

**Свидетельство № СРО- П-021-28082009**

**ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВт  
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений**

**Подраздел 7. Технологические решения**

**Часть 1. Тепломеханические решения. Организация и механизация ремонтных работ**

**Книга 1. Текстовая часть**

**D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1**

**D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1-PD**

**Редакция С01**

**Свидетельство № СРО- П-021-28082009**

**Заказчик: ООО «НГХ-Недра»**

**ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВт**  
**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений**

**Подраздел 7. Технологические решения**

**Часть 1. Тепломеханические решения. Организация и механизация ремонтных работ**

**Книга 1. Текстовая часть**

**D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1**

**D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1-ПД**

**Редакция С01**

Руководитель проекта

Главный инженер проекта

Инов. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. Инов. №	

**Свидетельство № П-8-16-0285**

**ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВт  
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений**

**Подраздел 7. Технологические решения**

**Часть 1. Тепломеханические решения. Организация и механизация ремонтных работ**

**Книга 1. Текстовая часть**

**D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1**

**D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1-ПД**

**Том 5.7.1.1**

**Редакция С01**

Представитель Управляющего  
ООО «ИТЭ-Проект»



Е. Ю. Шныров

Главный инженер проекта



Д.С. Филатов

**Свидетельство № П-8-16-0285**

**ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВТ**  
**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений**

**Подраздел 7. Технологические решения**

**Часть 1. Тепломеханические решения. Организация и механизация ремонтных работ**

**Книга 1. Текстовая часть**

**D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1**

**D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1-PD**

**Том 5.7.1.1**

**Редакция С01**

Директор филиала ООО «ИТЭ-Проект»  
в г. Екатеринбурге

Главный инженер проекта



И.М. Лавецкий

М.О. Курис

Изн. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. Изн. №	

Обозначение	Наименование	Примечание
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1-С D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.С-PD	Содержание тома 5.7.1.1	л. 1
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТЧ-PD	Текстовая часть	лл. 101
	Всего листов в томе:	102

Согласовано		

Взам. Инв. №	
--------------	--

Подпись и дата	
----------------	--

Инв. № подл.	
--------------	--



Данный материал не подлежит  
размножению или передаче другим  
организациям и лицам без согласия  
Общества с ограниченной ответственностью  
"Интертехэлектро - Проект" г. Москва



D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1-С  
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.С-PD

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Зеленцов		<i>Зеленцов</i>	11.07.22
Проверил		Зианнурова		<i>Зианнурова</i>	11.07.22
Н. контр.		Кадникова		<i>Кадникова</i>	11.07.22

Содержание тома 5.7.1.1

Стадия	Лист	Листов
П		1

Филиал  
ООО «ИТЭ-Проект»  
в г. Екатеринбурге

Формат А4

## СОДЕРЖАНИЕ

	1 СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРОГРАММЕ И НОМЕНКЛАТУРЕ ПРОДУКЦИИ, ХАРАКТЕРИСТИКУ ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКУ ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА, ДАННЫЕ О ТРУДОЕМКОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ - ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ .....	4
	1.1 Общие сведения об объекте проектирования .....	4
	1.2 Описание существующего положения .....	4
	1.3 Сведения о метеорологических и климатических условиях в районе строительства .....	5
	1.4 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса .....	6
	1.5 Основные технико-экономические показатели ГТЭС Иркинская .....	7
	1.6 Описание схемных решений .....	8
	2 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД .....	18
	2.1 Топливный (природный) газ .....	19
	2.2 Дизельное топливо .....	20
	3 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ТАКИХ ПРИБОРОВ (ОАСУ) .....	25
	3.1 Узел коммерческого учета дизельного топлива (УКУТ) .....	25
	3.2 Узлы учета дизельного топлива, потребляемого станцией по топливопотребляющим объектам .....	26
	3.3 Узел учета технической воды на ГТЭС. ....	26
	3.4 Узел учета сбросных вод. ....	26
	4 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ .....	27
	5 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ .....	28
	6 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК (НА ОСНОВЕ СРАВНИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА) ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ .....	29
	6.1 Обоснование выбора основного оборудования .....	29

Согласовано

Взам. Инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Данный материал не подлежит размножению или передаче другим организациям и лицам без согласия Общества с ограниченной ответственностью "Интертехэлектро - Проект" г. Москва



D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТЧН-ПД

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Зеленцов		<i>Зеленцов</i>	11.07.22
Проверил		Зианнурова		<i>Зианнурова</i>	11.07.22
Н. контр.		Кадникова		<i>Кадникова</i>	11.07.22

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	101

Филиал  
ООО «ИТЭ-Проект»  
в г. Екатеринбурге

6.2 Основные характеристики ГТУ .....	29
6.3 Обоснование выбора основного теплогенерирующего оборудования .....	40
6.4 Результаты расчетов режимов работы .....	43
<b>6.5 Компонувочные решения главного корпуса .....</b>	<b>45</b>
<b>6.6 Компонувочные решения вспомогательных сооружений .....</b>	<b>47</b>
<b>6.7 Организация и механизация ремонтных работ .....</b>	<b>55</b>
<b>6.8 Трубопроводы и арматура .....</b>	<b>63</b>
6.9 Тепловая изоляция трубопроводов и оборудования.....	71
6.10 Антнкоррознкционная защита .....	72
<b>7 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ .....</b>	<b>74</b>
7.1 Общие сведения об опасном производственном объекте .....	74
7.1.1 Здание главного корпуса .....	74
7.1.2 Склад жидкого топлива .....	74
7.1.3 Здания ППГ-1,2.....	75
7.1.4 Азотогенераторая .....	75
<b>8 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО- КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ.</b>	<b>77</b>
<b>9 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА .....</b>	<b>78</b>
Оценка факторов труда на рабочих местах. ....	79
Химический фактор .....	80
Биологический фактор.....	80
Виброакустические факторы.....	80
Микроклимат .....	81
Световая среда .....	82
Неионизирующие электромагнитные поля и излучения.....	82
Работа с источниками ионизирующих излучений .....	82
Общая оценка условий труда .....	82
<b>10 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ (ПО ОТДЕЛЬНЫМ ЦЕХАМ, ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ СООРУЖЕНИЯМ).....</b>	<b>83</b>
<b>11 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ .....</b>	<b>84</b>

Изнв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изнв. №
Изм.	Кол.уч	Лист
№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD

Лист

2

12 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ .....	85
13 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СОБЛЮДЕНИЯ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ К УСТРОЙСТВАМ, ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ИСКЛЮЧИТЬ НЕРАЦИОНАЛЬНЫЙ РАСХОД ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ .....	86
14 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ФУНКЦИОНАЛЬНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ, КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОБЪЕКТАХ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ, В ЧАСТИ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ.....	87
15 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ .....	88
16 РЕШЕНИЯ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ.....	92
16.1 Основные решения по автоматизации объекта управления с применением АСУ ТП .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Перечень нормативных документов, используемых при разработке проектной документации .....	95
Приложение А Профессионально-квалификационный состав и численность работников на полное развитие ГТЭС.....	97
Приложение Б Сертификат соответствия горелок.....	99

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	3



# 1 СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРОГРАММЕ И НОМЕНКЛАТУРЕ ПРОДУКЦИИ, ХАРАКТЕРИСТИКУ ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКУ ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА, ДАННЫЕ О ТРУДОЕМКОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ - ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

## 1.1 Общие сведения об объекте проектирования

ГТЭС Иркинская 867 МВт предназначена для производства и снабжения электрической энергией объектов Паяхского кластера.

Проектная документация выполнена на основании:

- Договора подряда № №D822921/0052Д / Д/ИНЖ/ЮШ/11961 от 03 июня 2021 г. на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту «ГТЭС Иркинская 867 МВт» между ООО «НГХ-Недра» и ООО «Интер РАО - Инжиниринг»;

- Договора подряда № Д/ИНЖ/ЮШ/14716 от 16 июня 2021 г. на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту «ГТЭС Иркинская 867 МВт» между ООО «Интер РАО-Инжиниринг» и АО «Интертехэлектро».

В качестве основного оборудования приняты 11 газотурбинных установок двух типов:

- ГТУ типа 6FA мощностью 75 МВт – 5 шт.;
- ГТУ типа 6Ф.03 мощностью 82 МВт – 6 шт.

## 1.2 Описание существующего положения

ЦПС «Пайяха» Пайяхского кластера располагается в 43 км юго-восточнее от причала Таналау; в более чем 135 км северо-западнее г. Дудинка; 200 км южнее НПС-1 нефтепровода «Пайяха-Бухта Север»; 57 км северо-восточнее Караула. Расстояние от ЦПС «Пайяха» до ПСП «Бухта Север» составляет 412 км. Кластер расположен на правом берегу р. Енисей, вытянут с севера на юг примерно на 55 км.

Пайяхский кластер включает в себя:

- Пайяхский ЛУ;
- Северо-Пайяхский ЛУ;
- Иркинский ЛУ;
- Песчаный ЛУ;
- Правобережный Западно-Иркинский ЛУ;
- Правобережный Западно-Иркинский ЛУ (Роснефть);
- Объекты транспорта нефти (НПС-2 «Сузун-Пайяха», ГНПС "Пайяха" (РН), потребители нефтепровода "Пайяха-Бухта Север", участок ЦПС, потребители участка нефтепровода "р. Енисей-Пайяха" (РН)).

Для энергоснабжения Паяхского кластера предусматривается строительство двух энергоцентров на Иркинском ЛУ и Пайяхском ЛУ.

К ГТЭС Иркинская относятся следующие объекты и ЛУ:

- Иркинский ЛУ;
- Западно-Иркинский ЛУ (п.б.);

Изнв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изнв. №
---------------	----------------	---------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 4
------	--------	------	--------	---------	------	---	-----------

- Песчаный ЛУ;
- НПС-2 «Енисей-Пайяха»;
- Потребители участка нефтепровода "р. Енисей-Пайяха".

С 2024 по 2029 годы на объектах, относящихся к ГТЭС Пайяхская, отсутствует топливное обеспечение за счёт добычи собственного ПНГ. Непокрытые нагрузки предполагается покрыть за счет ГТЭС Иркинская (на период 2024-2029 гг.)

На рассматриваемой территории в связи с сильной заболоченностью местности и удалении от районных центров, плохо развита транспортная инфраструктура.

Основными видами транспорта в теплый период года являются водный и воздушный. Ближайшие аэропорты расположены в г. Дудинка, г. Норильск и г. Игарка. На заданных участках протекает р. Енисей которая связывает объекты проекта «Восток Ойл» со столицей Красноярского края, городом Красноярск на юге, а также обеспечивает выход в Карское море на севере через Енисейский залив.

### 1.3 Сведения о метеорологических и климатических условиях в районе строительства

Площадка строительства расположена в Красноярской крае, Таймырского Долгано-Ненецкого автономного округа, Усть-Енисейского района, сельского поселения Караул.

Территория расположена за Полярным кругом, в зоне атлантической области арктического климатического пояса. По данным СП 131.13330.2020 район работ относится к климатическому подрайону ИБ и расположен в полярных широтах Восточной Сибири.

Согласно схематическим картам (приложение Е СП 20.13330.2016) участок работ относится:

- по весу снегового покрова к районам V (карта 1);
- по давлению ветра к IV району (карта 2);
- по толщине стенки гололеда к II району (карта 3).

Климатическая характеристика приведена согласно данным справки ФГБУ «Среднесибирское УГМС» по МС Караул за период наблюдений 1946 по 2021гг и указана в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Климатическая характеристика

Наименование параметра	Значение
Барометрическое давление, гПа	1010,6
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92, °С	-44,4
Средняя минимальная температура наиболее холодного месяца, °С	-31,5
Средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 °С	-14,5
Продолжительность, сут, периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 °С	301
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95 в теплый период	+16,8
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98 в теплый период	+21,0
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	+17,6

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.						Кол.уч						Лист						№ док.						Подпись						Дата						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ						D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD						Лист						5					
------	--	--	--	--	--	--------	--	--	--	--	--	------	--	--	--	--	--	--------	--	--	--	--	--	---------	--	--	--	--	--	------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-------------------------------------	--	--	--	--	--	------	--	--	--	--	--	---	--	--	--	--	--

#### 1.4 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса

ГТЭС Иркинская 867 МВт предназначена для производства и бесперебойного снабжения электрической энергией объектов Паяхского кластера.

Определение установленной мощности ГТЭС выполнено с учетом электрических нагрузок потребителей по этапам и годам строительства. Установленная электрическая мощность ГТЭС принята 867 МВт с учетом резерва.

В качестве основного оборудования приняты 11 газотурбинных установок двух типов:

- ГТУ типа 6FA мощностью 75 МВт – 5 шт.;
- ГТУ типа 6Ф.03 мощностью 82 МВт – 6 шт.

Показатели установленной мощности ГТЭС по этапам и годам строительства представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Установленная электрическая мощность ГТЭС по этапам и годам строительства

Этап	Год	Количество ГТУ		Мощность установленная, МВт (при ISO +15°C)	
		Установленные на этапе	Общее количество	На этапе	Всего
1 этап	2026	3×6FA	3×6FA	225	225
2 этап	2026	1×6FA	4×6FA	75	300
3 этап	2026	1×6FA	5×6FA	75	375
4 этап	2026	1×6Ф.03	5×6FA 1×6Ф.03	82	457
5 этап	2027	1×6Ф.03	5×6FA 2×6Ф.03	82	539
6 этап	2028	1×6Ф.03	5×6FA 3×6Ф.03	82	621
7 этап	2029	1×6Ф.03	5×6FA 4×6Ф.03	82	703
8 этап	2029	1×6Ф.03	5×6FA 5×6Ф.03	82	785
9 этап	2030	1×6Ф.03	5×6FA 6×6Ф.03	82	867

Для покрытия мощности потребителей собственных нужд ГТЭС Иркинская 867 МВт в тепловой энергии предусматривается установка шести водогрейных жаротрубных котлов тепловой мощностью 20,0 МВт каждый с комбинированными горелками (газ/дизтопливо) и один водогрейный жаротрубный котел тепловой мощностью 8,0 МВт для работы в межотопительный период.

Характеристики группы водогрейных котлов представлены в таблице 1.3.

Взам. Инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD

Лист  
6

Таблица 1.3 - Характеристики группы водогрейных котлов

Этап	Год	Количество×мощность, шт.×МВт		Мощность котлов установленная, МВт (Гкал/ч)	
		Установленные на этапе		В этапе	Всего
		Котлы 20 МВт	Котлы 8 МВт		
1	2026	2×20	1×8	48,0	48 (41,379)
2	2026	1×20	-	20,0	68 (58,621)
4	2026	1×20	-	20,0	88 (75,862)
6	2028	1×20	-	20,0	108 (93,103)
8	2029	1×20	-	20,0	128 (110,345)

Основным и резервным топливом для ГТЭС Иркинская 867 МВт принят подготовленный попутный нефтяной газ (подготовленный до качества СОГ попутный нефтяной газ, ПНГ).

Дизельное топливо принято в качестве дополнительного топлива ГТЭС для ГТУ и водогрейных котлов.

### 1.5 Основные технико-экономические показатели ГТЭС Иркинская

Работа ГТУ ГТЭС Иркинская 867 МВт предусматривается по электрическому графику, работа водогрейных котлов по тепловому графику.

Выдача тепловой мощности на собственные нужды ГТЭС Иркинская 867 МВт предусматривается по сетям теплоснабжения хладостойким теплоносителем (Экосол-65). Температурный график сетей теплоснабжения 110/70 °С. Тепловые сети двухтрубные.

Потребителями сетей теплоснабжения являются системы отопления и вентиляции зданий и сооружений ГТЭС, антиобледенительные системы КВОУ ГТУ.

Внешние потребители тепловой мощности от ГТЭС Иркинская 867 МВт отсутствуют.

Основные технико-экономические показатели ГТЭС Иркинская по этапам и годам строительства представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Основные технико-экономические показатели ГТЭС Иркинская

Наименование	Размерность	Этапы и годы строительства									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		2026	2026	2026	2026	2027	2028	2029	2029	2030	
Установленная электрическая мощность (при станционных условиях)	МВт	228,6	304,8	381,0	461,2	541,4	621,6	701,8	782,0	862,2	
Установленная тепловая мощность водогрейных котлов	МВт	68	68	68	128	128	128	128	128	128	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD					Лист 7

Наименование	Размер	Этапы и годы строительства								
Годовая выработка электроэнергии	тыс. МВт×ч	780,2	1536,4	2304,6	31210,0	3903,0	4680,1	5469,3	6247,3	7013,2
Собственные нужды электроэнергии ГТЭС	тыс. МВт×ч	36,1	48,2	72,2	144,5	182,3	193,5	216,7	228,8	228,8
Годовой отпуск электроэнергии	тыс. МВт×ч	744	1488	2232	2977	3721	4487	5253	6019	6784
Годовая выработка тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	29,7	55,4	79,9	108,4	132,9	157,3	183,1	206,7	231,7
Максимальное потребление газа ГТЭС	н.м <sup>3</sup> /ч	23084	46004	68875	91902	114773	138448	162173	185812	209502
Годовой расход газа на ГТЭС	млн.н. м <sup>3</sup> /год	191,4	382,4	573,3	764,6	955,4	1149,6	1344,0	1538,1	1732,4
Годовой расход условного топлива на ГТЭС	тыс. т.у.т./год	259,8	519,1	778,1	1037,8	1296,8	1560,5	1824,3	2087,8	2351,5
Среднегодовой УРУТ на отпуск электроэнергии	г.у.т./ (кВт×ч)	343,1	343,1	343,1	343,1	343,1	342,4	342,0	341,6	341,4

## 1.6 Описание схемных решений

### Система газоснабжения

В качестве основного и резервного топлива ГТЭС Ирkinская 867 МВт предусматривается очищенный ПНГ с низшей теплотой сгорания 9502 ккал/н.м<sup>3</sup>.

Расход ПНГ на ГТЭС Ирkinская 867 МВт зависит от электрической и тепловой нагрузки в горячей воде в конкретный период времени.

Максимальный часовой расход ПНГ после всех этапов строительства предусматривается 209502 н.м<sup>3</sup>/ч.

Максимально-часовой расход ПНГ прогнозируется для режима работы ТЭЦ для следующих условий:

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №							D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист
									D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТСН-ПД		8
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						

- температура окружающего воздуха менее минус 50 °С, при расчете учитывается расход тепла на комплексное воздухоочистительное устройство (КВОУ) ГТУ (для подогрева воздуха на входе в ГТУ до температуры не менее минус 32 °С согласно требованиям изготовителя ГТУ);
- в работе 9 из 11 ГТУ на 100 % нагрузки, расход газа на ГТУ определяется по техническим характеристикам.

Расчетный годовой расход ПНГ, определенный на основании балансовых расчетов ГТЭС Иркинская 867 МВт, после завершения 9 этапа строительства предусматривается 1732,4 млн.н.м<sup>3</sup>/год или 2351,5 тыс. т.у.т./год.

### Система теплоснабжения

Схема системы теплоснабжения ГТЭС приведена на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.2-Ч-01.

Система теплоснабжения предусматривается для покрытия собственных нужд ГТЭС Иркинская 867 МВт и подачи тепла в виде нагретого хладостойкого теплоносителя (Экосол-65) на системы теплоснабжения зданий и сооружений, технологические нагрузки ГТУ и их вспомогательного оборудования.

Перечень потребителей отопления и вентиляции, технологические нагрузки ГТУ их вспомогательного оборудования по этапам представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – перечень потребителей отопления и вентиляции, технологические нагрузки ГТУ их вспомогательного оборудования по этапам

Наименование	Размерность	Этап 1	Этап 2	Этап 3	Этап 4	Этап 5	Этап 6	Этап 7	Этап 8	Этап 9
		2026	2026	2026	2026	2027	2028	2029	2029	2030
<b>Технологические:</b>										
Общее число установленных ГТУ в этапе	шт.	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Число рабочих ГТУ в этапе	шт.	1	2	3	4	5	6	7	8	9
АОС ГТУ	кВт	6810	13620	20430	27240	34050	40860	47670	54480	61290
подогрев дизтоплива ГТУ	кВт	1091	1454	1818	2181	2544,5	2908	3272	3272	3272
подогрев дизтоплива для котлов (минус 20...+10 °С)	кВт	28	55	55	83	83	83	110	110	138
ВПУ группы котлов 1 этапа	кВт	20	20	20	20	20	20	20	20	20
ВПУ группы котлов 2 этапа	кВт	0	0	0	20	20	20	20	20	20
<b>ИТОГО на технологию:</b>	<b>кВт</b>	<b>7948</b>	<b>15149</b>	<b>22323</b>	<b>29544</b>	<b>36717</b>	<b>43891</b>	<b>51092</b>	<b>57902</b>	<b>64739</b>
<b>ОиВ:</b>										
для работающих ГТУ	кВт	2000	4000	6000	8000	10000	12000	14000	16000	18000
подогрев воздуха для группы котлов 1 этапа	кВт	480	960	960	1440	1440	1440	1440	1440	1440
подогрев воздуха для группы котлов 4 этапа	кВт	0	0	0	480	480	480	960	960	1440

Взам. Инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТСН-ПД

Лист  
9

Наименование	Размер-кВт	Этап 1	Этап 2	Этап 3	Этап 4	Этап 5	Этап 6	Этап 7	Этап 8	Этап 9
ОиВ ИБК №1 и галереи	кВт	940	940	940	940	940	940	940	940	940
ОиВ ИБК №2	кВт	0	0	0	600	600	600	600	600	600
<b>ИТОГО на ОиВ:</b>	<b>кВт</b>	<b>3420</b>	<b>5900</b>	<b>7900</b>	<b>11460</b>	<b>13460</b>	<b>15460</b>	<b>17940</b>	<b>19940</b>	<b>22420</b>
<b>ИТОГО ГТЭС максимальные:</b>	<b>кВт</b>	<b>11368</b>	<b>21049</b>	<b>30223</b>	<b>41004</b>	<b>50177</b>	<b>59351</b>	<b>69032</b>	<b>77842</b>	<b>87159</b>

Схема теплоснабжения предусматривает в качестве источника водогрейные котлы, устанавливаемые по этапам в соответствии с таблицей 1.3.

Водогрейные котлы объединяются по группам: ВК №1...4, №5...7. В каждой группе котлы объединены во внутренний водяной контур, включающий в себя насосы и котлы, расширительный мембранный бак, обвязку трубопроводами и арматурой. На первом этапе строительства устанавливаются водогрейные жаротрубные котлы единичной мощностью 20,0 МВт, а также водогрейный жаротрубный котел единичной мощностью 8,0 МВт для обеспечения нужд потребителей тепла при минимальных нагрузках.

Циркуляция воды в контуре обеспечивается насосами котлового контура по замкнутой схеме: коллектор обратной воды-насос-котёл-коллектор прямой воды-теплообменники систем теплоснабжения-коллектор обратной воды.

Контур каждого котла оснащен трёхходовым клапаном и линией рециркуляции для поддержания температуры воды перед котлом не ниже 62...65°C во избежание низкотемпературной коррозии поверхностей.

Для регулирования отпуска тепла потребителям отопления и вентиляции в каждом котловом контуре устанавливается регулирующий узел с байпасом для поддержания температуры, согласно принятому температурному графику. Узел поддерживает погодозависимое регулирование нагрузки отопления и вентиляции в автоматическом режиме.

Для заполнения котлового контура и восполнения потерь для каждой группы котлов предусматривается насосная установка подпитки подготовленной водой от ВПУ.

При падении давления в котловом контуре по сигналу от датчика давления на линии подпитки открывается электромагнитный клапан, и включается установка подпитки контура.

Насосная установка подпитки подготовленной водой включает в себя:

- насосы подпитки (рабочий и резервный) котлового контура от баков ВПУ;
- трубопроводы и арматура обвязки насосов.

Для осуществления ремонтных работ или необходимости остановки и опорожнения оборудования и трубопроводов котловых контуров предусматривается две установки дренажей котлового контура, по одной в 1 и 4 этапах.

Каждая установка дренажей котлового контура включает в себя:

- дренажный бак  $V=25 \text{ м}^3$ ;
- дренажный насос для откачки из бака;
- трубопроводы и арматура обвязки бака и насоса.

После снижения температуры дренажей котловой воды до +40 °С бак опорожняется насосом в систему производственной канализации.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изн.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТСН-ПД	Лист 10
------	---------	------	--------	---------	------	---	------------

Тепловая мощность от контура водогрейных котлов передаётся в системы теплоснабжения через теплообменники систем теплоснабжения.

Системы теплоснабжения каждой группы котлов разделены на два независимых контура:

- контура отопления и вентиляции зданий и сооружений, состоящего из насосного и теплообменного оборудования, входящих в установку контура отопления и вентиляции, сетчатых фильтров, арматуры и трубопроводов;
- контура теплоснабжения систем ГТУ, состоящего из насосного и теплообменного оборудования входящих в установку контура теплоснабжения потребителей ГТУ, сетчатых фильтров, арматуры и трубопроводов.

В качестве рабочей среды в системах теплоснабжения используется хладостойкий теплоноситель (Экосол-65) с температурой начала кристаллизации минус 65°C в соответствии с ТЗ на проектирование ГТЭС (ТПП).

Циркуляция в контуре отопления и вентиляции зданий и сооружений обеспечивается насосами установки контура отопления и вентиляции, нагрев теплоносителя производится в теплообменниках установки.

Схемой предусмотрено установка группы из трех насосов: два рабочих насоса, один – резервный для каждой группы водогрейных котлов (ВК№1...4, ВК №5...7).

Перед насосами контуров теплоснабжения потребителей отопления и вентиляции устанавливаются сетчатые фильтры для защиты оборудования от механических примесей. Контур теплоснабжения оснащается узлами учета тепловой энергии.

Подача тепловой энергии на отопление и вентиляцию осуществляется по трубопроводам теплоснабжения.

Давление в прямых трубопроводах контура отопления и вентиляции – 0,6 МПа; в обратных трубопроводах – 0,2 МПа.

Отпуск тепла потребителям – качественный по температурному графику 110/70 °С.

Подключение потребителей зданий вне главного корпуса ГТЭС подробно описано в томе D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС5.4.

Циркуляция в контуре теплоснабжения систем ГТУ обеспечивается насосами установки контура, нагрев теплоносителя для нужд систем ГТУ производится в теплообменниках установки.

Схемой предусмотрено установка группы из четырёх насосов: три рабочих насоса, один – резервный для каждой группы водогрейных котлов (ВК№1...4, ВК №5...7).

Перед насосами контуров теплоснабжения потребителей ГТУ устанавливаются сетчатые фильтры для защиты оборудования от механических примесей. Контур теплоснабжения оснащается узлами учета тепловой энергии.

Подача тепловой энергии в контуре теплоснабжения потребителей ГТУ осуществляется по трубопроводам теплоснабжения.

Давление в прямых трубопроводах контура – 0,4 МПа; в обратных трубопроводах – 0,2 МПа.

Отпуск тепла потребителям – количественный с постоянным температурным графиком 110/70 °С.

В зависимости от числа ГТУ в работе и периода времени в году, расход теплоносителя и число насосов установки контура теплоснабжения потребителей ГТУ в работе будут меняться. Для этого насосы установки теплоснабжения ГТУ предусматриваются с ЧРП.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	11
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		



При этом достигается экономия электроэнергии на собственные нужды ГТЭС.

Заполнение и восполнение потерь контуров систем теплоснабжения, а также замкнутых систем охлаждения ГТУ хладостойким теплоносителем (Экосол-65) осуществляется от установки заполнения и подпитки систем теплоснабжения.

Предусматривается 2 установки: на 1 этапе и на 4 этапе.

Каждая установка заполнения и подпитки систем теплоснабжения включает в себя:

- бак хранения теплоносителя  $V=25 \text{ м}^3$ ;
- насосы заполнения и подпитки хладостойкого теплоносителя контуров (рабочий и резервный);
- насос заполнения бака хранения теплоносителя;
- сетчатые фильтры, трубопроводы и арматура обвязки баков, насосов, включая линию закачки из бочек теплоносителя.

Для осуществления ремонтных работ или необходимости остановки и опорожнении оборудования и систем, заполненных хладостойким теплоносителем, предусматриваются дренажные баки, устанавливаемые по одному в 1 и 4 этапах.

Объем каждого бака  $25 \text{ м}^3$  позволяет принять при опорожнении объем отключаемой системы ГТУ или её части.

Далее, слитый хладостойкий теплоноситель может быть направлен на всас установки для обратного заполнения систем. При окончании срока эксплуатации хладостойкий теплоноситель из дренажного бака сливается в наружные резервуары объёмом  $75 \text{ м}^3$  для дальнейшей отправки на утилизацию спецавтотранспортом.

В схеме предусмотрена установка по два наружных резервуара в 1 и 4 этапах.

#### **Антиобледенительная система (АОС) ГТУ**

Схема антиобледенительной системы ГТУ представлена на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.2-Ч-02.

Антиобледенительная система (АОС) ГТУ предназначена для предотвращения обледенения комплексного воздухоочистительного устройства (КВОУ) и подогрева воздуха, подаваемого в компрессор ГТУ при температурах ниже минус  $32^\circ\text{C}$ .

Схемой АОС предусмотрено теплоснабжение основных потребителей всех ГТУ – антиобледенительных систем.

Система АОС подключена к системе теплоснабжения ГТЭС, контур которого заполнен хладостойким теплоносителем с постоянным температурным графиком  $110/70^\circ\text{C}$ .

Для антиобледенительных систем поставщиком оборудования указано ограничения по температуре подаваемого теплоносителя не более  $+90^\circ\text{C}$ , а также постоянного расхода на теплообменник КВОУ. Решение по обеспечению данных ограничений предполагает установку подачи теплоносителя на КВОУ каждой ГТУ в следующем составе:

- насосы подачи на теплообменник КВОУ с ЧРП (1 рабочий и 1 резервный);
- трубопроводы и арматура обвязки насосов;
- трёхходовой регулирующий клапан на обратном трубопроводе теплоносителя.

Работа клапана предполагает поддержание температуры перед КВОУ ГТУ не более  $+90^\circ\text{C}$ , а также по программе PID-регулирования с нагревом до необходимой температуры воздуха перед компрессором ГТУ.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТСН-ПД	Лист 12
------	---------	------	--------	---------	------	---	------------

Данное решение позволяет осуществить подключение антиобледенительной системы ГТУ к контуру теплоснабжения без организации отдельного внутреннего контура антиобледенительной системы.

### **Система трубопроводов дизельного топлива**

Принципиальная схема трубопроводов дизельного топлива представлена в томе D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.2 на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.2.1-Ч-01.

На ГТЭС Иркинская 867 МВт дополнительно предусматривается система дизельного топлива для ГТУ и водогрейных котлов.

Система трубопроводов дизельного топлива объединяет следующие системы:

- систему заполнения резервуаров склада жидкого топлива;
- систему циркуляции с системой подогрева жидкого топлива;
- систему жидкого топлива ГТУ;
- систему подачи жидкого топлива на водогрейные котлы;
- систему опорожнения придонного слоя резервуаров склада жидкого топлива.

Топливоснабжение потребителей предусмотрено от резервуаров склада жидкого топлива.

Склад жидкого топлива состоит из трех резервуаров топлива номинальным объемом по 10000 м<sup>3</sup>, из них два рабочих резервуара, один – аварийный.

Для защиты окружающей среды от разлива жидкого топлива при разгерметизации резервуара, проектными решениями предусматривается обвалование резервуаров.

В резервуарах предусматриваются сигнализаторы максимального уровня подтоварной воды.

На трубопроводах вне обвалования предусматривается установка запорной арматуры с электроприводами во взрывозащищенном исполнении, закрытие которой предусматривается при авариях.

Трубопроводная обвязка резервуаров и насосной дизельного топлива со складом масла в таре предусматривает возможность перекачки дизельного топлива из одного резервуара в другой в случае аварийной ситуации.

Средства контроля и автоматизации предусматриваются во взрывозащищенном исполнении.

### **Система заполнения резервуаров жидкого топлива**

Принципиальная схема трубопроводов дизельного топлива представлена в томе D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.2 на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.2.1-Ч-01.

Доставка жидкого топлива на склад дизельного топлива предусматривается автомобильным транспортом.

Для разгрузки жидкого топлива из автобойлера предусматривается строительство автомобильной сливо-наливной эстакады жидкого топлива, оборудованной двумя наливными и двумя сливными постами с обеспечением возможности одновременного слива или налива двух автобойлеров.

От приемно-сливных устройств топливо насосами перекачивается в резервуары жидкого топлива.

Проектными решениями предусматривается два насоса заполнения резервуаров жидкого топлива от автобойлера (один рабочий, один резервный), которые размещаются в насосной станции жидкого топлива.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 13
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

Наливные устройства жидкого топлива в автобойлеры предназначены для замены жидкого топлива по истечении времени. Для подачи топлива из резервуаров к наливным устройствам и далее в автобойлеры предусматриваются насосы опорожнения придонного слоя резервуаров.

Также предусмотрена заправка и пополнение резервуаров жидкого топлива от продуктопровода круглогодичного действия от внешней базы ГСМ. Для замены дизельного топлива с истекшим сроком годности предусмотрена возможность обратной перекачки топлива на базу ГСМ и в автоцистерны.

### Система циркуляции жидкого топлива

Принципиальная схема трубопроводов дизельного топлива представлена в томе D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.2 на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.2.1-Ч-01.

Циркуляция жидкого топлива предусматривается насосами, устанавливаемыми в насосной станции жидкого топлива.

Насосная станция включает в себя также систему опорожнения придонного слоя резервуаров, систему заполнения резервуаров жидкого топлива от автобойлеров. Насосная жидкого топлива поставляется комплектно на основании разработанных технических требований.

Система циркуляции жидкого топлива предназначена:

- для первоначального заполнения системы;
- при работе ГТЭС на газе: для циркуляции жидкого топлива из резервуаров и обратно через фильтры и подогреватели к резервуарам (20 % от общего расхода жидкого топлива);
- при работе ГТЭС на жидком топливе: для подачи жидкого топлива через подогреватели на всас насосов водогрейных котлов и модулей перекачки ГТУ.

В составе системы циркуляции жидкого топлива предусматриваются:

- три насоса циркуляции жидкого топлива, один из которых резервный, производительностью 50 % от общего расхода через насосы;
- два механических фильтра после насосной группы (один рабочий, один резервный) со степенью фильтрации 1,6 мм.

Трубопроводная обвязка насосов циркуляции предусматривается с учетом возможности использования одного из насосов для перекачки топлива из одного резервуара в другой при разгерметизации.

На ГТЭС предусмотрено две установки подогрева жидкого топлива:

- установка подогрева жидкого топлива для ГТУ №№1-5 расположена в главном корпусе в осях 4-7;
- установка подогрева жидкого топлива для ГТУ №№6-11 расположена в главном корпусе в осях 42-45.

Для исключения возможности перегрева жидкого топлива выше температуры вспышки, подогрев топлива осуществляется от обратной тепловой сети с установкой повышающих насосов и узлом регулирования температуры в пределах 40°С.

### Система жидкого топлива ГТУ

Принципиальная схема трубопроводов дизельного топлива представлена в томе D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.2 на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.2.1-Ч-01.

ГТУ ГТЭС оборудуются двухрежимными топливными системами, рассчитанными на сжигание топливного газа или жидкого топлива.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOС7.1.1.TCH-PD	Лист 14
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

Система жидкого топлива ГТУ предназначена для фильтрации и подачи дизельного топлива в камеры сгорания ГТУ и поставляется комплектно с ГТУ.

Система состоит из следующих модулей:

- модуля/насосов перекачки жидкого топлива;
- модуля фильтрации жидкого топлива;
- топливного модуля.

Модуль перекачки жидкого топлива предназначен для подачи жидкого топлива на ГТУ 6FA с требуемым давлением и расходом. Модули поставляются комплектно с ГТУ и устанавливаются в главном корпусе в осях 4-7. В зависимости от количества работающих ГТУ в работе могут находиться от одного до пяти модулей.

Модуль перекачки состоит из двух насосов (один рабочий, один резервный). На всасывающем трубопроводе насосов установлены фильтры. Модуль оснащается запорной арматурой.

Подача дизельного топлива на шесть ГТУ 6Ф.03 осуществляется насосами перекачки жидкого топлива (6 – рабочих, 1 – резервный), которые устанавливаются в главном корпусе в осях 42-45.

На наружных всасывающих и нагнетательных трубопроводах дизельного топлива установлены аварийные (пожарные) задвижки с дистанционным управлением, которые используются для прекращения подачи топлива при пожаре. Модули фильтрации жидкого топлива ГТУ устанавливаются в главном корпусе и оборудуются отсечными клапанами, фильтрами, расходомерными устройствами. Отсечной клапан перекрывает подачу топлива в турбину при нормальных или аварийных остановках, и топливо по байпасной линии возвращается во внешнюю топливную систему. В модуле фильтрации жидкого топлива за фильтрами используется трубопровод из нержавеющей стали.

Топливный модуль размещается в кожухе с системой защиты, пожаротушения, обнаружения паров топлива ГТУ и предназначен для распределения жидкого топлива по топливным форсункам системы сжигания. В топливном модуле предусматривается главный регулятор расхода жидкого топлива, главный запорный клапан жидкого топлива, система дозирования с делителем потока и магнитными датчиками, обеспечивающими обратную связь, узел селекторного клапана для считывания показаний давления в отдельных топливных форсунках.

Газовая турбина может запускаться на любом топливе. Переход с газа на жидкое топливо может быть выполнен автоматически при падении давления газового топлива, когда газ выбран в качестве основного (первичного) топлива. Обратный переход на основное топливо предусматривается вручную.

#### **Система маслоснабжения ГТУ**

Схема маслоснабжения ГТУ представлена на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.2-Ч-04.

Маслосистема ГТУ предусматривается в поставке завода-изготовителя в полном комплекте, включая масляные насосы, трубопроводы масла, поддоны сбора протечек, вентиляторы масляного тумана, КИП и т.д. Управление маслосистемами осуществляется системой управления ГТУ.

Заполнение (доливка) маслобаков ГТУ выполняется при помощи переносного насоса из бочек.

Аварийный слив масла с маслобаков ГТУ при пожаре предусматривается в резервуары аварийного слива турбинного масла емкостью 25 м<sup>3</sup>.

На трубопроводах аварийного слива турбинного масла из маслобаков ГТУ в безопасном месте при пожаре устанавливается одна запорная арматура с ручным приводом. Для обеспечения возможности ее ревизии перед ней устанавливается запорная арматура с ручным приводом, от-

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТСН-ПД	15
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

крытая и опломбированная в таком положении при нормальной эксплуатации. Между запорными арматурами предусматривается трубопровод ревизии с запорным клапаном.

Масло из резервуаров аварийного слива масла вывозится автоцистернами на стороннее предприятие с целью утилизации.

Хранение чистого масла предусматривается на складе масла в таре.

### Система сжатого воздуха

Схема сжатого воздуха ГТЭС представлена на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.2-Ч-05.

Система сжатого воздуха предусматривается для:

- снабжения инструментальным воздухом пневмоприводов арматуры ГТУ №1...11 с чистотой 0.2.1 по ГОСТ Р ИСО 8573-1-2016;
- продувки газопроводов ППГ и площадочных наружных газопроводов;
- продувки газопроводов к водогрейным котлам;
- подача воздуха на пневмоинструмент: системы трубопроводов сжатого воздуха с устройствами присоединения пневмоинструмента предусматриваются в мастерских ИБК, на площадках обслуживания ГТУ и площадках обслуживания водогрейных котельных.

Система сжатого воздуха включает в себя компрессорную сжатого воздуха с ресиверами, трубопроводы сжатого воздуха на эстакадах по площадке и внутри зданий ГТЭС, дополнительные фильтры для очистки сжатого воздуха до требований к инструментальному воздуху ГТУ и т.д. Рабочее давление в системе – 1,0 МПа.

Компрессорная сжатого воздуха с ресиверами предусматривается блочно-модульного исполнения полной заводской готовности. В компрессорной предусматривается установка трех компрессоров, один из которых резервный, сопряженных с блоком фильтров-влагомаслоотделителей и адсорбционными осушителями, предназначенными для осушения сжатого воздуха до точки росы минус 70°С.

Для сглаживания пульсаций давлений сжатого воздуха в системе предусмотрено два ресивера объемом 16 м<sup>3</sup> на площадке рядом с компрессорной. Каждый ресивер оснащен манометром, предохранительным клапаном и лазом для осмотра.

Включение и выключение компрессоров в компрессорной сжатого воздуха осуществляется по датчикам давления, расположенных на коллекторах сжатого воздуха внутри здания.

Работа компрессорной предусматривается в полностью автоматическом режиме, без постоянного присутствия персонала.

### Система подачи азота

Схема подачи азота представлена на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.2-Ч-06.

Система подачи азота с давлением 0,7 МПа используется для продувки и консервации трубопроводов и оборудования топливного газа и жидкого топлива.

Продувка внутренних газопроводов ГТУ должна быть предусмотрена инертным газом, азотом в соответствии с документом № E1212\_2G0\_OMMM\_Maintenance\_A\_ru «Руководство по эксплуатации и техническому обслуживанию».

Система азота включает в себя азотогенераторную, ресиверы, трубопроводы азота, проложенные на эстакадах и внутри помещений.

Максимальный суммарный расход азота на продувку внутренних газопроводов и оборудования ГТУ, а также хозяйства жидкого топлива не превышает 42 нм<sup>3</sup>/ч, при этом расход является

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТСН-ПД	Лист 16
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

периодическим. Продувка участков газопроводов и оборудования осуществляется последовательно. Для подачи азота к оборудованию и трубопроводам используются гибкие рукава.

Кроме внутренних газопроводов ГТУ предусматривается подача азота на следующее оборудование:

- модули фильтрации жидкого топлива ГТУ №1...11 (продувка и консервация трубопроводов жидкого топлива). Для продувки оборудования и трубопроводов жидкого топлива используются гибкие рукава. Расход азота является периодическим. Продувка участков трубопроводов осуществляется последовательно;

- установки подогрева жидкого топлива (продувка и консервация трубопроводов жидкого топлива). Для продувки оборудования и трубопроводов жидкого топлива используются гибкие рукава. Расход азота является периодическим. Продувка участков трубопроводов осуществляется последовательно;

- трубопроводы жидкого топлива. Для продувки используются гибкие рукава. Расход азота является периодическим. Продувка участков трубопроводов осуществляется последовательно.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТЧ-ПД	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		17

## 2 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД

В технологическом процессе используются следующие виды ресурсов:

- подготовленный попутный нефтяной газ (подготовленный до качества СОГ попутный нефтяной газ);
- дизельное (жидкое) топливо;
- вода;
- масло;
- хладостойкий теплоноситель (Экосол-65 с температурой начала кристаллизации минус 65 °С);
- реагенты;
- электроэнергия на собственные нужды;
- азот;
- сжатый воздух;
- детергент (моющее средство в соответствии с док. GEK 111895 ред. f).

Потребность в основных видах ресурсов после 9 этапа строительства представлена в таблице 2.1.

**Таблица 2.1 - Потребность в основных видах ресурсов после 9 этапа строительства**

Вид	Наименование, назначение	Источник	Потребность
Основное топливо	подготовленный попутный нефтяной газ*	УПТГ	209502 н.м <sup>3</sup> /ч 1732,43 млн.н. м <sup>3</sup> /год
Резервное топливо	подготовленный попутный нефтяной газ*	УПТГ	209502 н.м <sup>3</sup> /ч 1732,43 млн.н. м <sup>3</sup> /год
Дизельное топливо	Дизельное топливо по ГОСТ Р 55475-2013 типа ДТ-А-К5 минус 52	Склад жидкого топлива (Нефтебазы с доставкой автотранспортом, продуктопровод от внешней базы ГСМ)	228,52 т/ч 12,38 тыс. т в год
Частично обессоленная вода	Промывка ГТУ, разбавление концентрата теплоносителя	ВПУ группы котлов 1 и 4 этапа	0,5 м <sup>3</sup> /ч 0,7 тыс. м <sup>3</sup> в год
Химочищенная вода	Подпитка котловых контуров	ВПУ группы котлов 1 и 4 этапа	5,7 м <sup>3</sup> /ч 0,3 тыс. м <sup>3</sup> в год
Масло турбинное	Доливка в маслосистемы ГТУ	Насосная станция жидкого топлива со складом масла в таре, склад масла в таре	0,481 т в год

Взам. Инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТСН-PD	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		18

Вид	Наименование, назначение	Источник	Потребность
Масло трансформаторное	Доливка в масляные силовые трансформаторы	Насосная станция жидкого топлива со складом масла в таре, склад масла в таре	2,21 т в год
Хладостойкий теплоноситель	Подпитка контуров АОС и охлаждения ГТУ, сетевого контура теплоснабжения	Баки запаса теплоносителя	50 м <sup>3</sup>
Детергент	Промывка компрессоров газовых турбин энергоблоков	Насосная станция жидкого топлива со складом масла в таре, хранение в бочках	3,16 м <sup>3</sup> /год
Сжатый воздух	Сжатый воздух с классом чистоты 1.2.2 по ГОСТ Р ИСО 8573-1-2016	Компрессорная сжатого воздуха	58,9 ст. м <sup>3</sup> /мин
Азот	Продувка внутренних газопроводов ГТУ	Азотогенераторная	42 м <sup>3</sup> /ч
Реагенты для дозирования, регенераций и химических промывок	Гипохлорит натрия	Склад реагентов в главном корпусе	8,273 т в год (ВПУ №1)
			8,273 т в год (ВПУ №2)
	Щелочь «Аминат ПК-4»		0,486 т в год (ВПУ №1)
			0,486 т в год (ВПУ №2)
	Коагулянт		17,89 т в год (ВПУ №1)
			17,89 т в год (ВПУ №2)
	Флокулянт ПАА гель (водоканальный)		0,73 т в год (ВПУ №1)
			0,73 т в год (ВПУ №2)
	"Аминат КО-2"		4,62 т в год (ВПУ №1)
			4,62 т в год (ВПУ №2)
	Соль таблетированная		27,375 т в год (ВПУ №1)
			27,375 т в год (ВПУ №2)
Электроэнергия	Энергопотребляющее оборудование технологических установок		26,6 МВт 4945 млн.кВт·ч

\* - подготовленный до качества СОГ попутный нефтяной газ

### 2.1 Топливный (природный) газ

В качестве основного и резервного топлива ГТЭС Иркинская 867 МВт принят подготовленный попутный нефтяной газ (ПНГ, подготовленный до качества СОГ попутный нефтяной газ) с низшей теплотой сгорания 9502 ккал/н.м<sup>3</sup>.

Характеристики и состав газа представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Характеристики и состав газа

Характеристики газа	Обозначение	Подготовленный ПНГ
Состав газа		

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 19
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------



Характеристики газа	Обозначение	Подготовленный ПНГ
Кислород	O <sub>2</sub>	-
Methane	CH <sub>4</sub>	91,52
Ethane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5,14
Propane	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,11
i-Butane	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,05
n-Butane	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,1
i-Pentane	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,01
n-Pentane	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0
n-Hexane	n-C <sub>6</sub> H <sub>12</sub>	0,68
H <sub>2</sub> O	H <sub>2</sub> O	0,16
Nitrogen	N <sub>2</sub>	0,29
CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	0,89
Hydrogen	H <sub>2</sub>	0,03
Helium	He	0,02
итога		100,000
Плотность ст.у., кг/м <sup>3</sup>		0,7446
Плотность н.у., кг/м <sup>3</sup>		0,8128
Низшая теплота сгорания, кДж/кг		48942
Низшая теплота сгорания н.у., ккал/н.м <sup>3</sup>		9502

## 2.2 Дизельное топливо

В качестве дополнительного топлива для газоиспользующего оборудования ГТЭС принято дизельное топливо по ГОСТ Р 55475-2013. Дизельное топливо предусмотрено на случай выхода из строя установки подготовки нефти (УПН), установки подготовки топливного газа (УПТГ), газопроводов и пр.

Дизельное топливо принято для одиннадцати ГТУ типа 6FA и 6Ф.03 и для водогрейных котлов.

Кроме того, дизельное топливо используется для работы аварийных дизель-генераторных. Так как для данных установок не предусматривается постоянный режим работы, годовая потребность в топливе ДГУ пренебрежимо мала по сравнению с потреблением основного оборудования.

Максимальные расходы дизельного топлива составляют:

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	20
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- для ГТУ типа 6FA - 106,0 т/ч (5×21,2 т/ч);
- для ГТУ типа 6Ф.03 - 135,0 т/ч (6×22,5 т/ч);
- водогрейные котлы №1-4 - 6,22 т/ч;
- водогрейные котлы №5-7 - 5,49 т/ч.

Максимальный часовой расход дизельного топлива на оборудование ГТЭС с учетом рециркуляции составляет 303,3 т/ч.

Характеристики дизельного топлива представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Характеристики дизельного топлива

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Название вещества	Дизельное топливо арктическое депарафинированное по ГОСТ Р 55475-2013	ГОСТ Р 55475-2013
Формула - эмпирическая - структурная	В состав дизельного топлива входят предельные $C_nH_{2n+2}$ , ароматические $C_nH_{2n-6}$ и непредельные углеводороды различного строения	ГОСТ Р 55475-2013
Молекулярная масса, а. е. м.	203,6	ГОСТ Р 55475-2013
Фракционный состав:  перегоняется до температуры 180 °С, % об., не более 95% об. перегоняется при температуре, °С, не выше	10  360	ГОСТ Р 55475-2013
Плотность жидкости при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	800-855	ГОСТ Р 55475-2013
Данные о взрывопожароопасности	Легковоспламеняющаяся жидкость	ГОСТ Р 55475-2013
Среда	Легковоспламеняющаяся жидкость	ГОСТ Р 55475-2013
Температура вспышки, °С	30	ГОСТ Р 55475-2013
Температура самовоспламенения, °С	330	ГОСТ Р 55475-2013
Нижний концентрационный предел распространения пламени, %	0,5	ГОСТ Р 55475-2013, Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения. Справочник. Часть I А. Я. Корольченко, Д. А. Корольченко 2004 г. – 713 с
Пределы взрываемости - температурные, °С	нижний 57, верхний 100	ГОСТ Р 55475-2013

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 21
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

Низшая теплотворная способность дизельного топлива составляет 43,12 МДж/кг.

### Обоснование потребности в воде на технологические нужды

Основными потребителями воды на ГТЭС являются следующие системы:

- подготовка химочищенной воды для заполнения и подпитки котлового контура водогрейных котлов;
- подготовка обессоленной воды для системы промывки компрессоров газотурбинных установок. Потребление обессоленной воды на промывку компрессора одной ГТУ составляет 220 л для работающей ГТУ и 3400...3830 л для не работающей ГТУ. Периодичность промывок на работающей ГТУ принимается по рекомендации завода изготовителя 1 раз в день.

### Обоснование потребности в масле

Масло в технологическом процессе ГТЭС используется в системах регулирования и смазки подшипников генератора, газовой турбины и редуктора.

Объем маслосистемы одной ГТУ 24,0 м<sup>3</sup>, из них в маслобаке 22 м<sup>3</sup>. В системе используется масло сорта 32 по шкале вязкости Международной организации стандартов (ISO VG 32).

По данным производителя ГТУ потери масла в маслосистеме ГТУ составляют порядка 50 л в год. На 11 ГТУ расход на доливку оценивается в 550 л в год.

При необходимости полной замены масла ГТУ (например, при аварийном сливе маслосистемы ГТУ при пожаре) объем отработанного масла для утилизации на стороннем предприятии составит 24 м<sup>3</sup>.

Кроме того, смазочное масло применяется в маслосистемах АДГУ. Замена масла предусматривается каждые 10000 часов работы. Предусматривается хранение 4 бочек масла для доливки маслосистем АДГУ в насосной станции жидкого топлива со складом масла в таре. Отработанное масло направляется на утилизацию на стороннее предприятие.

Вместимость складов масла в таре рассчитана:

- на хранение в размере емкости масляной системы 2 ГТУ с наибольшим объемом масла и доливки масла в размере 45-суточной потребности всех агрегатов;
- на хранение трансформаторного масла в объеме наибольшей маслосистемы 2 трансформаторов с 10% запасом каждый.

Всего на складах предусматривается хранение:

- бочки с турбинным маслом - 241 шт. по 200 л;
- бочки с трансформаторным маслом - 327 шт. по 200 л;
- бочки с маслом АДГУ - 4 шт. по 200 л.

### Потребность в хладостойком теплоносителе

Хладостойкий теплоноситель (Экосол-65) используется в следующих контурах ГТЭС:

- в контуре теплоснабжения потребителей отопления и вентиляции;
- в контуре антиобледенительной системы (АОС);
- в замкнутых контурах охлаждения вспомогательного оборудования ГТУ.

Теплоноситель доставляется на площадку ГТЭС в межотопительный период в бочках. Опорожнение бочек производится насосами в баки запаса хладостойкого теплоносителя уста-

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

новки заполнения и подпитки систем теплоснабжения и охлаждения ГТУ, расположенных в главном корпусе ГТЭС.

На площадке ГТЭС запаса теплоносителя не предусматривается.

Для обеспечения запаса теплоносителя для подпитки и заполнения, а также опорожнения контуров предусмотрено:

– две установки заполнения и подпитки систем теплоснабжения и охлаждения ГТУ, включающие в себя насосное оборудование, бак запаса хладостойкого теплоносителя объемом 25 м<sup>3</sup>, устанавливаемые на 1 и 4 этапах;

- два дренажных бака хладостойкого теплоносителя объемом 25 м<sup>3</sup>, и четыре дренажных бака хладостойкого теплоносителя объемом 75 м<sup>3</sup>, устанавливаемые на 1 и 4 этапах для опорожнения контуров теплоснабжения, АОС и охлаждения оборудования ГТУ.

Обновление хладостойкого теплоносителя в контурах предусматривается раз в пять лет по истечению срока службы. Отработанный хладостойкий теплоноситель направляется на утилизацию на стороннее предприятие.

Системы с хладостойким теплоносителем проектируются герметичными, расходы на подпитку систем рассматриваются как незначительные. По мере необходимости хладостойкий теплоноситель в таре доставляют и используют для подпитки контуров.

#### **Потребность в детергенте**

Детергент используется для промывки компрессора ГТУ на неработающей установке.

Необходимое количество детергента на одну промывку компрессора составляет:

- для ГТУ типа 6FA - 136 л;
- для ГТУ типа 6Ф.03 - 150 л.

Промывка компрессора ГТУ выполняется по мере ухудшения технических характеристик компрессора вследствие его загрязнения. Периодичность промывок ориентировочно принимается 2 раза в год.

Расход детергента на все турбины составляет 3,16 м<sup>3</sup> в год.

По мере необходимости детергент в бочках доставляют и хранят в насосной жидкого топлива со складом масла в таре.

#### **Сведения о потреблении электроэнергии на собственные нужды**

Расчетная максимальная часовая мощность потребления электроэнергии на собственные нужды технологического оборудования ГТЭС Иркинская 867 МВт (на основном виде топлива) после выполнения всех этапов составляет 26,60 МВт×ч.

Расчетное значение годового потребления электроэнергии на собственные нужды ГТЭС Иркинская 867 МВт по этапам и годам представлена в таблице 1.4 технико-экономических показателей.

#### **Потребность в сжатом воздухе**

При нормальной эксплуатации постоянным потребителем сжатого воздуха являются системы подачи инструментального воздуха на пневмоприводы арматуры ГТУ.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

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

Средний расход инструментального воздуха по данным GE составляет 0,5 л на 3 секунды работы приводов, для 9 работающих ГТУ расход оценивается в 5,4 ст.м<sup>3</sup>/ч. Объем ресиверов 2x16 м<sup>3</sup>, установленный в объеме компрессорной сжатого воздуха, позволит работать системам ГТУ в течении более 11 часов при условии отсутствия разбора воздуха на пневмоинструмент мастерских.

### Потребность в азоте

Расход азота на потребителей:

- максимальный суммарный расход азота на продувку внутренних газопроводов и оборудования ГТУ не превышает 42 м<sup>3</sup>/ч, при этом расход является периодическим.

Продувка участков газопроводов и оборудования осуществляется последовательно. Максимальный часовой расход азота составляет в 42 м<sup>3</sup>/ч.

### Обоснование потребности в реагентах

Химические вещества в качестве реагентов применяется на установках водоподготовки, а именно: гипохлорит натрия, гидроксид натрия, коагулянт, флокулянт, кислотное и щелочное моющие средства для промывки мембран обратного осмоса.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТЧ-ПД	

### **3 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ТАКИХ ПРИБОРОВ (ОАСУ)**

Для обеспечения соблюдения установленных требований энергетической эффективности и оснащённости зданий и сооружений приборами учета энергетических ресурсов и в соответствии с требованиями нормативно-технических документов проектом предусматривается учет энергетических ресурсов в следующем объеме:

- узлы коммерческого учета газа (УКУГ);
- узлы учета количества газа, потребляемого станцией по газопотребляющим объектам;
- узлы технологического учета тепловой энергии;
- узел технического учёта электроэнергии;
- узел коммерческого учета жидкого топлива (УКУЖТ);
- узлы учета дизельного топлива, потребляемого станцией по топливопотребляющим объектам;
- узлы технологического учета ХВС у потребителей;
- узел учета технической воды на ГТЭС;
- узел учета сбросных вод.

#### **3.1 Узел коммерческого учета дизельного топлива (УКУТ)**

С целью учета поставляемого дизельного топлива и расчета ТЭП в хозяйстве жидкого топлива предусматривается три узла коммерческого учета жидкого топлива (УКУЖТ):

- УКУЖТ на линии подачи ДТ от автоцистерн (УКУЖТ АЦ);
- УКУЖТ на линии подачи ДТ от продуктопровода от внешней базы ГСМ.
- УКУЖТ на линии обратной перекачки ДТ с истекшим сроком годности на базу ГСМ.

Первичные преобразователи узла учета устанавливаются непосредственно на топливопроводах, вычислитель устанавливается в шкаф УКУЖТ насосной.

УКУЖТ выполняются в соответствии с требованиями ГОСТ 8.587-2019, Р 50.2.076-2010. Методика измерения массы дизельного топлива основана на прямом методе динамических измерений при помощи массового кориолисового расходомера.

В состав УКУРТ входит:

- вычислитель расхода с возможностью распечатки архивных данных и карты параметров на принтер;
- датчик расхода кориолисовый;
- датчик избыточного давления;
- датчик температуры;
- плотномер;
- шкаф УКУЖТ.

На коммерческом узле учета с помощью средств измерений определяются:

- время работы узла учета;

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		25

- масса продукта;
- объем продукта в рабочих условиях;
- объем продукта, приведенный к стандартным условиям (при 15 °С и/или 20 °С);
- плотность продукта;
- температура продукта;
- давление продукта.

Интеграция УКУЖТ в АСУ ТП ГТЭС выполняется по цифровому каналу связи Ethernet медной «витой» парой. Протокол передачи данных – Modbus TCP. В АСУ ТП передаются, как минимум, сигналы измеряемых параметров (расходы массовые и объемные в рабочих и стандартных условиях, давление, температура) и сигналы состояния (неисправность, авария, требование обслуживания и т.д.).

### **3.2 Узлы учета дизельного топлива, потребляемого станцией по топливопотребляющим объектам**

С целью исполнения требований РД 34.44.102-97, СТО 70238424.27.100.033-2009, расчета ТЭП, а также для накопления статистических данных о расходе топлива по каждому топливопотребляющему оборудованию Иркинской ГТЭС предусмотрена установка расходомеров с выходным сигналом 4...20 мА:

- на трубопроводах дизельного топлива к водогрейным котлам;
- на трубопроводах рециркуляции дизельного топлива водогрейных котлов;
- узлы учета расхода резервного топлива на каждую ГТУ входят в объем поставки ГТУ, данные о расходах передаются в АСУ ТП ГТЭС из ЛСАУ ГТУ;
- на трубопроводах рециркуляции после модуля фильтрации каждой ГТУ.

Информация о расходе топлива посредством аналоговых сигналов передается в ПТК АСУ ТП. В качестве вычислителя (корректора) на узлах учёта используются вычислительные мощности АСУ ТП ГТЭС. Питание первичных преобразователей также осуществляется из ПТК АСУ ТП ГТЭС.

### **3.3 Узел учета технической воды на ГТЭС.**

В соответствии с действующей НТД на объекте предусматривается установка узла учета технической воды на вводе на площадку с возможностью передачи показаний в АСУТП ГТЭС.

### **3.4 Узел учета сбросных вод.**

На основании Федерального закона от 07.12.2011 N 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении», а также выданным ТУ, на Иркинской ГТЭС предусматривается установка технологического учета сбросных вод с возможностью передачи информации о расходе в АСУТП ГТЭС.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 26
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

## 4 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ

### Подготовленный нефтяной попутный газ (ПНГ)

Источниками газоснабжения ГТЭС Иркинская 867 МВт являются два подводящих надземных газопровода высокого давления 1а категории DN400 мм с давлением 3,4...3,6 МПа.

Газ от источников на площадку ГТЭС Иркинская 867 МВт подаётся очищенный и осушенный. Обеспечение требований к качеству газа выполняется на установке подготовки топливного газа (УПТГ). Проектирование УПТГ не входит в состав разрабатываемой документации.

Давление в газопроводах составляет 3,4...3,6 МПа.

Лимит подачи топливного газа на ГТЭС Иркинская 867 МВт в ТУ определен значением 250000 н.м<sup>3</sup>/ч, что соответствует расчетному максимальному значению потреблению газа газопользующим оборудованием ГТЭС Иркинская 867 МВт.

### Дизельное топливо

Доставка дизельного топлива предусматривается автотранспортом на проектируемый склад жидкого топлива ГТЭС Иркинская 867 МВт. Разгрузка топлива в резервуары склада осуществляется на сливо-наливной площадке.

Также, предусмотрена заправка и пополнение резервуаров дизельного топлива от продуктопровода круглогодичного действия от внешней базы ГСМ.

### Масло

Доставка смазочного и трансформаторного масла на ГТЭС предусматривается в таре (бочках) автотранспортом в период речной навигации.

Хранение масла предусматривается на складе масла в пристрое к насосной станции жидкого топлива.

### Хладостойкий теплоноситель и детергент

Доставка хладостойкого теплоносителя и детергента на ГТЭС предусматривается в таре автотранспортом в период речной навигации.

Хранение хладостойкого теплоносителя предусматривается в главном корпусе в баках объемом 25 м<sup>3</sup> запаса установки заполнения систем, устанавливаемых в 1 и 4 этапах.

Хранение тары детергента предусматривается на складе, расположенном в пристрое к насосной станции жидкого топлива.

### Реагенты ВПУ

Доставка реагентов осуществляется автотранспортом.

Хранение реагентов предусматривается на складе ИБК.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТСН-ПД	27
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		



## 5 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ

ГТЭС Иркинская предназначена для выработки электрической энергии.

Качество электрической энергии, отпускаемой потребителям должно соответствовать требованиям ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

Выдача электрической мощности ГТЭС Иркинская 867 МВт предусматривается напряжением 110 кВ.

Решения по выдаче электрической мощности приведены в разделе D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТЧН-ПД	

# 6 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК (НА ОСНОВЕ СРАВНИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА) ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ

## 6.1 Обоснование выбора основного оборудования

В качестве электрогенерирующего оборудования на ГТЭС устанавливаются следующие газотурбинные установки (ГТУ):

- пять газовых турбин 6FA, сопряженные с генератором через нагрузочный редуктор;
- шесть газовых турбин 6Ф.03, сопряженные с генератором через нагрузочный редуктор.

Климатическое исполнение оборудования ГТУ, устанавливаемого в технологическом блоке или в пределах главного корпуса, по ГОСТ 15150-69 – УХЛ4.

Климатическое исполнение КВОУ ГТУ по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1.

Расчетный срок службы ГТУ -25 лет.

Наработка ГТУ на отказ - не менее 3500 часов.

Газотурбинные установки соответствуют требованиям Федерального закона №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», ГОСТ 29328-92 «Установки газотурбинные для привода турбогенераторов, требованиям технических регламентов.

ГТУ допускает длительную работу:

- в регулировочном диапазоне при отклонениях частоты вращения ротора 98-101 % номинальной;
- в регулировочном диапазоне мощности 25 – 100 % максимальной.

ГТУ устанавливаются в главном корпусе поэтапно, число и типы ГТУ в зависимости от этапа представлены в таблице 6.1.

Мощность ГТУ 6FA составляет 75 МВт, мощность ГТУ 6Ф.03 составляет 82 МВт в условиях ISO (по ГОСТ Р 52200-2004 (ИСО 3977-2-1997) «Установки газотурбинные. Нормальные условия и номинальные показатели»), без учета сопротивления газозадушного тракта.

В реальных условиях площадки мощность ГТУ будет зависеть от температуры окружающего воздуха.

Установленная электрическая мощность ГТЭС принимается 867 МВт и соответствует требованиям Технического задания на проектирование.

Применение указанного оборудования соответствует Техническому заданию на проектирование.

## 6.2 Основные характеристики ГТУ

Газовые турбины 6FA и 6Ф.03 имеют модульную конструкцию, позволяющий обеспечить быстрый монтаж с минимальными затратами.

Используется одновальная конфигурация, скрепленный болтами ротор с генератором, подключенным к газовой турбине через понижающий редуктор на стороне компрессора или «холодной» стороне. Данная конструкция обеспечивает осевой выхлоп отходящих газов, что позволяет оптимизировать схему отвода отходящих газов в дымовую трубу.

Характеристики ГТУ типа 6FA и 6Ф.03 при работе на природном газе при различных температурах наружного воздуха приведены в таблицах 6.1, 6.2. Расчетные характеристики работы

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 29
------	---------	------	--------	---------	------	---	------------

ГТУ для исходного состава газа и стационарных условий, полученные от поставщика оборудования.

Таблица 6.1 – Характеристики ГТУ 6FA

Параметр	Размерность	Характерные температуры наружного воздуха, °С					
		-44,4	-14,4	-9,9	+8,0	+15	+17,6
Мощность на клеммах генератора	МВт	86,64	85,60	84,95	79,49	76,19	74,46
КПД на клеммах генератора	%	35,68	35,80	35,80	35,53	35,15	34,95
Удельный расход теплоты	кДж/кВт×ч	10091	10056	10055	10131	10243	10300
Расход уходящих газов	т/ч	820,1	820,0	816,4	784,4	764,3	754,9
Температура уходящих газов	°С	579,4	586,5	587,3	593,8	598,7	601,2

\* мощность дана при отключенной антиобледенительной системе

Таблица 6.2 – Характеристики ГТУ 6Ф.03

Параметр	Размерность	Характерные температуры наружного воздуха, °С				
		-44,4	-14,4	+8	+15	+17,6
Мощность на клеммах генератора	МВт	88,4	88,2	82,5	80,3	79,0
КПД на клеммах генератора	%	35,11	36,18	35,93	35,68	35,57
Удельный расход теплоты	кДж/кВт×ч	10252	9950	10020	10090	10120
Расход уходящих газов	т/ч	862,1	848,1	793,1	774,3	765,3
Температура уходящих газов	°С	566,6	577,2	601	609,8	611,6

Характеристики ГТУ типа 6FA и 6Ф.03 при работе на жидком дизельном топливе без впрыска воды в камеру сгорания при различных температурах наружного воздуха приведены в таблицах 6.3, 6.4. При этом, данные производителя представлены при сниженной мощности ГТУ для сохранения срока службы компонентов тракта горячих газов.

Таблица 6.3 - Расчетные характеристики ГТУ 6FA при работе на жидком топливе без впрыска воды в камеру сгорания

Расчетные показатели	Ед.изм.	Характерные температуры наружного воздуха, °С					
		-45	-32	-20	-8	15	34
Мощность ГТУ	МВт	75,0	75,0	73,3	71,0	64,9	55,5
Удельный расход тепла	кДж/кВт*ч	10239	10239	10216	10248	10527	11140
Коэффициент полезного действия	%	35,16	35,16	35,24	35,13	34,20	32,32

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 30
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

Расход топлива	кг/ч	15691	15691	15300	14867	13959	12633
Расход уходящих газов за ГТУ	т/ч	885,6	885,6	586,8	831,6	770,4	694,8
Температура уходящих газов	°С	485	485	497	509	538	561

Таблица 6.4 - Расчетные характеристики ГТУ 6Ф.03 при работе на жидком топливе без впрыска воды в камеру сгорания

Расчетные показатели	Ед.изм.	Характерные температуры наружного воздуха, °С					
		-32	-14,5	8	15	17,6	31
Мощность ГТУ	МВт	63,7	64,2	62,1	60,3	59,6	54,6
Удельный расход тепла	кДж/кВт*ч	10 870	10 670	10 650	10 780	10 830	11 240
Коэффициент полезного действия	%	33,12	33,74	33,8	33,4	33,24	32,03
Расход топлива	кг/ч	16 058	15 887	15 338	15 075	14 969	14 233
Расход уходящих газов за ГТУ	т/ч	679,3	677,7	660,7	651,7	648,1	617,7
Температура уходящих газов	°С	585,8	590,2	601,2	607,1	609,4	624,9

Перед остановом ГТУ на длительный период времени следует провести очистку компрессора и турбины с применением моющих средств, чтобы предотвратить стояночную коррозию.

В соответствии с документом GEK 28156j при выводе ГТУ в длительный резерв (на срок более одного месяца) проводится осушение проточных частей компрессора и турбины при помощи осушающих устройств. Также в период простоя периодически выполняется прокачка масла через подшипники ГТУ и генератора с прокруткой роторов при помощи устройства валоповорота.

Время пуска и полного нагружения ГТУ составляет около 20 минут без учета времени продувки системы внешнего газоснабжения.

Газотурбинная установка оснащена системой автоматизированного контроля и управления (САУ ГТУ).

Пуск ГТУ производится автоматически. Управление пусками, остановами и работой ГТУ под нагрузкой осуществляется дистанционно без постоянного присутствия обслуживающего персонала в машинном зале.

ГТУ имеет стопорный клапан, обеспечивающий полное прекращение подачи топлива по команде САУ.

Системой автоматизации обеспечивается степень статической неравномерности регулирования частоты вращения вала генератора в диапазоне 4-5% номинальной частоты вращения. Минимальная местная степень статической неравномерности - 2% номинальной частоты вращения.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 31
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

Степень нечувствительности системы регулирования частоты вращения при любой нагрузке не превышает 0,0125 Гц, что составляет 0,025% номинальной частоты вращения.

Комплектация газотурбинной установки (ГТУ) включает в себя следующие основные узлы:

- Комплексное воздухоочистительное устройство (КВОУ) с шумоглушителем, фильтрами и системой подогрева воздуха при пуске и эксплуатации в холодный период года;
- регулируемый входной направляющий аппарат;
- многоступенчатый осевой компрессор;
- трёхступенчатая газовая турбина;
- газовая топливная система, включая внешний газовый модуль;
- система жидкого топлива ГТУ, состоящая из модуля перекачки резервного топлива, модуля фильтрации жидкого топлива, топливного модуля;
- многокамерная система сгорания, оборудованная дуплексной системой динамического мониторинга горения;
- поворотный силовой редуктор;
- турбогенератор, электрооборудование, включая вспомогательный отсек нейтрали генератора (GLAK) и ячейку среднего напряжения с генераторным выключателем;
- система смазки и регулирования;
- пусковое устройство;
- система управления и контроля;
- система пожаротушения;
- система промывки компрессора;
- вспомогательные системы.

### 6.2.1 Описание схемы работы ГТУ

Забор воздуха к компрессору ГТУ производится через комплексное воздухоочистительное устройство (КВОУ), расположенное над блоком электротехнических помещений, пристроенных к главному корпусу ГТЭС. В КВОУ осуществляется непрерывная эффективная очистка атмосферного воздуха, поступающего на всас компрессора газотурбинной установки. Воздух в КВОУ проходит через фильтры, теплообменник антиобледенительной системы, шумоглушители. Также предусмотрена система предварительного подогрева воздуха путем рециркуляции нагретого воздуха из ступеней компрессора.

Очищенный воздух от КВОУ по воздуховодам подается в многоступенчатый компрессор ГТУ, где производится его сжатие для подачи в камеры сгорания ГТУ. В камеры сгорания с помощью регулирующих клапанов подается топливный газ. Камеры сгорания оборудованы системами воспламенения со свечами зажигания, датчиками пламени и пламяперекидными патрубками.

Дымовые газы от системы сгорания поступают на лопатки газовой турбины, где, расширяясь, производят механическую работу, вращая ротор газовой турбины. Механическая энергия от ротора газовой турбины генератору передается через нагрузочный редуктор, который снижает частоту вращения до 3000 об/мин.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 32
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

Отработавшие в турбине дымовые газы отводятся по газоходу в дымовую трубу, индивидуальную для каждой ГТУ.

## **6.2.2 Описание основных элементов ГТУ типа 6FA и 6Ф.03**

### **6.2.2.1 Компрессор ГТУ**

Применяется 18-ступенчатый осевой компрессор с одним рядом регулируемых входных лопаток и степенью повышения давления. Межступенчатый отбор используется для получения охлаждающего и уплотняющего воздуха (сопла турбины, колеса турбины), и для предотвращения помпажа компрессора во время пуска/останова.

Осевой компрессор состоит из ротора и корпуса статора. Первые две ступени разработаны с использованием технологии дозвукового потока. Одна ступень входного направляющего аппарата и избирательные точки отбора используются для предотвращения помпажа во время пуска.

Ротор компрессора ГТУ состоит из отдельных дисков для каждой ступени, которые стянуты между собой при помощи болтов. Материал лопаток имеет высокую устойчивость к коррозии и дополнительного покрытия не требует. Диски колес покрыты антикоррозийной краской.

Из проточной части компрессора имеются отборы воздуха для охлаждения горячих частей турбины, воздушного уплотнения подшипников, на антиобледенительную систему КВОУ, а также в систему противопомпажного регулирования во время пуска ГТУ.

Очищенный воздух после КВОУ подается в многоступенчатый компрессор ГТУ.

### **6.2.2.2 Система сгорания**

Используется стандартная шестикамерная система обратного потока второго поколения с низким содержанием окислов азота и влаги (DLN-2.6) с шестью соплами на камеру.

Каждая из шести камер сгорания системы DLN 2.6 газовой турбины оборудована пятью топливными форсунками, расположенными по окружности и одной расположенной по центру, установленными на торцевой крышке камеры сгорания и проходящими к футеровке камеры.

Каналы для жидкого топлива предусмотрены для сжигания двух видов топлива.

Воздух для распыления вырабатывается только в режиме работы на жидком топливе. При работе на газе обеспечивается непрерывная продувка каналов воздуха для распыления и впрыска жидкого топлива.

Камеры сгорания оборудованы датчиками пламени с водяным охлаждением.

Отработавшие в турбине дымовые газы отводятся по газоходу в дымовую трубу ГТУ.

### **6.2.2.3 Секция турбины**

Секция турбины состоит из трех ступеней с воздушным охлаждением сопел всех трех ступеней, а также первой и второй ступеней рабочих лопаток. Первая ступень лопаток оборудована передовой системой охлаждения, рассчитанной на высокую температуру сжигания. В ней используются извилистые каналы, в которых образуются завихрения, обеспечивающие прохождение охлаждающего воздуха через кромки лопаток, а также передние и задние кромки. Лопатки выполнены с длинными хвостовиками для обеспечения изоляции внутренней боковой поверхности колеса турбины от прохода горячих газов, а лопатки второй и третьей ступеней оборудованы встроенными бандажами для предотвращения усталости лопаток и улучшения теплопередачи.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	33
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Первая ступень оборудована отдельным, состоящим из двух частей, бандажом, обеспечивающим уменьшенные зазоры между венцами лопаток.

Ротор имеет одновальную конструкцию с двумя подшипниками, рассчитанную на высокий крутящий момент, с внутренним воздушным охлаждением для секции турбины. Как компрессор, так и секция турбины состоят из индивидуальных шпунтованных дисков, скрепленных болтами. Каждое колесо турбины предварительно напряжено в процессе горячего вращения для снижения рабочих напряжений. Направление вращения вала — против часовой стрелки, если смотреть со стороны выходного фланца газовой турбины (переднего фланца вала компрессора). Нагрузочный редуктор изменяет направление вращения во время приведения в движение ротора генератора. Замена в полевых условиях обеспечивается тем, что ротор газовой турбины имеет цельную конструкцию. Лопатки турбины (поворотные лопатки) могут заменяться комплектами или индивидуально без какой-либо балансировки ротора на месте.

#### 6.2.2.4 Корпус

Корпус турбины и компрессора имеет разъем в горизонтальной плоскости для облегчения осмотров и технического обслуживания. Для обеспечения визуальных проверок в секциях турбины и компрессора предусмотрены отверстия для бороскопа.

#### 6.2.2.5 Кожух турбины

Кожух газовой турбины состоит из нескольких секций, образующих защитный корпус, закрывающий основание каждого отсека. Кожух выполняет несколько функций, включая снижение уровня шума, тепловую защиту и проходы для инспектирования и технического обслуживания оборудования внутри. В кожухе расположены системы отопления и вентиляции и системы защиты: система пожарной защиты, система обнаружения и снижения концентрации опасного газа и аварийные системы.

Звукоизолирующий кожух газовой турбины разделен на три отсека:

- отсек редуктора;
- отсек турбины;
- отсек выхлопного диффузора.

Дополнительно звукоизолирующий кожух выполняет следующие функции:

- защита персонала от теплового излучения;
- пожарная защита с функцией локализации средств пожаротушения;
- вентиляция с целью удаления тепла и достижения необходимого воздухообмена;
- отопления с целью поддержания необходимой внутренней температуры и/или предотвращения конденсации во время остановки турбины.

Для профилактического обслуживания редуктора внутри кожуха газовой турбины предусмотрена установка ручного передвижного крана.

#### 6.2.3 Генераторы 6FAG и ТФ-90Г-2У3

Генератор 6FAG синхронный трехфазный двухполюсный, выполнен с непосредственным воздушным охлаждением обмотки ротора и сердечника статора и собственным охлаждением обмотки статора. Охлаждающий воздух циркулирует в турбогенераторе под действием двух вентиляторов, установленных на концах ротора, и охлаждается воздухоохладителями, встроенными в корпус турбогенератора. Циркуляция воды через воздухоохладители осуществляется насосами,

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	34
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

расположенными вне турбогенератора. Маслоснабжение подшипников производится от масляной системы турбины. Турбогенератор возбуждается статическим преобразователем частоты.

Генератор ТФ-90Г-2У3 синхронный трехфазный двухполюсный, отвечающий требованиям ГОСТ ИЕСИЕС4-3-2015, ГОСТ ИЕСИЕС4-1-2014.

Турбогенератор выполнен с непосредственным воздушным охлаждением обмотки ротора и сердечника статора и косвенным воздушным охлаждением обмотки статора. Охлаждающий воздух циркулирует в турбогенераторе под действием вентиляторов, установленных на валу ротора, и охлаждается воздухоохладителями, встроенными в корпус турбогенератора. Циркуляция воды через воздухоохладители осуществляется насосами, расположенными вне турбогенератора. Маслоснабжение опорных подшипников производится от масляной системы турбины. Контроль теплового состояния всех основных узлов и систем охлаждения турбогенератора производится термопреобразователями сопротивления. Турбогенератор возбуждается выпрямленным током тиристорной преобразовательной установки, питающейся от выводов турбогенератора через трансформатор.

Основные характеристики генераторов бFAG и ТФ-90Г-2У3 приведены в таблице 6.4

Таблица 6.4 - Основные характеристики генераторов бFAG и ТФ-90Г-2У3

Наименование	Единица измерения	бFAG	ТФ-90Г-2У3
Мощность:			
- полная	кВА	92 000	112 500
- активная	кВт	78 200	90 000
Коэффициент мощности (cos φ)		0,85	0,8
Ток статора	А	-	6186
Напряжение	кВт	10,5	10,5
Частота выходного тока	Гц	50	50
Частота вращения	об/мин	3000	3000
Ток ротора (расчетный)	А	-	1345
Напряжение ротора (расчетное) при 100°С	В	250	220
КПД, %		98,61	98,3

#### 6.2.4 Описание вспомогательных модулей ГТУ

Вспомогательные системы газовой турбины смонтированы модулями и приводятся в действие электродвигателями, что позволяет обеспечить максимальную гибкость расположения оборудования.

К вспомогательным системам газовой турбины относятся:

- воздухозаборная система;
- система смазки;

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 35
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------



- системы пуска и охлаждения;
- газовое оборудование;
- гидравлическая система;
- система промывки компрессора
- система охлаждающего вентилятора;
- система обнаружения и тушения пожара.

Модули смазочного масла, газа, жидкого топлива расположены в кожухах с системами защиты, пожаротушения, обнаружения газа.

#### **6.2.4.1 Воздухозаборная система**

Воздухозаборная система турбины обеспечивает получение, фильтрацию и подачу потока окружающего воздуха на вход компрессора. Система состоит из КВОУ (комплексного воздухоочистительного устройства), системы коробов, глушителей, колен и входной камеры.

Корпус впуска воздуха состоит из компонентов фильтра и переходного канала для соединения с глушителем впуска. Корпус впуска воздуха включает в себя:

- коалесцентный фильтр;
- фильтр предварительной очистки;
- фильтр тонкой очистки.

Для предотвращения образования льда в приёмный конус компрессора установлена встроенная система защиты от обледенения. Данная система повышает температуру воздуха на входе компрессора, подавая горячий хладостойкий теплоноситель в воздушный теплообменник для предотвращения конденсации влаги и замерзания. Теплообменник также используется для поддержания температуры потока воздуха на входе выше минимальной, необходимой для эксплуатации компрессора при низких отрицательных температурах наружного воздуха.

Для обслуживания в комплект поставки КВОУ включены площадки обслуживания и поворотный кран для подъема фильтрующих материалов на площадку КВОУ.

Первая ступень очистки воздуха в КВОУ выполнена на базе самоочищающихся цилиндрических фильтрующих элементов, очистка которых производится последовательно в определенном порядке обратным потоком струи сжатого воздуха из отборов компрессора ГТУ. Цикл очистки запускается автоматически, когда перепад давления воздуха на фильтре превышает предварительно установленный уровень. Так как очистка фильтрующих элементов производится последовательно (одновременно очищается небольшое количество фильтрующих элементов), расход воздуха и аэродинамическое сопротивление воздухозаборного тракта практически не изменяются в процессе эксплуатации.

Поток воды через теплообменник является постоянным, температура теплоносителя регулируется в зависимости от температуры воздуха на входе компрессора.

#### **6.2.4.2 Система смазки**

Системы смазки газовой турбины, редуктора и генератора объединены в одну общую систему. В нее входит модуль смазочного масла, соединительные трубопроводы.

В модуль системы смазочного масла также входит следующее оборудование:

- резервуар смазочного масла;
- главный насос смазочного масла, приводимый в действие двигателем переменного тока;

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052D-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		36

- вспомогательный насос смазочного масла, приводимый в действие двигателем переменного тока;
- аварийный насос смазочного масла частичного потока, приводимый в действие двигателем постоянного тока;
- дуплексные пластинчатые теплообменники;
- сдвоенные фильтры смазочного масла;
- эксгаустер с двумя вентиляторами;
- сепаратор паров масла.

Номинальная емкость резервуара смазочного масла составляет 24 м<sup>3</sup>, резервуар монтируется в отдельном модуле. Он оборудован датчиком уровня смазочного масла, который формирует аварийные сигналы по уровню смазочного масла. На резервуаре также смонтированы термомпары резервуара смазочного масла, нагреватели масла, контрольно-измерительные приборы, имеется соединение для заполнения маслом и отверстия для слива смазочного масла из резервуара.

На модуле смонтированы дуплексные рамные пластинчатые теплообменники с соответствующим перепускным клапаном.

На модуле смонтированы сдвоенные фильтры смазочного масла, рассчитанные на полный расход, с соответствующим перепускным клапаном. Измерение перепада давлений используется для обнаружения засорения фильтра.

Эксгаустер оборудован двумя вентиляторами с приводом от электродвигателей переменного тока. Удаление масляных паров осуществляется вентиляторами масляного тумана через фильтр и уловитель масляного тумана.

Заполнение маслосистемы маслом производится из бочек, хранящихся на складе масла в таре, при помощи насоса заполнения маслосистемы через фильтр.

Масло из маслобака с помощью масляных насосов подается к подшипникам и другим потребителям масла маслосистемы ГТУ через фильтры.

Требуемая температура масла достигается при помощи маслоохладителей, установленных за масляными насосами. Для циркуляции масло перед пуском турбины подогревается подогревателями масла.

#### **6.2.4.3 Система валоповорота, пуска и охлаждения**

В систему пуска и охлаждения входит статический тиристорный преобразователь частоты для разгона турбины до частоты самоудержания вращения во время цикла пуска. Также в систему пуска и охлаждения входит валоповоротный механизм ротора газовой турбины с электродвигателем и маховиком ручного проворачивания турбины.

#### **6.2.4.4 Газовое оборудование**

Часть газового оборудования, входящего в комплект поставки ГТУ, размещено на площадке обслуживания ГТУ в главном корпусе в пределах газо-масляного вспомогательного модуля; остальное газовое оборудование ГТУ вынесено во внешний газовый модуль, пристроенный к главному корпусу.

Во внешнем газовом модуле размещены:

- двойной коалесцирующий фильтр с ручным и автоматическим сливом уловленной жидкости: обеспечивает удаление твердых частиц более 0,3 микрон с эффективностью 99,99 % и капель жидкостей свыше 0,3 микрон с эффективностью 99,50 %;

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 37
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

–блок стопорного и вентиляционного клапанов: стопорный клапан отсекает питающую линию газовой турбины в случае ее останова, обнаружения пожара или утечки газа в системе газоснабжения газовой турбины, а вентиляционный клапан выполняет продувку трубопровода подачи газа в камеру сгорания ГТУ;

–узел измерения расхода газа.

Дополнительно во внешнем газовом модуле каждой ГТУ установлен бак сбора газового конденсата (не входит в объем поставки ГТУ) от коалесцирующих фильтров объемом 0,078 м<sup>3</sup>, откуда конденсат откачивается спецавтотранспортом для дальнейшей утилизации.

Продувочные, сбросные газопроводы ГТУ имеют диаметр DN25 мм, газопроводы безопасности – DN80 мм, выведены в безопасное для рассеивания место.

В верхней части продувочных, сбросных газопроводов и газопроводов безопасности предусмотрены оголовки для защиты от попадания осадков.

Газ из внешнего газового модуля подается по трубопроводу высокого давления I категории DN150 к газо-масляному модулю ГТУ, расположенному рядом с газовой турбиной.

В газовой части газо-масляного модуля размещено следующее оборудование:

- фильтр тонкой очистки;
- быстродействующий отсечной клапан;
- регулирующие клапана.

С помощью регулирующих клапанов топливный газ распределяется по коллекторам, подающим топливо через сопла в систему камер сгорания.

В ГТУ применена шестикамерная система сгорания типа DLN-2.6 (низкоэмиссионная сухого типа) с шестью топливными форсунками на каждую камеру. Эта система обеспечивает снижение выбросов NOx до 15 ppm в пересчете на 15 % O<sub>2</sub> в выхлопных газах ГТ.

В камеры сгорания помимо топлива подается сжатый воздух от многоступенчатого компрессора ГТУ. Камеры сгорания оборудованы системами воспламенения со свечами зажигания, датчиками пламени и пламяперекидными патрубками.

В объем поставки ГТУ включена система обнаружения утечек газа на базе аналоговых датчиков в кожухе газовой турбины и в газовом отсеке газо-масляного модуля.

#### 6.2.4.5 Система жидкого топлива

Система жидкого топлива ГТУ подает, фильтрует и распределяет поток топлива на 6 равных частей для подачи в камеры сгорания ГТУ.

Система состоит из следующих модулей:

- модуля перекачки резервного топлива;
- модуля фильтрации жидкого топлива;
- топливного модуля.

Модули перекачки резервного топлива предназначены для подачи резервного топлива на ГТУ с требуемым давлением и расходом.

Модули перекачки ГТУ размещаются в главном корпусе по одному на каждую ГТУ типа 6FA и 6Ф.03. Каждый модуль для ГТУ 6FA состоит из двух насосов (один рабочий, один резервный). На всасе насосов установлены фильтры. На напоре насосов установлены обратные клапаны и запорная арматура. Каждый модуль для ГТУ 6Ф.03 состоит из насоса, на всасе насоса уста-

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD

новлен фильтр. На напоре насоса установлен обратный клапан и запорная арматура. Предусмотрен один резервный модуль подачи топлива для турбин 6Ф.03.

Модули фильтрации жидкого топлива размещаются в главном корпусе. Каждый модуль оборудован отсечными клапанами, фильтрами, расходомерным устройством. Отсечной клапан перекрывает подачу топлива в турбину при нормальных или аварийных остановах. Топливо по байпасной линии возвращается во внешние топливные системы. В модуле фильтрации жидкого топлива за фильтрами используется трубопровод из нержавеющей стали.

Топливный модуль ГТУ расположен в кожухе с системой защиты, пожаротушения, обнаружения паров топлива и предназначен для распределения жидкого топлива по топливным форсункам системы сжигания. В топливном модуле предусмотрен главный топливный насос, 3-ходовой регулирующий клапан для регулирования расхода жидкого топлива, главный запорный клапан, система дозирования с делителем потока для равномерного распределения топлива по камерам сгорания, устройства обнаружения утечек; сливные клапаны корпуса турбины для отвода несгоревшего жидкого топлива в случае возникновения ложных пусков, устройство обнаружения утечек.

#### 6.2.4.6 Гидравлическая система

Гидравлическая система высокого давления обеспечивает подачу масла высокого давления на все компоненты гидравлической системы управления. На модуле смазочного масла смонтированы два насоса гидросистемы высокого давления, приводимые в действие двигателями переменного тока, оборудованные компенсаторами давления.

Система управления входным направляющим аппаратом включает в себя гидроаккумулятор масла контура управления, исполнительный механизм входного направляющего аппарата, гидравлический фильтр, электрогидравлический сервоклапан и реле аварийного отключения исполнительного механизма.

#### 6.2.4.7 Система промывки компрессора

Предусмотрена система промывки компрессора, которая представляет собой модульную установку, состоящую из водяного бака емкостью 4,0 м<sup>3</sup> с подогревателем, бака моющего средства емкостью 0,230 м<sup>3</sup>, фильтра, насоса, трубной разводки, КИП.

Промывка компрессора может использоваться для восстановления эффективности работы компрессора, потерянной из-за загрязнения. Компрессор должен промываться либо растворами моющих средств для удаления масляных отложений, либо водой соответствующего качества для удаления растворимых в воде осадков, таких как соли. Жидкость распыляется на входе в компрессор через сопла, расположенные по всей окружности входного раструба компрессора. Она подается от автономного модуля промывки водой, состоящего из резервуаров воды и моющего средства, насоса водяной системы и погружных нагревателей, причем органы электронного управления расположен непосредственно на модуле. Качество воды для промывки соответствует требованиям поставщика ГТУ.

Промывочный раствор после промывки компрессоров ГТУ направляется в приямок для утилизации промывочной воды. Для каждой ГТУ предусмотрен свой приямок для утилизации промывочной воды. Промывочные воды из приямков для утилизации промывочных вод выводятся автоцистернами на утилизацию.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 39
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

#### 6.2.4.8 Система охлаждающего вентилятора

Модуль охлаждающего вентилятора включает в себя вентиляторы, в том числе нагнетательные, охлаждающие замкнутое пространство вокруг газовой турбины. Предусмотрены два нагнетательных вентилятора для охлаждения выхлопной рамы, два вентилятора для охлаждения отсека турбины, два нагнетательных вентилятора для охлаждения полости подшипника № 2.

#### 6.2.4.9 Система обнаружения и тушения пожара

Предусмотрена автоматическая система пожарной защиты с четырьмя зонами, каждая из которых оборудована компонентами обнаружения и управления.

### 6.3 Обоснование выбора основного теплогенерирующего оборудования

В качестве источников тепла в горячей воде на ГТЭС устанавливаются шесть водогрейных котлов 20 МВт и один водогрейный котёл 8 МВт.

Характеристики котлов выбираются на основании характеристик максимальной тепловой нагрузки потребителей отопления и вентиляции, технологических систем ГТУ, вспомогательных систем по этапам строительства.

Схема включает в себя водогрейные котлы, установку групп насосов теплоснабжения систем отопления и вентиляции и группы насосов теплоснабжения ГТУ.

Выбор количества и требуемых технических характеристик оборудования осуществляется на основании анализа работы систем теплоснабжения с учетом установки основного оборудования и перспективного роста потребления по годам.

Тепловые нагрузки потребителей собственных нужд ГТЭС по этапам и годам представлены в таблице 1.5.

#### 6.3.1 Водогрейные котлы мощностью 20 МВт и 8 МВт

Для покрытия тепловой мощности потребителей собственных нужд ГТЭС Иркинская 867 МВт рассматривается установка водогрейных жаротрубных котлов тепловой мощностью 20,0 МВт каждый с комбинированными горелками (газ/дизтопливо).

Также, для обеспечения тепловой мощностью потребителей собственных нужд и ГВС в межотопительный период предусматривается установка одного водогрейного жаротрубного котла тепловой мощностью 8 МВт с комбинированными горелками (газ/дизтопливо).

Характеристики оборудования, устанавливаемого в котельных, представлены в таблицах 6.6, 6.7.

Таблица 6.6 - Основные характеристики водогрейного жаротрубного котла тепловой мощностью 20,0 МВт

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №	Таблица 6.6 - Основные характеристики водогрейного жаротрубного котла тепловой мощностью 20,0 МВт			
			Наименование	Размерность	Величина	
			Тепловая мощность котла (расчетная)	МВт (Гкал/ч)	20,0 (17,20)	
			Расчетное (избыточное) давление воды в котле, не более	МПа	0,6	
			Температура воды на входе в котел номинальная / минимальная допустимая	°С	70 / 60	
			Максимальная температура воды на выходе в основном режиме, не более	°С	115	
			Гидравлическое сопротивление, не более	кПа	1,0	
			Изм. Кол.уч Лист № док. Подпись Дата			
			D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ			Лист
			D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТЧН-ПД			40

Наименование	Размерность	Величина
Расход воды через котел номинальный / минимальный	т/ч	430 / не регламентируется
КПД котла при работе на газе	%	94,3
Назначенный срок службы, не менее	лет	25

Таблица 6.7 - Основные характеристики водогрейного жаротрубного котла тепловой мощностью 8,0 МВт

Наименование	Размерность	Величина
Тепловая мощность котла (расчетная)	МВт (Гкал/ч)	8,0 (6,88)
Расчетное (избыточное) давление воды в котле, не более	МПа	0,6
Температура воды на входе в котел номинальная / минимальная допустимая	°С	70 / 60
Максимальная температура воды на выходе в основном режиме, не более	°С	115
Гидравлическое сопротивление, не более	кПа	1,0
Расход воды через котел номинальный / минимальный	т/ч	172 / не регламентируется
КПД котла при работе на газе	%	94,3
Назначенный срок службы, не менее	лет	25

Описание конструкции котла

Котлы стальные водогрейные жаротрубные газо-дизельные горизонтальные с индивидуальными дымовыми трубами, расположенными снаружи.

Котлы трехходовые газотрубного типа.

Камера сгорания – жаровая труба и корпус котла имеют цилиндрическую форму. Конвективные поверхности нагрева образованы дымогарными трубами второго и третьего хода, расположенными осесимметрично вокруг камеры сгорания. Двух – трехрядная схема расположения дымогарных труб второго хода обеспечивает высокую интенсивность теплообмена, повышая коэффициент полезного действия котлов.

Полностью омываемая первая поворотная камера образована задней трубной доской и торосферическим днищем. Вторая поворотная камера - передней трубной доской и углублением футеровки фронтальной дверцы котла, выполненной в специальном исполнении.

Фронтальная дверца котла может полностью открываться с установленной горелкой в любую сторону. При открытой фронтальной дверце обеспечивается удобный доступ к камере сгорания и дымогарным трубам при техническом обслуживании и чистке котла. Осмотр и чистка первой поворотной камеры производится через камеру сгорания.

Для осмотра котла со стороны теплоносителя в верхней части корпуса предусмотрен смотровой люк.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 41
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

Чистка коллектора дымовых газов производится через люк-лаз камеры сбора дымовых газов котла.

Патрубки входа и выхода воды расположены сверху котла. Под патрубком входа воды установлен водонаправляющий элемент, обеспечивающий наиболее эффективное внутрикотловое распределение теплоносителя. Широкое межтрубное пространство и большой объем воды в котле обеспечивают наиболее оптимальный режим работы котла во всем диапазоне теплопроизводительности.

Для монтажа горелки на фронтальной дверце имеется горелочная плита. Визуальный контроль пламени в камере сгорания осуществляется через смотровой глазок.

Патрубок отвода дымовых газов расположен в верхней части задней стенки котла и оснащен присоединительным фланцем.

Высокоэффективная сплошная теплоизоляция котла состоит из ламинированных минераловатных матов толщиной 100 мм. Поверхность котла облицована рифленным покрытием, обеспечивающим эффектный внешний вид на протяжении всего срока службы.

Дренажный трубопровод в нижней части котла позволяет при необходимости полностью удалить теплоноситель. В нижней части предусмотрен сливной штуцер для удаления конденсата.

Для перемещения котла во время монтажа и погрузочно-разгрузочных работ на корпусе котла предусмотрены подъемные петли, расположенные симметрично относительно центра масс котла.

Трехходовая схема газового тракта котла с низкой теплонапряженностью камеры сгорания обеспечивает удобную настройку режимов горения котла и минимальные выделения вредных продуктов сгорания. Низкое аэродинамическое сопротивление котла позволяет наиболее оптимально подобрать горелочное устройство.

Крепление первой поворотной камеры котла на едином опорно-скользящем или жестком (для котлов свыше 8,0 МВт) анкере обеспечивает компенсацию циклических тепловых напряжений и, тем самым, большой срок службы котлов.

Для организации топочного процесса топка оборудована низкоэмиссионной горелкой горелкой производства «Чиб Унигаз» (или аналог). Сертификат соответствия промышленных горелок «Чиб Унигаз» ТР ТС 010/2011 представлен в Приложении Б.

Каждый газовый котел оборудован прогрессивной газо-дизельной блочной горелкой производства «Чиб Унигаз» (или аналог) с газовой рампой. Диапазон регулирования мощности горелок 0,55...4,1 МВт, давление газа на входе в горелки – 110...500 мбар.

На подводе к каждой горелке установлена антивибрационная муфта.

Газовая рампа горелки котла включает в себя:

- газовый фильтр (в составе мультиблока);
- реле минимального и максимального давления газа;
- мультиблок: блок электромагнитных клапанов с блоком контроля герметичности между ними;
- реле давления воздуха;
- сервопривод регулирования соотношения газ/воздух.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 42
------	---------	------	--------	---------	------	---	------------

## 6.4 Результаты расчетов режимов работы

### 6.4.1 Исходные данные для расчетов

Расчеты режимов работы ГТЭС Иркинская 867 МВт выполнялись на основании Схемы выдачи мощности. Дополнительные сведения о характеристиках прогнозном увеличении нагрузки потребителей электроэнергии принимались по письму ИНЖ/28/127 от 24.02.2022 (письмо от 22.02.2022 №ВО-1140) (Приложение Г.2 в томе D822921/0052Д-95-ПД-270000-ПЗ) и представлены в таблице 6.8.

**Таблица 6.8 - прогнозное увеличение нагрузки потребителей электроэнергии ГТЭС Иркинская**

Год		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Нагрузка ГТЭС	МВт	453,76	573,53	617,31	656,10	693,71	715,08	721,45	736,43	730,31
Отпуск э/э ГТЭС	млн. кВт×ч	3586,3	4546,8	4945,	5279,6	5614,7	5791,7	5843,5	5866,4	5817,9

Работа ГТУ проектируемой ТЭЦ рассматривается по электрическому графику.

### 6.4.2 Описание характерных режимов

Для подтверждения корректности выбора характеристик основного оборудования были проведены балансовые расчеты работы ТЭЦ для характерных режимов.

Балансовые расчеты выполнены для следующих режимов работы ГТЭС Иркинская 867 МВт:

- режим пиковый при минимальной пятидневке с расчетной температурой окружающего воздуха минус 44,4°С для определения максимальных пиковых выработки и отпуска электроэнергии ГТЭС;

- режим средне-годовой при среднегодовой температуре минус 9,9°С для определения годовых выработки и отпуска электроэнергии.

При предварительной оценке перспективных электрических нагрузок принималась во внимание информация по распределению электрических нагрузок в течение года. При этом, снижение нагрузки в межотопительный период не оказывает существенного влияния на балансы из-за малого временного отрезка. Покрытие электрической нагрузки в этих периодах также предусматривается тем же количество ГТУ, что и в отопительный, так как нагрузки потребителей в течении года фактически постоянны. Работа ГТУ предусмотрена в течение всего года, за исключением периодов обслуживания и ремонта. Число ГТУ в работе в году неизменно.

Расчетное значение балансов по выработки и отпуска электроэнергии ГТЭС Иркинская 867 МВт для покрытия перспективных нагрузок по этапам и годам приведено в таблице 6.9.

**Таблица 6.9 - Балансы выработки и отпуска электроэнергии ГТЭС по этапам и годам**

Этап		1...4		5	6	7...8	9				
Год		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
Нагрузка ГТЭС (отпуск электроэнергии)	МВт	264,57	316,48	453,76	573,53	617,31	656,10	693,71	715,08	721,45	
Собственные нужды электроэнергии ГТЭС	МВт	18,92	23,22	25,37	25,37	25,37	25,37	25,37	25,37	25,37	

Взам. Инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD

Лист

43



Этап Год		1...4 2028	5 2029	6 2030	7...8 2031	9 2032 2033 2034 2035 2036				
Число рабочих ГТУ 6FA в эта- пе	шт.	4,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Число рабочих ГТУ 6Ф.03 в этапе	шт.	0,00	0,00	1,00	2,00	3,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Мощность ГТЭС с мощно- стью 100% при средней годов- вой температу- ре и пиковому числу ГТУ в этапе	МВт	339,78	424,73	512,17	599,61	687,04	687,04	687,04	687,04	687,04
Пиковая на- грузка ГТЭС с учётом числа ГТУ в работе и СН		283,49	339,70	479,13	598,90	642,68	681,47	719,08	740,45	746,82
Средняя мощ- ность 1 ГТУ ГТЭС (при средней годов- вой температу- ре)	МВт	84,95	84,95	85,36	85,66	85,88	86,05	86,05	86,05	86,05
Средняя на- грузка 1 ГТУ	МВт	70,87	67,94	79,85	85,56	80,34	85,36	85,36	85,36	85,36
	%	83,43	79,98	93,55	99,88	93,54	99,19	104,66	107,77	108,70
Проверка дефи- цита отпускае- мой электро- энергии		Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Да	Да	Да
Дефицит отпус- каемой электро- энергии (-)	МВт	0	0	0	0	0	0	-32,03	-53,40	-59,78

#### 6.4.3 Выводы по балансовым расчетам

Проведенные расчеты показали, что выбранный состав оборудования отвечает всем характерным режимам работы ГТЭС. Дефицит отпуска электроэнергии после 2033 г. будет покрываться за счёт внешних источников – ВЭС (вспомогательных электростанций).

Водогрейные котлы №1...7 предусмотрены для работы в основном режиме для выработки тепловой энергии потребителям собственных нужд. Один котёл принимается резервным. Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №							D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ		Лист
									D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТСН-ПД		44
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						

## 6.5 Компонувочные решения главного корпуса

Здание главного корпуса ГТЭС Иркинская 867 МВт проектируется каркасным, учитывая геологические особенности грунтов, с устройством продуваемого подполья.

Шаг колонн каркаса главного корпуса переменный и составляет:

- в месте установки газовых турбин между осями 12...14, 18...20, 25...27, 31...33, 38...40, 50...52, 56...58, 63...65, 69...71, 76...78, 82...84 и в зоне автопроезда между осями 1...3 – 12 метров;

- в остальных осях шаг колонн – 6 метров.

Здание главного корпуса представляет собой трёх пролётный прямоугольный в плане объём в осях А...В, 1...85. Размер здания составляет 504м, пролёт составляет 37,5м. Главный корпус представляет собой единый пожарный отсек в составе двухпролётной электротехнической встройки и однопролётного турбинного отделения, с пристроями помещений внешних блоков отключающей арматуры (БОА). Отметка чистого пола 0,000 расположена выше планировочной отметки земли на 2,6 м. Для подъёма на отметку 0,000 с земли предусмотрены металлические лестницы 3 типа. Автопроезд осуществляется с отметки минус 2,350.

В главном корпусе ГТЭС Иркинская 867 МВт размещаются 11 газотурбинных установок (ГТУ), пять ГТУ типа 6FA и шесть ГТУ типа 6Ф.03, со вспомогательным оборудованием. Расположение газовых турбин – поперечное. Оси газотурбинных установок и отводящих газопроводов совмещены с осями 13, 19, 26, 32, 39, 51, 57, 64, 70, 77, 83 главного корпуса.

Здание главного корпуса запроектировано двухэтажным (на основании п. 4.11 СП 56.13130.2011), так как площадь площадок на отметке +3,200 составляет 61%, что более 40% площади помещений на отметке 0,000. Площадь площадок на других отметках менее 40%.

Степень огнестойкости здания – III. Класс функциональной пожарной опасности – Ф5.1. Категория здания по пожарной опасности – В. Класс пожарной опасности строительных конструкций – К0. Класс конструктивной пожарной опасности здания – С0.

Компоновка основного оборудования главного корпуса представлена на чертежах:

- черт. D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.2-Ч-09 «Главный корпус. Компонировка основного оборудования. План на отм. +3,200»;

- черт. D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.2-Ч-10 «Главный корпус. Компонировка основного оборудования. План на отм. +10,650. План на отм. +14,150»;

- черт. D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.2-Ч-11 «Главный корпус. Компонировка основного оборудования. Разрезы А-А, Б-Б, В-В, Г-Г».

### 6.5.1 Электротехническая встройка

Двухпролётная электротехническая встройка в осях А-Б общим пролётом 14,0м, с разделением пролётов по 7,0 м, с отметками площадок 0,000, +3,200, +10,650, +14,150. Высота до низа балок покрытия +19,300. На отметке +10,650 между осями 21...22, 42...43 примыкает переходная галерея из зданий ИБК №1, №2.

В электротехнической встройке размещаются:

- электротехнические помещения на отметке +10,650, +14,150 между осями 10...12, 16...18, 23...25, 29...31, 36...38, 48...50, 54...56, 61...63, 67...69, 74...76, 80...82;

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТСН-ПД	45
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- кабельный этаж на отметке 0,000 вдоль оси А, +8,250 под электротехническими помещениями;
- вентиляционное оборудование;
- оборудование водоподготовительной установки;
- одиннадцать генераторов, со вспомогательным оборудованием;
- воздухозаборные устройства газовых турбин (КВОУ);
- оборудование антиобледенительной системы (АОС ГТУ);
- помещения дизельного топлива.

Описание компоновочных решений электротехнических помещений, входящих в состав главного корпуса приведено в томе 5.1.

Для ремонта оборудования предусмотрены механизмы с грузоподъемностью, выбранной из условия подъема наиболее тяжелой детали при ремонтном обслуживании оборудования (раздел 7.3). Компоновка выполнена с учётом обеспечения обслуживания и ремонта оборудования, арматуры и трубопроводов.

Предусмотрены площадки на отметке +5,400 к зонам выема роторов генераторов газовых турбин.

Вентоборудование размещено по оси А на отметках +3,200 и +14,150. Подробное описание компоновки систем отопления и вентиляции приведено в томе 5.4.

Оборудование водоподготовительной установки (ВПУ) размещено между осями 7...8, 45...46. Подробное описание компоновки водоподготовительной установки приведено в томе 5.7.3.

Воздухозаборные устройства газовых турбин (КВОУ) обслуживаются с отметки +14,150. Оборудование системы АОС установлено на отметке +14,150 в удобном для обслуживания и ремонта месте.

Помещения дизельного топлива размещаются между осями А...Б, 4...7, 42...45. Подогреватели дизельного топлива и система промежуточного подогрева установлены на отметке 0,000. Модули перекачки и фильтрации дизельного топлива для ГТУ, установлены на площадках с отметкой +3,200.

### 6.5.2 Турбинное отделение

Однопролётное турбинное отделение в осях Б-В пролётом 23,5м, с отметками площадок 0,000, +3,200, +14,150. Высота до низа ферм покрытия +23,100.

В турбинном отделении размещаются:

- одиннадцать ГТУ, со вспомогательным оборудованием;
- один водогрейный котел тепловой мощностью 8МВт и шесть водогрейных котлов тепловой мощностью 20 МВт каждый, со вспомогательным оборудованием;
- оборудование системы охлаждения ГТУ;
- оборудование систем промывки ГТУ;
- баковое хозяйство.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 46
------	---------	------	--------	---------	------	---	------------

Для ремонта оборудования предусмотрены два мостовых крана грузоподъемностью 20/5 т. Грузоподъемность крана выбрана из условия подъема наиболее тяжелой детали при ремонтном обслуживании ГТУ. Компоновка выполнена с учётом обеспечения обслуживания и ремонта оборудования, арматуры и трубопроводов.

Газовые турбины имеют осевой выход для выхлопа дымовых газов, отвод дымовых газов от каждой ГТУ осуществляется через свою дымовую трубу высотой 40 м от уровня земли. Оси роторов турбин на отметке +6,1828. Обслуживание ГТУ со вспомогательным оборудованием осуществляется с отметки +3,200. Под площадками обслуживания вспомогательного оборудования ГТУ (под отметкой +3,200) расположены кабельные трассы и коммуникации (за исключением зон расположения фундаментов ГТУ).

В соответствии с РД 153-34.0-49.101 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий» из маслобака каждой турбины предусмотрен трубопровод аварийного слива масла в стальной бак полезным объёмом 25 м<sup>3</sup> (бак на две ГТУ). Баки аварийного слива масла расположены на площадке за пределами главного корпуса со стороны оси В.

Оборудование системы охлаждения ГТУ выполнено в модульном исполнении и устанавливается на отметку 0,000. Сухая вентиляторная градирня располагается вне главного корпуса со стороны оси В.

Оборудование систем промывки ГТУ размещено на отметке +3,200 с установкой бака сбора промывки на отметку 0,000.

Водогрейные котлы со вспомогательным оборудованием размещены на отметке 0,000. Для обслуживания арматуры водогрейных котлов выполнены площадки обслуживания над котлами. Отвод дымовых газов от каждого водогрейного котла осуществляется через свою дымовую трубу.

Бачковое хозяйство размещено на отметке 0,000 в осях Б...В, 7...9, 45...47. Состоит из установки заполнения систем теплоносителем, установки дренажей котлового контура и дренажного бака.

### 6.5.3 Пристрой блоков отключающей арматуры (БОА)

К зданию главного корпуса пристроены по оси В в осях 10...11, 16...17, 23...24, 29...30, 36...37, 48...49, 54...55, 61...62, 67...68, 74...75, 80...81 помещения блоков отключающей арматуры (БОА). Размером 14,0х6,0 м с отметкой пола 0,000.

Для ремонта оборудования предусмотрены механизмы с грузоподъемностью, выбранной из условия подъема наиболее тяжелой детали при ремонтном обслуживании оборудования (раздел 7.3). Компоновка выполнена с учётом обеспечения обслуживания и ремонта оборудования, арматуры и трубопроводов.

### 6.6 Компоновочные решения вспомогательных сооружений

Вспомогательные сооружения ГТЭС Иркинская 867 МВт проектируются в блочном исполнении, учитывая геологические особенности грунтов, с устройством продуваемого подполья.

Схема потоков представлена на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.2-Ч-08.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТЧН-ПД	Лист 47
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

Эстакады технологических трубопроводов представлены на чертежах D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.2-Ч-14 «Эстакада технологических трубопроводов и кабельных коробов. План», D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.2-Ч-15 «Эстакада технологических трубопроводов и кабельных коробов. Разрезы».

### 6.6.1 Пункт подготовки газа №1

Предусмотрена установка сертифицированного автоматизированного пункта подготовки газа (ППГ) в блочном исполнении. ППГ устанавливается, учитывая геологические особенности грунтов, с устройством продуваемого подполья.

Размер здания ППГ в плане составляет 18х12 метров и состоит из шести блок-боксов с ограждающими конструкциями из панелей типа «сэндвич». Кровля двухскатная.

Здание ППГ разделено на 2 отсека, имеющих отдельные входы:

- технологический отсек линии подготовки газа от источника газоснабжения,
- отсек управления,

В технологическом отсеке ППГ размещены следующие узлы:

- узлы механической очистки газа;
- узлы подогрева газа;
- узел редуцирования газа на ГТУ;
- узел редуцирования газа на водогрейные котлы;
- узлы коммерческого учета газа;
- система обнаружения пожара (пожарные извещатели);
- система пожаротушения;
- система контроля загазованности (сигнализаторы СГОЭС);
- приборы системы отопления.

В отсеке управления ППГ размещены щиты управления ППГ (САУ) и шкафы системы электроснабжения.

Обслуживание оборудования ППГ осуществляется с заходом внутрь помещений. Все оборудование за исключением фильтров и емкости сбора конденсата  $V = 10 \text{ м}^3$  размещено в отапливаемых блок-боксах

Категория ППГ по взрывопожарной и пожарной опасности – «А» в соответствии с СП 12.13130.2009. Степень огнестойкости здания – III. В ограждающих конструкциях технологических отсеков ППГ предусмотрены легкобрасываемые конструкции, согласно требованиям п. 5.10 СП 56.13330.2011 «Производственные здания». Актуализированная редакция СНиП 31-03-2001.

На площадке ППГ размещены два газовых фильтра-сепаратора с площадкой обслуживания арматуры и бак сбора конденсата объемом  $10 \text{ м}^3$  с площадкой обслуживания.

Более подробное описание ППГ приведено в томе 5.6 «Система газоснабжения». Компонировка оборудования ППГ представлена на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6-Ч-04.

### 6.6.2 Пункт подготовки газа №2

Предусмотрена установка сертифицированного автоматизированного пункта подготовки газа (ППГ) в блочном исполнении. ППГ устанавливается, учитывая геологические особенности грунтов, с устройством продуваемого подполья.

Размер здания ППГ в плане составляет 18х12 метров и состоит из шести блок-боксов с ограждающими конструкциями из панелей типа «сэндвич». Кровля двухскатная.

Здание ППГ разделено на 2 отсека, имеющих отдельные входы:

- технологический отсек линии подготовки газа от источников газоснабжения,
- отсек управления.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	48
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

В технологическом отсеке ППГ размещены следующие узлы:

- узлы механической очистки газа;
- узлы подогрева газа;
- узел редуцирования газа на ГТУ;
- узел редуцирования газа на водогрейные котлы;
- узел коммерческого учета газа;
- система обнаружения пожара (пожарные извещатели);
- система пожаротушения;
- система контроля загазованности (сигнализаторы СГОЭС);
- приборы системы отопления.

В отсеке управления ППГ размещены щиты управления ППГ (САУ) и шкафы системы электроснабжения.

Обслуживание оборудования ППГ осуществляется с заходом внутрь помещений. Все оборудование за исключением фильтров и емкости сбора конденсата  $V=10 \text{ м}^3$  размещено в отопляемых блок-боксах

Категория ППГ по взрывопожарной и пожарной опасности – «А» в соответствии с СП 12.13130.2009. Степень огнестойкости здания – III. В ограждающих конструкциях технологических отсеков ППГ предусмотрены легкосбрасываемые конструкции, согласно требованиям п. 5.10 СП 56.13330.2011 «Производственные здания». Актуализированная редакция СНиП 31-03-2001.

На площадке ППГ размещены два фильтр-сепаратора газовых с площадкой обслуживания арматуры и бак сбора конденсата объемом  $10 \text{ м}^3$  с площадкой обслуживания.

Более подробное описание ППГ приведено в томе 5.6 «Система газоснабжения». Компонировка оборудования ППГ представлена на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС6-Ч-04.

### 6.6.3 Хозяйство жидкого топлива

Хозяйство жидкого топлива состоит из насосной станции, комплекса слива-налива и склада жидкого топлива. Площадка автомобильной сливной эстакады выполнена под навесом для защиты от атмосферных осадков и из безискрового материала, невпитывающего, устойчивого к нефтепродуктам. Предусмотрены меры по обеспечению предотвращения проникновения дизельного топлива в грунт при эксплуатации и техническом обслуживании.

Более подробное описание хозяйства жидкого топлива приведено в томе 5.7.2 «Система топливоснабжения». Компонировка оборудования представлена на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС5.7.2-Ч-02.

#### 6.6.3.1 Насосная станция жидкого топлива со складом масла в таре

Насосная станция жидкого топлива со складом масла в таре имеет размеры в плане  $36,6 \times 12,0$  метров с площадкой для порожних бочек и устанавливается на свайное основание, с проветриваемым подпольем.

Насосная станция жидкого топлива состоит из:

- насосной жидкого топлива;
- склада масла в таре;
- венткамеры и теплового пункта;
- электрощитовой;
- площадки для порожних бочек.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТЧН-ПД

В насосной жидкого топлива установлены насосы заполнения резервуаров жидкого топлива от автоцистерн, насосы циркуляции жидкого топлива, насосы опорожнения придонного слоя резервуаров и насос обратной перекачки топлива на базу ГСМ.

Склад масла в таре предусмотрен для хранения масла ГТУ, трансформаторного масла и масла АДГУ. Хранение осуществляется на фронтальных стеллажных секциях с поддонами для бочек.

Для ремонта оборудования предусмотрены механизмы с грузоподъемностью, выбранной из условия подъема наиболее тяжелой детали при ремонтном обслуживании оборудования (раздел 7.3). Компонировка выполнена с учётом обеспечения обслуживания и ремонта оборудования, арматуры и трубопроводов.

Для сбора аварийных проливов площадки предусмотрен бак  $10 \text{ м}^3$ , для сбора аварийных проливов склада жидкого топлива предусмотрен бак  $10 \text{ м}^3$ .

#### **6.6.3.2 Склад жидкого топлива, в том числе резервуар аварийного слива жидкого топлива**

На площадке жидкого топлива размещены три вертикальных цилиндрических резервуара жидкого топлива объёмом  $10000 \text{ м}^3$  каждый. По периметру группы наземных резервуаров предусмотрено замкнутое обвалование, рассчитанное на гидростатическое давление разлившейся жидкости. Уклоны площадки выполняются в сторону приямка для стока атмосферных осадков и аварийных проливов, сбор обводнённых дренажей жидкого топлива предусмотрен в бак  $10 \text{ м}^3$ .

#### **6.6.4 Компрессорная сжатого воздуха**

Для непрерывного производства сжатого воздуха установлена автоматизированная компрессорная станция блок-контейнерного исполнения с собственными системами подготовки воздуха. Компрессорная станция имеет размеры в плане  $9,0 \times 7,5$  метров, состоит из трёх блок-контейнеров размерами  $3,0 \times 7,5$  метров. Устанавливается, учитывая геологические особенности грунтов, с устройством продуваемого подполья.

Запас воздуха хранится в двух ресиверах объёмом  $16 \text{ м}^3$  каждый, расположенных на площадке рядом с контейнером компрессорной станции. Для обслуживания арматуры ресиверов сжатого воздуха выполнена площадка.

Компоновка компрессорной представлена на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.2-Ч-17.

#### **6.6.5 Азотогенераторная станция**

Для производства азота предусмотрена установка сертифицированной автоматизированной азотогенераторной станции (АГС) блок-контейнерного исполнения, оснащённой комплектно поставляемой системой управления. Блок-контейнер азотогенераторной станции имеет размеры в плане  $12,0 \times 2,9$  метров и устанавливается, учитывая геологические особенности грунтов, с устройством продуваемого подполья.

Для выравнивания давления азота на площадке за пределами азотогенераторной предусмотрены два ресивера ёмкостью по  $10 \text{ м}^3$  каждый. Для обслуживания арматуры ресиверов азота выполнена площадка.

Компоновка азотогенераторной представлена на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.2-Ч-18.

#### **6.6.6 Инженерно-бытовой корпус №1 (ИБК).**

Здание инженерно-бытового корпуса №1 (ИБК №1) проектируется каркасным, учитывая геологические особенности грунтов, с устройством продуваемого подполья. ИБК №1 является основной ремонтной базой электростанции.

В ИБК №1 имеются механические и сварочные отделения, склады и гаражи в составе:

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТСН-ПД	Лист 50
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

- склад инструментов, склад ЗИП;
- кладовая ЛМК;
- склады материалов и оборудования;
- ремонтная механическая мастерская;
- мастерская по ремонту газового хозяйства;
- постоянный сварочный пост;
- гараж №1.

В мастерских и постоянном сварочном посту предусмотрен минимальный парк станочного оборудования и два поста газовой и электросварки, что позволяет производить изготовление металлоконструкций и узлов трубопроводов с раскроем металла, гнутьем труб и сваркой. Для транспортировки грузов в помещениях предусмотрены мостовые электрические краны г/п 3,2 тс.

Расположение мастерских, складов и гаражей представлено на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.2-Ч-13.

Материальные склады обеспечивают хранение материальных ресурсов, запасных частей (приборов, арматуры, инструмента и т.д.), металлопрокат и хозяйственного инвентаря. Категория помещений по взрывопожарной и пожарной опасности согласно СП 12.13130.:

- постоянный сварочный пост - «Г»;
- ремонтно-механические мастерские - «В3»;
- склад оборудования и запчастей - «В3»
- склад материалов - «В3»;
- склад инструментов - «В3»;
- кладовая лакокрасочных материалов - «В1»;
- гараж №1 – «В2».

Перечень оборудования мастерских представлен в таблице 7.2.6.

Таблица 7.2.6 Перечень оборудования мастерских в ИБК №1

	Наименование	Марка	Кол-во, шт.	Масса, кг
	<b>1. Ремонтная механическая мастерская</b>			
1.1	Станок токарно-винторезный универсальный	SN50C1500	1	2370
1.2	Универсально – фрезерный станок	СФ 676	1	1050
1.3	Ножницы механические	НГ-16	1	6500
1.4	Станок точильно-шлифовальный напольный	ТШ-3	1	220
1.5	Машина гибочная трехроликовая	ИБ3129	1	2015
1.6	Машина трубогибочная с механическим приводом	ИБ 3429	1	1250
1.7	Станок резьбонарезной	МЗК-95	1	200
1.8	Плита разметочная чугунная ГОСТ 10905-86		1	870

Взам. Инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТСН-ПД

Лист

51



	Наименование	Марка	Кол-во, шт.	Масса, кг
1.9	Подставка под разметочную плиту		1	
1.10	Шкаф для инструмента	ВЛ-052-08	2	107,5
1.11	Тележка платформенная г/п 600 кг с поворотной осью на литых колесах	ТП-02	1	
1.12	Тележка гидравлическая с функцией подъема г/п 1,0 т		1	112
1.13	Тара (с крышкой) г/п 250 кг	1-2-60-40-45-0,25М ГОСТ 14861-91	1	16
1.14	Ларь для обтирочных материалов		1	38
1.15	Зарядное устройство для гелевых батарей (для электроштабелеров склада)	ProHF E 24/50 B-FBC	1	3.9
	<b>2. Мастерская по ремонту газового хозяйства</b>			
2.1	Стол-верстак слесарный металлический (3х тумбовый) с экраном	ВЛК -3-11	3	78
2.2	Стол-верстак слесарный металлический (2х тумбовый) с экраном	ВЛК -2-11	2	80
2.3	Тиски	Т 180 ГОСТ 4045-75	3	27
2.4	Шкаф для инструмента	ВЛ-052-08	2	107,5
2.5	Ларь для обтирочных материалов		1	38
2.6	Тележка гидравлическая с функцией подъема г/п 1,0 т		1	112
2.7	Станок настольно-сверлильный вертикальный	2М112	1	120
	<b>3. Постоянный сварочный пост</b>			
3.1	Стол сварщика с фильтровентиляционным устройством	ССН-01-05	2	210
3.2	Инверторный сварочный полуавтомат 3х фазный 380В	MIG500(J91)	1	45
3.3	Сварочный инвертор для аргонодуговой сварки 3х фазный 380В	TIG 315AC/DC	1	37
3.4	Переносной инверторный сварочный аппарат- 220В	САИ 250	1	5
3.5	Шкаф для инструмента	ВЛ-052-08	1	107,5
3.6	Щит ограждения сварочный	ЩОС-04	9	14
3.7	Ларь для обтирочных материалов		1	38
3.8	Тележка трансформер (для перевозки баллонов)	ТГУ 300	2	

Взам. Инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТЧ-ПД

	Наименование	Марка	Кол-во, шт.	Масса, кг
3.9	Тележка грузовая лестничная (для перевозки баллонов)	КГЛ	2	

Здание ИБК №1 относится по взрывопожаробезопасности к категории «В» согласно СП 12.13130. Степень огнестойкости здания – II.

### 6.6.7 Вентиляторная градирня

Сухая вентиляторная градирня для охлаждения газотурбинной установки (ГТУ №5) установлена на металлоконструкции с габаритными размерами в плане 9,6x10,8 м (без учета площадок обслуживания и лестниц). Конструкции градирен, предназначенных для ГТУ №1,2, ГТУ №3,4, ГТУ №6,7, ГТУ №8,9, ГТУ №10,11, выполнены на общей металлоконструкции с габаритными размерами в плане 19,2x10,8 м (без учета площадок обслуживания и лестниц).

Сухая вентиляторная градирня состоит из четырёх модулей по шесть осевых вентиляторов в каждом.

Каждый модуль градирни представляет собой теплообменный аппарат, состоящий из следующих составных частей:

- теплообменной секции;
- системы подачи воздуха, включающей шесть вентиляторов с приводом от электродвигателей.

Конструкция теплообменной секции охладителя представляет собой пучок медных труб с алюминиевым оребрением, закрепленных по концам в трубных решетках. Трубные решетки герметично закрываются крышками, представляющими из себя камеры, которые работают под давлением охлаждаемой среды. Крепление труб в трубных решетках производится сваркой после развальцовки.

В конструкции секции предусмотрены строповые устройства, обеспечивающие удобство транспортирования и монтажа.

Конструкция теплообменной секции жесткая и исключает прогиб трубного пучка, что достигается установкой поперечных опор под нижним рядом труб и дистанционирующих элементов, располагающихся между рядами труб над опорами.

Конструкция секций обеспечивает возможность удаления воздуха, для чего в верхней точке камеры предусмотрены специальные резьбовые отверстия, заглушенные пробками. Также предусмотрены штуцера для присоединения измерительных устройств.

Конструкция аппарата позволяет проводить испытания, контроль сварных швов без демонтажа.

Материалы, применяемые для изготовления, соответствуют условиям эксплуатации, температурным пределам применения, устойчивы к воздействию рабочих сред, обеспечивают надежную работу в течение срока службы. Качество и характеристики поставляемых материалов и полуфабрикатов подтверждаются сертификатами качества предприятия.

Для обслуживания отключающей арматуры на трубопроводах, для доступа к вентиляторам градирни выполнены площадки и лестницы. Для ремонта и обслуживания вентиляторов градирни предусмотрены средства механизации - тележка с ручной талью грузоподъемностью 250 кг и консольный поворотный кран той же грузоподъемности.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	53
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

### 6.6.8 Склад хранения отходов

Склад хранения отходов предусматривается для складирования отходов ГТЭС.

Здание склада имеет размеры в осях 12х12 метров и разделено на 2 отдельных помещения. В каждое помещение выполнен въезд для спецавтотехники.

Внутри помещений организована площадка для хранения макулатуры, предусмотрены контейнеры для сбора: твердых бытовых отходов, промасленной ветоши, смета с территории, кроме того, предусмотрена зона для хранения гипохлорита натрия (реагента, используемого в системе водоподготовки).

По мере накопления отходы вывозятся спецавтотранспортом на утилизацию.

Здание склада отходов относится по взрывопожаробезопасности к категории «В3» согласно СП 12.13130.2009. Степень огнестойкости здания – IV.

Компоновка склада хранения отходов представлена на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.2-Ч-21.

### 6.6.9 Склад баллонов технических газов

Склад баллонов предназначен для приема и хранения баллонов технических газов, используемых для резки металла и сварочных работ.

Здание склада баллонов технических газов имеет размеры в плане 18,0×12,0 метров, кровля двухскатная. Устанавливается, учитывая геологические особенности грунтов, с устройством продуваемого подполья.

В пределах склада баллоны с разными газами сгруппированы и хранятся в разных отсеках, разделенных несгораемыми глухими перегородками на высоту здания.

Выделено три отсека для хранения:

- кислорода;
- пропана;
- элегаза;
- аргона и лабораторных газов.

Кроме того, в здании склада баллонов выделены помещения электрощитовой, венткамеры с тепловым пунктом и вытяжной камеры.

Хранение баллонов предусмотрено в паллетах по 12 баллонов для невзрывоопасных газов и в паллетах по 4 баллона для взрывоопасных.

Объем хранения баллонов:

- баллоны с кислородом 40-150У ГОСТ 949-73 - 36 шт. по 40 л.;
- баллоны с аргоном 40-150У ГОСТ 949-73 - 12 шт. по 40 л.;
- баллоны с пропаном 3-50-3-К ГОСТ 15860-84 - 32 шт. по 50 л.;
- баллоны с лабораторными газами - 40-150У ГОСТ 949-73 - 12 шт.;
- баллоны с элегазом 40-150У ГОСТ 949-73 - 6 шт. по 40 л.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	54
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Компоновка склада баллонов технических газов представлена на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.2-Ч-20.

## 6.7 Организация и механизация ремонтных работ

Технологические решения по организации и механизации ремонтных работ разработаны на основании:

- ВСН-22-80 «Инструкции по проектированию организации и механизации ремонтных оборудования, зданий и сооружений на тепловых электростанциях»;
- СО 34.04.181-2003 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей»;
- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения»;
- Методические указания по технологическому проектированию тепловых электростанций (Приложение к приказу Минэнерго РФ от 16 августа 2019 года N 858).

Техническое обслуживание и ремонт предусматривают выполнение комплекса работ, направленных на обеспечение исправного состояния оборудования, надежной, безопасной и экономичной его эксплуатации, проводимых с определенной периодичностью и последовательностью, при оптимальных трудовых и материальных затратах. Проектные решения, связанные с вопросами механизации ремонтных работ, направлены на создание условий, обеспечивающих уменьшение сроков простоя оборудования в ремонте, повышению производительности труда ремонтного персонала.

Техническое обслуживание и ремонт тепломеханического и электрического оборудования, средств АСУ ТП, КИПиА выполняются персоналом электростанции, заводами и фирмами на основании договоров по сервисному обслуживанию поставляемого оборудования, а также с привлечением персонала специализированных предприятий.

Организация и производство всех видов ремонтного обслуживания должны выполняться в соответствии с СО 34.04.181-2003 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей» (утверждены ОАО РАО «ЕЭС» от 25.12.2003).

Предусматриваются следующие виды ремонта:

- ремонт и техническое обслуживание оборудования на месте установки с использованием грузоподъемных механизмов, ремонтных площадок и транспортировкой узлов и деталей по трассам грузопотоков;
- поузловой и агрегатный ремонт, а также сервисное обслуживание персоналом фирм, заводов-изготовителей и специализированных организаций;
- ремонтно-строительные работы по ремонту зданий и сооружений, выполняемые персоналом подрядных организаций.

Изготовление отдельных элементов оборудования, восстановительный ремонт арматуры, а также плановые ремонты с выполнением станочной обработки производятся в ремонтных мастерских инженерно-бытового корпуса, на месте установки оборудования или на базе специализированных организаций. В связи с тем, что ремонтное обслуживание основного оборудования предусматривается в специализированных сервисных центрах, ремонтные зоны в пределах технологических помещений имеют небольшие площади.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 55
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

При проведении ремонтных работ применяется индустриальный и агрегатно-узловой метод. Индустриальный метод обеспечивается на специализированных ремонтных предприятиях. Изготовление нестандартного оборудования и различных запчастей для проведения ремонтов осуществляется на специализированных предприятиях.

Техническое обслуживание оборудования электростанции будет выполняться персоналом цехов с использованием площадей и оборудования ремонтных мастерских и лабораторий, расположенных в инженерно-бытовом корпусе.

Производство капитальных, средних и текущих ремонтов основного и вспомогательного оборудования станции будет производиться заводами-изготовителями оборудования и специализированными организациями на договорных условиях исходя из принципа сервисного обслуживания.

Основными средствами механизации ремонтных работ являются стационарные грузоподъемные механизмы.

Для выполнения ремонтов на станции предусмотрены:

- организация автопроезда в главный корпус между осями 1...3;
- установка над оборудованием достаточного числа стационарных и инвентарных грузоподъемных механизмов, имеющих выход на трассы напольного и автотранспорта;
- наличие в главном корпусе ремонтных площадок и выделенных площадей для раскладки деталей и узлов основного оборудования при ремонтах;
- организация автомобильных проездов между главным корпусом и вспомогательными сооружениями, которые используются при проведении ремонтов;
- централизованная разводка электросварочной сети;
- организация систем сжатого воздуха с организацией точек подключения пневмоинструмента на площадках обслуживания основного оборудования;
- компрессорная станция и централизованная разводка сжатого воздуха;
- ремонтные мастерские;
- складские помещения;
- обеспечение бытовыми помещениями персонала станции.

Перечень грузоподъемного оборудования, его техническая характеристика приводится в таблице 7.3.2.4 и таблице 7.3.3.7.

### 6.7.1 Периодичность и продолжительность ремонтов

В части определения времени аварийных простоев в неплановых ремонтах структура ремонтного цикла сформирована на основании «Рекомендаций по продолжительности планово-предупредительных ремонтов основного оборудования проектируемых тепловых электростанций» (редакция 1992 г., «Теплоэлектропроект»).

Расчет сроков ремонта основного оборудования.

Периодичность капитальных ремонтов ГТУ через 48000 часов

$$48000 / 8760 = 5,5 \text{ лет.}$$

Продолжительность – 40 суток

Периодичность текущих ремонтов ГТУ через 24000 часов

$$24000 / 8760 = 2,75 \text{ года.}$$

Продолжительность – 14 суток.

Инспекционная проверка ГТУ 1 раз в год Продолжительность – 4 суток.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	56
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

### Структура ремонтного цикла

Обозначение:

«Т» - текущий ремонт;

«И» - инспекционная проверка;

«К» - капитальный ремонт.

Для энергоблока принят межремонтный период (между капитальными ремонтами) – 5,5 лет.

Первый год – И (4 суток).

Второй год – И (4 суток).

Третий год – И (4 суток) + Т (14 суток).

Четвертый год – И (4 суток).

Пятый год – И (4 суток).

Шестой год – И (4 суток) + К (40 суток).

Среднегодовой простой энергоблока в плановых ремонтах составляет:

$$T_{\text{план. рем.}} = [(4 \times 5,5) + 14 + 40] : 5,5 = 14 \text{ суток (335 часов).}$$

Продолжительность аварийных простоев в неплановых ремонтах принята согласно вышеуказанных «Рекомендаций по продолжительности планово-предупредительных ремонтов основного оборудования проектируемых тепловых электростанций» (редакция 1992 г., «Теплоэлектропроект») - 2% от календарного годового времени.

$$T_{\text{авар. рем.}} = 8760 \times 0,02 = 175 \text{ часов.}$$

Общий среднегодовой простой в ремонтах блока составит  $335 + 175 = 510$  часов.

Число часов работы блока в году –  $T_{\text{год.}} = 8760 - 510 = 8250$  часов.

При этом коэффициент технического использования  $K_{\text{ти}} = 8250 / 8760 = 0,942$ .

Ремонтный период в год принимаем продолжительностью – 21 суток.

Без учета аварийных простоев:

Число часов работы блока в году  $8760 - 335 = 8425$ .

При этом коэффициент технического использования  $K_{\text{ти}} = 8425 / 8760 = 0,96$ .

### **6.7.2 Механизация ремонтных работ в главном корпусе**

Транспортировка грузов внутри главного корпуса осуществляется грузоподъемными механизмами, расположенными в турбинном отделении, электротехнической встройке и пристроек БОА, выбранных из условий подъема наиболее тяжелых деталей при выполнении ремонта оборудования на монтажно-ремонтных площадках.

Проектом предусмотрена установка сертифицированного кранового оборудования, соответствующего требованиям:

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD

- ТР ТС 010/2011 Технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»,

- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения».

Расположение грузоподъемного оборудования и монтажно-ремонтных площадок в главном корпусе приведено на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1-Ч-12 «Главный корпус. Механизация ремонтных работ».

### 6.7.2.1 Турбинное отделение

Для обслуживания основного оборудования турбинного отделения предусмотрены два мостовых электрических крана пролётом 21,5 метра и грузоподъемностью 20/5 т. Предусмотрена возможность совместной работы кранов с установкой общей траверсы.

Подкрановый рельс принят марки КР-70 ГОСТ 4121-96. Крепления рельсов к подкрановым балкам выполнены разъемными, с возможностью рихтовки. Тип крепления рельса - планками с подкладками по ГОСТ 24741-81. После рихтовки планки привариваются к подкладкам. Крепление подкрановых рельсов исключает их поперечное и продольное смещение при движении кранов (кроме упругих деформаций под нагрузкой от перемещающегося крана). Рельсовый путь обеспечивает свободный без заеданий проезд на всем участке следования кранов. Крепление и стыки рельсов выполняются в соответствии с требованиями серии 1.426.2-7 вып.6. Не допускается смещение подкрановых рельсов относительно стенки балки в процессе монтажа. Необходим контроль за надежностью рельсовых креплений перед сдачей в эксплуатацию. Температурные стыки крановых рельсов отсутствуют, зазор между рельсом и упором – 50мм. Отметка головки подкранового рельса мостовых кранов в машинном зале +21,900 м.

Тупиковые упоры для фиксации предельного положения кранов и места стоянки кранов предусмотрены в крайних положениях турбинного отделения, с привязкой упоров до крайних осей здания - 1500 мм. Упор принят типовой конструкции для сварных подкрановых балок, двутаврового сечения расширяющийся к низу с установкой деревянного бруса спереди напротив буфера моста крана. Упор рассчитан на нагрузки по СП 20.13330.2011, при установке в проектное положение надежно закреплен к верхнему поясу балки монтажной сваркой. В строительной части проекта выполнен расчет подкрановых балок в составе расчета каркаса главного корпуса.

В зонах стоянки кранов (на всех отметках здания) отсутствуют постоянные рабочие места.

Расстояния от верхней точки кранов до нижнего пояса ферм кровли здания не менее 100 мм, расстояние от настила площадок и галерей крана, включая настил концевых балок превышает 2000 мм. Минимальное расстояние от выступающих частей торцов кранов до колонн здания и до перил проходных галерей составляет 570 мм. Расстояние от нижней точки крана до площадок ветровых ферм, оборудования и трубопроводов, расположенных в турбинном отделении, превышает 2000 мм. Расстояние от кабины обслуживания троллеев до стен, оборудования, трубопроводов, площадок, выступающих частей здания и других предметов, относительно которых кабина передвигается – не менее 400 мм.

Группа режима работы опорного мостового крана А2 по ИСО-4301/1. На кранах предусмотрены галереи, площадки и лестницы для обеспечения безопасного доступа к электрооборудованию, приборам безопасности, механизмам и металлоконструкциям крана, требующим технического обслуживания. Вдоль крановых путей по оси В и по торцам здания предусмотрены

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	58
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

проходные галереи, оборудованные ограждениями в тени колонн, съёмными цепочками, страховочными поручнями вокруг колонн и противоскользящим настилом.

Краны оснащены тормозом на передвижение и приборами безопасности в объеме требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения». Исполнение кранов общепромышленное. Полный установленный срок службы не менее 30 лет.

Для статических испытаний крана мостового электрического, грузоподъемностью 20/5 т в главном корпусе устанавливается гидронагружатель, закрепленный через анкерную тягу в полу. Гидронагружатель позволяет создать испытательную нагрузку без применения груза. Расчетная испытательная нагрузка - 1,25 паспортной грузоподъемности кранов.

В зоне действия мостовых кранов предусматриваются монтажно-ремонтные площадки на отметке -2,350 между осями 1...3 (автопроезд), на отметке 0,000 между осями 3...4, 41...42, на отметке +3,200 между осями 14...15, 20...21, 27...28, 33...34, 40...41, 52...53, 58...59, 65...66, 71...72, 78...79, 84...85.

### 6.7.2.2 Электротехническаястройка

Для обслуживания оборудования в электротехническойстройке, проектом предусмотрено применение бескрановой схемы выкатки ротора генератора и грузоподъемные механизмы для транспортировки гидравлическими тележками электрооборудования на монтажно-ремонтные площадки турбинного отделения.

Для каждого генератора ГТУ размещены механизмы в составе крана подвесного электрического грузоподъемностью 3,2 т (обслуживания заднего подшипника) и тали электрической грузоподъемностью 3,2 т (обслуживания переднего подшипника). Для выема ротора генератора предусмотрена разборная конструкция с лебедкой, вне главного корпуса по оси А.

Для подъема электрооборудования в электротехнические помещения, размещены тали электрические грузоподъемностью 5,0 т между осями 3...4, 9...10, 15...16, 22...23, 28...29, 35...36, 47...48, 53...54, 60...61, 66...67, 73...74, 79...80.

Для ремонта и обслуживания оборудования дизельного топлива размещены тали электрические грузоподъемностью 5,0 т между осями 4...7, 42...45.

### 6.7.2.3 Пристрой блоков отключающей арматуры (БОА)

Для обслуживания основного оборудования в помещениях внешних блоков отключающей арматуры (БОА) размещены тали электрические грузоподъемностью 0,5 т.

### 6.7.2.4 Перечень грузоподъемного оборудования главного корпуса

Перечень грузоподъемного оборудования, его техническая характеристика приводится в таблице 7.3.2.4.

Таблица 7.3.2.4. Перечень грузоподъемного оборудования главного корпуса

Взам. Инв. №																																			
	Подпись и дата																																		
Инв. № подл.																																			
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Наименование</th> <th>Грузоподъемность, т</th> <th>Пролет, м</th> <th>Высота подъема, м</th> <th>Кол-во, шт.</th> <th>примечание</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="6" style="text-align: center;"><b>Главный корпус</b></td> </tr> <tr> <td colspan="6"><b>1.Машзал</b></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч</td> <td>Лист</td> <td>№ док.</td> <td>Подпись</td> <td>Дата</td> </tr> </tbody> </table>						Наименование	Грузоподъемность, т	Пролет, м	Высота подъема, м	Кол-во, шт.	примечание	<b>Главный корпус</b>						<b>1.Машзал</b>												Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись
Наименование	Грузоподъемность, т	Пролет, м	Высота подъема, м	Кол-во, шт.	примечание																														
<b>Главный корпус</b>																																			
<b>1.Машзал</b>																																			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата																														
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD					Лист 59																														



Наименование	Грузоподъемность, т	Пролет, м	Высота подъема, м	Кол-во, шт.	примечание
Кран мостовой электрический двухбалочный опорный общепромышленного исполнения Группа режима работы крана по ИСО 4301/1-A2	20/5	21,5	23/25	2	Для монтажа и ремонта основного оборудования
<b>2. Электротехническая встройка</b>					
Кран подвесной электрический общепромышленного исполнения Группа режима работы крана по ГОСТ 34017-A1	3,2	9	9	11	Обслуживание заднего подшипника генератора ГТУ
Таль электрическая общепромышленного исполнения Группа режима работы по ГОСТ 34017-A1	3,2	-	9	11	Обслуживание переднего подшипника генератора ГТУ
Таль электрическая общепромышленного исполнения Группа режима работы по ГОСТ 34017-A1	5,0	-	24	12	Для монтажа и ремонта электротехнического оборудования
Кран-балка однобалочная электрическая подвесная общепромышленного исполнения Группа режима работы крана по ГОСТ 34017-A1	5,0	6	9	2	Для ремонта и обслуживания оборудования дизельного топлива
<b>3. Пристрой блоков отключающей арматуры (БОА).</b>					
Кран ручной мостовой однобалочный подвесной Группа режима работы по ГОСТ 34017-A1	0,5	4,2	6	11	Обслуживание оборудования БОА

Грузоподъемные механизмы выбраны в соответствии с требуемыми грузовыми и высотными характеристиками, отвечают требованиям технологического процесса, а также соответствуют российским стандартам с учетом всех особенностей эксплуатации и внешних воздействий.

На подкрановых рельсах выполнены упоры, электрические краны оснащены концевыми выключателями.

Срок службы грузоподъемного оборудования не менее 20 лет с проведением периодического частичного и полного освидетельствования.

Технические освидетельствования грузоподъемных механизмов должны проводиться с периодичностью:

частичное - не реже одного раза в 12 месяцев

полное - не реже одного раза в 3 года.

Грузоподъемные механизмы главного корпуса и пристроя БОА установлены таким образом, что при подъеме груза исключается необходимость предварительного его подтаскивания при наклонном положении грузовых канатов и имеется возможность перемещения груза (грузо-

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 60
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

захватного органа или грузозахватного приспособления без груза), поднятого не менее чем на 500 мм выше встречающихся на пути конструкций, оборудования и других предметов.

### 6.7.3 Механизация ремонтных работ во вспомогательных зданиях

Основными средствами механизации ремонтных работ являются стационарные грузо-подъемные механизмы.

Изготовление отдельных элементов оборудования, восстановительный ремонт арматуры, а также плановые ремонты с выполнением станочной обработки производятся в ремонтных мастерских инженерно-бытового корпуса, на месте установки оборудования или на базе специализированных организаций.

Проектом предусмотрена установка сертифицированного кранового оборудования, соответствующего требованиям:

- ТР ТС 010/2011 Технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»,

- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения».

Перечень грузоподъемного оборудования во вспомогательных зданиях, его техническая характеристика приводится в таблице 7.3.3.7.

#### 6.7.3.1 Пункт подготовки газа №1

Для обслуживания на месте установки основного оборудования в помещении пункта подготовки газа размещены тали ручные, грузоподъемностью 2,0 т.

Для транспортировки с целью ремонта в ремонтных мастерских инженерно-бытового корпуса или на базе специализированных организаций, предусмотрены ручные гидравлические тележки грузоподъемностью 2,0 т – доставка груза до зоны разгрузки – погрузки автотранспортом.

#### 6.7.3.2 Пункт подготовки газа №2

Для обслуживания на месте установки основного оборудования в помещении пункта подготовки газа размещены тали ручные, грузоподъемностью 2,0 т.

Для транспортировки с целью ремонта в ремонтных мастерских инженерно-бытового корпуса или на базе специализированных организаций, предусмотрены ручные гидравлические тележки грузоподъемностью 2,0 т – доставка груза до зоны разгрузки – погрузки автотранспортом.

#### 6.7.3.3 Насосная станция жидкого топлива со складом масла в таре

Для обслуживания на месте установки основного оборудования в помещении насосной жидкого топлива размещены тали ручные, грузоподъемностью 1,0 т.

Для транспортировки бочек, предусмотрен штабелёр электрический самоходный грузоподъемностью 1,0 т – доставка груза до зоны разгрузки – погрузки автотранспортом.

#### 6.7.3.4 Инженерно-бытовой корпус №1 (ИБК №1)

В инженерно-бытовом корпусе №1 (ИБК №1) предусмотрены однобалочные подвесные электрические мостовые краны грузоподъемностью 3,2 тонны в следующих помещениях:

- ремонтная механическая мастерская;
- мастерская по ремонту газового хозяйства;
- склад оборудования;
- склад материалов;
- постоянный сварочный пост.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 61
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

Дополнительно предусмотрены ручные гидравлические тележки грузоподъемностью 3,0 т в помещении ремонтной механической мастерской и грузоподъемностью 1,0 т в мастерской по ремонту газового хозяйства. В складе оборудования предусмотрен электрический штабелер с гелевой батареей. В осях 15-17 расположен гараж на три автомобиля с зоной ремонта, оснащенной гидравлическим подъемником.

### 6.7.3.5 Вентиляторная градирня

В конструкции секции предусмотрены строповые устройства, обеспечивающие удобство транспортирования и монтажа.

Для обслуживания отключающей арматуры на трубопроводах, для доступа к вентиляторам градирни выполнены площадки и лестницы. Для ремонта и обслуживания вентиляторов градирни предусмотрены средства механизации - тележка с ручной талью грузоподъемностью 250 кг и консольный поворотный кран той же грузоподъемности.

### 6.7.3.6 Склад баллонов технических газов

Для обслуживания размещены краны мостовые ручные, грузоподъемностью 2,0 т – две штуки и грузоподъемностью 1,0 т – одна штука.

Для транспортировки баллонов, предусмотрены:

- тележка для одного баллона ТРМ-03;
- тележка для одного баллона ТРМ-05;
- тележка-трансформер двухколесная ТГУ-300;
- тележка ручная гидравлическая грузоподъемностью 2,0 т.

### 6.7.3.7 Перечень грузоподъемного оборудования во вспомогательных зданиях

Перечень грузоподъемного оборудования во вспомогательных зданиях, его техническая характеристика приводится в таблице 7.3.3.7.

**Таблица 7.3.3.7 Перечень грузоподъемного оборудования во вспомогательных зданиях**

№ пп	Наименование	Грузоподъемность, т	Пролет, м	Высота подъема, м	Кол-во, шт.	Вес и наименование детали, определяющей грузоподъемность крана	Примечание
	3. ИБК №1						
3.1	Кран однобалочный электрический подвесной общепромышленного исполнения Группа режима работы крана по ГОСТ 34017-А3	3,2	4,2	7	1	Кран шаровой 3000 кг	Обслуживание РММ

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 62
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

№ пп	Наименование	Грузоподъемность, т	Пролет, м	Высота подъема, м	Кол-во, шт.	Вес и наименование детали, определяющей грузоподъемность крана	Примечание
3.2	Кран однобалочный электрический подвесной общепромышленного исполнения Группа режима работы крана по ГОСТ 34017-А3	3,2	9	7	1	Кран шаровой 3000 кг Труба 1420x14 L=6 м 2956,2 кг	Обслуживание склада оборудования изделий и материалов
3.3	Кран однобалочный электрический подвесной общепромышленного исполнения Группа режима работы крана по ГОСТ 34017-А3	3,2	4,2	4,5	1	Кран шаровой 3000 кг	Обслуживание постоянно-го сварочного поста

Грузоподъемные механизмы выбраны в соответствии с требуемыми грузовыми и высотными характеристиками, отвечают требованиям технологического процесса, а также соответствуют российским стандартам с учетом всех особенностей эксплуатации и внешних воздействий.

На подкрановых рельсах выполнены упоры, электрические краны оснащены концевыми выключателями.

Срок службы грузоподъемного оборудования не менее 20 лет с проведением периодического частичного и полного освидетельствования.

Технические освидетельствования грузоподъемных механизмов должны проводиться с периодичностью:

- частичное - не реже одного раза в 12 месяцев;
- полное - не реже одного раза в 3 года.

## 6.8 Трубопроводы и арматура

Изделия и материалы, подлежат сертификации на соответствие требованиям промышленной безопасности Федерального закона №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (п.1 статьи 7).

### 6.8.1 Система трубопроводов

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №	<p>D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD</p>				Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись

Внутриплощадочные трубопроводы ГТЭС Иркинская 867 МВт прокладываются надземно на эстакадах.

Эстакады технологических трубопроводов выполнены в трех- двух- и одноярусном исполнении. На верхнем ярусе располагаются трубопроводы охлаждающей жидкости (антифриз), газопроводы высокого давления и кабельные короба, на нижних ярусах – трубопроводы прямой и обратной сетевой воды, трубопроводы сжатого воздуха, трубопроводы азота, водопроводы, трубопроводы канализации.

Высота эстакад выбрана с учетом габарита проезда автомобильного транспорта – не менее 5 метров от верха покрытия проезжей части автодороги до нижних частей траверс нижнего яруса эстакады в местах пересечения с автодорогой, не менее 2,2 метра - для пешеходной зоны и не менее 7,0 м над путями перекачки трансформаторов.

Строительные конструкции эстакад выполнены из негорюемых материалов: железобетон и стальные металлоконструкции.

Для защиты трубопроводов от замерзания, поддержания требуемой температуры газа в газопроводах, прокладка трубопроводов дизельного топлива на АДГУ и газопроводов ГТУ принята с электрообогревом. Обогрев осуществляется одножильным нагревательным кабелем последовательного сопротивления, с допустимой температурой внешнего воздействия до 260°C. Для обогрева используются два участка греющего кабеля, прокладываемые в три нитки параллельно на трубопроводе. Каждый участок запитывается отдельно.

Технологические трубопроводы рассчитаны на прочность и жесткость в соответствии с ГОСТ 32388 в программе «Старт-Проф». Результаты расчетов удовлетворяют условиям прочности. Расчетное число циклов (пусков из холодного состояния) - 3000. Расчетный срок службы газопроводов 30 лет.

Технологические трубопроводы подвергаются гидравлическим испытаниям на прочность и плотность, послемонтажной промывке и продувке в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».

Технологические трубопроводы подвергаются гидравлическим испытаниям на прочность и плотность, послемонтажной промывке и продувке в соответствии с СП 75.13330.2011.

Способы сварки, сварочные материалы, объем контроля сварных соединений, трубопроводов горячей воды в соответствии с РД 153-34.1-003-01.

Монтаж, объем контроля сварных соединений, испытания на прочность и плотность технологических трубопроводов выполнять в соответствии со СП 75.13330.2011. Способы сварки, сварочные материалы по РД 153-34.1-003-01.

Трубопроводы с температурой стенки выше 45° С изолируются. Тепловая изоляция трубопроводов представлена в разделе 7.5.

Трубопроводы из углеродистой стали подлежат антикоррозионной защите. Антикоррозионная защита трубопроводов представлена в разделе 7.6.

Крепление трубопроводов осуществляется к строительным конструкциям зданий и эстакад.

Трубопроводы воды, хладостойкого теплоносителя прокладывать с уклоном не менее 0,002. Трубопроводы масла прокладывать с уклоном не менее 0,010. Трубопроводы аварийного слива масла прокладывать с уклоном не менее 0,020. Дренажные трубопроводы прокладывать с уклоном не менее 0,003.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТЧН-ПД

В нижних точках каждого отключаемого запорной арматурой участка трубопроводов предусматриваются спускные штуцера с запорной арматурой для опорожнения (дренажи). В высших точках трубопроводов предусматриваются штуцера с запорной арматурой для выпуска воздуха (воздушники).

Схема потоков представлена на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.2-Ч-08.

Эстакады технологических трубопроводов представлены на чертежах D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.2-Ч-14 «Эстакада технологических трубопроводов и кабельных коробов. План», D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.2-Ч-15 «Эстакада технологических трубопроводов и кабельных коробов. Разрезы».

Технические характеристики основных трубопроводов приведены в таблице 7.4.1.

**Таблица 7.4.1 Технические характеристики основных трубопроводов**

№ п/п	Трубопровод	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Максимальные параметры		Группа /категория трубопровода	Сортамент трубопровода		Примечание
			Давление, МПа	Температура, °С		Обозначение	Материал	
1.	Газопроводы высокого давления от точек подключения до ППГ и от ППГ до БОА с изоляцией и электрообогревом	426x9 325x9 273x9 219x9 159x8	3,6...3,1	55-70	Категория Ia	ГОСТ 8732-78	09Г2С 8731-78	бесшовная повышенной коррозионной стойкости с минимальной ударной вязкостью КСУ при температуре минус 60 °С не менее 34,3 Дж/см <sup>2</sup> , класс прочности не менее К52
2.	Газопроводы высокого давления от ППГ до горелок водогрейных котлов в котельной	426x9 219x9 159x8 57x6	0,6	55	Категория II по СП 62.13330.2011	ГОСТ 8732-78	09Г2С 8731-78	бесшовная горячедеформированная, с минимальной ударной вязкостью КСУ при температуре минус 60 °С не менее 34,3 Дж/см <sup>2</sup> , класс прочности не менее К48

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOС7.1.1.TCH-PD	Лист 65
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

№ п/п	Трубопровод	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Максимальные параметры		Группа /категория трубопровода	Сортамент трубопровода		Примечание
			Давление, МПа	Температура, °С		Обозначение	Материал	
3.	Газопроводы внешнего газового модуля до границ поставки ГТУ с изоляцией	159x8	3,1	68	Категория Ia	ГОСТ 8732-78	09Г2С 8731-78	бесшовная повышенной коррозионной стойкости с минимальной ударной вязкостью КСУ при температуре минус 60 °С не менее 34,3 Дж/см <sup>2</sup> , класс прочности не менее К52
4.	Газопроводы ГТУ с изоляцией	168x7	3,1	68	Категория Ia	ГОСТ 8732-78	09Г2С 8731-78	бесшовная горячедеформированная, с минимальной ударной вязкостью КСУ при температуре минус 60 °С не менее 34,3 Дж/см <sup>2</sup> , класс прочности не менее К52
5.	Газопроводы ГТУ (в объеме поставки ГТУ) с изоляцией	168,3x7,11	3,1	68	Категория Ia		нержавеющая сталь	
6.	Продувочные, сбросные газопроводы и газопроводы безопасности	108x4 89x4 57x4 38x4 32x4	3,1	минус 60 - +70	-	ГОСТ 8732-78  ГОСТ 8734-75	09Г2С ГОСТ 19281-2014	бесшовная горячедеформированная, с минимальной ударной вязкостью КСУ при температуре минус 60 °С не менее 34,3 Дж/см <sup>2</sup> , класс прочности не менее К48

Изнв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изнв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 66
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

№ п/п	Трубопровод	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Максимальные параметры		Группа / категория трубопровода	Сортамент трубопровода		Примечание
			Давление, МПа	Температура, °С		Обозначение	Материал	
7.	Трубопроводы дизельного топлива	325x8 273x8 219x7 159x5 133x4 108x4 89x4 57x4 45x4	0,15... 0,7	минус 29 +25	Группа Б (б) / категория III**	ГОСТ 8732-78	09Г2С 8731-78	бесшовная горячедеформированная, с минимальной ударной вязкостью КСУ при температуре минус 60 °С не менее 34,3 Дж/см <sup>2</sup> , класс прочности не менее К48
8	Трубопроводы дизельного топлива от коллектора до ДГУ с изоляцией и электрообогревом	89x4 57x4	0,6	минус 29	Группа Б (б) / категория III**	ГОСТ 8732-78	09Г2С 8731-78	бесшовная горячедеформированная, с минимальной ударной вязкостью КСУ при температуре минус 60 °С не менее 34,3 Дж/см <sup>2</sup> , класс прочности не менее К48
9.	Трубопроводы системы теплоснабжения с изоляцией	530x8 325x8 219x7	0,3	75-115	V, группа В (вода котлового контура)	ГОСТ 8732-78	09Г2С 8731-78	бесшовная горячедеформированная, с минимальной ударной вязкостью КСУ при температуре минус 60 °С не менее 34,3 Дж/см <sup>2</sup> , класс прочности не менее К48
9.	Трубопроводы системы теплоснабжения с изоляцией	377x8 219x7 159x5 89x4 57x4	0,6	70-110	II, группа А(б) (хладостойкий теплоноситель)	ГОСТ 8732-78	09Г2С 8731-78	бесшовная горячедеформированная, с минимальной ударной вязкостью КСУ при температуре минус 60 °С не менее 34,3 Дж/см <sup>2</sup> , класс прочности не менее К48

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD



№ п/п	Трубопровод	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Максимальные параметры		Группа / категория трубопровода	Сортамент трубопровода		Примечание
			Давление, МПа	Температура, °С		Обозначение	Материал	
10.	Трубопроводы антиобледенительной системы ГТУ	426x9 273x8 219x7	0,4	70-110	II, группа А(б) (хладостойкий теплоноситель)	ГОСТ 8732-78	09Г2С 8731-78	бесшовная горячедеформированная, с минимальной ударной вязкостью КСЧ при температуре минус 60 °С не менее 34,3 Дж/см <sup>2</sup> , класс прочности не менее К48
10.	Трубопроводы системы охлаждения ГТУ	325x8 273x8 219x7 159x5 108x4 89x4 76x4 57x4 45x4	0,5	61	II, группа А(б) (хладостойкий теплоноситель)	ГОСТ 8732-78	09Г2С 8731-78	бесшовная горячедеформированная, с минимальной ударной вязкостью КСЧ при температуре минус 60 °С не менее 34,3 Дж/см <sup>2</sup> , класс прочности не менее К48
11.	Трубопроводы сжатого воздуха	108x4 89x4 57x4 32x4 57x4** * 32x3** * 25x3** *	0,8	минус 60 - +40	Группа В / Категория III	ГОСТ 8732-78  ГОСТ 9940-81	09Г2С ГОСТ 19281-2014  ***08Х18Н10Т ГОСТ 5632-2014	бесшовная горячедеформированная, с минимальной ударной вязкостью КСЧ при температуре минус 60 °С не менее 34,3 Дж/см <sup>2</sup> , класс прочности не менее К48
12	Трубопроводы азота	89x4 57x4 32x4	0,8	минус 60 - +40	Группа В / Категория III	ГОСТ 8732-78	09Г2С ГОСТ 19281-2014	бесшовная горячедеформированная, с минимальной ударной вязкостью КСЧ при температуре минус 60 °С не менее 34,3 Дж/см <sup>2</sup> , класс прочности не менее К48

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТЧН-ПД	Лист 68
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

№ п/п	Трубопровод	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Максимальные параметры		Группа / категория трубопровода	Сортамент трубопровода		Примечание
			Давление, МПа	Температура, °С		Обозначение	Материал	
13.	Трубопроводы масла	273x8 57x4 38x3		94	Группа Б (в) / категория IV**	ГОСТ 8732-78	09Г2С ГОСТ 19281-2014	бесшовная горячедеформированная, с минимальной ударной вязкостью КСУ при температуре минус 60 °С не менее 34,3 Дж/см <sup>2</sup> , класс прочности не менее К48
14.	Трубопроводы газового конденсата с изоляцией и электрообогревом	89x4 57x4 32x4			Группа Б (в) / категория II**	ГОСТ 8732-78	09Г2С ГОСТ 19281-2014	бесшовная бесшовная горячедеформированная, с минимальной ударной вязкостью КСУ при температуре минус 60 °С не менее 34,3 Дж/см <sup>2</sup> , класс прочности не менее К48

\*\*) Требования к проектированию, монтажу, испытаниям, контролю сварных соединений трубопроводам принять в соответствии с указанной нормативно-технической документацией;  
\*) указаны группы и категории трубопроводов, принятые на основании Руководства по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", объем контроля сварных соединений принять по приложению 15 указанного Руководства;  
\*\*\*) трубопроводы управляющего воздуха пневмоприводов регулирующей арматуры на участках после фильтров сверхтонкой очистки.

### 6.8.2 Запорная и регулирующая арматура

Применяемая в проекте запорно-регулирующая арматура соответствует Техническому регламенту ТР ТС 010/2013 "О безопасности машин и оборудования" и РД 153-34.1-39.504-00 «Общие технические требования к арматуре ТЭС».

В соответствии с Техническим Задаaniem на проектирование класс герметичности арматуры принят не ниже «А» по ГОСТ Р 54808-2011 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов». Климатическое исполнение в соответствии с ГОСТ 15150-69 ХЛ1.

Арматура выбрана в зависимости от рабочих параметров и свойств рабочей среды.

Арматура, устанавливаемая во взрывоопасных зонах и помещениях с производствами категории А, выполнена во взрывобезопасном исполнении.

Перечень запорной и регулирующей арматуры, установленной на технологических трубопроводах ГТЭС, приведен в таблице 7.4.2.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	69
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

**Таблица 7.4.2 Перечень запорной и регулирующей арматуры**

Тип арматуры	DN	Среда			Класс герметичности, не ниже	Расположение арматуры
		Наименование	Рабочие параметры			
			P, МПа	t, °C		
Кран шаровой с электроприводом	200	Топливный газ	3,1	+70	A	В помещении/ на улице
Кран шаровой с электроприводом	150	Топливный газ	3,1	+70	A	В помещении
Кран шаровой с электроприводом	100	Топливный газ	0,6	+30	A	На улице
Кран шаровой с ручным приводом	100	Топливный газ	0,6	+30	A	В помещении
Кран шаровой с ручным приводом	80	Топливный газ	0,6	+30	A	В помещении
Задвижка с электроприводом	300	Хладостойкий теплоноситель	0,6	+50	A	В помещении
Задвижка с электроприводом	250	Хладостойкий теплоноситель	0,3	+90	A	В помещении
Задвижка с ручным приводом	200	Хладостойкий теплоноситель	0,6	+50	A	На улице
Задвижка с электроприводом	400	Хладостойкий теплоноситель	0,6	+100	A	В помещении
Задвижка с электроприводом	300	Хладостойкий теплоноситель	0,6	+100	A	В помещении
Задвижка с ручным приводом	300	Хладостойкий теплоноситель	0,6	+100	A	В помещении
Задвижка с ручным приводом	200	Хладостойкий теплоноситель	0,6	+100	A	В помещении
Задвижка с электроприводом	200	Хладостойкий теплоноситель	0,6	+100	A	В помещении
Клапан регулирующий	200	Хладостойкий теплоноситель	0,6	+100	A	В помещении
Клапан регулирующий	150	Хладостойкий теплоноситель	0,6	+100	A	В помещении
Задвижка с ручным приводом	100	Хладостойкий теплоноситель	0,6	+100	A	В помещении
Задвижка с электроприводом	100	Хладостойкий теплоноситель	0,6	+100	A	В помещении
Клапан регулирующий	100	Хладостойкий теплоноситель	0,6	+100	A	В помещении
Задвижка с ручным приводом	65	Хладостойкий теплоноситель	0,6	+100	A	В помещении
Клапан регулирующий	65	Хладостойкий теплоноситель	0,6	+100	A	В помещении
Задвижка с ручным приводом	250	Масло турбинное	0,05	+90	A	В помещении
Задвижка с ручным приводом	50	Масло турбинное	1,6	+40	A	В помещении

Взам. Инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТСН-ПД

Лист  
70

Кран шаровой с ручным приводом	100	Воздух сжатый	1,0	+50	A	На улице
Кран шаровой с электроприводом	50	Воздух сжатый	1,0	+50	A	В помещении/ на улице
Кран шаровой с ручным приводом	50	Воздух сжатый	1,0	+50	A	В помещении
Кран шаровой с ручным приводом	50	Азот	0,7	+40	A	На улице

## 6.9 Тепловая изоляция трубопроводов и оборудования

Расчет и выбор тепловой изоляции трубопроводов выполняется в соответствии с действующими нормативно-техническими документами:

- СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003»;

- СП 41-103-2000 «Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов.

Тепловой изоляции подлежат:

- трубопроводы, расположенные на открытом воздухе с температурой, содержащихся в них веществ выше 60° С;

- трубопроводы, расположенные в помещении с температурой, содержащихся в них веществ выше 45°С.

- оборудование, условия эксплуатации которого требуют выполнения тепловой изоляции.

Трубопроводы, расположенные на открытом воздухе и требующие организации системы электрообогрева для поддержания заданной температуры газа в трубопроводах, подлежат совместной изоляции с греющим кабелем.

Тепловая изоляция оборудования предусматривается в комплекте поставки.

В соответствии с СП 61.13330.2012 пункт 6.7.1 температура на поверхности изоляции не должна превышать:

-40 °С для изолируемых поверхностей, расположенных в рабочей или обслуживаемой зоне помещений и содержащих вещества с температурой 150 °С и ниже;

-45 °С для изолируемых поверхностей, расположенных в рабочей или обслуживаемой зоне помещений и содержащих вещества с температурой от 150 °С до 500 °С;

-55 °С для изолируемых поверхностей с металлическим покровным слоем, расположенных на открытом воздухе в рабочей или обслуживаемой зоне.

Температура на поверхности тепловой изоляции трубопроводов, расположенных за пределами рабочей или обслуживаемой зоны, не должна превышать температурных пределов применения материалов покровного слоя, но не выше 75 °С.

В качестве теплоизоляционного слоя в помещении и при наружной прокладке для трубопроводов, элементов трубопроводов и изделий приняты:

- маты теплоизоляционные из минеральной (каменной) без покровного материала плотностью 40...100 кг/м<sup>3</sup>, ТЕХМАТ или аналог для изоляции оборудования, изделий, трубопроводов диаметром более 219 мм;

- цилиндры навивные из минеральной (каменной) ваты, плотностью 80...100 кг/м<sup>3</sup> для изоляции трубопроводов диаметром 219 мм и менее;

- маты прошивные из минеральной (каменной) ваты с покрытием гальванизированной стальной сеткой, плотностью 80 кг/м<sup>3</sup>, WiredMAT или аналог для трубопроводов вентиляции кожухов ГТУ, а также для трубопроводов диаметром более 219 мм.

В качестве покровного слоя тепловой изоляции принят прокат стальной горячеоцинкованной по ГОСТ 14918-2020.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 71
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

В помещении для покровного слоя тепловой изоляции возможно использовать гибкий покровный самоклеящийся материал на основе стеклоткани с покрытием из алюминиевой фольги Energopak TK SK или аналог.

Виды материалов тепловой изоляции и покровного слоя могут уточняться в рабочей документации и по результатам тендерных закупок.

Трубопроводы дренажей и воздушников при расположении на открытом воздухе прокладываются в совместной изоляции с основным трубопроводом.

Для элементов трубопроводов, требующих в процессе эксплуатации систематического наблюдения, предусмотрены сборно-разборные съемные теплоизоляционные конструкции. Для изоляции арматуры и фланцевых соединений выполняется съемная теплоизоляционная конструкция матрасами из матов из минеральной (каменной) ваты с покрытием из ткани стеклянной, с выполнением съемного кожуха из стального листа.

Для изоляции арматуры возможно использование теплоизоляционного съемного термочехла, применение которого рассматривается индивидуально в зависимости от диаметра трубопровода и необходимых критериев выбора изоляции.

Тепловая изоляция технологического оборудования с возможностью выполнения теплоизоляционных кожухов включена в объем поставки оборудования.

Тепловая изоляция пластинчатых теплообменников предусмотрена съемного исполнения и включена в объем поставки оборудования.

Материалы, используемые для тепловой изоляции, не содержат асбест.

Расчеты тепловой изоляции выполняются по сертифицированной программе «Изоляция. Версия 2.51» (сертификат РОСС.RU.НВ61.Н28650 № 06334255). Программа разработана ООО НТП «Трубопровод» для расчета и выбора тепловой изоляции трубопроводов, арматуры и оборудования и формирования теплоизоляционной конструкции в соответствии с действующими нормативными документами.

Условия эксплуатации, транспортировки, хранения и монтажа тепловой изоляции трубопроводов и оборудования должны соответствовать требованиям заводов-изготовителей, СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство», РД 34.03.201-97 «Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей».

Работа по монтажу тепловой изоляции трубопроводов входит в перечень видов работ, которые оказывают влияние на безопасность объекта. Устранение дефектов, выявленных контролем невозможно без разборки или разрушения последующих конструкций. Результаты приемки тепловой изоляции трубопроводов оформляются актами освидетельствования скрытых работ в соответствии с требованиями СП 48.13330.2019 «Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004».

В зависимости от назначения трубопроводов и параметров среды на поверхность изолированных трубопроводов наносят опознавательные кольца в соответствии с требованиями ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

## 6.10 Антикоррозионная защита

После монтажа и испытания до нанесения теплоизоляционных конструкций выполняется антикоррозионная защита трубопроводов. Антикоррозионной защите не подлежат трубопроводы, выполненные из нержавеющей, стали.

Тип антикоррозионного покрытия выбирается в зависимости от температуры среды в трубопроводе и требуемых условий эксплуатации.

Перед нанесением защитных материалов выполняется подготовка поверхности в соответствии с ГОСТ 9.402-2004, включающая:

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №
--------------	----------------	--------------

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD

- обезжиривание;
- очистка поверхности;
- обеспыливание.

При проведении всех антикоррозионных работ необходимо строго соблюдать правила техники безопасности и предусматривать противопожарные мероприятия в соответствии с требованиями:

- СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;
- РД 34.03.201-97 «Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей»;
- ГОСТ Р 12.3.052-2020 «Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности».

Работа по антикоррозионной защите трубопроводов входит в перечень работ, которые оказывают влияние на безопасность объекта. Результаты приемки антикоррозионной защиты трубопроводов должны быть оформлены актами освидетельствования скрытых работ в соответствии с требованиями СП 48.13330.2019 «Организация строительства». Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004.

Виды материалов покрытий, а также способ и параметры нанесения, могут уточняться в рабочей документации и по результатам тендерных закупок

В зависимости от назначения трубопроводов и параметров среды, поверхность трубопроводов окрашивается в соответствующий цвет и имеет маркировочные надписи. Оознавательная окраска, условные обозначения, размеры букв и расположение надписей должны соответствовать ГОСТ 14202-69.

Изнв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изнв. №

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТЧ-ПД	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		73

# 7 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ

## 7.1 Общие сведения об опасном производственном объекте

Эксплуатация проектируемой ГТЭС Иркинская сопряжена со следующими производственными процессами, которые, в соответствии с приложением 1 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (далее по тексту 116-ФЗ), являются признаками опасного производственного объекта (ОПО):

– использование, хранение, опасных веществ, в том числе горючих веществ – горючих жидкостей и газа способных самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления;

– использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа;

– использование стационарно установленных грузоподъемных механизмов.

Идентификация и присвоение классов опасности опасных производственных объектов в составе ГТЭС Иркинская согласно п. 4 статьи 2 116-ФЗ осуществляется на стадии регистрации объекта в государственном реестре.

Ниже приведены признаки ОПО по зданиям и сооружениям ГТЭС Иркинская.

### 7.1.1 Здание главного корпуса

Оборудование и процессы в машзале главного корпусе имеют следующие признаки опасного производственного объекта (ОПО):

1. Наличие оборудования, работающего под давлением:

1.1. трубопроводы природного газа к ГТУ с рабочим давлением 3,1 МПа;

1.2. трубопроводы природного газа к водогрейным котлам с рабочим давлением 0,6 МПа (сеть газопотребления);

1.3. трубопроводов сжатого воздуха с рабочим давлением 1,0 МПа.

2. Наличие опасных веществ:

2.1. природный газ (горючий газ) в трубопроводах главного корпуса и пристроенных блоков отключающей арматуры суммарной массой 163,42 кг (объем 201,758 н.м³);

2.2. дизельное топливо (горючая жидкость) в трубопроводах главного корпуса и встроенных помещениях модулей фильтрации топлива суммарной массой 23,69 т (объем 28,205 м³);

2.3. смазочное масло (горючая жидкость) в маслосистемах ГТУ суммарной массой 229,68 т (объем 264 м³).

Наличие стационарных грузоподъемных механизмов: основные и вспомогательные грузоподъемные краны в главном корпусе.

Встроенные помещения хранения реагентов ВПУ имеет следующие признаки опасного производственного объекта:

Наличие опасных веществ, опасных для окружающей среды (хранение) гипохлорида натрия 2,72 т.

### 7.1.2 Склад жидкого топлива

Оборудование и процессы на складе жидкого топлива имеют следующие признаки опасного производственного объекта:

1. Наличие опасных веществ:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD

Лист  
74

1.1. дизельное топливо (горючая жидкость) в резервуарах склада жидкого топлива суммарной массой 17,85 тыс. т (объем 20,0 тыс. м<sup>3</sup>);

1.2. дизельное топливо (горючая жидкость) в трубопроводах и оборудовании насосной жидкого топлива суммарной массой 3,02 т (объем 3,6 м<sup>3</sup>);

1.3. смазочное масло и трансформаторное масло (горючая жидкость) в насосной жидкого топлива суммарной массой 47,64 т (объем 55,4 м<sup>3</sup>).

### 7.1.3 Здания ППГ-1,2

Оборудование и процессы пунктов подготовки газа имеют следующие признаки опасного производственного объекта:

1. Наличие оборудования, работающего под давлением:

1.1. трубопроводы природного газа с рабочим давлением 3,6 МПа (сеть газопотребления);

1.2. трубопроводы природного газа с рабочим давлением 3,1 МПа (сеть газопотребления);

1.3. трубопроводы природного газа с рабочим давлением 0,6 МПа (сеть газопотребления);

1.4. трубопроводы сжатого воздуха с давлением 1,0 МПа.

### 7.1.4 Азотогенераторная

Азотогенераторная, совмещенная с насосной, имеет следующие признаки опасного производственного объекта:

1. Наличие оборудования, работающего под давлением:

1.1 трубопроводы сжатого воздуха с давлением 1,0 МПа;

1.2 трубопроводы азота с давлением 0,7 МПа;

1.3 компрессоры сжатого воздуха с давлением 1,0 МПа.

1.4 ресиверы азота с давлением 0,7 МПа.

2. Наличие опасных веществ:

2.1 смазочное масло компрессоров сжатого воздуха (горючая жидкость) с суммарной массой 13,76 кг (суммарный объем маслосистем компрессоров 16,0 л).

### 7.1.5 Компрессорная сжатого воздуха

Компрессорная сжатого воздуха имеет следующие признаки опасного производственного объекта:

1. Наличие оборудования, работающего под давлением:

1.1 трубопроводы сжатого воздуха с давлением 1,0 МПа;

1.2 ресиверы сжатого воздуха с давлением 1,0 МПа;

1.3 компрессоры сжатого воздуха с давлением 1,0 МПа.

2. Наличие опасных веществ:

2.2 смазочное масло компрессоров сжатого воздуха (горючая жидкость) с суммарной массой 221,4 кг (суммарный объем маслосистем компрессоров 246 л).

### 7.1.6 Здание инженерно-бытового корпуса №1

Здание ИБК-1 имеет следующие признаки опасного производственного объекта:

1. Наличие оборудования, работающего под давлением: трубопроводы сжатого воздуха с давлением 1,0 МПа.

Наличие грузоподъемных механизмов: кран-балки в помещениях мастерских и складах.

### 7.1.7 Здание склада масла в таре

Оборудование и процессы на в складе масла в таре имеют следующие признаки опасного производственного объекта:

1. Наличие опасных веществ:

1.1. смазочное масло ГТУ и трансформаторное масло (горючая жидкость) суммарной массой 52,2 т (объем 60,0 м<sup>3</sup>).

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	75
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		



### 7.1.8 Аварийные дизель-генераторные

Оборудование и процессы дизель-генераторных имеют следующие признаки опасного производственного объекта:

1. Наличие опасных веществ:

1.1. дизельное топливо (горючая жидкость) в расходных баках суммарной массой 3,02 т (объем 3,6 м<sup>3</sup>);

1.2. смазочное масло (горючая жидкость) суммарной массой 3,13 т (объем 3,6 м<sup>3</sup>).

### 7.1.9 Участок эстакады от ограждения ГТЭС до ППГ-1,2

Трубопроводы на участке эстакады между ограждением ГТЭС и ППГ-1,2 имеют следующие признаки опасного производственного объекта:

1. Наличие оборудования, работающего под давлением:

1.1. трубопровод природного газа с рабочим давлением 3,6 МПа;

1.2. трубопроводов сжатого воздуха с рабочим давлением 1,0 МПа.

### 7.1.10 Участок эстакады от ППГ-1,2 и азотогенераторной до главного корпуса

Трубопроводы на участке эстакады от ППГ-1,2 до главного корпуса имеют следующие признаки опасного производственного объекта:

2. Наличие оборудования, работающего под давлением:

2.1. трубопровод природного газа с рабочим давлением 3,1 МПа;

2.2. трубопровод природного газа с рабочим давлением 0,6 МПа;

2.3. трубопроводов сжатого воздуха с рабочим давлением 1,0 МПа;

2.4. трубопроводов азота с рабочим давлением 0,7 МПа.

### 7.1.11 Участок эстакады между складом жидкого топлива и главным корпусом

Трубопроводы на участке эстакады имеют следующие признаки опасного производственного объекта:

1. Наличие оборудования, работающего под давлением:

1.1. трубопроводы азота с рабочим давлением 0,7 МПа к складу жидкого топлива;

2. Наличие опасных веществ:

2.1. Дизельное топливо (горючая жидкость) в трубопроводах жидкого топлива суммарной массой 51,2 т.

### 7.1.12 Участок эстакады между главным корпусом и инженерно-бытовым корпусом №1 (ИБК-1)

Трубопроводы на участке эстакады имеют следующие признаки опасного производственного объекта:

1. Наличие оборудования, работающего под давлением:

1.1. трубопроводы сжатого воздуха с рабочим давлением 1,0 МПа к ИБК-1.

### 7.1.13 Участок эстакады между складом жидкого топлива и аварийными дизель-генераторными

Трубопроводы на участке эстакады имеют следующие признаки опасного производственного объекта:

1. Наличие опасных веществ:

1.1. дизельное топливо (горючая жидкость) в трубопроводах жидкого топлива суммарной массой 1,77 т (объем 2,11 м<sup>3</sup>).

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD

**8 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ,  
ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ  
РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ  
ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ  
ОСНАЩЕННОСТИ.**

Штатная численность промышленно-производственного персонала выполнена с учетом максимальной автоматизации и механизации производственных процессов, минимальных трудовых затрат и экономии.

Общая численность персонала ГТЭС Иркинская составит 528 сотрудников.

Профессионально-квалификационный состав и численность работников на полное развитие ГТЭС приведены в Приложении А.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТЧН-ПД	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		77

# 9 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

Проектные решения по объекту ГТЭС Иркинская выполнены с учетом соответствия технологических процессов, сооружений и оборудования требованиям, обеспечивающим здоровые и безопасные условия труда.

Размещение основного и вспомогательного оборудования, трубопроводов, арматуры и приборов обеспечивает достаточные по размерам проезды, проходы и свободное пространство для создания и функционирования постоянного или временного (на период профилактического осмотра, ремонта, наладки технологического оборудования) рабочего места, а также свободное передвижение работающих в зоне обслуживания. Компоновка вновь устанавливаемого оборудования в существующем главном корпусе выполнена с учетом действующих норм, правил, инструкций и других документов по охране труда и технике безопасности. Принятое к установке основное и вспомогательное оборудование должно быть сертифицировано, технические требования на их изготовление согласованы и утверждены в установленном порядке.

Проектом предусматривается ряд мероприятий по охране труда, обеспечивающий максимально удобные и безопасные условия для работы обслуживающего персонала:

- лестницы и площадки ограждаются перилами высотой не менее 1,1 м с бортовым элементом по низу перил высотой не менее 0,14 м и наличием промежуточного элемента в соответствии с требованиями ГОСТ 23120-2016 «Лестницы маршевые, площадки и ограждения стальные. Технические условия». Предусматривается расстояние от уровня площадки до верхнего перекрытия не менее 2 м;

- задвижки и вентили, для открывания которых требуется большие усилия, снабжены обводными линиями, редукторами или электрическими приводами;

- элементы оборудования, расположенные на высоте более 1,5 м от уровня пола (рабочей площадки), оборудованы стационарными площадками с ограждениями и лестницами;

- все средства механизации и цехового транспорта, применение и электрического инструмента, исключая тяжелый физический труд при эксплуатации и ремонтах. Выполнение погрузочно- разгрузочных работ предусматривается механизированным способом с помощью подъемно-транспортного оборудования и средств малой механизации согласно требованиям РД 34.03.201-97, ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. «Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности», Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения» и ГОСТ 12.3.020-80 ССБТ. «Процессы перемещения грузов на предприятиях. Общие требования безопасности».

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

- молниезащита и заземления зданий и оборудования выполнены в соответствии с «Правилами устройства электроустановок»; заземление электротехнического оборудования и сооружение контура заземления предотвращает попадание персонала под напряжение;

- электроустановки оснащены средствами контроля и автоматики режима работы, а также защитой от коротких замыканий и перенапряжений в соответствии с указаниями ПТЭ, ПУЭ и другой нормативно - технической документацией;

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

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №	

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист 78
						D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

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

Организация рабочего процесса эксплуатации ГТЭС кроме требований межотраслевых нормативных документов (по эксплуатации объектов газового хозяйства, электротехнического оборудования и т.п.) должна соответствовать требованиям:

- РД 34.03.201-97 Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей;
- РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95\*) Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.

Для исключения или уменьшения до нормативных величин воздействия вредных или опасных факторов на человека, охрану здоровья работающего персонала и создание безопасных условий труда, с учетом общих и специальных требований безопасности и промышленной санитарии, предъявляемых к проектируемым объектам, эксплуатация производственных объектов ГТЭС должна осуществляться при выполнении следующих мероприятий:

- эксплуатирующая организация разрабатывает стандарты предприятия в области охраны труда, должностные инструкции для всех работников;
- персонал, занятый при производстве работ, проходит соответствующее обучение, инструктажи, проверку знаний по охране труда в установленные сроки;
- периодические медицинские осмотры для подтверждения отсутствия противопоказаний к выполнению должностных обязанностей;
- устройства аварийной и предупредительной сигнализации, системы защит и блокировок, предусмотренные проектными решениями, должны быть постоянно в состоянии готовности к работе и периодически опробоваться;
- машины, транспортные средства и другие средства механизации, технологическое оборудование должны использоваться по назначению и в строгом соответствии с требованиями указанных заводом-изготовителем в паспорте оборудования либо в инструкциях по их эксплуатации с соблюдением допустимых условий эксплуатации;
- выполнение работ повышенной опасности производится по наряду-допуску;
- персонал, должен быть обеспечен спецодеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты, соответствующими условиям труда на постоянных и временных рабочих местах;
- обеспечены аптечки, укомплектованные медикаментами, для оказания первой помощи.

### Оценка факторов труда на рабочих местах.

Проектные решения направлены на достижения оптимальных, а при невозможности этого, допустимых параметров санитарно-эпидемиологических факторов на постоянных рабочих местах и на целесообразное снижение вредных санитарно-эпидемиологических факторов на временных рабочих местах в зависимости от времени нахождения персонала.

Рабочие места на производственной площадке ГТЭС (на открытом воздухе) не предусматриваются.

Оценка факторов труда на временных рабочих местах выполнено согласно Р 2.2.2006-05 «Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» и представлена ниже.

В режим труда обслуживающего персонала электростанции входит:

- оперативное и техническое обслуживание основного и вспомогательного оборудования оперативным персоналом при двухсменном режиме работы, остальной эксплуатационный персонал работает в одну смену;
- при проведении средних и капитальных ремонтов привлекается специализированный ремонтный персонал, работающий, как правило, в две смены.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 79
------	---------	------	--------	---------	------	---	------------

## Химический фактор

Химический фактор на постоянных рабочих местах отсутствует.

Повышенную опасность по химическому фактору имеют временные рабочие места:

– на площадках обслуживания главного корпуса, на которых возможен выброс угарного газа, метана. Для контроля за содержанием окиси углерода у газоходов котла предусмотрена установка датчиков загазованности с воздействием на звуковую сигнализацию при превышении установленного уровня. Для измерения концентрации метана в воздухе установлены датчики в районе горелок котла и ГТУ;

– в помещениях складов ВПУ, где применяются опасные вещества в качестве реагентов.

Помещения складов ВПУ оборудованы соответствующей приточно-вытяжной вентиляцией, обеспечивающей качество воздуха на рабочих местах согласно требованиям ГОСТ 12.1.005-88 и ГН 2.2.5.1313-0. В помещениях установлены аварийные души с промывателем для глаз и раковины. Предусматривается обеспечение персонала станции, работающего с реагентами (разгрузкой, приготовлением рабочих растворов), средствами индивидуальной защиты органов дыхания и специальной одеждой. С учетом того, что рабочие операции, требующие взаимодействия с опасными химическими веществами носят периодический характер, а также применения СИЗ и работы с опасными химическими реагентами в вытяжных шкафах, класс условий труда сотрудников с временными рабочими местами в помещениях установки оборудования ВПУ оценивается как допустимый.

– Пары сварочных аэрозолей. Пары сварочных аэрозолей содержат токсичные вещества и могут попасть в зону дыхания при проведении работ по электросварке, пайки, плазменной резке. Работы, связанные с выполнением сварки, резки и пайки, не являются основным видом деятельности сотрудников ГТЭС – поддержание производственного процесса эксплуатации требует только периодического выполнения данного вида работ во время ремонтов и технического обслуживания оборудования. Монтаж и капитальные ремонты оборудования и зданий ГТЭС выполняются сотрудниками сторонних специализированных организаций. Выполнение работ переносными устройствами должны выполняться в хорошо вентилируемых помещениях, обеспечены перерывы в работе.

## Биологический фактор

Биологические факторы, связанные с основным производством, отсутствуют.

## Виброакустические факторы

Источниками повышенного шума и вибрации на ГТЭС является основное и вспомогательное технологическое и электрическое оборудование (ГТУ, насосное оборудование, горелки котлов, трансформаторы) устанавливаемое в главном корпусе.

Предельно допустимый уровень звукового давления в помещениях с местами постоянного пребывания людей не должен превышать 65 дБА, для производственных помещений, не имеющих постоянных рабочих мест – 85 дБА.

Основное и вспомогательное оборудование выбирается с учетом требования обеспечения шумовых характеристик на расстоянии 1 м от оборудования в пределах 80...85 дБА. Но за счет взаимного усиления шума от работающего оборудования, в помещениях турбинного и котельного отделений главного корпуса уровень шума будет значительно превышать ПДУ. Согласно таблице 4 Р 2.2.2006-05, превышение ПДУ на рабочем месте указывает на вредный класс условий труда на данных рабочих местах. Конкретный класс условий труда (3.1...3.4) может быть определен на основании прямых замеров при аттестации рабочих мест после ввода объекта в эксплуатацию.

Для защиты персонала от шума, вибраций и других вредных воздействий предусмотрены следующие мероприятия:

– разработка объемно-планировочных решений, позволяющих локализовать источники шума и вибрации, максимальное удаление помещений с постоянными рабочими местами от источников шума и вибрации;

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	80
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- уменьшение уровней шума и вибрации путем применения современных звукопоглощающих материалов и конструкций;
- установка шумоглушителей на паровых сбросах предохранительных клапанов котлоагрегатов.

Постоянные рабочие места оперативного персонала ГТЭС находятся в помещениях объединенных щитов управления в ИБК-1,2, шумовые воздействия в которых снижены за счет применения звукопоглощающих материалов. Проектные решения по применению материалов приведены в томе 4.1 «Конструктивные и объемно-планировочные решения»

Обходчики оборудования, электрики, ремонтный персонал находятся в зоне с повышенным уровнем шума только во время осмотра и ремонта оборудования и, при необходимости, используют индивидуальные средства защиты (специальные наушники).

Эксплуатирующей организации необходимо минимизировать возможные негативные последствия для здоровья работников, чья деятельность связана с указанными рабочими местами, путем выполнения следующих мероприятий:

- обеспечение работников шумопоглощающими наушниками с акустической эффективностью не менее 30 дБА;
- организацию рабочего графика сотрудника с учетом минимизации времени нахождения сотрудника в рабочих зонах с повышенным шумом;
- проведение производственного контроля виброакустических факторов;
- ограничение доступа в рабочие зоны с уровнем шума более 80 дБА работников, не связанных с основным технологическим процессом;
- ежегодное проведение медицинских осмотров для лиц, подвергающихся шуму выше 80 дБА.

### Микроклимат

Для поддержания температурного режима в помещениях ГТЭС предусматривается устройство систем отопления и вентиляции. Проектные решения по данным системам приведены в томе 5.4 D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС4.

Системы отопления и вентиляции зданий с помещениями, в которых находятся постоянные рабочие места, проектируются для обеспечения условий микроклимата на постоянных рабочих местах не хуже допустимых условий, определенных по требованиям СанПиН 2.2.4.548-96.

Для помещений без постоянных рабочих мест системы отопления и вентиляции рассчитываются на поддержание заданных температур воздуха, а также на удаление тепловых избытков от работающего оборудования. Расчетные температуры воздуха для таких помещений принимаются по приложению Г СП 90.13330.2012.

Эксплуатационный персонал, связанный с периодическими осмотрами (1 раз в смену) основного технологического оборудования ГТЭС имеет временные рабочие места на площадках обслуживания основного оборудования в главном корпусе. На отдельных площадках обслуживания основного оборудования температура может составить более 28°C за счет теплоизбытков от работающего оборудования. Для исключения вредного воздействия на организм время нахождения сотрудников на таких площадках с целью осмотра не превышает 15 мин. Обслуживание оборудования, требующее большее время проводится при отключенном оборудовании.

Поверхности оборудования на рабочих местах и местах прохода при необходимости имеют тепловую изоляцию с расчетной температурой на поверхности не более 55 °С.

Рабочий график сотрудников строится таким образом, чтобы среднесменная температура воздуха, определенная по формуле (П 3.1) по Приложению П СанПиН 2.2.4.3359-16 находилась в диапазоне от 20 до 28°C.

Высота помещений, в которых находятся временные рабочие места позволяет выполнять воздухообмен со скоростями воздуха, не превышающими 0,1-0,2 м/с. Выходы из систем вентиляции проектируются таким образом, чтобы исключить локальные повышения скоростей воздуха на рабочих местах.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	81
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Условия труда на временных рабочих местах по условиям микроклимата оцениваются как допустимые, при соблюдении работниками ограничения времени нахождения на площадках с избыточными тепловыделениями. Класс условий труда должен быть уточнен после ввода объекта в эксплуатацию на основании прямых замеров.

### Световая среда

Помещения с постоянным пребыванием людей в соответствии с СП 52.13330.2016 обеспечены естественным освещением.

Для естественного освещения главного корпуса предусмотрено ленточное остекление в ПВХ профиле с одинарными стеклопакетами с открывающимися фрамугами в нижнем ряду.

При недостаточной естественной освещенности помещений предусматривается искусственное освещение. Обеспечение требований к искусственному освещению на постоянных и временных рабочих местах выполняется установкой местных осветительных приборов. Выбор применяемых осветительных приборов выполняется на основании требований к освещенности СП 52.13330.2016 для обеспечения допустимых условий труда исходя из разряда зрительной работы на рабочем месте.

### Неионизирующие электромагнитные поля и излучения

Источниками неионизирующих электромагнитных полей и излучений на ГТЭС являются генераторы ГТУ, силовые трансформаторы, электротехническое оборудование, электродвигатели и другие источники электромагнитных полей промышленной частоты.

Достижение допустимого класса условий труда на постоянных рабочих местах обеспечивается за счет удаления рабочих мест от источников электромагнитных полей и излучений. Уровни неионизированных излучений на рабочих местах персонала, работающего с источниками, не должны превышать установленные СП 2.2.2.1327-03 «Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту».

После ввода объекта в эксплуатацию, на основании прямых замеров, должны быть выявлены места с повышенным уровнем напряженности электромагнитного поля, определен класс условий труда на таких рабочих местах и оптимальная длительность нахождения персонала в рабочих зонах для исключения вредного воздействия на организм.

### Работа с источниками ионизирующих излучений

Источниками ионизирующих излучений могут являться установки радиографического контроля, применяемыми для неразрушающего контроля сварных швов трубопроводов и оборудования при входном контроле или после ремонтов.

Хранение радиографических установок на территории ГТЭС и их использование сотрудниками ГТЭС не предусматривается. Данные виды работ выполняются специалистами сторонних монтажных и ремонтных организаций.

Класс условий труда работников, связанных с проведением неразрушающего контроля радиографическим методом, и мероприятия соблюдения требований охраны труда при совершении таких работ определяет сторонняя организация, выполняющие данные работы на основании договоров- подряда.

### Общая оценка условий труда

Общая оценка условий труда для каждой штатной единицы выполняется на основании комплексной оценки вредных факторов на постоянном и временных рабочих местах в объеме специальной оценки условий труда.

Для работников, для которых будут установлены вредные условия труда, должны быть предусмотрены компенсации, согласно требованиям Трудового кодекса.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 82
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

**10 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ (ПО ОТДЕЛЬНЫМ ЦЕХАМ, ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ СООРУЖЕНИЯМ)**

Результаты расчётов с количеством и составом вредных выбросов в атмосферу представлены в томе D822921/0052Д-95-ПД-270000-ООС1.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТЧ-ПД



# 11 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду представлены в томе D822921/0052Д-95-ПД-270000-ООС1.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №					D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТЧ-ПД	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
						84		

**12 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ**

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов представлены в томе D822921/0052Д-95-ПД-270000-ООС1.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТЧ-ПД

Лист
85

# 13 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СОБЛЮДЕНИЯ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ К УСТРОЙСТВАМ, ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ИСКЛЮЧИТЬ НЕРАЦИОНАЛЬНЫЙ РАСХОД ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

На ГТЭС осуществляются выработка электрической энергии.

Для исключения нерационального расхода топлива для выработки электрической и тепловой энергии предусмотрены следующие решения:

- коммерческий и технологический учет используемых энергетических ресурсов;
- выполнение тепловой изоляции трубопроводов и оборудования.

Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от приборов представлено в главе 3 настоящего тома.

Описание решений по тепловой изоляции представлено в главе 7.5 настоящего тома.

Изнв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изнв. №

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТСН-ПД	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		86

**14 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ФУНКЦИОНАЛЬНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ, КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОБЪЕКТАХ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ, В ЧАСТИ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ**

Проектом учтены требования к архитектурным, функционально-технологическим и конструктивным решениям, влияющим на энергетическую эффективность зданий, которые выражаются объемно-планировочными характеристиками и показателями по СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий».

Изнв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изнв. №

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТЧН-ПД	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		87

## **15 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ**

Основным критерием оценки соответствия объекта требованиям технических регламентов является выполнение в полном объеме требований, установленных техническими регламентами, принятыми в соответствии с Федеральным законом «О техническом регулировании», и требований нормативных документов из соответствующих перечней национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований технических регламентов.

На объекты и оборудование ГТЭС Ирkinская распространяется действие следующих технических регламентов:

- Федеральный закон от 30.12.2009 N 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- технический регламент Таможенного союза от 18.10.2011 N 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»;
- технический регламент Таможенного союза от 16.08.2011 N 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования»;
- технический регламент Таможенного союза от 18.10.2011 N 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»;
- Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 года N 870;
- Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» утвержден решением Совета ЕЭК от 02.07.2013 № 41.

### **15.1.1 Проектные решения, направленные на соблюдение требований технического регламента о требованиях пожарной безопасности**

Действие Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» распространяется на здания и сооружения ГТЭС.

Проектные решения, направленные на соблюдение требований технического регламента о пожарной безопасности зданий и сооружений, приведены в томе D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС.

### **15.1.2 Проектные решения, направленные на соблюдение требований технического регламента о безопасности машин и оборудования**

Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» № 753-ФЗ от 15.09.2009, утвержден решением Комиссии от 18.10.2011 № 823.

Устанавливает минимально необходимые требования к безопасности машин и оборудования при проектировании, производстве, монтаже, наладке, эксплуатации, хранении, перевозке, реализации и утилизации в целях защиты жизни или здоровья граждан, имущества физических или юридических лиц, государственного или муниципального имущества, охраны окружающей среды, жизни и здоровья животных и растений, а также предупреждения действий, вводящих в заблуждение приобретателей.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТСН-ПД	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		88

В проекте использовано оборудование, при проектировании которого учтены и идентифицированы возможные виды опасности для обеспечения безопасности излучений, взрывобезопасности, механической безопасности, пожарной безопасности, промышленной безопасности, термической безопасности, электрической безопасности на всех стадиях эксплуатационного цикла.

Все установленное оборудование имеет руководства по эксплуатации, содержащие:

а) указания по монтажу или сборке, наладке, регулировке, техническому обслуживанию и ремонту;

б) указания по использованию оборудования и меры по обеспечению безопасности, которые необходимо соблюдать при эксплуатации, включая ввод в эксплуатацию, использование по прямому назначению, техническое обслуживание, все виды ремонта, периодическое диагностирование, испытания, перевозку, упаковку, консервацию и условия хранения;

в) назначенные показатели (назначенный срок хранения, назначенный срок службы и назначенный ресурс) в зависимости от конструктивных особенностей, срок службы, ресурс. По истечении назначенного ресурса (срока хранения, срока службы) оборудование изымается из эксплуатации и принимается решение о направлении их в ремонт, об утилизации, о проверке и об установлении нового назначенного ресурса (срока хранения, срока службы);

г) перечень критических отказов, возможные ошибочные действия персонала, которые приводят к инциденту или аварии;

д) действия персонала в случае инцидента или аварии;

е) критерии предельных состояний;

ж) указания по выводу из эксплуатации и утилизации;

з) показатели энергетической эффективности.

При производстве оборудования производителем выполнен весь комплекс мер по обеспечению безопасности, определенный проектной документацией, в соответствии с настоящим техническим регламентом, при этом обеспечивается возможность контроля выполнения всех технологических операций, от которых зависит безопасность.

Системы управления оборудованием обеспечивают безопасность их эксплуатации на всех предусмотренных режимах работы и при всех внешних воздействиях, предусмотренных условиями эксплуатации. Системы управления исключают создание опасных ситуаций при возможных логических ошибках и из-за нарушения персоналом последовательности управляющих действий.

Приняты меры для устранения опасности, вызванной близостью к деталям оборудования либо материалам с высокими температурами. Предусмотрена необходимая тепловая изоляция поверхностей.

Обеспечено наличие средств (лестницы, галереи, проходы и т.п.) для безопасного доступа ко всем зонам технического обслуживания.

Оборудование имеет хорошо различимую четкую и нестираемую идентификационную надпись и содержит:

- наименование изготовителя и (или) его товарный знак;
- наименование изделия и (или) обозначение серии либо типа, номер;
- показатели назначения;
- дату изготовления.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №
--------------	----------------	--------------

							D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
							D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	89
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

В перечень машин и оборудования, подлежащих обязательной сертификации для подтверждения соответствия требованиям технического регламента о безопасности машин и оборудования включены:

- установки газотурбинные;
  - запально-защитные устройства;
  - краны мостовые, тали электрические;
  - аппараты теплообменные;
  - сосуды и аппараты емкостные, фильтры жидкостные;
  - насосы;
  - аппаратура для подготовки и очистки газов и жидкостей;
  - компрессоры воздушные;
  - арматура промышленная трубопроводная и газовая;
  - станки металлообрабатывающие, в том числе малогабаритные;
  - установки для сборки и сварки;
  - пневмоприводы, пневмоавтоматика;
  - арматура газорегулирующая и запорно-предохранительная;
- и другие.

Применяемые в проекте оборудование, изделия и материалы, имеют сертификаты соответствия требованиям Технических регламентов Таможенного союза.

### **15.1.3 Проектные решения, направленные на соблюдение требований технического регламента о безопасности низковольтного оборудования**

Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования» утвержден решением Комиссии от 16.08.2011 № 768.

Технический регламент устанавливает обязательные для применения и соблюдения требования к низковольтному оборудованию, выпускаемому в обращение на территории Российской Федерации (далее - требования безопасности), к маркировке низковольтного оборудования, к сопроводительным документам, включающим в себя правила безопасной эксплуатации и (или) утилизации низковольтного оборудования, а также устанавливает положения, относящиеся к оценке соответствия низковольтного оборудования, и положения, относящиеся к предупреждению действий, вводящих в заблуждение приобретателей низковольтного оборудования.

Проектные решения, направленные на соблюдение требований описаны в томе D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.

### **15.1.4 Проектные решения, направленные на соблюдение требований технического регламента о безопасности зданий и сооружений**

Действие Федерального закона от 30.12.2009 N 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» распространяется на здания и сооружения ГТЭС, включая инженерные сети.

Проектные решения по зданиям, сооружениям и инженерным сетям, направленные на соблюдение требований технического регламента и инженерных изысканий приведены в соответствующих разделах настоящей проектной документации.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТЧН-ПД	Лист 90
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

### 15.1.5 Проектные решения, направленные на соблюдение требований технического регламента о безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах

Действие технического регламента Таможенного союза от 18.10.2011 N 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» распространяется на электротехническое оборудование, попадающее во взрывоопасные зоны, определенные в главном корпусе. Такое оборудование должно поставляться с сертификатами соответствия требованиям ТР ТС 012/2011. Решения приведены в томе D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.

### 15.1.6 Проектные решения, направленные на соблюдение требований технического регламента о безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением

Действие технического регламента Таможенного союза от 02.07.2013 N ТР ТС 032/2013 "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" распространяется на:

- водогрейные котлы;
- теплообменное оборудование;
- стационарные трубопроводы и арматура.

Соответствие оборудования, попадающего под действие технического регламента ТР ТС 032/2013 должно подтверждаться документом – сертификатом или декларацией соответствия, согласно принятой схеме подтверждения.

Для трубопроводов, проектируемых в рамках настоящей работы, разрабатываются обоснование безопасности и руководство по эксплуатации, проводятся прочностные расчеты и расчеты пропускной способности предохранительных устройств (при необходимости).

Проектирование объекта ведется с учетом требований документов, включенный в перечень международных и региональных (межгосударственных) стандартов, а в случае их отсутствия - национальных (государственных) стандартов, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (ТР ТС 032/2013).

Проектные решения, направленные на соблюдение требований технического регламента о безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением, приведены настоящей пояснительной записке.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТСН-ПД	



# 16 РЕШЕНИЯ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

## 16.1 Основные решения по автоматизации объекта управления с применением АСУ ТП

Разрабатываемая АСУ ТП ГТЭС предназначена для автоматизированного контроля и управления технологическим процессом во всех эксплуатационных режимах, допускаемых инструкциями по эксплуатации оборудования, и в объеме, требуемом СО 34.03.355-2005 «Инструкция по обеспечению взрывобезопасности при проектировании и эксплуатации газотурбинных установок», СО 34.35.137-00 «Технические требования к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники», СО 34.1-35.104-2001 «Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях с ПГУ, оснащенных АСУ ТП», СО 34.1-35.127-2002 «Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций», СТО 70238424.27.100.010-2011 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) ТЭС. Условия создания. Нормы и требования», другими действующими НТД и в соответствии с «Техническим заданием», утвержденным Заказчиком.

АСУ ТП ГТЭС является неотъемлемой частью технологического объекта управления, без которой функционирование станции не предусматривается.

- обеспечение эффективного управления процессами выработки электрической и тепловой энергии;
- повышение безопасности работы автоматизируемого оборудования;
- эффективное управление параметрами автоматизируемого оборудования;
- эффективное управление экономичностью автоматизируемого оборудования;
- повышение надежности работы автоматизируемого оборудования, снижение риска аварий;
- диагностика технологического оборудования и средств АСУ ТП;
- сокращение времени пуска энергоблоков;
- сокращение времени простоя блоков в плановых ремонтах и при аварийных остановах вследствие высокого технологического уровня эксплуатации;
- обеспечение эффективного участия автоматизируемого оборудования в управлении параметрами режима локальной энергосистемы;
- повышение комфортности работы оперативного и обслуживающего персонала;
- обеспечение эксплуатационного персонала достоверной, достаточной и своевременной оперативной информацией о протекании технологических процессов, состоянии тепломеханического и электротехнического оборудования и технических средств управления, представленной в наиболее удобной для восприятия форме во всех эксплуатационных режимах;
- обеспечение информации для анализа, оптимизации работы оборудования и планирования его ремонтов;
- объективная оценка эффективности использования оборудования и действий персонала.

## 16.2 Объекты и объем автоматизации

АСУ ТП ГТЭС разработана как многоуровневая, иерархическая система функционально распределенного управления в соответствии с технологической структурой объекта управления и декомпозицией технологического процесса по агрегатному, функционально-групповому и иерархическому принципу.

В состав АСУ ТП ГТЭС входят:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

					Лист
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ					92
D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD					

– программно-технические комплексы (ПТК), выполненные под конкретные условия функционирования ГТЭС, включающие в себя ПТК тепломеханического оборудования (ТМО), электротехнического оборудования (ЭТО);

– интегрируемые в ПТК АСУ ТП локальные системы автоматического управления (ЛСАУ), поставляемые комплектно со вспомогательным технологическим оборудованием;

– АИИС КУР. АИИС КУР реализуется как автономная система для сбора данных с узлов учета газа, дизельного топлива, воды, тепла, сточных вод, их обработки, производства расчетов, хранения, документирования, формирования отчетов и передачи данных на рабочие места планово-технического отдела (в ЛВС предприятия через систему сбора и передачи технологических параметров (ССПТИ), а также в ПТК АСУ ТМО на АРМ начальника смены станции и для расчета ТЭП. Между ПТК АСУ ТМО Иркинской ГТЭС и АИИС КУР выполняется обмен сигналами, состав которых уточняется в процессе проектирования;

– автоматические системы контроля загазованности (АСКЗ).

Все данные от АСКЗ передаются в ПТК АСУ ТМО ИГТЭС и доступны для отображения на АРМ;

– система технологического контроля выбросов. Все данные от системы передаются в ПТК АСУ ТМО ИГТЭС и доступны для отображения на АРМ;

– подсистема АСУ ТМО контроля и управления инженерными системами ИГТЭС. Все данные от ЛСАУ инженерных систем передаются в ПТК АСУ ТМО ИГТЭС и доступны для отображения на АРМ;

– средства для обеспечения всех средств автоматизации единым временем от системы обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ строится на базе двух взаиморезервных серверов единого времени с синхронизацией посредством антенн GPS/ГЛОНАСС;

– датчики и преобразователи тепломеханических и электрических параметров, вторичные приборы и устройства;

– коммутационная электротехническая аппаратура;

– источники электропитания входных и выходных каналов модулей УСО;

– источники дискретной информации (концевые выключатели, ключи, кнопки и проч.);

– источники бесперебойного питания (ИБП);

– пульты, щиты, шкафы, ящики, стойки;

– аварийные пульты управления;

– исполнительные устройства запорной и регулирующей арматуры;

– силовые, контрольные, цифровые кабели и провода;

– автоматизированные рабочие места (АРМ) – операторские и инженерные станции, серверы различного назначения.

АСУ ТМО строится из условий минимизации количества локальных систем автоматического управления (ЛСАУ) с реализацией всего объема управления, технологических защит и блокировок на едином ПТК АСУ ТМО. Для этого на поставку вспомогательного оборудования закладываются требования по предоставлению алгоритмов управления, технологических защит, блокировок и сигнализации для их реализации в ПТК АСУ ТП ГТЭС. В случае если по условиям производителя или, исходя из сложности и специфики технологического процесса, поставка оборудования без ЛСАУ невозможна, то ЛСАУ входит в комплектную поставку.

АСУ ТМО построена как распределенная система управления с общей дублированной магистральной шиной Ethernet. АСУ ТМО охватывает тепломеханическое оборудование ГТЭС, оборудование вспомогательных систем, инженерные системы (отопление, вентиляция, кондиционирование, канализация и водоснабжение). При этом обеспечено единство средств "верхнего уровня": единые архивные серверы и единая база данных проекта. Оперативный контроль и

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD

управление всем тепломеханическим оборудованием ГТЭС, включая оборудование вспомогательных систем, ведется от операторских станций, устанавливаемых на объединенном щите управления (ОЩУ) в инженерно-бытовом корпусе №1 (ГТУ №1...5, этапы строительства №1...3) и на объединенном щите управления (ОЩУ) в инженерно-бытовом корпусе №2 (ГТУ №6...11, этапы строительства №4...8).

АСДУЭ предназначена для выполнения оперативно-диспетчерского управления ГТЭС Иркинская. Проектом предусматривается установка серверов сбора и хранения данных, предназначенных для нужд персонала ГТЭС Иркинская с использованием взаиморезервируемых серверов АСДУЭ. Обмен информацией с АСДУЭ ПС 110 кВ ГНПС Пайяха осуществляется с использованием специализированных коммуникационных контроллеров.

АСДУЭ построена как распределенная система управления, объединенная в дублированную сеть с технологией «бесшовного» резервирования, реализованной с использованием протокола Parallel Redundancy Protocol (PRP). АСДУЭ охватывает электротехническое общестанционное оборудование и электротехническое оборудование энергоблоков ГТЭС, при этом обеспечено единство средств «верхнего уровня», единые архивные данные и единая база данных проекта. Оперативный контроль и управление всем электротехническим оборудованием ГТЭС ведется от операторских станций, устанавливаемых в оперативном контуре ОЩУ инженерно-бытового корпуса №1 (ИБК №1). Оперативный контроль и управление электротехническим оборудованием ГТУ №6...11 также предусматривается и в ОЩУ ИБК №2. Для АСДУЭ верхнего уровня используется дублированная ЛВС.

Для АСУ ТП ГТЭС используются технические средства, имеющие средний срок службы не менее 15 лет. Возможность продления срока службы ПТК осуществляется путем замены отслуживших элементов новыми.

В качестве средства организации интерфейса «человек-машина» используются взаимозаменяемые и равнозначные по возможностям автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора с использованием типовых промышленных персональных компьютеров. Контроль технологического процесса организован с помощью отображения на экранах динамических данных. Дистанционное управление исполнительными механизмами, запорно-регулирующей арматурой, функциональными алгоритмами и т.д. выполняются с помощью типовых манипуляторов типа «мышь». Для обобщения информации о технологических процессах и для повышения оперативности реагирования персонала на средства сигнализации (аварии) в оперативном контуре предусматриваются экраны коллективного пользования (ЭКП).

Архитектура АСУ ТП ГТЭС предусматривает наличие трёх уровней иерархии – нижнего (полевого), среднего и верхнего:

- нижний (полевой) уровень – полевое оборудование системы управления;
- средний уровень – функционально-распределенная микропроцессорная система управления (программируемые контроллеры), обеспечивающая выполнение функций сбора, первичной обработки входных сигналов, автоматического управления, регулирования, последовательного управления технологических защит и блокировок;
- верхний уровень – обеспечивающий реализацию функций отображения информации, дистанционного управления технологическим процессом, дистанционной настройки системы, протоколирование, архивирование, расчеты и прочее.

В соответствии с требованиями Федерального закона № 256-ФЗ от 21.07.2011 «О безопасности объектов ТЭК», Методических рекомендаций Минэнерго России по включению объектов топливно-энергетического комплекса в перечень объектов, подлежащих категорированию, утвержденных приказом Министра энергетики Российской Федерации №48 от 10.02.2012 г., а также Постановления правительства № 458 от 05.05.2012 «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса» проектом разрабатываются решения по информационной безопасности.

Подробное описание системы АСУ ТП см. D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №
--------------	----------------	--------------

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	94
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

## Перечень нормативных документов, используемых при разработке проектной документации

Шифр	Наименование	Примечание
	Технический регламент о требованиях пожарной безопасности № 123-ФЗ от 22.07.2008 (в ред. Федерального закона от 10.07.2012. № 117-ФЗ)	
	Градостроительный кодекс Российской Федерации	
№ 197-ФЗ от 30.12. 2001	Трудовой кодекс РФ	
№ 184-ФЗ от 27.12. 2002	Федеральный закон О техническом регулировании	
№ 123-ФЗ от 22.07.2008	Федеральный закон Технический регламент о требованиях пожарной безопасности	
№ 384-ФЗ от 30.12.2009	Федеральный закон Технический регламент о безопасности зданий и сооружений	
№ 116-ФЗ от 21.07.1997	Федеральный закон О промышленной безопасности опасных производственных объектов	
ТР ТС 010/2011	Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»	
ТР ТС 012/2011	Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»	
ТР ТС 004/2011	Технический регламент Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования»	
СНиП 2.03.01-84*	Постановление правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»	
СП 4.13130.2013	Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям	
СП 18.13330.2011	Генеральные планы промышленных предприятий. ( Актуализированная редакция СНиП 11-89-80*)	
СП 2.2.1.1312-03	Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий	
СП 2.2.2.1327-03	Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту	

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD	Лист 95
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

Шифр	Наименование	Примечание
СП 34.13330.2012	Автомобильные дороги	
СП 37.13330.2012	Промышленный транспорт	
СП 51.13330.2011	Защита от шума	
СП 52.13330.2011	Естественное и искусственное освещение	
СП 56.13330.2011	Производственные здания	
СП 60.13330.2012	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха	
СП 61.13330.2012	Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. (Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003)	
СП 75.13330.2011	Технологическое оборудование и технологические трубопроводы	
СП 90.13330.2012	Электростанции тепловые	
СП 124.13330.2012	Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003	
СП 131.13330.2012	Строительная климатология	
ПБ 03-581-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов	
СанПиН 2.2.4.548	2.2.4. Физические факторы производственной среды Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений	
СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03	Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. Изменения №1, №2, №3.	
СП 62.13330.2011	Газораспределительные системы. (Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002)	
СНиП III-10-75	Правила производства и приемки работ. Благоустройство территорий	

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD

**Приложение А**  
**Профессионально-квалификационный состав и численность работников на**  
**полное развитие ГТЭС**

Штатное расписание										
Наименование структурного подразделения	Наименование должности	пределен работы, дня, ч	количество персонала			группа применяется в процессе процесса	гендерная принадлеж ность	размещение		
			всего	в вахту	в смену				в сутки	
Итого:	Начальник электростанции	р/к:	1	1	1	ia	м	НБК №1		
	Главный инженер	р/к:	8	1	1	ia	м	НБК №1		
	Заместитель главного инженера по эксплуатации	р/к:	8	1	1	ia	м	НБК №1		
	Заместитель главного инженера по ремонту	р/к:	8	2	1	ia	м	НБК №1		
	Начальник смены станции	р/к:	12	10	5	2	4	м	ОПУ №1	
	Ведущий инженер по эксплуатации	с/кв:	8	4	2	2	2	м	НБК №1	
	Инженер I категории	с/кв:	8	2	1	1	1	м	НБК №1	
	Инженер по подготовке и проведению ремонтных работ	с/кв:	8	2	1	1	1	ж	НБК №1	
	Инженер по эксплуатации и ремонту зданий и сооружений	с/кв:	8	2	1	1	1	ж	НБК №1	
	Специалист по охране труда	с/кв:	8	2	1	1	1	ж	НБК №1	
	Специалист по промышленной безопасности	с/кв:	8	2	1	1	1	ж	НБК №1	
	Специалист I категории инженерно-технической группы /де-лодрозоводитель	с/кв:	8	2	1	1	1	ж	НБК №1	
	Начальник газотурбинного цеха	р/к:	8	1	1	1	1	м	НБК №1	
	Заместитель начальника ГТЦ по эксплуатации	р/к:	8	2	1	1	1	м	НБК №1	
Заместитель начальника ГТЦ по ремонту	р/к:	8	2	1	1	1	м	НБК №1		
Ведущий инженер	с/кв:	8	2	1	1	1	м	НБК №1		
Начальник смены газотурбинного цеха	р/к:	12	10	5	2	4	м	НБК №1		
Машинист газотурбинных установок	р/мб:	20	10	10	4	8	м	НБК №2		
Машинист-обходчик по ГТУ	р/мб:	20	10	10	4	8	м	НБК №2		
Машинист-обходчик котлов	р/мб:	12	9	4	2	4	м	НБК №2		
Машинист вспомогательных систем	р/мб:	12	10	5	2	4	м	НБК №1		
Слесарь по обслуживанию оборудования электростанций	р/мб:	12	10	5	2	4	м	НБК №1		
Машинист ДЭС	р/мб:	12	2	1	1	1	м	НБК №1		
Старший мастер по ремонту оборудования	р/к:	8	2	1	1	1	м	НБК №1		
Слесарь по ремонту оборудования	р/к:	8	4	2	2	2	м	НБК №1		
Слесарь по ремонту парогенераторного оборудования бр	р/мб:	8	6	3	3	3	м	НБК №1		
Слесарь по ремонту парогенераторного оборудования 5р	р/мб:	8	6	3	3	3	м	НБК №1		
Слесарь по ремонту ВПК и системных сооружений	р/мб:	8	4	2	2	2	м	НБК №1		
Электротехник	р/мб:	8	4	2	2	2	м	НБК №1		
Машинист котла	р/мб:	8	4	2	2	2	м	НБК №1		
Квадратор-инструментальщик	р/мб:	8	3	2	2	2	м	НБК №1		
Мастер газового участка	р/к:	8	2	1	1	1	м	НБК №1		
Слесарь по эксплуатации и ремонту главного оборудования 5 расхода	р/мб:	8	6	3	3	3	м	НБК №1		
Инженер-технолог	с/кв:	8	2	1	1	1	ж	НБК №1		
Лаборант химического анализа	р/мб:	8	4	2	2	2	ж	НБК №1		
<b>Итого по цеху:</b>			<b>182</b>	<b>94</b>	<b>54</b>	<b>54</b>				

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Наимен. описание структурного подразделения	Наименование структурного подразделения	Наименование должности	преодолен трудоемкость работы, ч	количество персонала			группа производственного процесса	генерация принадлежности	размещение		
				всего	в ваху	в смену					
Электротехнический цех	Руководство цеха	Начальник электрического цеха (ЭЦ)	8	1	1	1	1а	М	ИВК №1		
		Заместитель начальника ЭЦ по эксплуатации	8	2	1	1	1а	М	ИВК №1		
		Заместитель начальника ЭЦ по ремонту	8	2	1	1	1а	М	ИВК №1		
		Ведущий инженер	8	2	1	1	1а	М	ИВК №1		
		Начальник смены электротехнического цеха	12	10	5	2	4	1а	М	ИВК №1	
		Электромонтер главного цеха управления	12	17	9	4	8	1а	М	ИВК №1	
		Электромонтер по обслуживанию электрооборудования	12	10	5	2	4	1а	М	ИВК №1	
		Электромонтер электротехнического цеха	12	10	5	2	4	1а	М	ИВК №1	
		Автоматизация	12	4	2	1	1	3в	М	ИВК №1	
		Мастер по ремонту оборудования	8	2	1	1	1	1.6	М	ИВК №1	
		Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования	8	6	3	3	3	1а	М	ИВК №1	
		Начальник лаборатории	8	1	1	1	1	1а	М	ИВК №1	
		Заместитель начальника электротехнической лаборатории	8	1	1	1	1	1а	М	ИВК №1	
		Ведущий инженер электротехнической лаборатории	8	4	2	2	2	1а	Ж	ИВК №1	
		Инженер I категории электротехнической лаборатории	8	4	2	2	2	1а	Ж	ИВК №1	
Электромонтер по испытаниям и измерениям	8	4	2	2	2	1.6	М	ИВК №1			
<b>Итого по цеху:</b>			<b>97</b>		<b>31</b>						
Цех Автоматических систем управления	Руководство цеха	Начальник цеха	8	1	1	1	1а	М	ИВК №1		
		Заместитель начальника цеха АСУ ТП	8	1	1	1	1а	М	ИВК №1		
		Ведущий инженер АСУ ТП	8	4	2	2	1а	М	ИВК №1		
		Инженер АСУ ТП	12	10	5	2	4	1а	М	ИВК №1	
		Электросварщик по обслуживанию автоматов и средств измерений электростанций	12	10	5	2	4	1а	М	ИВК №1	
		Ведущий инженер ТАН	8	2	1	1	1а	М	ИВК №1		
		Инженер I категории	8	2	1	1	1а	М	ИВК №1		
		Мастер по ремонту оборудования	8	2	1	1	1	1а	М	ИВК №1	
		Электросварщик по ремонту и обслуживанию автоматов и средств измерений электростанций	8	8	4	4	4	1а	М	ИВК №1	
		<b>Итого по цеху:</b>			<b>40</b>		<b>15</b>				
		<b>Итого по ОП:</b>			<b>351</b>		<b>114</b>		<b>160</b>		
		<b>Всего аттестован персонал (организационная принадлежность персонала определяется Заказчиком на основании прилагаемых данных)</b>									
		Медпункт	Отдел АХО	Медсестра	8	2	1	1	1а	Ж	ИВК №1
				Уборщик	8	4	2	1	1	2	М
		Служба охраны предприятия	Руководство	Начальник охраны объекта	8	1	1	1	1а	М	ИВК №1
Начальник смены	12			10	5	1	2	1а	М	ИВК №1	
Начальник караула	12			10	5	1	2	1а	М	ИВК №1	
Контролер совмещенного КПИ	12			70	35	5	10	1а	М	ИВК №1	
Охранник мобильной группы	12			28	14	4	8	1.6	М	ИВК №1	
Охранник - водитель	8			14	7	1	3	1.6	М	ИВК №1	
Специалист по обслуживанию ТСО	12			10	5	1	2	1.6	М	ИВК №1	
Оператор пульта управления ТСО	12			10	5	1	2	1а	М	ИВК №1	
Начальник бюро пропусков	8			2	1	1	1	1а	М	ИВК №1	
Дежурный администратор	8			2	1	1	1	1а	Ж	ИВК №1	
<b>Итого по цеху:</b>			<b>177</b>		<b>89</b>		<b>37</b>				
<b>Итого:</b>			<b>528</b>		<b>268</b>		<b>135</b>				
<b>Итого:</b>			<b>177</b>		<b>89</b>		<b>37</b>				

## Приложение Б Сертификат соответствия горелок

<b>ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ</b>	
<b>Eurasian Conformity</b>	<b>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ</b>
№ EAЭС RU C-RU.MX17.B.00260/21	
Серия <b>RU</b> № <b>0287054</b>	
<p><b>ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ</b> Общество с ограниченной ответственностью "ТЕСТ-ИНЖИНИРИНГ".          Место нахождения и адрес места осуществления деятельности: улица 9 Января, дом 7а, город Иваново, Российская Федерация, 153002. Телефон: +7 (4932) 50-91-72, адрес электронной почты: info@test-e.ru.          Аттестат аккредитации № RA.RU.11MX17 от 26.02.2016.</p>	
<p><b>ЗАЯВИТЕЛЬ</b> Общество с ограниченной ответственностью "ЧИБ УНИГАЗ".          ОГРН: 1147746589540.          Место нахождения и адрес места осуществления деятельности: Очаковское шоссе, дом 32, 4 этаж, кабинет 51, город Москва, Российская Федерация, 119530.          Телефон: +74996382080. Адрес электронной почты: info@cibunigas.com.</p>	
<p><b>ИЗГОТОВИТЕЛЬ</b> Общество с ограниченной ответственностью "ЧИБ УНИГАЗ".          Место нахождения: Очаковское шоссе, дом 32, 4 этаж, кабинет 51, город Москва, Российская Федерация, 119530. Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: Очаковское шоссе, дом 32, строение 2, город Москва, Российская Федерация, 119530.</p>	
<p><b>ПРОДУКЦИЯ</b>          Горелки газовые, комбинированные, жидкотопливные автоматические промышленные (смотри Приложение, бланки № 0797439 и № 0797440).          Серийный выпуск.</p>	
КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8416 10 100 0, 8416 20 200 0, 8416 20 800 0	
<p><b>СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ</b>          Технического регламента Таможенного союза "О безопасности машин и оборудования" (ТР ТС 010/2011).</p>	
<p><b>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ</b>          Протоколов испытаний № 2959/926/2021, № 2960/926/2021 и 2961/926/2021 от 31.03.2021, выданных Испытательной лабораторией Общества с ограниченной ответственностью "ТЕСТ-ИНЖИНИРИНГ", аттестат аккредитации № RA.RU.21MP40; акта о результатах анализа состояния производства № 924 от 10.03.2021; комплекта документов в соответствии с пунктом 10 статьи 8 ТР ТС 010/2011.          Схема сертификации: 1с.</p>	
<p><b>ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ</b>          Условия, сроки хранения и срок службы продукции в соответствии с эксплуатационной документацией. Сведения о стандартах, применяемых при подтверждении соответствия: (смотри Приложение, бланк № 0797440).</p>	
<p><b>СРОК ДЕЙСТВИЯ С</b> 05.04.2021 <b>ПО</b> 04.04.2026</p>	
<b>ВКЛЮЧИТЕЛЬНО</b>	
<p>Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации</p> <p>Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))</p>	<p>Поманисочка Роман Викторович (И.О.)</p> <p>Смирнов Артем Владимирович (И.О.)</p>

Взам. Инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD



ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ЕАЭС RU C-RU.MX17.B.00260/21

Серия **RU** № **0797439**

Лист 1

Сведения о продукции, на которую выдан сертификат соответствия

Код ТН ВЭД ЕАЭС	Полное наименование продукции, сведения о продукции, обеспечивающие её идентификацию (тип, марка, модель, артикул и другое)	Наименование и реквизиты документа (документов), в соответствии с которыми изготовлена продукция
8416 20 800 0	Горелки газовые автоматические промышленные типов: TP90, TP91, TP92, TP93, TP515, TP525, TP1030, TP1050, TP1080, TP90A, TP91A, TP92A, TP93A, TP512A, TP515A, TP520A, TP525A, URB5, URB10, URB15, URB20, URB25, URB30, URB32, URB35, URB40, URB45, URB50, URB60, URB70, URB80, URB-SH5, URB-SH10, URB-SH15, URB-SH20, URB-SH25, URB-SH30, URB-SH35, URB-SH40, URB-SH45, TLX90, TLX91, TLX510, TLX515, TLX520, TLX1025, TLX1030, TLX1050, TPW2000	ТУ 3696-001-31734291-2014 «Горелки газовые и комбинированные. Технические условия».
8416 20 200 0	Горелки комбинированные автоматические промышленные: газо-дизельные типов: HTP90, HTP91, HTP92, HTP93, HTP515, HTP525, HTP1030, HTP1050, HTP1080, HTP90A, HTP91A, HTP92A, HTP93A, HTP512A, HTP515A, HTP520A, HTP525A, HTLX90, HTLX91, HTLX510, HTLX515, HTLX520, HTLX1025, HTLX1030, HTLX1050, URB5, URB10, URB15, URB20, URB25, URB30, URB32, URB35, URB40, URB45, URB50, URB60, URB70, URB80, URB-SH5, URB-SH10, URB-SH15, URB-SH20, URB-SH25, URB-SH30, URB-SH35, URB-SH40, URB-SH45, HTPW2000  газо-мазутные типов: KTP90, KTP91, KTP92, KTP93, KTP512, KTP515, KTP520, KTP525, KTP1030, KTP1050, KTP1080, URB5, URB10, URB15, URB20, URB25, URB30, URB32, URB35, URB40, URB45, URB50, URB60, URB70, URB80, URB-SH5, URB-SH10, URB-SH15, URB-SH20, URB-SH25, URB-SH30, URB-SH35, URB-SH40, URB-SH45, KTPBY90, KTPBY91, KTPBY92, KTPBY93, KTPBY512, KTPBY515, KTPBY520, KTPBY525, KTPBY1030, KTPBY1050, KTPBY1080	

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации  
Эксперт (эксперт-аудитор)  
(эксперты (эксперты-аудиторы))



Поманисочка Роман  
Викторович  
Смирнов Артем  
Владимирович

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.1.1.ТСН-PD

**ПРИЛОЖЕНИЕ**

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ЕАЭС RU C-RU.MX17.B.00260/21

Серия **RU** № **0797440**

Лист 2

**Сведения о продукции, на которую выдан сертификат соответствия**

Код ТН ВЭД ЕАЭС	Полное наименование продукции, сведения о продукции, обеспечивающие её идентификацию (тип, марка, модель, артикул и другое)	Наименование и реквизиты документа (документов), в соответствии с которыми изготовлена продукция
8416 10 100 0	<p>Горелки жидкотопливные автоматические промышленные:</p> <p>дизельные типов: G6, G10, G18, PG30, PG60, PG70, PG81, RG91, RG92, RG93, RG510, RG515, RG520, RG525, RG1030, RG1040, LO35, LO60, LO90, LO140, LO200, LO280, LO400, LO550, TG90, TG91, TG92, TG510, TG515, TG520, TG525, TG1030, TG1050, TG1080, URB5, URB10, URB15, URB20, URB25, URB30, URB32, URB35, URB40, URB45, URB50, URB60, URB70, URB80, URB-SH5, URB-SH10, URB-SH15, URB-SH20, URB-SH25, URB-SH30, URB-SH35, URB-SH40, URB-SH45</p> <p>мазутные типов: N18, PN30, PN60, PN70, PN81, PN91, PN92, PN93, RN510, RN515, RN520, RN525, RN1030, RN1040, PBY70, PBY72, PBY81, PBY90, PBY91, PBY92, PBY93, RBY93, RBY510, RBY515, RBY520, RBY525, RBY1025, RBY1030, RBY1040, URB5, URB10, URB15, URB20, URB25, URB30, URB32, URB35, URB40, URB45, URB50, URB60, URB70, URB80, URB-SH5, URB-SH10, URB-SH15, URB-SH20, URB-SH25, URB-SH30, URB-SH35, URB-SH40, URB-SH45</p>	<p>ТУ 3696-001-31734291-2014</p> <p>«Горелки газовые и комбинированные. Технические условия».</p>

**Сведения о стандартах, применяемых при подтверждении соответствия**

ГОСТ 21204-97 "Горелки газовые промышленные. Общие технические требования" (раздел 5),

ГОСТ 27824-2000 "Горелки промышленные на жидком топливе. Общие технические требования" (раздел 5),

ГОСТ 28091-89 "Горелки промышленные на жидком топливе. Методы испытаний",

ГОСТ 29134-97 "Горелки газовые промышленные. Методы испытаний".

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации  
 Эксперт (эксперт-аудитор)  
 (эксперты (эксперты-аудиторы))


 Поманисочка Роман  
 Викторович  
 (И.О.)  
 Смирнов Артем  
 Владимирович  
 (И.О.)



Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изн. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.1.1.ТЧ  
 D822921/0052D-0-0-0-IOS7.1.1.TCH-PD