	50	321	10840	10340	500	11690	363	392	6500	6000	500	229	50	305	11340	10840	500	12190	378	408
-17	93,3	61,8	17875	16875	1000	623	50	7000	6500	500	251	50	327	10875	10375	500	11675	372	401	6500	6000	500	235	50	311	11375	10875	500	12175	388	417
-18	95,1	62,7	17909	16909	1000	642	50	7000	6500	500	258	50	334	10909	10409	500	11709	384	414	6500	6000	500	241	50	317	11409	10909	500	12209	401	430
-19	97,0	63,7	17944	16944	1000	660	50	7000	6500	500	264	50	340	10944	10444	500	11744	395	425	6500	6000	500	248	50	324	11444	10944	500	12244	412	442
-20	98,8	64,6	17979	16979	1000	679	50	7000	6500	500	271	50	347	10979	10479	500	11779	407	437	6500	6000	500	254	50	330	11479	10979	500	12279	425	454
-21	100,7	65,6	18014	17014	1000	696	50	7000	6500	500	278	50	354	11014	10514	500	11764	418	449	6500	6000	500	260	50	336	11514	11014	500	12264	436	466
-22	102,5	66,5	18048	17048	1000	715	50	7000	6500	500	285	50	361	11048	10548	500	11798	430	461	6500	6000	500	267	50	343	11548	11048	500	12298	448	479
-23	104,3	67,4	18083	17083	1000	734	50	7000	6500	500	292	50	368	11083	10583	500	11783	442	472	6500	6000	500	273	50	349	11583	11083	500	12283	461	491
-24	106,2	68,2	18118	17118	1000	755	50	7000	6500	500	299	50	375	11118	10618	500	11818	455	486	6500	6000	500	280	50	356	11618	11118	500	12318	474	505
-25	108,0	69,2	18153	17153	1000	772	50	7000	6500	500	305	50	381	11153	10653	500	11853	466	498	6500	6000	500	286	50	362	11653	11153	500	12353	486	517
-26	109,8	70,0	18187	17187	1000	792	50	7000	6500	500	313	50	389	11187	10687	500	11837	480	510	6500	6000	500	293	50	369	11687	11187	500	12337	499	530
-27	111,6	70,0	18222	17222	1000	827	50	7000	6500	500	326	50	402	11222	10722	500	11872	501	533	6500	6000	500	305	50	381	11722	11222	500	12372	522	554
-28	113,4	70,0	18257	17257	1000	861	50	7000	6500	500	338	50	414	11257	10757	500	11907	523	556	6500	6000	500	317	50	393	11757	11257	500	12407	545	577
-29	114,0	70,0	18292	17292	1000	874	50	7000	6500	500	342	50	418	11292	10792	500	11892	531	562	6500	6000	500	320	50	396	11792	11292	500	12392	553	584
-30	114,6	70,0	18326	17326	1000	886	50	7000	6500	500	347	50	423	11326	10826	500	11926	540	571	6500	6000	500	324	50	400	11826	11326	500	12426	562	593

Главный инженер Северодвинских
 городских тепловых сетей

[Подпись]
 А. В. Попов
 "01" "05" 2022г.

Заместитель технического
 директора по эксплуатации СТЭЦ-1

[Подпись]
 А. Г. Кашин
 "01" "05" 2022г.

Заместитель технического
 директора по эксплуатации СТЭЦ-2

[Подпись]
 Д. В. Кривошеков
 "01" "05" 2022г.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

656 ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист


150

Взам. инв. №
 Подп. и дата
 Инв. № подл.

Приложение Ж Температурный график для системы централизованного теплоснабжения на отопительный период 2022-2023 г.г. (эксплуатационный температурный график T1/2=114,6/70°C на территории г. Северодвинска)

Приложение к протоколу о температурном режиме системы централизованного теплоснабжения г. Северодвинска в отопительном периоде 2022-2023 г.г.
от «___» _____ 2022 г.

Утверждаю
И. о. директора
по энергообеспечению
по Архангельской области
ПАО «ТГК-2»


А. С. Воробьев
« 7 » 08 2022 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК

для системы централизованного теплоснабжения на отопительный период 2022-2023г.г.
(эксплуатационный температурный график T1/2=114,6/70°C на территории г. Северодвинска).

1. Температурный график установлен для центрального регулирования отпуска тепловой энергии от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 потребителям г. «Северодвинск».
2. Температурный график регулирования централизованного теплоснабжения рассчитан для систем теплопотребления с учётом фактической циркуляции, договорных нагрузок и работающих регуляторов температуры в системах ГВС.

тн.в.	Температура пр. сетевой воды	Температура обратной воды	тн.в.	Температура пр. сетевой воды	Температура обратной воды
8	70,0	51,4	-12	84,6	56,7
7	70,0	51,2	-13	86,3	57,7
6	70,0	50,9	-14	88,1	58,8
5	70,0	50,7	-15	89,8	59,8
4	70,0	50,5	-16	91,5	60,8
3	70,0	50,2	-17	93,3	61,8
2	70,0	50,0	-18	95,1	62,7
1	70,0	49,7	-19	97,0	63,7
0	70,0	49,5	-20	98,8	64,6
-1	70,0	49,2	-21	100,7	65,6
-2	70,0	49,0	-22	102,5	66,5
-3	70,0	48,8	-23	104,3	67,4
-4	70,3	48,5	-24	106,2	68,2
-5	72,1	49,2	-25	108,0	69,2
-6	73,9	50,3	-26	109,8	70(70,2)
-7	75,7	51,4	-27	111,6	70(71,1)
-8	77,5	52,5	-28	113,4	70(72,0)
-9	79,3	53,6	-29	114,0	70(71,9)
-10	81,1	54,6	-30	114,6	70(71,9)
-11	82,8	55,7			

Примечание:

При температуре Тн.в. = -25°C и ниже, температуру прямой сетевой воды задавать при условии не превышения температуры обратной сетевой воды выше 70°C.

Главный инженер Северодвинских городских тепловых сетей


А. В. Попов

« 01 » 08 2022 г.

Заместителя технического директора по эксплуатации СТЭЦ-1


А. Г. Кашин

« 01 » 08 2022 г.

Заместитель технического директора по эксплуатации СТЭЦ-2


Д. В. Кривошеков

« 01 » 08 2022 г.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист

151

Приложение И Письмо №01-2-3/000414-2020 от 29.04.2020 о сетевых фильтрах ВК



Публичное акционерное общество
«ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ
ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №2»
(ПАО «ТГК-2»)
Северодвинская ТЭЦ-1
ш. Ягринское, 1/32, г. Северодвинск, 164500
Тел.: (8184) 56-45-16
E-mail: stec1@tgc-2.ru
ИНН/КПП 7606053324/290232001

Первому заместителю
Генерального директора –
директору по производству
ООО «Севзапвнипиэнергопром»
Измайлову А. В.

29.04.2020 № 01-2-3/000414-2020
О сетевых фильтрах ВК

Уважаемый Александр Владимирович!

В объеме проекта «Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1» установку фильтров очистки обратной сетевой воды от механических примесей не предусматривать.

Очистка обратной сетевой воды от механических примесей осуществляется на существующих фильтрах Северодвинской ТЭЦ-1.

Начальник УОТП СТЭЦ-1

К. А. Канев

Алексей Васильевич Кольтеров
+7-(962)-258-33-73

Изм.	Код.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

Изм.	Код.уч.	Лист	№.док	Подп.	Дата

Приложение К Письму № 192/640-2023 от 25.08.2023 о характеристиках сетевых насосов



Публичное акционерное общество
**«ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ
ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №2»**
(ПАО «ТГК-2»)
Северодвинская ТЭЦ-1
ш. Ягринское, 1/32, г. Северодвинск, 164500
Тел.: (8184) 56-45-16
E-mail: stecl@tgc-2.ru
ИНН/КПП 7606053324/290232001

Директору по проектированию
ООО "РЕМЭКС
ЭНЕРГОМОНТАЖ"
Сафуанову Р. Р.

25.08.2023 № 192/640-2023

На № 926 от 23.08.2023г.

О характеристиках сетевых насосов

Уважаемый Руслан Рафаилович!

Подтверждаем, что напор сетевых насосов, для обеспечения необходимого давления на выводах тепловой сети по диспетчерскому графику, должен быть не менее 125 м.вод.ст.

Технический директор

А. В. Ухов

Кольтеров Алексей Васильевич
+7-(8184)-92-11-11

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	656_ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ	Лист 153

Приложение Л Таблица материальных потоков водогрейной котельной

ТАБЛИЦА МАТЕРИАЛЬНЫХ ПОТОКОВ. РАСЧЕТНЫЙ РЕЖИМ "МАКСИМАЛЬНО-ЗИМНИЙ"

Наименование потока	Трубопровод обратный сетевой воды от ТП "0"	Трубопровод обратный сетевой воды от ТП "СМП"	Трубопровод обратный сетевой воды насосов Н-6	Трубопровод обратный сетевой воды насосов Н-6 к котлам	Трубопровод обратный сетевой воды насосов	Трубопровод обратный сетевой воды насосов ИТП	Трубопровод обратный сетевой воды клапана ТCV-7	Трубопровод обратный сетевой воды клапана ТCV-6	Трубопровод обратный сетевой воды к котлу ВК	Трубопровод прямой сетевой воды от ТП "0"	Трубопровод прямой сетевой воды от ТП "СМП"	Общий коллектор прямой сетевой воды	Трубопровод прямой сетевой воды от котла ВК	Трубопровод прямой сетевой воды на прием насосов Н-7	Трубопровод прямой сетевой воды на наплевательный насосов Н-7	Трубопровод прямой сетевой воды на ИТП	Коллектор прямой сетевой воды от ВК-1, ВК-2, ВК-3, ВК-4	Пар от преобразователя котлов	Сброс пара с расширителем Е-31	Дренаж насосов Н-6.1, Н-6.2, Н-6.3, Н-6.4	Дренаж
Номер потока в схеме	Т2.1	Т2.2	Т2.3	Т2.4	Т2.5	Т2.6	Т2.7	Т2.8	Т2.9, Т2.10, Т2.11, Т2.12	Т1.1	Т1.2	Т1.3	Т1.4, Т1.5, Т1.6, Т1.7	Т1.8, Т1.9, Т1.10, Т1.11	Т1.12, Т1.13, Т1.14, Т1.15	Т1.16	Т1.17	Т7.10-Т7.13	С4-С7	Д1	Д2-Д15
Рабочая температура, °С	70	70	70	70	70	70	70	70	70	114,6	114,6	114,6-150	150	150	150	95	114,6-150	150	-45...+34	70	150
Расчетная температура, °С	110	110	110	110	110	110	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	40	110	150
Рабочее давление, МПа	0,18-0,28	0,18-0,28	0,18-0,28	1,31-1,42	1,31-1,42	0,18-0,28	0,95-1,05	0,95-1,05	1,31-1,42	0,95-1,05	0,98-1,08	0,98-1,05	1,07-1,17	1,07-1,17	1,42-1,52	0,95-1,05	1,05-1,15	атм.	атм.	атм.	атм.
Расчетное давление, МПа	1,3	1,3	1,3	1,6	1,6	1,3	1,3	1,3	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,8	1,6	1,6	0,05	0,05	0,05	0,05
Массовый расход, т/ч	1342	3130	2314	1280	2068	156	88,6	999,4	640	1342	3130	4628	640	0	0	156	1280	-	-	-	-
Диаметр трубопровода, мм	600	800	600	400, 500	150, 400, 600	200	150	600	400	600	800	500, 600, 800	400	350	300	200	600	250	200	100	80, 250

ТАБЛИЦА МАТЕРИАЛЬНЫХ ПОТОКОВ. РАСЧЕТНЫЙ РЕЖИМ "НАИБОЛЕЕ ХОЛОДНЫЙ МЕСЯЦ"

Наименование потока	Трубопровод обратный сетевой воды от ТП "0"	Трубопровод обратный сетевой воды от ТП "СМП"	Трубопровод обратный сетевой воды насосов Н-6	Трубопровод обратный сетевой воды насосов Н-6 к котлам	Трубопровод обратный сетевой воды насосов	Трубопровод обратный сетевой воды насосов ИТП	Трубопровод обратный сетевой воды клапана ТCV-7	Трубопровод обратный сетевой воды клапана ТCV-6	Трубопровод обратный сетевой воды к котлу ВК	Трубопровод прямой сетевой воды от ТП "0"	Трубопровод прямой сетевой воды от ТП "СМП"	Общий коллектор прямой сетевой воды	Трубопровод прямой сетевой воды от котла ВК	Трубопровод прямой сетевой воды на прием насосов Н-7	Трубопровод прямой сетевой воды на наплевательный насосов Н-7	Трубопровод прямой сетевой воды на ИТП	Коллектор прямой сетевой воды от ВК-1, ВК-2, ВК-3, ВК-4	Пар от преобразователя котлов	Сброс пара с расширителем Е-31	Дренаж насосов Н-6.1, Н-6.2, Н-6.3, Н-6.4	Дренаж
Номер потока в схеме	Т2.1	Т2.2	Т2.3	Т2.4	Т2.5	Т2.6	Т2.7	Т2.8	Т2.9, Т2.10, Т2.11, Т2.12	Т1.1	Т1.2	Т1.3	Т1.4, Т1.5, Т1.6, Т1.7	Т1.8, Т1.9, Т1.10, Т1.11	Т1.12, Т1.13, Т1.14, Т1.15	Т1.16	Т1.17	Т7.10-Т7.13	С4-С7	Д1	Д2-Д15
Рабочая температура, °С	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	87,9	87,9	87,9-122,6	122,6	122,6	122,6	87,9	89,7-122,6	122,6	-45...+34	58,4	122,6
Расчетная температура, °С	110	110	110	110	110	110	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	40	110	150
Рабочее давление, МПа	0,18-0,28	0,18-0,28	0,18-0,28	1,31-1,44	1,31-1,44	0,18-0,28	0,99-1,09	0,99-1,09	1,31-1,44	0,99-1,09	1,02-1,12	0,99-1,09	1,09-1,19	1,09-1,19	1,44-1,54	0,99-1,09	1,08-1,18	атм.	атм.	атм.	атм.
Расчетное давление, МПа	1,3	1,3	1,3	1,6	1,6	1,3	1,6	1,6	1,8	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,8	1,6	1,6	0,05	0,05	0,05	0,05
Массовый расход, т/ч	1362	3179	2304,75	1053,6	2502,40	68,5	0	2502,4	526,8	1362	3179	4609,5	526,8	113,2	113,2	68,5	1053,6	-	-	-	-
Диаметр трубопровода, мм	600	800	600	400, 500	150, 400, 600	200	150	600	400	600	800	500, 600, 800	400	350	300	200	600	250	200	100	80, 250

ТАБЛИЦА МАТЕРИАЛЬНЫХ ПОТОКОВ. РАСЧЕТНЫЙ РЕЖИМ "СРЕДНЕ-ЗИМНИЙ"

Наименование потока	Трубопровод обратный сетевой воды от ТП "0"	Трубопровод обратный сетевой воды от ТП "СМП"	Трубопровод обратный сетевой воды насосов Н-6	Трубопровод обратный сетевой воды насосов Н-6 к котлам	Трубопровод обратный сетевой воды насосов	Трубопровод обратный сетевой воды насосов ИТП	Трубопровод обратный сетевой воды клапана ТCV-7	Трубопровод обратный сетевой воды клапана ТCV-6	Трубопровод обратный сетевой воды к котлу ВК	Трубопровод прямой сетевой воды от ТП "0"	Трубопровод прямой сетевой воды от ТП "СМП"	Общий коллектор прямой сетевой воды	Трубопровод прямой сетевой воды от котла ВК	Трубопровод прямой сетевой воды на прием насосов Н-7	Трубопровод прямой сетевой воды на наплевательный насосов Н-7	Трубопровод прямой сетевой воды на ИТП	Коллектор прямой сетевой воды от ВК-1, ВК-2, ВК-3, ВК-4	Пар от преобразователя котлов	Сброс пара с расширителем Е-31	Дренаж насосов Н-6.1, Н-6.2, Н-6.3, Н-6.4	Дренаж
Номер потока в схеме	Т2.1	Т2.2	Т2.3	Т2.4	Т2.5	Т2.6	Т2.7	Т2.8	Т2.9, Т2.10, Т2.11, Т2.12	Т1.1	Т1.2	Т1.3	Т1.4, Т1.5, Т1.6, Т1.7	Т1.8, Т1.9, Т1.10, Т1.11	Т1.12, Т1.13, Т1.14, Т1.15	Т1.16	Т1.17	Т7.10-Т7.13	С4-С7	Д1	Д2-Д15
Рабочая температура, °С	48,9	48,9	48,9	48,9	48,9	48,9	48,9	48,9	48,9	71,2	71,2	71,2-105,9	105,9	105,9	105,9	71,2	71,2-105,9	105,9	-45...+34	48,9	105,9
Расчетная температура, °С	110	110	110	110	110	110	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	40	110	150
Рабочее давление, МПа	0,18-0,28	0,18-0,28	0,18-0,28	1,41-1,51	1,41-1,51	0,18-0,28	1,1-1,2	1,1-1,2	1,41-1,51	1,1-1,2	1,12-1,22	1,1-1,2	1,19-1,29	1,19-1,29	1,54-1,64	1,1-1,2	1,17-1,27	атм.	атм.	атм.	атм.
Расчетное давление, МПа	1,3	1,3	1,3	1,6	1,6	1,3	1,6	1,6	1,8	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,8	1,6	1,6	0,05	0,05	0,05	0,05
Массовый расход, т/ч	1223	2853	2062,65	806,2	2513,2	49,3	0	2513,2	403,1	1223	2853	4125,3	403,1	236,9	236,9	49,3	806,2	-	-	-	-
Диаметр трубопровода, мм	600	800	600	400, 500	150, 400, 600	200	150	600	400	600	800	500, 600, 800	400	350	300	200	600	250	200	100	80, 250

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

656 ДОГ23/ВК-ТР1-ТЧ

Лист

154

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица регистраций и изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Но-мер док.	Подп.	Да-та
	измененных	замененных	но-вых	аннулированных				

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.
--------------	--------------	--------------