



Общество с ограниченной ответственностью
«Мосэнергoproject»
(ООО «МЭП»)

СОГЛАСОВАНО

Главный инженер проекта
Департамента по строительству и
ремонту электростанций
АО «ГК «ЕКС»

Подпись

А.Н. Чернишук
Расшифровка

« ____ » _____ 2026 г.

**СТРОИТЕЛЬСТВО ПАРОВАЗОВОГО БЛОКА
МОЩНОСТЬЮ 225 МВт КАК НЕЗАВИСИМОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
НА ТЕРРИТОРИИ ПРОМЗОНЫ
ТЭЦ- 25-ФИЛИАЛА ПАО "МОСЭНЕРГО"**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах
инженерно-технического обеспечения**

Подраздел 6. Система газоснабжения

Часть 1. Основные решения

Книга 1. Текстовая и графическая части

25-83G1-00-ИОС6.1.1

Том 5.6.1.1

**Заместитель директора по
проектированию**

О.В. Некрасов

Главный инженер проекта

Ю.А. Яшукова

2026

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

Обозначение						Наименование				Примечание			
25-83G1-00-ИОС6.1.1-С						Содержание тома 5.6.1.1				На 1 л.			
25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ						Текстовая часть				На 68 л.			
25-83G1-00-ИОС6.1.1-ГЧ						Графическая часть				На 7 л.			
						Всего:				76 л.			
Состав проектной документации выполнен отдельным томом 25-83G1-00-СП													
Согласовано													
Взам. инв. №													
Подп. и дата													
Инв. № подл.								25-83G1-00-ИОС6.1.1-С					
		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата						
		Разработал	Каверин			27.02.26	Содержание тома 5.6.1.1				Стадия	Лист	Листов
		Проверил	Журавлев			27.02.26					П		1
		Нач. отдела	Шеренцова			27.02.26					 Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)		
Н. контр.	Горячева			27.02.26									
ГИП	Яшукова			27.02.26									

Содержание

Общие сведения.....	2
1 Характеристика источника газоснабжения в соответствии с техническими условиями, сведения о параметрах топлива, требованиях к надежности и качеству поставляемого топлива..	6
2 Сведения о типе и количестве установок, потребляющих топливо, параметрах и режимах их работы - для объектов производственного назначения.....	8
2.1 Сведения о газотурбинной установке	8
2.2 Сведения о хозяйстве газового топлива блока ПГУ	12
2.3 Сведения о пункте подготовки газа.....	12
2.4 Сведения о дожимной компрессорной станции	14
2.5 Сведения о блоке отключающей арматуры	18
3 Описание технических решений по обеспечению учета и контроля расхода газа и продукции, вырабатываемой с использованием газа, в том числе тепловой и электрической энергии, - для объектов производственного назначения	19
4 Описание и обоснование применяемых систем автоматического регулирования и контроля тепловых процессов - для объектов производственного назначения	19
4.1 Блочный пункт подготовки газа.....	20
4.2 Дожимные компрессорные установки	21
4.3 Блок отключающей арматуры	23
4.4 Газотурбинная установка.....	23
4.5 Контроль загазованности.....	24
5 Описание способов контроля температуры и состава продуктов сгорания газа - для объектов производственного назначения.....	24
6 Описание технических решений по обеспечению теплоизоляции ограждающих поверхностей агрегатов и теплопроводов - для объектов производственного назначения.....	26
7 Перечень сооружений резервного топливного хозяйства - для объектов производственного назначения	26
8 Обоснование выбора маршрута прохождения газопровода и границ охранной зоны присоединяемого газопровода, а также сооружений на нем	26
9 Обоснование технических решений устройства электрохимической защиты стального газопровода от коррозии	27

Согласовано							4.4	Газотурбинная установка.....	23					
							4.5	Контроль загазованности.....	24					
							5	Описание способов контроля температуры и состава продуктов сгорания газа - для объектов производственного назначения.....	24					
							6	Описание технических решений по обеспечению теплоизоляции ограждающих поверхностей агрегатов и теплопроводов - для объектов производственного назначения.....	26					
							7	Перечень сооружений резервного топливного хозяйства - для объектов производственного назначения	26					
							8	Обоснование выбора маршрута прохождения газопровода и границ охранной зоны присоединяемого газопровода, а также сооружений на нем	26					
Взам. инв. №	Подп. и дата						9	Обоснование технических решений устройства электрохимической защиты стального газопровода от коррозии	27					
Инв. № подл.							25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ							
							Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
							Разработал	Каверин			27.02.26	Текстовая часть		
							Проверил	Журавлев			27.02.26			
Нач. отдела	Шеренцова			27.02.26										
Н. контр.	Горячева			27.02.26										
ГИП	Яшукова			27.02.26										
							Стадия	Лист	Листов					
							П	1	68					
							Общество с ограниченной ответственностью «МОС-ЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)							

10	Сведения о средствах телемеханизации газораспределительных сетей, объектов их энергоснабжения и электропривода.....	28
11	Перечень мероприятий по обеспечению безопасного функционирования объектов системы газоснабжения, в том числе описание и обоснование проектируемых инженерных систем по контролю и предупреждению возникновения потенциальных аварий, систем оповещения и связи.....	28
12	Перечень мероприятий по созданию аварийной спасательной службы и мероприятий по охране систем газоснабжения - для объектов производственного назначения	33
13	Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности объекта капитального строительства	35
13.1	Требования к инженерно-техническим решениям, влияющим на энергетическую эффективность зданий, строений и сооружений	35
13.2	Требования к оборудованию и системам, позволяющие исключить нерациональный расход энергетических ресурсов	35
13.3	Обоснование выбора инженерно-технических решений с целью обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности	35
13.4	Требования оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов.....	35
14	Сведения о показателях энергетической эффективности объекта капитального строительства, в том числе о показателях, характеризующих годовую удельную величину расхода топлива в объекте капитального строительства	36
15	Сведения о нормируемых показателях удельных годовых расходов топлива и максимально допустимых величинах отклонений от таких нормируемых показателей (за исключением зданий, строений, сооружений, на которые требования энергетической эффективности не распространяются)	36
16	Перечень мероприятий по учету и контролю расходования, используемого топлива	37
17	Спецификация предполагаемого к применению оборудования, изделий, материалов, позволяющих исключить нерациональный расход топлива, в том числе основные их характеристики.....	37
	Приложение А Климатические параметры площадки строительства	38
	Приложение Б Технические условия на подключение газоиспользующего оборудования и объектов капитального строительства к сетям газораспределения	39
	Приложение В Технические условия на перекладку внутриплощадочного газопровода к ГРП-2 ТЭЦ-25 – филиал ПАО «Мосэнерго».....	46
	Приложение Г Технические требования ООО «Газпром межрегионгаз Москва» к узлам измерения расхода газа на базе ультразвуковых расходомеров	50
	Приложение Д Гидравлический расчет проектируемых газопроводов.....	52
	Приложение Е Определение минимальной толщины стенки стальных труб и соединительных деталей.....	60
	Приложение Ж Определение пролетов газопроводов.....	65

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Приложение Г Технические требования ООО «Газпром межрегионгаз Москва» к узлам измерения расхода газа на базе ультразвуковых расходомеров50					
			Приложение Д Гидравлический расчет проектируемых газопроводов..... 52					
			Приложение Е Определение минимальной толщины стенки стальных труб и соединительных деталей.....60					
			Приложение Ж Определение пролетов газопроводов..... 65					

Общие сведения

Основанием для разработки Проектной документации является:

- Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2024 г. №4153;
- Техническое задание на выполнение проектной и рабочей документации по объекту «Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго».

Проектом предусмотрено выделение двух этапов строительства (пусковые комплексы) парогазового энергоблока мощностью 225 МВт (моноблок):

- Первый этап:
Строительство ГТУ-160 с комплексом вспомогательного оборудования, зданий и сооружений.
- Второй этап:
Строительство ПГУ-225 с комплексом вспомогательного оборудования, зданий и сооружений.

ТЭЦ-25 расположена в Западном административном округе г. Москвы, эксплуатирует как блочное оборудование, так и оборудование с поперечными связями. Станция поставляет электрическую энергию на оптовый рынок электроэнергии и обеспечивает теплоснабжение микрорайонов Западного административного округа г. Москвы. Характер застройки площадки ТЭЦ - промышленные здания и сооружения, плотность застройки - 30%.

Общая площадь территории ТЭЦ составляет 63,09 га (кадастровый номер участка: 77:07:0012006:70).

Объект строительства расположен на территории ТЭЦ-25 филиала ПАО «Мосэнерго» по адресу: г. Москва, ул. Генерала Дорохова, д.16, Западный Административный округ.

Работы по строительству новой генерирующей мощности производятся на территории ТЭЦ-25 ПАО «Мосэнерго».

Проектом предусматривается снос, перенос существующих зданий, сооружений, инженерных сетей, коммуникаций и технологического оборудования, попадающих в зону строительства Объекта.

Предполагается установка независимого моноблочного парогазового блока мощностью 225 МВт в отдельно стоящем главном корпусе. Установка нового главного корпуса предполагается между существующим главным корпусом, водогрейной котельной №4 и существующими башенными градирнями ст.№№4,5.

Энергоблок должен обеспечивать:

- номинальную электрическую мощность – 225 МВт.

Режим работы энергоблока – базовый с корректировкой по диспетчерскому графику энергосистемы, с числом часов использования установленной мощности – не менее 6800 ч/год, непрерывный, круглогодичный. Принят двухсменный режим работы.

Основное и резервное топливо-природный газ.

Аварийное топливо-природный газ.

Выдача электрической мощности – на напряжении 500 кВ.

Строительство нового энергоблока со вспомогательным оборудованием выполняется в условиях действующего предприятия, с повышенным уровнем ответственности.

В состав производственного комплекса входят здания и сооружения:

- 1. Главный корпус парогазового энергоблока:
 - котельное отделение с котлом - утилизатором, барабанным, двух давлений и вспомогательным оборудованием;
 - машинное отделение с основным (ГТУ и ПТ) и вспомогательным оборудованием, электро-технической этажеркой;
 - административная вставка;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Аварийное топливо-природный газ. Выдача электрической мощности – на напряжении 500 кВ. Строительство нового энергоблока со вспомогательным оборудованием выполняется в условиях действующего предприятия, с повышенным уровнем ответственности. В состав производственного комплекса входят здания и сооружения: 1. Главный корпус парогазового энергоблока: - котельное отделение с котлом - утилизатором, барабанным, двух давлений и вспомогательным оборудованием; - машинное отделение с основным (ГТУ и ПТ) и вспомогательным оборудованием, электро-технической этажеркой; - административная вставка;							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ				Лист
										3

2. Пункт подготовки газа (ППГ), дожимная компрессорная станция (ДКС) и блок отключающей арматуры (БОА).
3. Баковое хозяйство;
4. Резервуар аварийного слива турбинного масла;
5. Башенная градирня с самотечным циркуляционным каналом;
6. Циркуляционная станция, противопожарная насосная станция;
6. ОРУ 500 кВ с ограждением с установкой блочных трансформаторов ГТУ и ПТ;
7. Трансформатор собственных нужд с ограждением;
8. ОРУ 110 кВ с ограждением с установкой резервного трансформатора собственных нужд;
9. Резервуар аварийного слива масла трансформаторов;
10. Два подводящих газопровода к ППГ, подключенных к независимым источникам газоснабжения (АО «МОСГАЗ»).
11. Локальные очистные сооружения поверхностных сточных вод с резервуаром сбора поверхностных сточных вод;
12. Эстакады технологические и кабельные;
13. Мачты молниезащиты и освещения;
14. Центральная проходная
15. КПП;
16. Защитное сооружение ГО ЧС;
17. Реконструкция существующего внешнего ограждения ТЭЦ-25 с инженерно-техническими средствами охраны (ИТСО) в объеме необходимом для реализации проекта;
18. Устройство постоянного периметрального ограждения независимого предприятия энергоблока 225 МВт с ИТСО;
19. Инженерные коммуникации и сооружения инженерно-технического обеспечения Объекта в соответствии с техническими условиями на присоединения;
20. Снос, перенос существующих зданий, сооружений, инженерных сетей, коммуникаций и технологического оборудования, попадающих в зону строительства Объекта, в соответствии с техническими условиями;
21. Вынос существующего (действующего) внутриплощадочного газопровода к ГРП-2 из зоны строительства.
22. Воздушная компрессорная;
23. Склад масла.

Проектная документация разработана в соответствии с требованиями «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденного Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 (с изменениями на 21 октября 2025 г.).

- Состав проектной документации представлен отдельным томом 25-83G1-00-СП.
- Проектная документация разработана в соответствии с требованиями НПА и НТД:
1. Федеральный закон РФ от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (в последней редакции);
 2. Федеральный закон от 27 декабря 2002 г. №184-ФЗ «О техническом регулировании» (в действующей редакции);
 3. Федеральный закон от 20 июня 1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями на 14 ноября 2023 г.);
 4. Приказ Минэнерго от 4 октября 2022 г. № 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. «757, от 12 июля 2018 г. №548 (с изменениями на 9 декабря 2024 года) (редакция, действующая с 1 сентября 2025 года);
 5. Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления №870 от 29.10.2010г (с Изменениями на 14.12.2018 г.);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ниях пожарной безопасности» (в последней редакции), 2. Федеральный закон от 27 декабря 2002 г. №184-ФЗ «О техническом регулировании» (в действующей редакции); 3. Федеральный закон от 20 июня 1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями на 14 ноября 2023 г.); 4. Приказ Минэнерго от 4 октября 2022 г. № 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. «757, от 12 июля 2018 г. №548 (с изменениями на 9 декабря 2024 года) (редакция, действующая с 1 сентября 2025 года); 5. Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления №870 от 29.10.2010г (с Изменениями на 14.12.2018 г.);						
							25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ		Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	4			

В состав каждого блока входит котлоагрегаты типа ТГМП-314П (ст. №№ 3, 4, 5), котлоагрегаты типа ТГМП-344А (ст. №№ 6, 7) паропроизводительностью 1000 т/ч каждый и турбоагрегаты Т-250/300-240 (ст. №№ 3, 4, 5, 6, 7) электрической мощностью 250 МВт каждый.

Основное оборудование энергетические котлы и паровые турбины расположены в главном корпусе ТЭЦ.

Также на ТЭЦ-25 установлено 12 водогрейных котлов: ПТВМ-180 (ст. № 1В – 6В) и КВГМ-180 (ст. № 7В - 12В).

Пиковые водогрейные котлы типа ПТВМ-180 находятся в водогрейных котельных ст. №№1, 2, а пиковые водогрейные котлы типа КВГМ-180 расположены в водогрейных котельных ст. №№3, 4.

ТЭЦ-25 осуществляет комбинированную выработку электрической и тепловой энергии.

Для паросиловой части электростанции и пиковых водогрейных котлов основным топливом является природный газ, резервным – топочный мазут.

Газоснабжение ТЭЦ-25 осуществляется от кольцевого газопровода г. Москвы.

В качестве резервного топлива для энергетических и пиковых котлов используется мазут топочный 100.

Природный газ поступает на станцию по двум вводам диаметром по 720, 820 мм на ГРП-1 и ГРП-2 с давлением 1,2 МПа. Пропускная способность природного газа каждой ГРП составляет 500000 м³/ч.

На существующий ГРП-1 газ поступает по газопроводу 720х9, после ГРП-1 газ по двум газопроводам 1020 мм и 820 мм направляется к водогрейным и энергетическим котлам.

На существующий ГРП-2 газ поступает по газопроводу 820х9, после ГРП-2 направляется к водогрейным и энергетическим котлам.

Климатические условия г. Москвы по СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» (Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*) представлены в Приложении А.

1 Характеристика источника газоснабжения в соответствии с техническими условиями, сведения о параметрах топлива, требованиях к надежности и качеству поставляемого топлива

Основным, резервным и аварийным видом топлива для всего оборудования является природный газ по ГОСТ 5542-2014.

Источником газоснабжения блока ПГУ являются два подземных газопровода АО «Мосгаз» диаметром DN500 с давлением 0,8 ÷ 1,2 МПа. Проект системы газоснабжения блока ПГУ выполнен на основании «Технических условий на подключение (технологическое присоединение) газоиспользующего оборудования и объектов капитального строительства к сетям газораспределения» №48-17-30056/26 (см. Приложение Б). В соответствии с ТУ №48-17-30056/26 газоснабжение осуществляется от двух независимых вводов:

- точка подключения №1: газопровод высокого давления $P \leq 1,2$ МПа, от КРП-10, величина максимального часового расхода газа подключаемого газоиспользующего оборудования 60000 м³/ч;

- точка подключения №2: газопровод высокого давления $P \leq 1,2$ МПа, от КРП-20, величина максимального часового расхода газа подключаемого газоиспользующего оборудования 60000 м³/ч;

Подключение к газопроводам осуществляется на границе земельного участка ТЭЦ-25.

В рамках проекта предусматривается также вынос существующего (действующего) внутриплощадочного газопровода DN700/DN800 к ГРП-2 ТЭЦ-25 из зоны строительства. Участок существующего газопровода в зоне строительства продувается, обрезается и демонтируется. ТУ на пе-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	- точка подключения №1: газопровод высокого давления $P \leq 1,2$ МПа, от КРП-10, величина максимального часового расхода газа подключаемого газоиспользующего оборудования 60000 м3/ч; - точка подключения №2: газопровод высокого давления $P \leq 1,2$ МПа, от КРП-20, величина максимального часового расхода газа подключаемого газоиспользующего оборудования 60000 м3/ч; Подключение к газопроводам осуществляется на границе земельного участка ТЭЦ-25. В рамках проекта предусматривается также вынос существующего (действующего) внутри-площадочного газопровода DN700/DN800 к ГРП-2 ТЭЦ-25 из зоны строительства. Участок существующего газопровода в зоне строительства продувается, обрезается и демонтируется. ТУ на пе-							
									25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист
										6
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

рекладку внутриплощадочного газопроводам от АО «Мосгаз» и ТЭЦ-25 представлены в Приложении В, план перекадываемого внутриплощадочного газопровода представлен на чертеже №25-83G1-00-ИСО6.1.1-100-ГЧ л.7.

Средневзвешенный компонентный состав и характеристики поступающего на станцию газа представлены в таблице 1.

Данные показатели определены для потребителей Москвы и Московской области, получающих газ из Московского кольцевого газопровода (письмо ООО «Газпром межрегионгаз Москва» от 03 октября 2025 года №АИ-10156).

Таблица 1 – Состав и характеристики газа

№ поз.	Наименование показателей	Един. измерений	Метод испытаний	Нормируемое значение по ГОСТ 5542-2002	Фактич. показатели
1	Компонентный состав, молярная доля: метан этан пропан изо-бутан норм-бутан нео-пентан изо-пентан норм-пентан гексаны+высшие углеводороды диоксид углерод азот кислород водород гелий	%	ГОСТ 31371.1-2020	не нормируется не нормируется не нормируется не нормируется не нормируется не нормируется не нормируется не нормируется не нормируется не нормируется не более 2,5 не нормируется не более 0,050 не нормируется не нормируется	93,440 4,078 1,187 0,180 0,174 0,0045 0,0313 0,0226 0,0219 0,3839 0,470 0,0050 0,0044 0,0092
2	Теплота сгорания низшая при 20°С и 101,325 кПа	МДж/м³ (ккал/м³)	ГОСТ 31369-2021	Не менее 31,8 (7600)	8403
3	Число Воббе высшее при 20°С и 101,325 кПа	МДж/м³ (ккал/м³)	ГОСТ 31369-2021	41,2-54,5 (9840-13020)	11842
4	Плотность газа при стандартных условиях 20°С и 101,325 кПа	кг/м³	ГОСТ 31369-2021	не нормируется	0,7210
5	Массовая концентрация сероводорода	г/м³	ГОСТ 31369-2021	не более 0,020	менее 0,010
6	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м³	ГОСТ 22387.2-2021	Не более 0,036	менее 0,010
7	Массовая концентрация механических примесей	г/м³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отсутствуют
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°С	ГОСТ 20060-2021; ГОСТ Р 53763-2009	не нормируется	от -21,8 до -17,2

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

В ГТЭ-160 применены выносные камеры сгорания. Две камеры сгорания расположены вертикально по обе стороны турбины и присоединены на фланцах к боковым патрубкам корпуса турбины, что позволяет выполнить концентрическую ориентацию газового и воздушного трактов с относительно небольшими скоростями потоков и соответственно низкими потерями в тракте «компрессор - камера сгорания - турбина». Каждая камера сгорания оборудуется восемью горелками, которые приспособлены для работы на газе. Применение комбинированных горелок, в которых осуществляется режимы диффузионного горения и предварительного смешения, обеспечивает нормативные уровни вредных выбросов окислов азота и окиси углерода.

Базовый модуль турбины входит в комплектную поставку ГТУ. В базовом модуле установлены запорная, отсечная и регулирующая арматура, а также фильтр тонкой очистки газа. Модуль газообразного топлива служит для подачи в горелки и регулирования расхода газообразного топлива. Схема системы подачи газообразного топлива к ГТУ приведена на рисунке 1.

Природный газ поступает в базовый модуль ГТУ по трубопроводу диаметром DN150. На газопроводе предусматривается успокоитель потока газа, далее аварийный отсечной клапан. После отсечного клапана газопровод разделяется на две отдельные линии: в каналы подачи для диффузионного режима и режима предварительного смешивания; в каналы подачи пилотного газа. На каждой из линий устанавливается регулирующий клапан и непосредственно перед подачей газа в каждый канал горелки предусмотрен отсечной клапан.

Газопроводы базового модуля ГТУ оснащены продувочными линиями с установленными на них автоматическими продувочными клапанами. Когда отсечные клапаны закрыты, открывается соответствующий продувочный клапан и происходит сброс газа между отсечными клапанами в продувочный газопровод. В ГТУ предусмотрена защита, действующая на аварийный останов турбины при понижении давления газа ниже минимально допустимого значения.

Схема запального газа представлена на рисунке 2. Отбор запального газа осуществляется от основной линии газового топлива DN150 и по газопроводу DN25 подается в систему запального газа. Во время пуска турбины запальный газ подается через систему газопроводов запального газа и автоматически поджигается. Подача запального газа прекращается после установления стабильного факела в основных горелках. Газопроводы запального газа оснащены запорной, предохранительной и регулирующей арматурой. Камера сгорания ГТЭ-160 включает 2 запальные горелки.

В состав ГТУ входит следующее вспомогательное оборудование:

- система подачи газового топлива;
- система подачи запального газа;
- система подачи дизельного топлива;
- система подачи смазочного масла;
- валоповоротное устройство;
- система промывки компрессора;
- дренажная система газовой турбины;
- осушающее устройство;
- диффузор выхлопной;
- комплексное воздухоочистительное устройство (КБОУ);
- система антиобледенения;
- система вентиляции газовоздушного тракта ГТУ;
- система автоматического управления ГТ.

В соответствие с заданием на ПИР блок ПГУ рассчитан на работу в базовом режиме работы с числом часов установленной мощности не менее 6800 ч/год.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ				9

Инв. №	Подп. и дата	Взам. Инв.

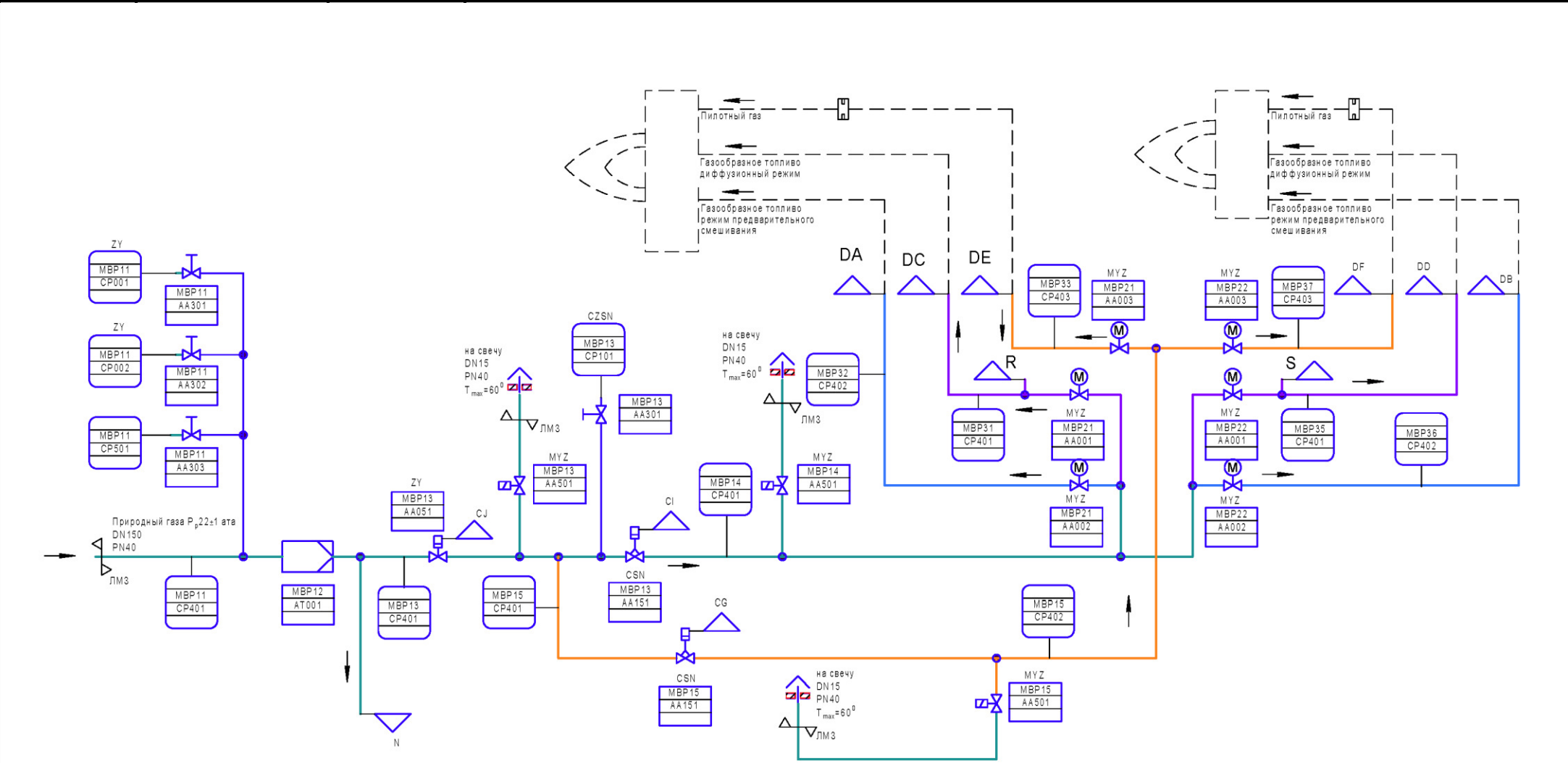


Рисунок 1 – Схема системы подачи газообразного топлива ГТУ

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ

Инв. №	Подп. и дата	Взам. Инв.

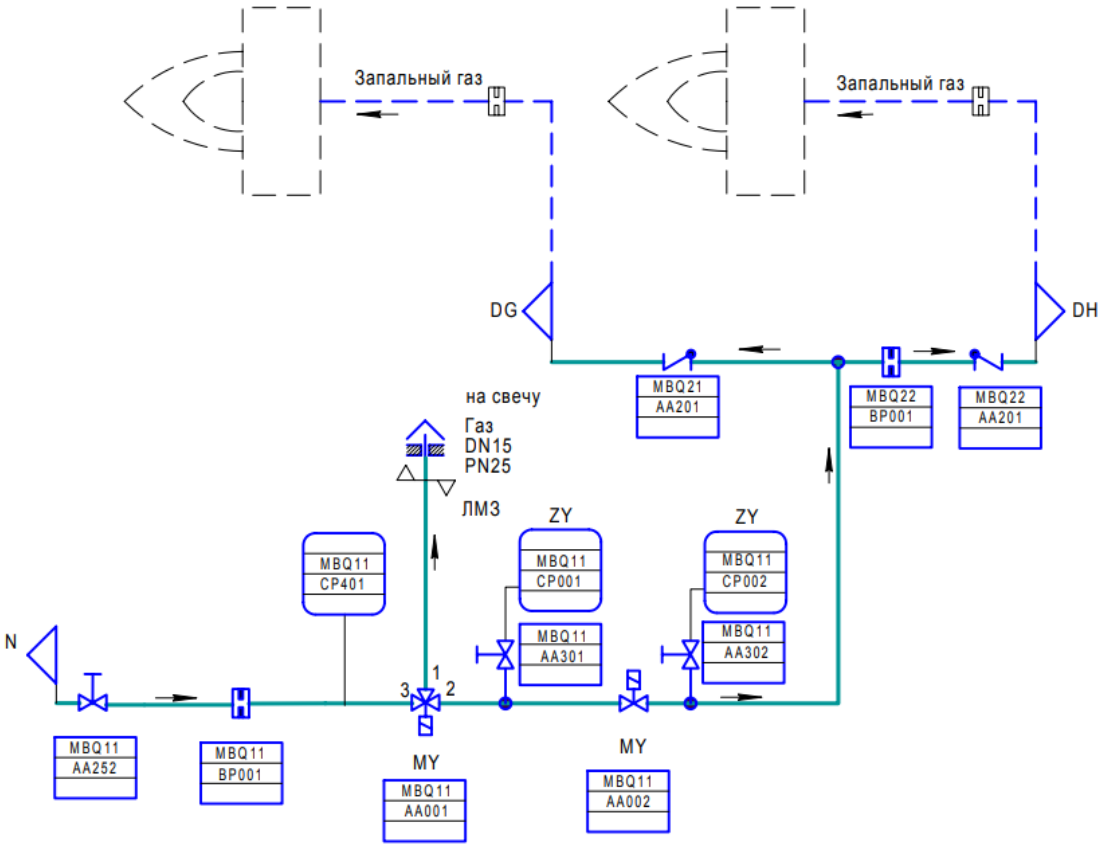


Рисунок 2 – Схема запального газа ГТУ

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ

2.2 Сведения о хозяйстве газового топлива блока ПГУ

Строительство блока ПГУ мощностью 225 МВт предусматривается в 2 этапа, при этом строительство газотурбинной установки ГТЭ-160 и ее газового хозяйства выполняется на 1 этапе. Принципиальная схема газоснабжения блока ПГУ представлена на чертеже №25-83-G1-00-ИОС6.1.1-ГЧ л.2. Для подачи газа на энергоблок ПГУ предусматривается:

- прокладка газопроводов DN400 от точек присоединения до блок-контейнера ППГ;
- сооружение ППГ в контейнерном исполнении;
- прокладка газопровода DN400 от ППГ до ДКС;
- сооружение ДКС, состоящей из трех ДКУ в контейнерном исполнении;
- прокладка газопровода DN200 от ДКС до БОА;
- сооружение БОА в контейнерном исполнении;
- прокладка газопровода DN200 от блока БОА до здания главного корпуса ПГУ;
- прокладка внутреннего газопровода DN200 в главном корпусе до базового модуля ГТУ.

Для подготовки газа требуемых параметров и качества на территории строительства энергоблока сооружается хозяйство газового топлива, которое включает в себя:

- 1) пункт подготовки газа (ППГ);
- 2) дожимная компрессорная станция (ДКС);
- 3) блок отключающей арматуры (БОА).

Компоновка газового хозяйства блока ПГУ представлена на чертеже №25-83-G1-00-ИОС6.1.1-ГЧ л.4.

2.3 Сведения о пункте подготовки газа

ППГ предназначен для очистки природного газа от механических примесей, влаги и конденсата и коммерческого учета расхода газа для парогазового энергоблока ПГУ-225 с газовой турбиной ГТЭ-160. БППГ поставляется в виде блок-здания полной заводской готовности с технологическим оборудованием, прошедшим заводские испытания на прочность, плотность и герметичность. В состав ППГ входит следующее оборудование:

- Перед каждым вводом в ППГ устанавливаются фильтры грубой очистки газа в количестве 2-х шт. с пропускной способностью 100 % каждый, степень фильтрации 100 мкм, для очистки газа от механических примесей перед КУУГ;
- узлы коммерческого учета расхода газа (КУУГ) на вводных газопроводах №1 и №2 на базе ультразвуковых расходомеров - счетчиков в количестве 2-х шт. на каждом КУУГ (1-основной, 2-й – резервный);
- узел очистки газа на базе трех горизонтальных фильтров-сепараторов очистки газа от жидкости и механических примесей (пропускная способность каждого фильтра 50% от максимального расхода газа ППГ);
- бак сбора газового конденсата из узла очистки подземного исполнения объемом 10 м³ с трубопроводной обвязкой, устройством контроля уровня жидкости с выдачей сигнала в комплектную САУ;
- полная обвязка оборудования ППГ трубопроводами, включая запорную арматуру, КИП, соединительные коробки и т.д.;
- грузоподъемные механизмы для обслуживания и ремонта оборудования ППГ.

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

– системы жизнеобеспечения (автоматическая пожарная сигнализация (АПС) и автоматическая установка пожаротушения (при необходимости), система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре (СОУЭ), система контроля загазованности, система электроосвещения, система отопления, система вентиляции помещений, система бесперебойного электроснабжения для АПС, СОУЭ и АУПТ;

– Оборудование АСУ (в полном объеме), размещается в отдельном блок-контейнере и поставляется комплектно с остальным оборудованием газового хозяйства;

– Электротехническое оборудование (в полном объеме), размещается в отдельном блок-контейнере и поставляется комплектно с остальным оборудованием газового хозяйства;

Все оборудование, входящее в состав ППГ размещается в пределах контейнера ППГ (кроме фильтров грубой очистки и бака сбора конденсата).

Силовой блок и блок приборов контроля и автоматики, микропроцессорные устройства и вычислительная техника расположены в отдельном изолированном от технологического оборудования помещении, в котором за счет применения систем отопления, вентиляции и кондиционирования круглый год поддерживаются необходимые для работы оборудования микроклиматические условия.

Сепараторы газовые с фильтрующими элементами. Газовые фильтры, а также линии измерения расхода оборудованы фланцами с установленными поворотными заглушками на входе и выходе, штуцерами для подачи сжатого воздуха и продувочными трубопроводами диаметром не менее DN20 со штуцерами отбора проб.

Газопроводы в ППГ оснащены фланцевой запорной арматурой с электроприводами. Вся устанавливаемая на газопроводах запорная арматура стальная класса «А» герметичности затвора по ГОСТ Р 54808-2011. Электроприводы арматуры – во взрывозащищенном исполнении.

Фильтры-сепараторы внутри БППГ обеспечивают очистку газа от механических примесей и капельной влаги до требуемых значений независимо от изменения расхода и автоматический сброс конденсата из фильтрующих устройств в бак сбора газового конденсата, контроль загрязнения (перепада давления на фильтре-сепараторе). Очистка газа осуществляется в несколько ступеней. На первой ступени происходит предварительная очистка от влаги и крупных механических загрязнений (до 20 мкм), смолистых веществ. На второй ступени происходит очистка от твердых частиц крупнее 10 мкм.

Переключение режимов работы рабочий/резервный обеспечивается электроприводной арматурой дистанционно с местной панели управления и центрального щита управления (ЦЩУ) блока. Схема подключения фильтров обеспечивает возможность их отключения для осуществления замены фильтрующих элементов.

Удаление газового конденсата и влаги из фильтров в подземную емкость сбора конденсата, расположенную на открытой площадке, производится автоматически. Система сброса конденсата обеспечивает сигнализацию при достижении максимального уровня конденсата в емкости. Конструкция и объем емкости сбора газового конденсата (10 м³) обеспечивает сбор газового конденсата вместимостью, определяемой из условий ее заполнения в течение 10 суток, имеет уровнемер, датчик давления, сбросной трубопровод.

Конструкция емкости сбора конденсата предусматривает устройство, предотвращающее выброс через сбросной трубопровод капель конденсата в атмосферу. Сбросной трубопровод оборудован огнепреграждающим устройством. После заполнения емкости конденсатом производится его откачка специализированными организациями на утилизацию.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ				13

- трубная обвязка и электропроводка внутри контейнера;
- система обнаружения пожара, пожаротушения (при необходимости);
- система отопления и вентиляции;
- система контроля загазованности;
- система вибромониторинга;
- система антипомпажного контроля и оборудования для экстренной аварийной остановки.

В случае аварийного отключения одной из двух работающих ДКУ в работу по АВР включается резервная ДКУ.

Для работы в составе дожимной компрессорной станции предлагаются центробежные газодожимные компрессорные установки типа ГЦК 83/7-27 УХЛ 1. Основные технические характеристики компрессорной установки представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические характеристики ДКУ

№п/п	Параметр	Значение
1	Тип компрессора	Центробежный, одноваль- ный, однокорпусной
2	Климатическое исполнение компрессорной установки	УХЛ 1
3	Давления всасывания, МПа (изб.)	0,628÷1,036
4	Давление нагнетания, МПа (изб.)	2,4±0,05
5	Температура нагнетания, °С	50
6	Номинальный расход газа, кг/с	6,6
7	Регулирование производительности: • байпасирование	от 0 до 100%
8	Регулирование	автоматическое
9	Потребляемая мощность компрессора (мах), кВт	2370
10	Параметры электродвигателя: • Мощность, кВт • Исполнение, • Напряжение, В • Частота вращения, об/мин • Степень защиты	3150 1ExpIICT1 6000В 3000 IP 54
11	Скорость вращения ротора компрессора, об/мин	14170
12	Межступенчатое уплотнение	Лабиринтное
13	Концевое уплотнение	Сухое газодинамическое
14	Ускоритель оборотов	Мультипликатор с шеврон- ной эвольвентной зубчатой передачей
15	Агрегат смазки подшипников двигателя, мультиплика- тора и компрессора	На несущей раме маслобаке

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист
							15

16	Масло для смазки мультипликатора и подшипников компрессора, двигателя	ТП-22С
17	Количество масла, заливаемого в агрегат смазки, л	2500
18	Охлаждение масла (ориентировочный расход т/час)	Вода (23)
19	Содержание масла в газе после компримирования, ppm	0
20	Тип автоматической запорно-регулирующей арматуры	Электрический
21	Габариты агрегата в сборе (ориентировочно), мм	7300x2800x3100
22	Полная масса компрессорной агрегата (ориентировочно), кг	26000
23	Уровень шума (1м), дБА	92 (80 – при использовании шумоглушающего кожуха - контейнера)

Компрессор представляет собой одновальный односекционный центробежный нагнетатель с вертикальным разъемом типа баррель. Наружный корпус имеет кованую конструкцию, рассчитанную на рабочее давление 3,0 МПа. Материал корпуса и торцевых крышек 09Г2С - поковки.

Внутренний корпус - проточная часть выполнена из того же материала, что и внешний корпус сжатия. Ротор, состоящий из вала (материал 20Х13) и жестко посаженными на него бью колесами закрытого типа из материала 07Х16Н6, выполняется на базе высокоэффективных газодинамических ступеней с отстройкой от критических частот поперечных колебаний не менее чем 20%.

Рабочие колеса ротора подвергаются индивидуальной балансировке и испытаниям на стенде разгона колес на оборотах, превышающих рабочие на 15%. Сам ротор, балансируется поэлементно на балансировочном резонансном станке. Для компенсации температурных деформаций между колёсами и втулками предусмотрены компенсирующие зазоры.

В качестве опор ротора используются масляные подшипники скольжения - опорный подшипник и опорно-упорный подшипник, которые воспринимают статические и динамические нагрузки ротора. Опорный подшипник – многоклиновой, с пятью самоустанавливающимися опорными колодками и с баббитовой наплавкой на рабочих поверхностях. Опорно-упорный подшипник состоит из опорной и упорной частей. Упорная часть опорно-упорного подшипника неревверсивная по направлению вращения и двусторонняя по отношению к восприятию осевой силы. Величина зазора в опорных подшипниках 0,1 – 0,15 мм. Температура баббитового слоя колодки не более 110 °С Для смазки подшипников применяется подготовленное масло в агрегате смазки марки ТП-22С. Тонкость фильтрации масла не менее 10 мкм.

Комплект сухих уплотнений предназначен для обеспечения герметизации концов вала ротора в корпусе сжатия компрессора, в динамическом (при вращении ротора) и в статическом режимах работы.

С целью предотвращения, во время работы компрессора, проникновения в уплотнения неочищенного газа из проточной части компрессора в системе регулирования и контроля предусмотрена линия подачи очищенного буферного газа.

Для предотвращения утечек газа по валу из корпуса сжатия в окружающую среду в качестве концевых уплотнений корпуса используются «сухие» газовые уплотнения (СГУ). Буферный и барьерный газ для уплотнений очищается и регулируется в панели управления.

Отбор буферного газа (технологический газ) происходит с линии нагнетания, под давлением, превышающим давление всасывания компрессора на 0,5 МПа. При самом первом пуске

Взам. инв. №		Комплект сухих уплотнений предназначен для обеспечения герметизации концов вала ротора в корпусе сжатия компрессора, в динамическом (при вращении ротора) и в статическом режимах работы. С целью предотвращения, во время работы компрессора, проникновения в уплотнения неочищенного газа из проточной части компрессора в системе регулирования и контроля предусмотрена линия подачи очищенного буферного газа. Для предотвращения утечек газа по валу из корпуса сжатия в окружающую среду в качестве концевых уплотнений корпуса используются «сухие» газовые уплотнения (СГУ). Буферный и барьерный газ для уплотнений очищается и регулируется в панели управления. Отбор буферного газа (технологический газ) происходит с линии нагнетания, под давлением, превышающим давление всасывания компрессора на 0,5 МПа. При самом первом пуске						
Подп. и дата								
Инв. № подл.								
							25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист
								16
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

можно использовать другой источник очищенного газа. На рабочем режиме буферный газ подается из топливной системы с температурой не выше +50°С.

Предварительная очистка газа от механических примесей и капельной жидкости производится в фильтре (тонкость фильтрации 10 мкм), тонкая очистка газа осуществляется в одном из основных фильтров (тонкость фильтрации 3 мкм).

Система смазки обеспечивает подачу масла в компрессор, мультипликатор, основной электродвигатель. Давление и расход масла в напорном коллекторе системы смазки обеспечиваются с помощью регулирующего клапана, температура масла обеспечивается автоматическим изменением количества подаваемой охлаждающей воды. Агрегат смазки выполнен в виде единого блока, смонтированного на несущей раме.

Агрегат смазки включает в себя:

- масляный бак;
- электронагреватели масла;
- пусковой и резервный (100% расход) маслonaсосы;
- двойные фильтры смазочного масла с тонкостью фильтрации 20 мкм;
- переключающие устройства;
- трубопроводы обвязки в пределах агрегата из нержавеющей стали;
- пластинчатый охладитель масла.

В качестве привода пускового маслonaсоса применяется электродвигатель. Сам маслonaсос, погружен в масло, которое располагается в несущей раме маслобака. На входе масла в маслonaсос установлен сетчатый фильтр грубой очистки.

Рабочий маслonaсос в качестве привода использует тихоходный вал мультипликатора. Благодаря этого, данный насос выполняет функции аварийного маслonaсоса. В случае полного обесточивании компрессорной установки, маслonaсос продолжает подавать масло в подшипники компрессора, мультипликатора и главного электродвигателя до полного останова валопровода.

Мультипликатор – одноступенчатый, повышающий обороты редуктор представляет собой корпус, состоящий из двух половин с горизонтальным разъемом. В горизонтальном разьеме установлены полнообхватные бабитовые подшипники. В подшипниках вращаются вал-шестерня и вал с зубчатым колесом. Тип передачи шевронный с эвольвентным зацеплением. Материал корпуса – СЧ25.

Главный приводной электродвигатель — высоковольтный, асинхронный, трехфазный, вентилируемый привод. Двигатель оборудован подшипниками скольжения с маслосмазанными уплотнительными кольцами, пригоден для непрерывной эксплуатации и поставляется во взрывозащищенном исполнении.

Для передачи крутящего момента и компенсации смещений соединяемых валов двигателя и мультипликатора, мультипликатора и компрессора применены тихоходная и быстроходная упругие муфты соответственно.

Система вибромониторинга – это комплекс устройств, которые объединены контроллером, обеспечивающим отслеживание изменений и появление угроз связанных с динамическими изменениями в вибрационном состоянии оборудования, имеющие вращающиеся детали. Система контроля вибрации позволяет отследить все изменения вибраций даже в незначительных диапазонах. Наблюдения за вибромониторингом позволяют настроить заблаговременное оповещение при возникновении отклонений в работе оборудования.

Взам. инв. №							25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ					Лист
Подп. и дата												17
Инв. № подл.												
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

2.5 Сведения о блоке отключающей арматуры

БОА предназначен для очистки природного газа от механических примесей и аварийного отключения подачи газа в главный корпус. БОА размещается в отдельном блок-контейнере на площадке газового хозяйства блока ПГУ и включает в себя следующее оборудование и системы:

- узел очистки газа на базе двух фильтров тонкой очистки от механических примесей (основной+резервный, пропускная способность каждого фильтра 100% от максимального расхода газа БОА), степень очистки представлена в табл. 4;
- полная обвязка оборудования БОА трубопроводами, включая запорную и отсечную арматуру, КИП, соединительные коробки и т.д.;
- грузоподъемные механизмы для обслуживания и ремонта оборудования БОА;
- системы жизнеобеспечения (автоматическая пожарная сигнализация (АПС) и автоматическая установка пожаротушения (при необходимости), система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре (СОУЭ), система контроля загазованности, система электроосвещения, система отопления, система вентиляции помещений, система бесперебойного электроснабжения для АПС, СОУЭ и АУПТ;
- Оборудование АСУ (в полном объеме), размещается в отдельном блок-контейнере и поставляется комплектно с остальным оборудованием газового хозяйства;
- Электротехническое оборудование (в полном объеме), размещается в отдельном блок-контейнере и поставляется комплектно с остальным оборудованием газового хозяйства;

Узел очистки газа обеспечивает очистку газа от механических примесей до требуемых значений независимо от изменения расхода и контроль степени загрязнения (перепада давления на фильтрах). Конструкция и схема подключения фильтров обеспечивает степень очистки газа от механических примесей в соответствии с таблицей 4. Перепад давления на фильтрах с вновь установленными фильтрующими элементами не превышает 0,01 МПа. Максимальный перепад давления на блоке фильтров тонкой очистки не более 0,05 МПа, после чего фильтрующие элементы подлежат замене.

Таблица 4 – Предельная выходная концентрация механических частиц в газе после фильтров БОА

№п/п	Выходная концентрация механических частиц	Значение, ppm вес. (мг/ст.м ³)
1	Общая концентрация частиц	≤20 (14,4)
2	Концентрация частиц с d<2 мкм	≤18,5 (13,3)
3	Концентрация частиц с 2≤d≤10 мкм	≤1,5 (1,1)
4	Концентрация частиц с d>10 мкм	≤0,002 (0,0014)

Арматура газопроводов БОА предусмотрена стальная фланцевая шаровая герметичностью не ниже класса «А» по ГОСТ 54808-2011 оснащена электроприводами, выполненными во взрывозащищенном исполнении. Электроприводы к арматуре применяются на основе классификации категорий взрывоопасных зон, категорий и групп взрывоопасных смесей.

Внутренние газопроводы (вместе с фасонными изделиями и арматурой) БОА выполнены из стали 20 до фильтров тонкой очистки и из коррозионностойкой стали 08Х12Н10Т после фильтров. Газопроводы оснащены продувочными свечами и штуцерами для подвода продувочного агента. В нижних точках газопроводов предусмотрены дренажные устройства. Для безопасного отключения каждого узла фильтрации, до и после фильтров, рядом с запорной арматурой установлены поворотные фланцевые заглушки.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ						
			18						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

3 Описание технических решений по обеспечению учета и контроля расхода газа и продукции, вырабатываемой с использованием газа, в том числе тепловой и электрической энергии, - для объектов производственного назначения

Для учета и контроля расхода газа в составе оборудования ППГ проектом предусмотрено размещение двух коммерческих узлов учета газа КУУГ-1 и КУУГ-2, каждый на свой газовый ввод. КУУГ-1,2 соответствуют Техническим требованиям ООО «Газпром межрегионгаз Москва» от 21.01.2026 к проектируемым узлам измерения расхода газа на базе ультразвуковых расходомеров (см. Приложение Г).

Диапазон измерения расхода газа каждого КУУГ составляет 0,5÷12,1 кг/с, температура измеряемого газа на входе составляет минус 23,15÷ плюс 35°С, давление газа на входе 0,8÷1,2 МПа (изб.).

Каждый КУУГ имеет две линии измерения расхода газа производительностью 100% – одну основную, одну резервную. На каждой измерительной линии расхода газа последовательно устанавливается запорная арматура, межфланцевая заглушка, расходомер-счетчик газа ультразвуковой DN400, PN1,6МПа, четырехлучевое исполнение, межфланцевая заглушку и запорная арматура. Для обеспечения безопасного отключения и ввода в работу линии измерения расхода оснащаются продувочными свечами и штуцерами для подвода продувочного агента.

КУУГ укомплектована всем необходимым оборудованием для надлежащего функционирования и передачи данных в САУ ППГ, в АСУ ТП ПГУ, в систему телеметрии и диспетчеризации газоснабжающей организации и ГРО.

Для размещения вычислителя расхода газа, вторичных приборов для передачи и вывода данных узла учета и блоков питания предусмотрен отдельный шкаф в аппаратном отсеке блока ППГ. Все оборудование, входящее в состав узла учета газа, размещается в пределах контейнеров ППГ комплектной поставки.

Расчетное проектное значение удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии блоком ПГУ составляет 376,6 и 260,9 г.у.т/кВт*ч для первого и второго этапа строительства соответственно.

Учет электрической энергии, вырабатываемой генератором ГТУ с использованием газового топлива, осуществляется системой АИИС КУЭ. Учет потребляемой электроэнергии оборудованием газового хозяйства предусмотрен на отходящих фидерах в распределительных устройствах (РУ-6 и 0,4 кВ), питающих данные объекты. Приборы учета (микропроцессорные счетчики активной и реактивной энергии) интегрированы в общестанционную систему АИИС КУЭ, что позволяет вести непрерывный мониторинг удельного расхода электроэнергии на подготовку и дожигание топливного газа. Технические решения по установке приборов учета на выводах генераторов и в РУ приведены в томе 25-83G1-00-ИОС1.4.1 (Часть 4. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Книга 1. Основные решения).

Отпуск тепловой энергии внешним потребителям не предусматривается, в связи с чем узлы коммерческого учета тепловой энергии в составе проекта не разрабатываются.

4 Описание и обоснование применяемых систем автоматического регулирования и контроля тепловых процессов - для объектов производственного назначения

В данном разделе приведено общее описание систем автоматического регулирования и контроля ГТУ и оборудования газового хозяйства блока ПГУ (узлы ППГ, ДКУ, БОА). Подробное описание системы автоматизации приведено в томе 5.6.2.1 «Подраздел 6. Система газоснабжения. Часть 2. Автоматизация. Книга 1. Основные решения».

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

						25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№докум.	Подп.	Дата		19

- контроль загазованности в помещениях БППГ.

Алгоритмы управления технологическим оборудованием БППГ предусматривают:

- автоматический слив конденсата с фильтров-сепараторов;
- контроль (сигнализация) загрязнения фильтров грубой очистки;
- контроль (сигнализация) загрязнения и заполнения конденсатом фильтров-сепараторов;
- управление элементами систем «жизнеобеспечения» (ОВиК и пр.) блок-контейнера БППГ;
- контроль аварийных состояний технологического оборудования;
- автоматическое и дистанционное управление запорной арматурой БППГ с электрическими приводами с 2-х мест: с панели управления САУ БППГ и с ЦЩУ (с мониторов АСУ ТМО станции).

Все защиты, приводящие к останову БППГ, выполняются по схеме «2 из 3» с отдельными независимыми врезками точек контроля параметров на каждый канал измерения защиты (врезки отбора датчиков давления, гильз температурных датчиков и пр.). Для технологических защит реализовываются накладки защит для вывода работы защит на сигнал с целью проверки защит в процессе эксплуатации без останова оборудования.

Неисправность одного или нескольких датчиков защиты не приводит к срабатыванию защиты. Обрыв или короткое замыкание линии связи измерительных каналов датчиков защит не приводят к срабатыванию защит.

4.2 Дожимные компрессорные установки

В составе каждой ДКУ предусмотрена комплектно поставляемая САУ интегрируемая в АСУ ТП блока по цифровым каналам связи, управляемая вспомогательным оборудованием и резервированием ДКУ. САУ размещается в отдельном герметично изолированном от технологического оборудования помещении с поддержанием микроклиматических условий, требуемых для работы микропроцессорного оборудования.

Дожимная компрессорная станция кратковременно, до включения по АВР резервного компрессора, должна поддерживать в автоматическом режиме требуемые параметры по давлению, температуре и расходу газа, обеспечивая 60% мощности ПГУ при выходе из строя одной ДКУ.

САУ ДКУ выполняет функции автоматического регулирования, контроля, управления (включая дистанционное), защит и блокировок, сигнализации, измерений, протоколирования, архивирования, диагностики и предоставления информации о состоянии оборудования и технологического процесса (включая вспомогательные системы (охлаждения, маслоснабжения и пр.) оператору в соответствии с функциональным назначением во всех режимах работы ГТУ и ДКС.

Программно-технический комплекс (далее ПТК) в составе САУ ДКС реализуется на микропроцессорном ПТК промышленного назначения с использованием резервированных и/или дублированных промышленных контроллеров.

Режим управления ДКС автоматический, дистанционный и по месту, круглосуточно 24 ч в сутки 7 дней в неделю, с кратковременными остановками один раз в течение года на профилактические работы.

Управление и контроль работы ДКС должны осуществляться как с ЦЩУ, так и с местного щита управления, расположенного в отдельном контейнере с аппаратным оборудованием газового хозяйства блока ПГУ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Программно-технический комплекс (далее ПТК) в составе САУ ДКС реализуется на микро-процессорном ПТК промышленного назначения с использованием резервированных и/или дубли-рованных промышленных контроллеров. Режим управления ДКС автоматический, дистанционный и по месту, круглосуточно 24 ч в сутки 7 дней в неделю, с кратковременными остановками один раз в течение года на профилакти-ческие работы. Управление и контроль работы ДКС должны осуществляться как с ЦЩУ, так и с местного щита управления, расположенного в отдельном контейнере с аппаратным оборудованием газового хозяйства блока ПГУ.							
									25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		21

Система регулирования производительности ДКУ разработана специально для работы с газовой турбиной и состоит из двух замкнутых контуров управления. Первый контур позволяет регулировать производительность компрессорной установки в диапазоне от 0 до 100%, что обеспечивает высокий КПД работы даже при частичных нагрузках. Второй контур — система управления байпасированием, предотвращающая превышение давления.

Алгоритмы управления антипомпажными клапанами разрабатываются поставщиком компрессора и интегрированы в САУ. Алгоритмами САУ предусмотрен вывод агрегата из работы в случае отказа исполнительных механизмов при наличии подачи САУ команды на них, например, не открытие антипомпажного клапана по команде «помпаж».

Быстродействие и точность системы регулировки в отсутствие нагрузок, возникающих в переходных режимах, позволяет исключать необходимость ресивера на линии нагнетания.

Все защиты, приводящие к останову ДКУ и вспомогательных систем выполнены по схеме «2 из 3» с отдельными независимыми врезками точек контроля параметров на каждый канал измерения защиты (врезки отбора датчиков давления, гильз температурных датчиков и пр.). Для технологических защит в САУ реализованы накладки защит для вывода работы защит на сигнал с целью проверки защит в процессе эксплуатации без останова оборудования.

В шкафу управления установлены следующие устройства:

- модуль питания постоянного и переменного тока для отсека управления;
- реле аварийных защит (защитный контур);
- система регулировки производительности;
- датчик задымления в отсеке САУ;
- отдельные шкафы САУ;
- источник бесперебойного питания на 30 минут работы;
- шкаф управления электродвигателями вспомогательного оборудования.

Все оборудование КИПиА и исполнительные устройства управляются контроллером, установленным в шкафу управления. Вся информация по статусу ДКУ и ее рабочим параметрам выводится на дисплей оператора:

- аналоговые величины;
- предупредительные и аварийные сигнализации;
- статус компрессорной установки (работа, СТОП, СТАРТ и т.д.).

Все защитные устройства соединены в контур безопасности, обеспечивающий останов компрессора даже в случае отказа контроллера.

Комплектно с контейнерами ДКУ поставляется блок-контейнер станции сжатого воздуха и азота — блок контейнер компрессорный (БКК). БКК оснащается комплектно поставляемой САУ (далее САУ БКК). САУ БКК представляет собой автоматическую автономную систему с централизованным управлением посредством операторских станций на АРМ ЦЩУ и местного пульта управления.

Программно-технический комплекс (далее ПТК) в составе САУ БКК должен быть реализован на базе микропроцессорных ПТК, входящих в состав контроллеров промышленного назначения, для унификации контроля и управления применяемым в БКК оборудованием с контролем и управлением оборудованием ТЭС в целом, а также интеграции (встраивания) ПТК САУ БКК в АСУ ТП ПГУ. Управление и контроль работы БКК осуществляются как с ЦЩУ, так и с местного пульта управления, расположенного в непосредственной близости от технологического оборудования БКК.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Комплектно с контейнерами ДКУ поставляется блок-контейнер станций сжатого воздуха и азота – блок контейнер компрессорный (БКК). БКК оснащается комплектно поставляемой САУ (далее САУ БКК). САУ БКК представляет собой автоматическую автономную систему с централизованным управлением посредством операторских станций на АРМ ЦЩУ и местного пульта управления. Программно-технический комплекс (далее ПТК) в составе САУ БКК должен быть реализован на базе микропроцессорных ПТК, входящих в состав контроллеров промышленного назначения, для унификации контроля и управления применяемым в БКК оборудованием с контролем и управлением оборудованием ТЭС в целом, а также интеграции (встраивания) ПТК САУ БКК в АСУ ТП ПГУ. Управление и контроль работы БКК осуществляются как с ЦЩУ, так и с местного пульта управления, расположенного в непосредственной близости от технологического оборудования БКК.							
									25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		22

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

Лист
23

Выполнение функций регулирования и защит ЭЧСРиЗ предусматривается на базе ПТК, на единых с АСУ ТП программно-аппаратных средствах с общим «верхним уровнем», с использованием единой среды программирования, единой шиной обмена данными, единым сервером оперативных и архивных данных, едиными АРМ операторов.

Предусматривается привязка к объекту автоматизации и интеграция в АСУ ТП энергоблока поставляемых комплектно программно-технических комплексов в т.ч. ЭЧСРиЗ турбины, АСКВМ и средств управления и контроля.

САУ ГТУ включает в себя систему контроля и защиты по вибрации элементов ГТУ.

Гидравлическая часть САУ ГТУ предназначена для управления топливными клапанами и обеспечивает полное прекращение подачи топлива по команде САУ (АСУ ТП) и изменение его расхода на различных режимах работы ГТУ.

Система регулирования удерживает турбину на оборотах, не вызывающих срабатывания автомата безопасности при сбросе номинальной нагрузки.

Система автоматической защиты отключает ГТУ при возникновении аварийных ситуаций как по ГТУ, так и по общеблочным системам и оборудованию.

Степень статической неравномерности первичного регулирования частоты вращения вала ГТУ устанавливается в пределах 4-6%. Нечувствительность системы регулирования частоты вращения вала ГТУ, при активированном контуре первичного регулирования, не хуже 0,04% (± 10 МГц).

Управление ГТУ как автоматическое, так и дистанционное осуществляется с центрального пульта управления. Предусматривается интеграция систем управления и защит турбины в общестанционную ПТК.

4.5 Контроль загазованности

Блоки-контейнеры ППГ, ДКС, БОА комплектуются системой контроля загазованности, АУПСиП с детекторами дыма и тепла, а также системой вытяжной вентиляции, включающейся автоматически при срабатывании установленных в помещениях газоанализаторов на 10% нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР).

Установка датчиков контроля загазованности помещений производится с учетом требований ВСН 64-86 и ТУ-газ-86.

При достижении 1 порога загазованности (10% НКПР) в блок-контейнерах газового хозяйства ПГУ предусматривается звуковая и световая сигнализация.

Газоанализаторы имеют погрешность ± 3 % НКПР, взрывозащита не хуже 1 Exd [iaGa] ПС Т6...Т5 Gb X и срок эксплуатации не менее 15 лет.

В помещении БОА предусмотрен быстродействующий отсечной клапан. При достижении 2 порога загазованности (20% НКПР) или срабатывания пожарных извещателей в помещении главного корпуса ПГУ предусматривается световая и звуковая сигнализация, а также аварийное закрытие быстродействующего отсечного клапана.

5 Описание способов контроля температуры и состава продуктов сгорания газа - для объектов производственного назначения

Предусматривается оснащение проектируемого блока ПГУ современными средствами анализа уходящих дымовых газов.

Объем оснащения средствами анализа уходящих газов выполняется в соответствии с требованиями заводов изготовителей и СО 34.35.104—2001 «Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях с ПГУ, оснащенных АСУ ТП».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	порога загазованности (20% НКПР) или срабатывания пожарных извещателей в помещении главного корпуса ПГУ предусматривается световая и звуковая сигнализация, а также аварийное закрытие быстродействующего отсечного клапана.						
5 Описание способов контроля температуры и состава продуктов сгорания газа - для объектов производственного назначения									
Предусматривается оснащение проектируемого блока ПГУ современными средствами анализа уходящих дымовых газов.									
Объем оснащения средствами анализа уходящих газов выполняется в соответствии с требованиями заводов изготовителей и СО 34.35.104—2001 «Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях с ПГУ, оснащенных АСУ ТП».									
						25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ			Лист
									24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Установка оборудования непрерывного автоматического мониторинга выбросов загрязняющих веществ предусматривается в дымовых трубах: байпасной от ГТУ и от котла-утилизатора. В состав системы контроля уходящих газов входит газоаналитический комплекс (один или несколько шкафов) с установленными блоками осушки и охлаждения пробы, блоками транспортировки пробы, измерительными преобразователями, программируемыми логическими контроллерами и отдельной системой экологического мониторинга, выполненной в отдельном серверном шкафу.

Шкафы газоаналитических комплексов устанавливаются в главном корпусе ПГУ в максимальной близости к дымовым трубам (для сохранения условия пробоотборных линий до 50 метров). Питание шкафов от сети переменного тока 50 Гц, 220 В. В рамках реализации данного титула предусматриваются два газоаналитических комплекса на каждую дымовую трубу соответственно.

Система экологического мониторинга (экологический сервер) выполняющая расчеты - общая для двух газоаналитических комплексов. Экологический сервер устанавливается в главном корпусе в помещении серверной АСУ ТП.

Приборы газового анализа энергоблоков ГТУ обеспечивают непрерывное измерение концентрации CO, NO, NO₂, NO_x, O₂, SO₂, CO₂, CH₄ в дымовых газах.

Система контроля уходящих газов осуществляет следующие функции:

- непрерывное измерение концентрации загрязняющих веществ в уходящих газах;
- сравнение измеренных концентраций с допустимой нормой и сигнализацией отклонений;
- интервал (дискретность) обработки информации по концентрациям 1 сек;
- непрерывное определение объемных расходов выбросов вредных веществ;
- определение метана в уходящих газах в пусковых режимах;
- оценку соответствия массового выброса загрязняющих веществ в уходящих газах нормативным документам;
- оценку достоверности информации, поступающей от средств измерений;
- определение массового выброса вредных веществ с нарастающим итогом (20 мин., 1 час., сутки, месяц, год) и формирование отчетов;
- осреднение мгновенных значений;
- определение удельных выбросов;
- отображение информации на дисплее компьютера в числовом и графическом виде и вывод информации по выбросам на печать;
- хранение измерительной информации в течение 3х лет;
- возможность передачи информации в ССПТИ;
- регистрация ошибок;
- сохранение информации при сбое или отключении;
- связь между газоаналитическими комплексами и компьютером системы экологического мониторинга (экологический сервер) должна осуществляться по цифровому каналу;
- связь между экологическим сервером, АСУ ТП и ССПТИ организована по отдельному Ethernet каналу через комплектно поставляемый межсетевой канал (firewall).

Для контроля температуры дымовых газов предусмотрены датчики измерения температуры уходящих газов в диффузоре газовой турбины и в газоходе уходящих газов котла-утилизатора с передачей информации в АСУ ТП блока ПГУ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	- сохранение информации при сбое или отключении; - связь между газоаналитическими комплексами и компьютером системы экологического мониторинга (экологический сервер) должна осуществляться по цифровому каналу; - связь между экологическим сервером, АСУ ТП и ССПТИ организована по отдельному Ethernet каналу через комплектно поставляемый межсетевой канал (firewall). Для контроля температуры дымовых газов предусмотрены датчики измерения температуры уходящих газов в диффузоре газовой турбины и в газоходе уходящих газов котла-утилизатора с передачей информации в АСУ ТП блока ПГУ.							
									25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		25

6 Описание технических решений по обеспечению теплоизоляции ограждающих поверхностей агрегатов и теплопроводов - для объектов производственного назначения

В рамках проекта предусматривается выполнение тепловой изоляции наружных газопроводов на участках от ДКУ до БОА и от БОА до главного корпуса ПГУ. Тепловая изоляция газопроводов выполняется с целью уменьшения тепловых потерь в зимний период и недопущения уменьшения температуры газа ниже значений, установленных заводом-изготовителем.

Внутри блоков ДКУ, БОА и здания главного корпуса ПГУ тепловая изоляция газопроводов и оборудования выполняется в соответствии с требованиями к теплозащите СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов».

Проектирование тепловой изоляции предусматривает применение теплоизоляционных материалов, обеспечивающих температуру на наружной поверхности изоляции не выше 45°C при температуре воздуха 20°C.

В качестве основного теплоизоляционного слоя для трубопроводов, арматуры и оборудования применяются:

- маты теплоизоляционные из минеральной ваты типа Техно 80;
- цилиндры теплоизоляционные типа Техно 120;
- покровный слой – листы из оцинкованной стали.

7 Перечень сооружений резервного топливного хозяйства - для объектов производственного назначения

Резервным топливом блока ПГУ является природный газ, поэтому проектирование резервного топливного хозяйства для блока не предусматривается.

8 Обоснование выбора маршрута прохождения газопровода и границ охранной зоны присоединяемого газопровода, а также сооружений на нем

Трасса газопровода от мест технологического присоединения до площадки газового хозяйства блока ПГУ представлена на чертеже №25-83G1-00-ИОС6.1.1-100-ГЧ л.3. Трасса наружного газопровода от входа на площадку блока ПГУ до здания главного корпуса ПГУ представлена на чертеже №25-83G1-00-ИОС6.1.1-100-ГЧ л.5. Трасса внутреннего газопровода в здании главного корпуса ПГУ до базового модуля ГТУ представлена на чертеже №25-83G1-00-ИОС6.1.1-100-ГЧ л.6. Компоновка оборудования, зданий и сооружений на площадке газового хозяйства блока ПГУ представлена на чертеже №25-83G1-00-ИОС6.1.1-100-ГЧ л.4.

Газ для снабжения блока ПГУ подводится подземно двумя независимыми нитками диаметром DN500 каждая. Местом подключения является граница земельного участка ТЭЦ-25. В точках подключения, после выхода газопроводов из земли предусматриваются переходы на диаметр DN400, изолирующие соединения и запорная арматура с электроприводом, продувочные газопроводы выводятся выше уровня земли на 5 метров.

После газ по надземным газопроводам по эстакаде подается к блок-контейнеру ППГ. Перед вводом газопроводов в ППГ на них устанавливается запорная арматура с электроприводом и фильтры грубой очистки.

В ППГ размещены узлы коммерческого узла учета газа и фильтры-сепараторы. Слив конденсата из фильтров-сепараторов осуществляется в бак сбора конденсата объемом 10 м³.

Далее газ последовательно проходит блоки ДКУ и блок БОА. После БОА газ по технологической эстакаде подается к зданию Главного корпуса.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ром DN500 каждая. Местом подключения является граница земельного участка ТЭЦ-25. В точках подключения, после выхода газопроводов из земли предусматриваются переходы на диаметр DN400, изолирующие соединения и запорная арматура с электроприводом, продувочные газопроводы выводятся выше уровня земли на 5 метров.						
			После газ по надземным газопроводам по эстакаде подается к блок-контейнеру ППГ. Перед вводом газопроводов в ППГ на них устанавливается запорная арматура с электроприводом и фильтры грубой очистки.						
В ППГ размещены узлы коммерческого узла учета газа и фильтры-сепараторы. Слив конденсата из фильтров-сепараторов осуществляется в бак сбора конденсата объемом 10 м ³ .									
Далее газ последовательно проходит блоки ДКУ и блок БОА. После БОА газ по технологической эстакаде подается к зданию Главного корпуса.									
						25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ			Лист
									26
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Для обеспечения продувки газопроводов, каждый отключаемый участок оборудуется продувочным газопроводом, установленным в верхней точке отключаемого участка, а также подводом продувочного агента. Для удаления скапливающегося конденсата и влаги в нижних точках отключаемых участков газопроводов предусматривается устройство дренажа. Самокомпенсация газопроводов обеспечивается необходимым количеством углов поворота.

Выбор трассы газопроводов произведен из условия обеспечения экономичного строительства, надежной и безопасной эксплуатации газопроводов с учетом требований нормативно-технической документации.

Прокладка наружных газопроводов по эстакадам производится с соблюдением минимальных расстояний до соседних трубопроводов и электрических коробов, в местах пересечения с автодорогой высота составляет не менее 5 м до низа траверсы эстакады с соблюдением требуемых расстояний до зданий и сооружений. Расстояния газопроводной арматуры до оконных и дверных проемов не менее 5 м по горизонтали и вертикали.

В соответствие с Правилами охраны газораспределительных сетей охранная зона установлена в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 метров с каждой стороны от оси газопровода, размещаемого за пределами площадки строительства блока ПГУ.

Границы охранной зоны для прокладываемых внутриплощадочных газопроводов не определяются, так как согласно п.4 Постановления правительства РФ №878 «Об утверждении правил охраны газораспределительных сетей» эти газопроводы в состав газораспределительных сетей не входят.

9 Обоснование технических решений устройства электрохимической защиты стального газопровода от коррозии

Газ для снабжения блока ПГУ подводится подземно двумя независимыми нитками диаметром DN500 каждая. Газопроводы выполняются из стали 20.

Для защиты подземного стального газопровода от почвенной коррозии и коррозии блуждающими токами применяется защитное покрытие – заводская изоляция усиленного типа по ГОСТ 9.602-2016, номер конструкции – 2, минимальная толщина покрытия 2,5 мм. Изоляция сварных стыков выполняется термоусаживающимися манжетами ТРИАЛ-М: манжета ТРИАЛ-М, замковая пластина ТРИАЛ-ЗП, двухкомпонентный эпоксидный праймер ТРИАЛ-М.

Для активной защиты подземного стального газопровода от почвенной коррозии принята система протекторной защиты. Данное решение обеспечивает требуемый защитный потенциал без использования внешних источников электропитания. Для организации защиты применяются магниевые протекторы типа ПМ-10У.

Протектор размещается по месту, ниже уровня промерзания грунта. Глубина заложения протекторов равна 1,4 м от поверхности земли, что соответствует необходимому уровню от промерзания грунта. Магниевые протекторы установлены поодиночке на расстоянии не менее 1 м друг от друга. Для обеспечения эффективной и стабильной работы магниевый анод установлен в активатор с целью достижения более высокого и стабильного значения потенциала протектора. Это позволяет избежать образования труднорастворимых пленок на поверхности анода, а также добиться его равномерного растворения по всей поверхности и снизить сопротивление «протектор-грунт».

Кабели прокладываются в земле в соответствии с серией А5-92 «Прокладка кабелей напряжением до 35кВ в траншеях». Монтаж средств электрохимической защиты выполняется в соответствии с серией 5.905-17.07 «Узлы и детали электрохимической защиты подземных инженерных сетей от коррозии. Рабочие чертежи.» (далее типовой альбом).

Установка протекторов с активатором на трубопроводе с выводом под ковер выполняется согласно чертежу СЗК39.00 типового альбома.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	друга. Для обеспечения эффективной и стабильной работы магниевый анод установлен в активатор с целью достижения более высокого и стабильного значения потенциала протектора. Это позволяет избежать образования труднорастворимых пленок на поверхности анода, а также добиться его равномерного растворения по всей поверхности и снизить сопротивление «протектор-грунт».							
			Кабели прокладываются в земле в соответствии с серией А5-92 «Прокладка кабелей напряжением до 35кВ в траншеях». Монтаж средств электрохимической защиты выполняется в соответствии с серией 5.905-17.07 «Узлы и детали электрохимической защиты подземных инженерных сетей от коррозии. Рабочие чертежи.» (далее типовой альбом).							
			Установка протекторов с активатором на трубопроводе с выводом под ковер выполняется согласно чертежу СЗК39.00 типового альбома.							
							25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ			Лист
										27
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Для проведения измерений электропотенциалов «трубопровод-земля» между подземными участками газопроводов предусматривается контрольно-измерительный пункт. Контрольно-измерительный пункт снабжен не поляризующим медносульфатным электродом длительного действия типа ЭНЕС.

Протекторы присоединяются к защищаемым газопроводам кабелями типа ПуГВ 1х6,0 через контрольно-измерительный пункт с использованием электроперемычки между газопроводами.

После окончания строительно-монтажных работ произвести наладку режимов работы средств защиты с целью получения оптимальных параметров, обеспечивающих защиту подземных сооружений от коррозии, предусмотренных мероприятиями.

После выхода подземных газопроводов на площадку ТЭЦ-25 на них предусматриваются изолирующие соединения и запорная арматура с электроприводом.

Для надземных проектируемых стальных газопроводов электрохимическая защита от коррозии не требуется.

10 Сведения о средствах телемеханизации газораспределительных сетей, объектов их энергоснабжения и электропривода

Проектируемые по данному титулу газопроводы не относятся к газораспределительным сетям. В данном проекте не рассматриваются.

Системы телемеханизации и автоматизации сети газопотребления ПГУ выполнены как подсистемы единой АСУ ТП блока ПГУ. Передача данных осуществляется по дублированным цифровым каналам связи на ЦЦУ.

Подробнее о системах автоматизации сетей газопотребления см. разделы 3 и 4.

11 Перечень мероприятий по обеспечению безопасного функционирования объектов системы газоснабжения, в том числе описание и обоснование проектируемых инженерных систем по контролю и предупреждению возникновения потенциальных аварий, систем оповещения и связи

С целью обеспечения безопасности функционирования объектов системы газоснабжения, а также предотвращения аварийных и чрезвычайных ситуаций в хозяйстве газового топлива ТЭС предусматриваются следующие мероприятия:

- 1) В хозяйстве системы газоснабжения блока ПГУ предусматриваются технологический контроль и управление, защиты и блокировки оборудования, электроснабжение, молниезащита, заземление, пожаротушение, отопление и вентиляция в соответствии с нормативно-технической документацией и противопожарными требованиями.
- 2) На газопроводах-вводах, после выхода из земли, установлена запорная арматура с электроприводом, управляемая по месту и из АСУ ТП блока ПГУ.
- 3) Предусматривается постоянный контроль и сигнализация утечек природного газа в технологических помещениях хозяйства газового топлива: ППГ, ДКУ, БОА. При превышении предельно допустимой концентрации газа срабатывает световая и звуковая сигнализация. При этом подается команда на включение аварийной вентиляции. Сигнализаторы дозрывоопасной концентрации метана обеспечивают два порога срабатывания — предупредительный и аварийный. Установка датчиков выполняется в местах наиболее вероятного выделения и скопления природного газа. В АСУ ТП блока ПГУ выдается сигнал при повышении до 1 и 2 (10% НКПР и 20% НКПР) предела загазованности.
- 4) Извещатели автоматической пожарной сигнализации и система оповещения о пожаре устанавливаются в помещениях газового оборудования и снаружи в соответствии с требованиями

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

						25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		28

СП 3.13130.2009 и СП 5.13130.2009. Во всех помещениях предусмотрено автоматическое отключение вентиляционных систем при пожаре.

5) Все кабельные связи выполняются кабелями исполнения нг(А)-LS не распространяющей горение с пониженным дымовыделением в соответствии с ГОСТ 53315-2009. Кабели для системы пожарной сигнализации - в негорючем исполнении с индексом FRLS и FRHF в маркировке оболочки кабелей согласно СП 6.13130.2009.

6) В помещениях ППГ, ДКУ, БОА в соответствии с категорией по взрывопожарной опасности «А» предусмотрена установка легкобрасываемых конструкций площадью по расчету.

7) Проектными решениями предусматривается организация необходимых подъездов для специального автотранспорта к зданиям и сооружениям газового хозяйства блока ПГУ.

8) В блок-контейнерах ППГ, ДКУ, БОА предусматривается постоянно действующая общеобменная вентиляция. В технологических помещениях предусматривается смешанная система вентиляции (с естественным и механическим побуждением). Воздухозабор в системе вентиляции устраивается на расстоянии не менее 6 м по вертикали и 10 м по горизонтали от продувочных и сбросных трубопроводов.

9) Для поддержания требуемой температуры внутреннего воздуха в технологических помещениях блоков ППГ, ДКУ, БОА предусматривается комплектная электрическая система отопления. Категория потребителей электроэнергии системы отопления ДКУ – первая.

10) Электротехническое и технологическое оборудование, расположенное в помещениях с категорией «А» выполняется во взрывозащищенном исполнении.

11) В помещениях ППГ, ДКУ, БОА предусматривается организация оперативно-диспетчерской телефонной связи и система оповещения ГОиЧС. Для организации оповещения в помещениях устанавливаются громкоговорители во взрывозащищенном исполнении. Расстановка громкоговорителей осуществляется во всех помещениях с временным пребыванием людей.

12) Система газоснабжения блока ПГУ соответствует требованиям Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления».

13) Оборудование, устанавливаемое на площадке газового хозяйства блока ПГУ должно иметь сертификат / декларацию о соответствии требованиям Технического регламента Таможенного Союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011).

14) Сосуды и оборудование с давлением более 0,07 МПа, применяемые на площадке газового хозяйства блока ПГУ удовлетворяют требованиям ФНиП в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», Техническому регламенту Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013).

15) Вся устанавливаемая на газопроводах запорная, отсечная и предохранительная арматура стальная класса «А» герметичности затвора по ГОСТ Р 54808-2011. Электроприводы арматуры, устанавливаемой в помещениях с категорией «А» выполняются во взрывозащищенном исполнении. Быстродействующая отсечная арматура поставляется со временем срабатывания не более 1 секунды.

16) Для вывода в ремонт оборудования и всех отключаемых участков газопроводов блока ПГУ в местах установки запорной арматуры предусматривается также установка поворотных фланцевых заглушек.

17) На фланцевых соединениях газопроводов устанавливаются токопроводящие перемычки.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		(ТР ТС 032/2013).						
						15) Вся устанавливаемая на газопроводах запорная, отсечная и предохранительная арматура стальная класса «А» герметичности затвора по ГОСТ Р 54808-2011. Электроприводы арматуры, устанавливаемой в помещениях с категорией «А» выполняются во взрывозащищенном исполнении. Быстродействующая отсечная арматура поставляется со временем срабатывания не более 1 секунды.						
						16) Для вывода в ремонт оборудования и всех отключаемых участков газопроводов блока ПГУ в местах установки запорной арматуры предусматривается также установка поворотных фланцевых заглушек.						
17) На фланцевых соединениях газопроводов устанавливаются токопроводящие перемычки.												
						25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ						Лист
												29
						Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

18) В верхних точках газопроводов на каждом отключаемом участке предусматриваются продувочные газопроводы для осуществления продувки при пуске, останове и пусконаладочных работах. Свечи продувки от газопроводов высокого давления 1 категории выводятся выше кровли близлежащих зданий на 1 м, а от газопроводов 1а категории – на 2,5 метра выше кровли и кровли зданий, находящихся в радиусе 20 м от них. Каждый отключаемый участок газопровода оснащается устройством подвода продувочного агента для продувки газопровода воздухом при отключении и выводе в ремонт. В нижних точках газопровода на каждом отключаемом участке предусматривается устройство дренажей. Сбор конденсата производится в переносные емкости.

19) Все газопроводы до фильтров тонкой очистки в БОА выполняются из стальных бесшовных труб из стали 20, после фильтров из коррозионностойкой стали 08X18H10T. Диаметры трубопроводов выбраны из условия скорости газа в них не более 25 м/с.

20) Категория газопроводов принята в соответствии с Техническим регламентом о безопасности сетей газораспределения и газопотребления:

- высокого давления 1 категории (свыше 0,6 до 1,2 МПа включительно);
- высокого давления 1а категории (свыше 1,2 МПа).

21) Контроль стыков стальных газопроводов 1 категории проводят радиографическим по ГОСТ 7512-82 и ультразвуковым по ГОСТ Р 55724-2013 методами в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы», табл. 14 в объеме не менее 5%. Для проверки физическими методами контроля следует отбирать сварные стыки, допущенные по результатам визуального контроля. Ультразвуковой метод контроля сварных стыков стальных газопроводов применяется при условии проведения выборочной проверки не менее 10% стыков радиографическим методом. При получении неудовлетворительных результатов радиографического контроля хотя бы на одном стыке объем контроля следует увеличить до 50% общего числа стыков. Для проверки физическими методами контроля следует отбирать сварные стыки, допущенные по результатам визуального контроля. Контроль стыков стальных газопроводов 1а категории проводят радиографическим методом по ГОСТ 7512-82 в объеме 100%. Ведомость работ на контроль сварных стыков физическими методами сведена в таблицу 5.

Таблица 5 – Ведомость работ на контроль физическими методами сварных стыков (радиографический метод)

Число стыков, подлежащих контролю, %	Общее число стыков, шт.	Число стыков, подлежащих контролю, шт.	Диаметр газопровода
Внутренний газопровод высокого давления 1а категории от ввода в Главный корпус до ГТУ			
5	75	4	Труба 28х3,0 В-20 ГОСТ 8731-74
100	30	30	Труба 220х8,0 08X18H10T ГОСТ 5632-2014
Наружный газопровод высокого давления 1а категории от площадки газового хозяйства до ввода в Главный корпус			
Надземная прокладка			
100	20	20	Труба 220х8,0 08X18H10T ГОСТ 5632-2014

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ						
			30						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										31
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ				

Площадка газового хозяйства			
Стальной газопровод высокого давления 1 категории Р≤1,2МПа (до ДКУ)			
Надземная прокладка			
5	3	1	Труба 108х4,0 В-20 ГОСТ 8731-74
5	18	1	Труба 273х7,0 В-20 ГОСТ 8731-74
5	30	2	Труба 426х9,0 В-20 ГОСТ 8731-74
Стальной газопровод высокого давления 1а категории Р≤2,4МПа (после ДКУ)			
Надземная прокладка			
100	12	12	Труба 28х3,0 В-20 ГОСТ 8731-74
100	15	15	Труба 57х4,0 В-20 ГОСТ 8731-74
100	25	25	Труба 159х7 В-20 ГОСТ 8731-74
100	8	8	Труба 219х8,0 В-20 ГОСТ 8731-74
100	5	5	220х8,0 08Х18Н10Т ГОСТ 5632-2014
Наружные газопроводы высокого давления 1 категории от мест технологического присоединения до площадки газового хозяйства			
Надземная прокладка			
-	6	-	Труба 28х3,0 В-20 ГОСТ 8731-74
5	6	1	Труба 57х4,0 В-20 ГОСТ 8731-74
5	94	5	Труба 426х9,0 В-20 ГОСТ 8731-74
Подземная прокладка			
100	10	10	Труба 530х9,0 Ст17Г1С-У ГОСТ 19281-2014 класс проч- ности К52 с защитным покрытием усиленного типа
Перекладка газопровода. Вынос из зоны строительства			
Подземная прокладка			
100	4	4	Труба 720х10,0 Ст17Г1С-У ГОСТ 19281-2014 класс проч- ности К52 с защитным

			покрытием усиленного типа
100	64	64	Труба 820х10,0 Ст17Г1С-У ГОСТ 19281-2014 класс проч- ности К52 с защитным покрытием усиленного типа
Надземная прокладка			
5	19	2	Труба 820х10,0 Ст17Г1С-У ГОСТ 19281-2014 класс проч- ности К52

22) Газопроводы после окончания монтажа подвергаются пневмоиспытанию на прочность и герметичность. Величина испытательного давления и продолжительность испытаний для газопроводов высокого давления 1 категории принимаются в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы», табл. 16. Газопроводы категории 1а подвергаются пневмоиспытанию на прочность и герметичность в соответствии с п. 6.9.4 ГОСТ Р 58778-2019.

23) После монтажа и испытаний газопроводов производится очистка полости в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011 и ГОСТ Р 58778-2019.

24) Сбор газового конденсата от ППГ предусматривается в подземный бак сбора газового конденсата с последующей утилизацией на специализированных предприятиях. Конструкция и объем емкости сбора газового конденсата (10 м³) обеспечивает сбор газового конденсата вместимостью, определяемой из условий ее заполнения в течение 10 суток, имеет уровнемер, датчик давления, сбросной трубопровод. Конструкция емкости сбора конденсата предусматривает устройство, предотвращающее выброс через сбросной трубопровод капель конденсата в атмосферу. Сбросной трубопровод имеет огнепреградитель.

25) При прокладке газопровода через конструкции здания газопровод заключается в футляр. Пространство между газопроводом и футляром на всю его длину необходимо заделывать эластичными материалами. Пространство между стеной и футляром следует тщательно заделывать на всю толщину пересекаемой конструкции.

26) На все оборудование и трубопроводы газового хозяйства наносится антикоррозионное покрытие: без тепловой изоляции до блоков ДКУ, после ДКУ - с устройством тепловой изоляции. Для подземных участков газопроводов предусматривается выполнение изоляции усиленного типа по ГОСТ 9.602-2016. Подземные участки газопроводов подлежат электро-химической защите на основе магниевых протекторов типа ПМ-10У.

27) Тепловая изоляция участков газопроводов после ДКУ предусматривается в соответствии с требованиями к теплозащите, принятыми по СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов». Проектирование тепловой изоляции предусматривает применение теплоизоляционных материалов, обеспечивающих температуру на наружной поверхности изоляции не выше 45°С при температуре окружающего воздуха 20°С.

28) Освещение во взрывоопасных помещениях и зонах выполняется светильниками во взрывозащищенном исполнении. Выключатели выносятся за пределы помещений.

29) Уровень шума (звукового давления) на 1,5 м от земли и на расстоянии 1 м от блок-контейнеров газового хозяйства не превышает 80 дБА.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	типа по ГОСТ 9.602-2016. Подземные участки газопроводов подлежат электро-химической защите на основе магниевых протекторов типа ПМ-10У.					
			27) Тепловая изоляция участков газопроводов после ДКУ предусматривается в соответствии с требованиями к теплозащите, принятыми по СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов». Проектирование тепловой изоляции предусматривает применение теплоизоляционных материалов, обеспечивающих температуру на наружной поверхности изоляции не выше 45°С при температуре окружающего воздуха 20°С.					
			28) Освещение во взрывоопасных помещениях и зонах выполняется светильниками во взрывозащищенном исполнении. Выключатели выносятся за пределы помещений.					
29) Уровень шума (звукового давления) на 1,5 м от земли и на расстоянии 1 м от блок-контейнеров газового хозяйства не превышает 80 дБА.								
						25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ		Лист
								32
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

30) Проект выполнен с соблюдением всех требований нормативных документов, обеспечивающих промышленную безопасность, в том числе требований Федерального закона от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», что является гарантией безопасности эксплуатации опасного производственного объекта, предупреждения аварии, случаев травматизма, обеспечения локализации последствий аварии.

12 Перечень мероприятий по созданию аварийной спасательной службы и мероприятий по охране систем газоснабжения - для объектов производственного назначения

В соответствие с классификацией ОПО (Приложение 2 ФЗ N116 от 21.07.1997) сети газопотребления с давлением выше 1,2 МПа относятся ко II классу опасности. Во исполнение требований ст.10 116-ФЗ организация, эксплуатирующая опасный производственный объект обязана заключать с профессиональными аварийно-спасательными службами или с профессиональными аварийно-спасательными формированиями договоры на обслуживание, или создать собственные профессиональные аварийно-спасательные службы или профессиональные аварийно-спасательные формирования, а также нештатные аварийно-спасательные формирования из числа работников.

Во время эксплуатации газового хозяйства необходимо организовать контроль за исправным состоянием газовых сетей и оборудования, инструмента, приспособлений, а также за наличием предохранительных устройств и индивидуальных средств, обеспечивающих безопасные условия труда.

Не допускать эксплуатацию систем газоснабжения, а также выполнение всякого рода ремонтных работ, если дальнейшее производство работ сопряжено с опасностью для жизни работающих.

Для лиц, занятых эксплуатацией объектов газового хозяйства, должны быть разработаны и утверждены руководителем организации:

- должностные инструкции, определяющие обязанности, права и ответственность руководителей и специалистов;

- производственные инструкции, соблюдение требований которых обеспечивает безопасное проведение работ, технологическую последовательность, методы и объемы проверки качества их выполнения.

Для предупреждения и снижения последствий и чрезвычайных ситуаций организации, эксплуатирующие опасный производственный объект обязаны:

- соблюдать положения 116-ФЗ, других нормативно - правовых актов и нормативно-технических документов в области промышленной безопасности;
- обеспечить укомплектованность штата;
- допускать к работе лиц, удовлетворяющих квалификационным требованиям;
- обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников;
- иметь нормативно - правовые акты и нормативно - технические документы, устанавливающие правила ведения работ;
- осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий;
- принимать участие в техническом расследовании причин аварии, принимать меры по устранению указанных причин и профилактике подобных аварий;
- своевременно информировать Ростехнадзор, органы государственной власти и местного самоуправления и население об аварии на опасном производственном объекте;
- принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии.

Для ликвидации аварийной ситуации в работе газоиспользующего оборудования должны быть предусмотрены:

- аварийные запасы материалов, инструменты, оборудование;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ						
			33						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№докум.	Подп.	Дата				

- средства пожаротушения;
- индивидуальные средства защиты, предусмотренные правилами техники безопасности;
- система включения резервного оборудования, подвода электроэнергии.

Обслуживающий персонал при эксплуатации газопроводов и газового оборудования должен производить ряд мероприятий, обеспечивающих содержание газораспределительной системы в исправном и безопасном состоянии и исключающих возникновение аварийных ситуаций. Необходимо обеспечить контроль производства работ на всех стадиях в установленном порядке.

Контроль включает в себя проверку:

- аттестации персонала, занимающегося эксплуатацией газопроводов и газового оборудования;
- наличия аттестации технологии сварки;
- наличие аттестации сварочного и контрольного оборудования, аппаратуры, приборов и инструментов, качества материалов;
- организации и осуществления операционного контроля сварных соединений;
- организации и осуществления контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также контроля качества изоляционных покрытий;
- организации контроля исправления дефектов.

Локализация и ликвидация аварийных ситуаций в системе газоснабжения производятся персоналом электростанции в соответствии с утвержденным техническим руководителем (главным инженером) «Планом (инструкцией) локализации и ликвидации аварийных ситуаций в газовом хозяйстве» и «Планом взаимодействия служб различных ведомств города (поселка) при локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций, взрывов и пожаров в системе газоснабжения электростанции».

Участие в работах бригад аварийно-диспетчерской службы (АДС) газового хозяйства города определяется «Планом (инструкцией) локализации и ликвидации аварийных ситуаций в газовом хозяйстве», разрабатываемом дирекцией объекта.

Деятельность аварийных бригад по локализации и ликвидации аварий определяется планом взаимодействия служб различных ведомств, который разрабатывается с учетом местных условий. Планы взаимодействия служб различных ведомств согласовываются с территориальными органами Ростехнадзора и утверждаются в установленном порядке.

Ответственность за составление планов, утверждение, своевременность внесения в них дополнений и изменений, пересмотр несет технический руководитель организации – собственника опасного производственного объекта.

На станции совместно с АДС, пожарной охраной, полицией, скорой помощью и другими службами города должны проводиться совместные тренировочные занятия с оценкой действий персонала по планам и взаимодействию при локализации и ликвидации аварий. Тренировочные занятия проводятся на полигонах (рабочих местах) в условиях, максимально приближенных к реальным.

Помещения блоков БППГ, ДКУ, БОА оснащаются охранной сигнализацией (СОС), предназначенной для своевременного оповещения сотрудников службы охраны в помещении охраны о проникновении (попытке проникновения) в здания (помещения).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ			34

13 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности объекта капитального строительства

13.1 Требования к инженерно-техническим решениям, влияющим на энергетическую эффективность зданий, строений и сооружений

В рамках данного проекта на площадке газового хозяйства блока ПГУ строительство зданий, строений и сооружений не предусматривается. Все вновь устанавливаемое оборудование размещается в комплектно поставляемых модульных блок-контейнерах с полной системой жизнеобеспечения внутри (отопление, вентиляция, освещение и т.д.).

13.2 Требования к оборудованию и системам, позволяющие исключить нерациональный расход энергетических ресурсов

Для исключения нерационального расхода энергетических ресурсов в хозяйстве газового топлива блока ПГУ предусматриваются следующие мероприятия:

- использование современной запорной арматуры с классом герметичности «А» по ГОСТ 9544-2015 и уплотнениями штока, полностью исключающими утечки (потери) природного газа в атмосферу;
- автоматический отвод газового конденсата из фильтров-сепараторов в БППГ, настроенные по уровню конденсата в фильтрах, обеспечивает отсутствие проскока газа при сливах.

13.3 Обоснование выбора инженерно-технических решений с целью обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности

В рамках данного проекта на площадке газового хозяйства блока ПГУ строительство зданий, строений и сооружений не предусматривается. Все вновь устанавливаемое оборудование размещается в комплектно поставляемых модульных блок-контейнерах с полной системой жизнеобеспечения внутри (отопление, вентиляция, освещение и т.д.).

13.4 Требования оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов

В рамках данного проекта на площадке газового хозяйства блока ПГУ строительство зданий, строений и сооружений не предусматривается. В рамках проекта предусмотрены следующие приборы учета энергетических ресурсов:

- Коммерческий узел учета газа. Проектом предусмотрен узел учета, оснащенный ультразвуковыми счетчиками с электронными корректорами (по температуре и давлению). Это обеспечивает высокую точность измерения расхода газа, приведенного к стандартным условиям;
- Приборы учета электроэнергии. Учет потребляемой электроэнергии оборудованием газового хозяйства предусмотрен на отходящих фидерах в распределительных устройствах (РУ-6 и 0,4 кВ), питающих данные объекты. Приборы учета (микропроцессорные счетчики активной и реактивной энергии) интегрированы в общестанционную систему АИИС КУЭ, что позволяет вести непрерывный мониторинг удельного расхода электроэнергии на подготовку и дожигание топливного газа.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	зового хозяйства предусмотрен на отходящих фидерах в распределительных устройствах (РУ-6 и 0,4 кВ), питающих данные объекты. Приборы учета (микропроцессорные счетчики активной и реактивной энергии) интегрированы в общестанционную систему АИИС КУЭ, что позволяет вести непрерывный мониторинг удельного расхода электроэнергии на подготовку и дожатие топливного газа.					
						25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ		Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			35

14 Сведения о показателях энергетической эффективности объекта капитального строительства, в том числе о показателях, характеризующих годовую удельную величину расхода топлива в объекте капитального строительства

Годовые значения расхода топлива на ГТУ представлены в таблице 6. В расчете по 1 этапу принято, что отпуск электроэнергии блоком осуществляется только от газовой турбины, по второму этапу – от газовой и паровой турбин. Среднегодовые показатели определены для номинального режима работы ГТУ при среднегодовой наружной температуре воздуха $+5,0^{\circ}\text{C}$ (с учетом простоев в ремонт). Номинальные паспортные показатели ГТУ при гарантийном режиме (по ГОСТ Р 52200-2004) без поправок на сопротивление входа/выхода из ГТУ и на эксплуатационный износ составляют: номинальная мощность на клеммах генератора 155,3 МВт, номинальный КПД на клеммах генератора 34,12%.

Таблица 6 – Годовые показатели экономичности энергоблока

№п/п	Показатель	1 этап строи- тельства	2 этап строи- тельства
1	Установленная электрическая мощность, МВт	152,4	228,2
2	Доля электроэнергии на СН блока	0,015	0,05
	Годовой отпуск электроэнергии блоком, млн. кВт*ч	1021,1	1474,0
3	Число часов использования установленной мощности, ч/год	6800	
4	Годовой расход натурального топлива на блок, млн. ст.м3	320,3	
5	Годовой расход условного топлива на блок, тыс. т.у.т	384,5	
6	Расход условного топлива на отпускаемую электроэнергию блоком, г.у.т/кВт*ч	376,6	260,9
7	КПД блока по отпуску электроэнергии	0,326	0,471
8	КПД ГТУ на клеммах генератора	0,331	

15 Сведения о нормируемых показателях удельных годовых расходов топлива и максимально допустимых величинах отклонений от таких нормируемых показателей (за исключением зданий, строений, сооружений, на которые требования энергетической эффективности не распространяются)

Нормируемые (проектные) показатели удельных годовых расходов топлива для блока ПГУ представлены в таблице 5 раздела 14. Расчет нормируемых удельных расходов выполнен с учетом затрат электрической энергии на собственные нужды технологического оборудования, принятых в размере 1,5% и 5% (для первого и второго этапа строительства соответственно) от установленной мощности ПГУ.

Указанные значения определены на основании технических характеристик завода-изготовителя оборудования и расчетных климатических условий района строительства с учетом поправок на сопротивление воздушных и газовых трактов ГТУ и эксплуатационный износ оборудования. Контроль фактических значений удельных расходов осуществляется посредством автоматизированной системы учета расхода газа и электрической энергии.

Взам. инв. №		пространяются) Нормируемые (проектные) показатели удельных годовых расходов топлива для блока ПГУ представлены в таблице 5 раздела 14. Расчет нормируемых удельных расходов выполнен с учетом затрат электрической энергии на собственные нужды технологического оборудования, принятых в размере 1,5% и 5% (для первого и второго этапа строительства соответственно) от установленной мощности ПГУ. Указанные значения определены на основании технических характеристик завода-изготовителя оборудования и расчетных климатических условий района строительства с учетом поправок на сопротивление воздушных и газовых трактов ГТУ и эксплуатационный износ оборудования. Контроль фактических значений удельных расходов осуществляется посредством автоматизированной системы учета расхода газа и электрической энергии.							
		Подп. и дата							
Инв. № подл.									
								25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист
							36		
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

16 Перечень мероприятий по учету и контролю расходования, используемого топлива

Описание мероприятий по коммерческому и технологическому учету топлива для блока ПГУ представлено в разделе 3.

17 Спецификация предполагаемого к применению оборудования, изделий, материалов, позволяющих исключить нерациональный расход топлива, в том числе основные их характеристики

Полная спецификация оборудования, изделий и материалов для газового хозяйства блока ПГУ приведена в томе 5.6.1.2 № 25-83G1-00-ИОС6.1.2 «Подраздел 6. Система газоснабжения. Часть 1. Основные решения. Книга 2. Спецификация оборудования, изделий и материалов». В данном разделе в таблице 7 приведены сведения об оборудовании, технические характеристики которого обеспечивают исключение нерационального расхода топлива.

Таблица 7 – Сведения об оборудовании, технические характеристики которого обеспечивают исключение нерационального расхода топлива

№п/п	Наименование оборудования	Эффект для энергосбережения
1	Газотурбинная установка ГТЭ-160	Гарантийный электрический КПД брутто 34,12% на уровне современных ГТУ данного класса
2	Дожимной газовый компрессор ГЦК 83/7-27 УХЛ 1	Адиабатный КПД компрессора 77,5% на уровне современных агрегатов данного класса.
3	Узлы коммерческого учета газа КУУГ-1,2 в блоке БППГ	Учет потребления топлива блоком ПГУ с высокой точностью
4	Бак сбора газового конденсата от фильтров-сепараторов	Автоматический слив конденсата из фильтров-сепараторов в бак обеспечивает отсутствие проскока газа при сливе
5	Система автоматического управления блока ПГУ	Поддержание эффективных режимов работы основного и вспомогательного оборудования блока
6	Запорная арматура с классом герметичности «А»	Исключение утечек газа при неработающем оборудовании

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ			37

Приложение А
Климатические параметры площадки строительства
Климатические условия г. Москвы по СП 131.13330.2025
«Строительная климатология» («Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*»)
Таблица А.1

Климатические параметры холодного периода года:	
- Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92, °С	минус 28
- Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92, °С	минус 23
- Средняя температура воздуха самого холодного месяца, °С	минус 7,0
- Абсолютная минимальная температура наружного воздуха, °С	минус 43
- Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее холодного месяца, %	76
- Количество осадков за ноябрь-март, мм	237
Климатические параметры теплого периода года:	
- Барометрическое давление, гПа	997
- Температура воздуха обеспеченностью 0,95, °С	плюс 23
- Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	плюс 24,8
- Абсолютная максимальная температура наружного воздуха, °С	плюс 38
- Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее теплого месяца, %	55
- Количество осадков за апрель-октябрь, мм	476
Среднегодовая температура наружного воздуха, °С	плюс 5,9
Климатический район	II B
Преобладающее направление ветра	
- за декабрь-февраль	З
- за июнь-август	С
Сейсмичность района строительства по шкале MSK-64, баллы	5
Ветровой район / Ветровая нагрузка (СП 20.13330.2016 (СНиП 2.01.07-85* Актуализированная редакция)), кПа	I / 0,23
Снеговой район / Снеговая нагрузка (СП 20.13330.2016 (СНиП 2.01.07-85* Актуализированная редакция)), кПа	III / 1,5
Район по гололёду / Толщина стенки гололёда (СП 20.13330.2016 (СНиП 2.01.07-85* Актуализированная редакция)), мм	II / 5

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Район по гололёду / Толщина стенки гололёда (СП 20.13330.2016 (СНиП 2.01.07-85* Актуализированная редакция)), мм						П / 5	
						25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ				Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					38

Приложение Б

Приложение № 1 к договору о подключении
(технологическом присоединении)
газоиспользующего оборудования и объектов
капитального строительства к сети
газораспределения
от _____ 20 ____ № _____

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
НА ПОДКЛЮЧЕНИЕ (ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ)
ГАЗОИСПОЛЗУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ И ОБЪЕКТОВ
КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА К СЕТЯМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ**

№ 48-17-30056/26

1. **Акционерное общество «МОСГАЗ»**
(наименование газораспределительной организации (исполнителя), выдавшей технические условия)
2. **Общество с ограниченной ответственностью "РАЗВИТИЕ ГЕНЕРАЦИИ"**
(ООО "РАЗВИТИЕ ГЕНЕРАЦИИ")
(полное и сокращенное наименование, организационно-правовая форма заявителя – юридического лица, фамилия, имя, отчество заявителя – физического лица (индивидуального предпринимателя))
3. **Объект капитального строительства «Строительство парогазового энергоблока 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25-филиале ПАО "Мосэнерго"»**
(наименование объекта капитального строительства)
- расположенный (проектируемый) по адресу: **г. Москва,**
ул. Генерала Дорохова, вл.16, кадастровый номер 77:07:0012006:70
г. Москва, ул. Генерала Дорохова, вл. 16, стр. 45, кадастровый номер 77:07:0012006:180
Г. Москва, внутригородская территория муниципальный округ Очаково-Матвеевское, улица Генерала Дорохова, земельный участок 16 Д, кадастровый номер 77:07:0012006:5914
г. Москва, ул. Генерала Дорохова, вл. 18, кадастровый номер 77:07:0012006:123
г. Москва, ул. Генерала Дорохова, вл. 18, кадастровый номер 77:07:0012006:69
г. Москва, ул. Генерала Дорохова, вл. 18, кадастровый номер 77:07:0012006:120
(место нахождения объекта капитального строительства)

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	Матвеевское, улица Генерала Дорохова, земельный участок 16 Д, кадастровый номер 77:07:0012006:5914 г. Москва, ул. Генерала Дорохова, вл. 18, кадастровый номер 77:07:0012006:123 г. Москва, ул. Генерала Дорохова, вл. 18, кадастровый номер 77:07:0012006:69 г. Москва, ул. Генерала Дорохова, вл. 18, кадастровый номер 77:07:0012006:120 (место нахождения объекта капитального строительства)						Лист
								25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	39
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

4. Величина максимального часового расхода газа (мощности) газоиспользующего оборудования (подключаемого и ранее подключенного газоиспользующего оборудования): **60000 м³/ч**, в том числе (в случае одной точки подключения): --

5. Давление газа в точке подключения:
максимальное: **P = 1,2 МПа**;
фактическое (расчетное): **P = 0,8–1,2 МПа**

6. Срок подключения (технологического присоединения) объекта капитального строительства к сети газораспределения
в соответствии с п. 3 договора

7. Информация о газопроводе в точках подключения № 1, 2:
подземный газопровод Ду 500 мм, сталь
с защитным покрытием усиленного типа

(диаметр, материал труб, способ прокладки, тип защитного покрытия)

8. Величина максимального часового расхода газа (мощности) газоиспользующего оборудования (подключаемого и ранее подключенного) по каждой из точек подключения (если их несколько):

Точка подключения № 1:

– итоговая величина максимального часового расхода газа (мощности) газоиспользующего оборудования (подключаемого и ранее подключенного): **60000 м³/ч**;

– величина максимального часового расхода газа (мощности) подключаемого газоиспользующего оборудования: **60000 м³/ч**;

– величина максимального часового расхода газа (мощности) ранее подключенного газоиспользующего оборудования: --;

– давление газа в точке подключения:
максимальное: **P = 1,2 МПа**;
фактическое (расчетное): **P = 0,8–1,2 МПа**

– наименование сети газораспределения, к которой осуществляется подключение: **газопровод высокого давления P ≤ 1,2 МПа**
Ду 1200 мм, сталь, с защитным покрытием усиленного типа, от КРП-10

(диаметр, материал труб, тип защитного покрытия)

Точка подключения № 2:

– итоговая величина максимального часового расхода газа (мощности) газоиспользующего оборудования (подключаемого и ранее подключенного): **60000 м³/ч**;

– величина максимального часового расхода газа (мощности) подключаемого газоиспользующего оборудования: **60000 м³/ч**;

– величина максимального часового расхода газа (мощности) ранее подключенного газоиспользующего оборудования: --;

– давление газа в точке подключения:

2

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист
										40

максимальное: **$P = 1,2$ МПа;**

фактическое (расчетное): **$P = 0,8-1,2$ МПа**

– наименование сети газораспределения, к которой осуществляется подключение: **газопровод высокого давления $P \leq 1,2$ МПа**

Ду 700 мм, сталь, с защитным покрытием усиленного типа, от КРП-20

(диаметр, материал труб, тип защитного защитного покрытия)

– Состав устанавливаемого газоиспользующего оборудования подключаемого объекта капитального строительства:

– энергоблок единичной мощностью 225 МВт – 1 шт.

9. Точка подключения (планируемая): **на границе земельного участка заявителя**

10. Обязательства по подготовке сети газопотребления и к размещению газоиспользующего оборудования:

– сеть газопотребления с подключенным газоиспользующим оборудованием должна пройти контрольную опрессовку воздухом в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011;

– газоиспользующее оборудование необходимо установить в помещении с вентиляцией, оборудованном обособленными дымоходами и вентканалами;

– применение газоиспользующего оборудования, технических устройств и материалов, имеющих сертификаты соответствия, паспорт изготовителя;

– наличие акта первичного обследования дымоходов и вентканалов, выполненного специализированной организацией;

– обеспечение объекта капитального строительства приборами учета газа, которые соответствуют обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации о техническом регулировании. Учет природного газа должен осуществляться в соответствии с действующими Правилами учета газа, утв. приказом Минэнерго России от 30.12.2013 № 961. Узел учета должен измерять потребляемый объем газа в соответствии с требованиями статьи 5 Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» с погрешностью, установленной в постановлении Правительства РФ от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

– узел учета газа рекомендуется оснастить средствами дистанционной передачи данных в автоматизированные системы учета природного газа. Рекомендации по системам дистанционной передачи данных в автоматизированные системы учета можно получить в Управлении режимов газопотребления АО «МОСГАЗ» тел.: +7(495)917-00-66, Москва, Мрузовский переулок, д. 11, стр. 1;

3



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист
										41
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

219 мм бестраншейным способом прокладки;

- проектирование и строительство отключающих устройств;
- получение разрешения на строительство газопроводов и определение охранных зон газопроводов на земельных участках, принадлежащих иным лицам: при необходимости

– проектирование и строительство газопровода (от сети газораспределения: газопровода высокого давления $P \leq 1,2$ МПа

Ду 700 мм, сталь, на балансе АО «МОСГАЗ»,

от КРП-20

(указывается газопровод, от которого осуществляется подключение, а также его характеристики: диаметр, материал труб, максимальное рабочее давление, собственник данного газопровода)

до точки подключения № 2)

диаметром 500 мм, ориентировочной протяженностью 40 м, материалом труб: сталь, максимальным рабочим давлением 1,2 МПа, тип прокладки: подземный;

диаметром 700 мм, ориентировочной протяженностью 1650 м, материалом труб: сталь, максимальным рабочим давлением 1,2 МПа, тип прокладки: подземный (мероприятия по обеспечению технической возможности (ликвидация дефицита пропускной способности существующей газораспределительной сети));

в том числе проектирование и строительство газопровода протяженностью более 30 метров бестраншейным способом прокладки;

в том числе проектирование и строительство газопровода диаметром свыше 219 мм бестраншейным способом прокладки;

– обрезку газопровода диаметром 500 мм, ориентировочной протяженностью 1650 м, материалом труб: сталь, максимальным рабочим давлением 1,2 МПа, тип прокладки: подземный;

– проектирование и строительство отключающих устройств;

– получение разрешения на строительство газопроводов и определение охранных зон газопроводов на земельных участках, принадлежащих иным лицам: при необходимости

12. Заявитель осуществляет:

– предоставление схемы расположения сети газопотребления (с указанием длины, диаметра и материала трубы), а также размещение подключаемого газоиспользующего оборудования;

– строительство (реконструкцию) сети газопотребления от точки подключения до газоиспользующего оборудования;

– проектирование и строительство (реконструкцию) пункта редуцирования газа;

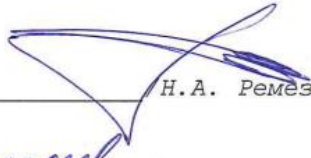
– обеспечение подключаемого объекта капитального строительства газоиспользующим оборудованием и приборами учета газа, которые

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист
										43

соответствуют обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации о техническом регулировании

13. Срок действия настоящих технических условий:
соответствует сроку выполнения мероприятий по договору о подключении
(технологическом присоединении)

Заместитель Генерального директора
по экономике и финансам


/Н.А. Ремезов/

Начальник Управления
по Генеральной схеме газоснабжения


/А.А. Елисеев/

Исполнитель


/Д.К. Носачёв/



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	6						25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ						Лист
															44
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СХЕМА ПРИСОЕДИНЕНИЯ

по адресу: г. Москва, ул. Генерала Дорохова, вл. 16, кадастровый номер 77:07:0012006:70; г. Москва, ул. Генерала Дорохова, вл. 16, стр. 45, кадастровый номер 77:07:0012006:180;
г. Москва, внутригородская территория муниципального округа Очаково-Матвеевское, улица Генерала Дорохова, земельный участок 16 Д, кадастровый номер 77:07:0012006:5914;
г. Москва, ул. Генерала Дорохова, вл. 18, кадастровый номер 77:07:0012006:123 г. Москва, ул. Генерала Дорохова, вл. 18, кадастровый номер 77:07:0012006:5914;
г. Москва, ул. Генерала Дорохова, вл. 18, кадастровый номер 77:07:0012006:69;
г. Москва, ул. Генерала Дорохова, вл. 18, кадастровый номер 77:07:0012006:120

Заявитель
ООО «РАЗВИТИЕ ГЕНЕРАЦИИ»

Генеральный директор _____ С.А. Тимошевский
(личная подпись)

Исполнитель
АО "МОСГАЗ"

Заместитель Генерального директора
по реализации инвестиционных проектов _____ П.Н. Чичиков
(личная подпись) МП
(место для печати)

Условные обозначения

- проектируемый газопровод высокого давления Р ≤ 1,2 МПа
- граница территории заявителя
- граница балансовой ответственности
- точка подключения

Акционерное общество «МОСГАЗ»

105120, Российская Федерация,
Москва, Мрузовский переулок, дом 11, строение 1
Тел.: 8 (800) 70-07-104, факс: 8 (495) 917-83-35
www.mos-gaz.ru, e-mail: info@mos-gaz.ru

01.04.2025 № 48-18-35/25

Объект: ТЭЦ-25 – филиал ПАО «Мосэнерго»
расположенный по адресу: г. Москва, ул. Генерала Дорохова, вл. 16
Заказчик: Публичное акционерное общество
 энергетики и электрификации «Мосэнерго»
 (ПАО «Мосэнерго»)

Основание для выдачи ТУ: вх. № 01-41-18657/25 от 27.03.2025
Максимальная нагрузка (суммарный максимальный часовой расход газа):
784 686 м³/ч

Давление газа в точках подключения
(точка подключения №1, точка подключения №2):
максимальное: $P = 1,2 \text{ МПа}$
фактическое (расчетное): $P = 0,8 - 1,2 \text{ МПа}$

Информация о газопроводе в точках подключения (точка подключения №1, точка подключения №2): газопровод высокого давления Ду 700 мм Ст

Источник газоснабжения:
КРП-10, КРП-14

Характеристика газоиспользующего оборудования:
существующее установленное оборудование:

- | | |
|--|-----------------------------------|
| – котел ТГМ-84Б с единичным максимальным часовым расходом газа | 34 320 м ³ /ч – 2 шт.; |
| – котел ТГМП-314П с единичным максимальным часовым расходом газа | 84 000 м ³ /ч – 3 шт.; |
| – котел ТГМП-314А с единичным максимальным часовым расходом газа | 80 000 м ³ /ч – 2 шт.; |
| – котел ПТВМ-180 с единичным максимальным часовым расходом газа | 25 000 м ³ /ч – 2 шт.; |
| – котел ПТВМ-180 с единичным максимальным часовым расходом газа | 28 000 м ³ /ч – 4 шт.; |
| – котел КВГМ-180 с единичным максимальным часовым расходом газа | |

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	котел ТГМП-314А с единичным максимальным часовым расходом газа 84 000 м³/ч – 3 шт.; – котел ТГМП-314А с единичным максимальным часовым расходом газа 80 000 м³/ч – 2 шт.; – котел ПТВМ-180 с единичным максимальным часовым расходом газа 25 000 м³/ч – 2 шт.; – котел ПТВМ-180 с единичным максимальным часовым расходом газа 28 000 м³/ч – 4 шт.; – котел КВГМ-180 с единичным максимальным часовым расходом газа						Лист		
									46		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ					

суммарный максимальный часовой расход газа существующего установленного оборудования **784 686 м³/ч.**

- проект должен быть согласован с АО «МОСГАЗ».

6. Учет природного газа должен осуществляться в соответствии с действующими Правилами учета газа. Узел учета должен измерять потребляемый объем газа в соответствии с требованиями ст.5, гл.2. Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 № 102-ФЗ с погрешностью, установленной в постановлении Правительства РФ от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений». Узел учета газа рекомендуется оснастить средствами дистанционной передачи данных в автоматизированные системы учета природного газа. Рекомендации

[illegible]

по системам дистанционной передачи данных в автоматизированные системы учета можно получить в Управлении режимов газопотребления АО «МОСГАЗ» тел.: +7 (495) 917-00-66, г. Москва, Мрузовский пер., д. 11, стр. 1.

7. Заключить со специализированной организацией договоры на техническое и аварийно-диспетчерское обслуживание сети газопотребления и газоиспользующего оборудования.

8. Выполнить мероприятия по защите газопроводов от коррозии.

9. Все выполненные работы должны быть оформлены в установленном порядке, отражены на исполнительных чертежах и переданы архив АО «МОСГАЗ».

10. Настоящими техническими условиями не предусмотрены мероприятия по переустройству и (или) ликвидации инженерных сетей и сооружений АО «МОСГАЗ».

11. Срок действия технических условий – 3 года.

Заместитель Генерального директора
по экономике и финансам


Н.А. Ремезов

Заместитель начальника Управления
по Генеральной схеме газоснабжения


О.А. Васильев

Исполнитель




Д.А. Чернов

Технические условия получены _____

(дата, подпись, ФИО)

Инв. № подл.						Подп. и дата		Взам. инв. №	
						25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ			Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				48

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер ТЭЦ-25
Филиала ПАО «Мосэнергосбыт»
А.В. Шувалов
02 2026 г.

Технические условия №1-ПГУ25

На перекладку (вынос) внутриплощадочного газопровода к ГРП-2 из пятна застройки в рамках реализации подготовительных работ по строительству парогазового энергоблока мощностью 225 МВт, как независимого предприятия на территории промплоны ТЭЦ-25 филиала ПАО «Мосэнергосбыт»

ТЭЦ-25 – филиал ПАО «Мосэнергосбыт» в рамках реализации подготовительных работ по строительству парогазового энергоблока мощностью 225 МВт, как независимого предприятия выдает технические условия на перекладку (вынос) из пятна застройки внутриплощадочного газопровода к ГРП-2.

Основные технические параметры перекладываемого (выносного) трубопровода:

№	Наименование среды	Параметры в трубопроводе, диаметр, материал
1	Природный газ	P=12 кгс/см ² , Ду=700, 800, сталь 20

Особые условия и требования:

1. Перекладку (вынос) существующего внутриплощадочного газопровода Ду700, Ду800, расположенного в зоне строительства нового энергоблока 225 МВт, выполнить от участка врезки, определяемого проектом, до входного фланца (по ходу газа) запорной арматуры 2Г-3 на ГРП-2.
2. Диаметр проектируемого газопровода определить расчетом, из условий максимального часового расхода газа - 500000 м³/ч.
3. Координату врезки в подземный газопровод и трассировку определить при проектировании.
4. На выходе перекладываемого газопровода из земли предусмотреть неразъемное изолирующее соединение.
5. При проектировании предусмотреть мероприятия по электрохимической защите от коррозии подземной части газопровода, находящейся в зоне ответственности ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнергосбыт», согласно акта №73 разграничения балансовой принадлежности и обслуживания от 02.02.2021 г.
6. Проектную документацию по выносу внутриплощадочного газопровода к ГРП-2 согласовать с ПАО «РОССЕТИ» и АО «МОСГАЗ».
7. При проектировании учесть ТУ на изменение сети газоснабжения АО «МОСГАЗ» №48-18-35/25 от 01.04.2025.

Срок действия технических условий 3 (три) года.

Начальник управления
капитального строительства

С.А. Бондаренко

Зам главного инженера,
Начальник управления технологий

А.А. Копылов

Зам главного инженера,
Начальник управления эксплуатации

И.В. Вовченко

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ

Лист

49

поселок Газопровод, д. 101, к. 10, в/тер. г. муниципальный округ
Коммунарка, Москва, Российская Федерация, 108814
Для корреспонденции: 142000, БОКС № 6
тел.: +7 (495) 817-28-30, факс: +7 (495) 817-12-90
e-mail: info@gazmsk.ru, www.gazmsk.ru

ОКПО 53933097, ОГРН 103506001594, ИНН 5009033419, КПП 997650001

21 АНВ 2026 № АЛР-358

на № _____ от _____

- состав и монтаж измерительного комплекса должен соответствовать действующим нормативным документам (ГОСТ 8.611-2024 «Расход и объем газа. Методика (метод) измерений с применением ультразвуковых преобразователей расхода»);
- ультразвуковой расходомер для измерения расхода и количества газа должен иметь не менее четырех акустических каналов;
- длины прямолинейных участков измерительных трубопроводов должны соответствовать требованиям п. 9.2.2.6 ГОСТ 8.611-2024, а также руководству по эксплуатации на ультразвуковой счетчик газа;
- метод расчета коэффициента сжимаемости в вычислителе должен соответствовать требованиям ГОСТ 30319.2-2015;
- предусмотреть регистрацию на бумажном носителе всех измеряемых параметров газа (п. 9.2.7.6 ГОСТ 8.611-2024);
- диапазоны измерений применяемых средств измерений (далее – СИ) должны соответствовать диапазонам измерения контролируемых параметров газа (п. 9.2.1.3 ГОСТ 8.611-2024), а предельно допустимая относительная погрешность измерений должна отвечать требованиям п. 6.7.1, п. 6.7.2 Постановления Правительства РФ от 16.11. 2020 г. N 1847;
- СИ, предусмотренные проектом, должны быть внесены в государственный реестр утверждения СИ Российской Федерации и

иметь сертификат утверждения типа СИ, методику поверки СИ, сертификат соответствия СИ;

- предусмотреть установку перед ультразвуковым расходомером устройство очистки газа (п. 9.4.1 ГОСТ 8.611-2024);
- предусмотреть на узле измерений установку системы телеметрии производства ООО «КОНА-Связь», построенной на базе модемов (контроллеров) «Аксон-XL», или ООО «Техномер», построенной на базе модемов (контроллеров) «БПЭК/ЦК», для передачи оперативных (в режиме реального времени) данных о расходе и параметрах газа в диспетчерский пункт Общества.

В случае внесения изменений в действующие нормативные акты, ГОСТы, либо принятия новых нормативных актов, ГОСТов, регулирующих вопросы учета газоснабжения в Российской Федерации, необходимо использовать при разработке проектов действующую редакцию этих документов.

Срок действия технических требований 24 месяца.

По окончании проектирования для согласования проектных решений необходимо предоставить в Общество следующие разделы: внутреннее газоснабжение, монтажную схему узла измерения газа (аксонометрия), документацию на применяемые СИ (сертификат об утверждении типа, описание типа, руководство по эксплуатации, методику поверки и т.д.), документацию на газоиспользующее оборудование (технические характеристики, часовой расход газа).

**Заместитель генерального директора
по реализации газа**

 **А.А. Игнатьев**

С.В. Аверков
+7(495)817-28-65

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

1. Характеристика объекта газификации

Источником газоснабжения блока ПГУ являются два подземных газопровода АО «Мосгаз» диаметром DN500 с давлением 0,8 ÷ 1,2 МПа. Проект системы газоснабжения блока ПГУ выполнен на основании «Технических условий на подключение (технологическое присоединение) газоиспользующего оборудования и объектов капитального строительства к сетям газораспределения» №48-17-30056/26 (см. Приложение Б). В соответствии с ТУ №48-17-30056/26 газоснабжение осуществляется от двух независимых вводов:

- точка подключения №2: газопровод высокого давления $P \leq 1,2$ МПа, от КРП-20, величина максимального часового расхода газа подключаемого газоиспользующего оборудования 60000 м³/ч.

Для подготовки газа требуемых параметров и качества на территории строительства энергоблока сооружается хозяйство газового топлива, которое включает в себя:

- 1) блочный пункт подготовки газа (ППГ);
- 2) дожимная компрессорная станция (ДКС);
- 3) блок отключающей арматуры (БОА).

В соответствии с заданием на проектирование «Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго» проектом предусматривается сооружение парогазовой установки в составе газовой турбины типа ГТЭ-160 со вспомогательным оборудованием производства ОАО «Силовые машины» «ЛМЗ».

Газотурбинная установка ГТЭ-160 предназначена для работы в составе блока ПГУ-225 МВт в полупиковом режиме работы с участием в регулировании в пределах технической возможности блока, в диапазоне от 50% до 100% мощности.

В качестве основного и резервного топлива для газовой турбины используется природный газ.

В соответствие с документацией завода-изготовителя давление газа на входе в ГТУ должно составлять не менее $2,25 \pm 0,5$ МПа (изб.), температура газа на входе в ГТУ не более 50°C . Максимальный массовый расход природного газа на ГТУ заводом-изготовителем установлен равным 11 кг/с. В проекте принят 10% запас на эксплуатационный износ и деградацию основного и вспомогательного оборудования блока, в связи с чем максимальный проектный расход природного газа на блок принят равным 12,1 кг/с.

2. Гидравлический расчет газопроводов

В рамках проектных работ по объекту «Строительство парогазового блока мощностью 225МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго» проведен гидравлический (проектный и поверочный) расчет проектируемых газопроводов:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

газ.

В соответствии с документацией завода-изготовителя давление газа на входе в ГТУ должно составлять не менее 2,25±0,5 МПа (изб.), температура газа на входе в ГТУ не более 50°С. Максимальный массовый расход природного газа на ГТУ заводом-изготовителем установлен равным 11 кг/с. В проекте принят 10% запас на эксплуатационный износ и деградацию основного и вспомогательного оборудования блока, в связи с чем максимальный проектный расход природного газа на блок принят равным 12,1 кг/с.

2. Гидравлический расчет газопроводов

В рамках проектных работ по объекту «Строительство парогазового блока мощностью 225МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго» проведен гидравлический (проектный и поверочный) расчет проектируемых газопроводов:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ

Лист

52

- газопроводов высокого давления 1 категории от места технологического присоединения (точка №1) до ДКУ;
- газопроводов высокого давления 1 категории от места технологического присоединения (точка №2) до ДКУ;
- газопроводов высокого давления 1а категории от ДКУ до ГТУ.

Расчетный расход газа газоиспользующим оборудованием, установленном на парогазовом блоке составляет – 43560 кг/ч.

Давление газа:

- в точке подключения №1 проектируемого газопровода DN400 к проектируемому подземному газопроводу DN500 АО «Мосгаз», максимальное – 1,2 МПа, фактическое (расчетное) – 0,8 МПа;

- в точке подключения №2 проектируемого газопровода DN400 к проектируемому подземному газопроводу DN500 АО «Мосгаз», максимальное – 1,2 МПа, фактическое (расчетное) – 0,8 МПа;

- перед ДКУ 1,2÷0,6 МПа;

- после ДКУ 2,35÷2,4 МПа;

- перед ГТУ 2,25±0,05 МПа.

В рамках расчета температура среды принимается для газопроводов высокого давления 1 категории равной максимальной температуре природного газа в летний период 35 °С.

Температура газа на выходе из ДКУ 50 °С.

Компонентный состав природного газа представлен в таблице Д1.

Таблица Д1 - Компонентный состав природного газа

Компонент	Мольный состав, %
метан CH ₄	93,440
этан C ₂ H ₆	4,078
пропан C ₃ H ₈ ,	1,187
изо-бутан C ₄ H ₁₀	0,180
норм-бутан C ₄ H ₁₀	0,174
нео-пентан	0,0045
изо-пентан C ₅ H ₁₂	0,0313
норм-пентан C ₅ H ₁₂ ,	0,0226
гексаны +высшие угле- водороды	0,0219
диоксид углерода CO ₂	0,3839
азот N ₂	0,470
кислород O ₂	0,0050

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №										
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							Лист
												53

25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ

водород Н ₂	0,0044
гелий He ₂	0,0092

В рамках проектного расчета расчетные внутренние диаметры газопроводов определены по методике СП-42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб» исходя из условия обеспечения бесперебойного газоснабжения всех потребителей в часы максимального потребления газа.

В расчете приняты следующие значение эквивалентной абсолютной шероховатости n :
 $n = 0,01$ см – для новых стальных труб.

Характеристики расчетных участков проектируемых газопроводов представлены в таблицах Д2, Д3 и Д4.

Таблица Д2 – Характеристика расчетных участков проектируемых газопроводов высокого давления 1 категории от места технологического присоединения (точка №1) до ДКУ

Номер участка	Расчетная длина участка, м	Внутренний диаметр г-да, мм	Наружный диаметр г-да, мм	Коэффициент шероховатости, мм
1-2	225,9	408	426	0,1
2-3	76,6	408	426	0,1
3-4	32,9	408	426	0,1
4-5	6,5	259	273	0,1
4-6	20,2	259	273	0,1

Таблица Д3 – Характеристика расчетных участков проектируемых газопроводов высокого давления 1 категории от места технологического присоединения (точка №2) до ДКУ

Номер участка	Расчетная длина участка, м	Внутренний диаметр г-да, мм	Наружный диаметр г-да, мм	Коэффициент шероховатости, мм
1-2	281,3	408	426	0,1
2-3	76,6	408	426	0,1
3-4	32,9	408	426	0,1
4-5	6,5	259	273	0,1
4-6	20,2	259	273	0,1

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист			
								54		

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

Таблица Д4 – Характеристика расчетных участков проектируемых газопроводов высокого давления 1а категории от ДКУ до ГТУ

Номер участка	Расчетная длина участка, м	Внутренний диаметр г-да, мм	Наружный диаметр г-да, мм	Коэффициент шероховатости, мм
1-3	21,8	145	159	0,1
2-3	8,0	145	159	0,1
3-4	14,4	203	219	0,1
4-5	15,0	203	219	0,1
5-6	117,2	204	220	0,1

Для оценки возможности обеспечения проектируемой системой газопотребления парогазового блока мощностью 225 МВт требуемых показателей для стабильной и надежной работы установленного газоиспользующего оборудования проведен гидравлический (поверочный) расчет проектируемых газопроводов.

Гидравлический (поверочный) расчет проектируемых газопроводов произведен с использованием программы «Гидросистема» НТП «Трубопровод». Результаты проведенных расчетов представлены в таблицах Д5, Д6 и Д7. Расчетные схемы газопроводов представлены на рисунке Д2, Д3 и Д4.

Таблица Д5 - Результаты гидравлического расчета проектируемых газопроводов высокого давления 1 категории от места технологического присоединения (точка №1) до ДКУ

Номер участка на схеме	Расход газа на участке, кг/ч	Расчетная длина участка, м	Диаметр г-да, мм	Максимальные		Потери давления на участке, кПа	Давление (изб.), МПа	
				Скорость, м/с	Плотность газа, кг/м ³		Нач.	Кон.
1-2	43560	225,9	Ø426x9,0	18,79	5,36	64,42	0,8000	0,73558
2-3	43560	76,6	Ø426x9,0	21,89	4,93	103,17	0,73558	0,63241
3-4	43560	32,9	Ø426x9,0	21,97	4,23	2,23	0,63241	0,63018
4-5	21780	6,5	Ø273x7,0	27,31	4,21	1,2	0,63018	0,62897
4-6	21780	20,2	Ø273x7,0	27,34	4,21	2,03	0,63018	0,62814

Согласно проведенным расчетам при давлении в месте подключения точка №1 к проектируемому газопроводу $P_{расч}=0,8$ МПа минимальное избыточное давление газа перед самым удаленным от места подключения проектируемого газопровода оборудованием - ДКУ (точка б рис. Д2) составляет не менее $P=0,62814$ МПа, что больше минимального требуемого значения давления для данного оборудования – 0,6 МПа.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. № Подп. и дата Инв. № подл.	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ		Лист
									55

Таблица Д6 - Результаты гидравлического расчета проектируемых газопроводов высокого давления 1 категории от места технологического присоединения (точка №2) до ДКУ

Номер участка на схеме	Расход газа на участке, кг/ч	Расчетная длина участка, м	Диаметр г-да, мм	Максимальные		Потери давления на участке, кПа	Давление (изб.), МПа	
				Скорость, м/с	Плотность газа, кг/м ³		Нач.	Кон.
1-2	43560	281,3	Ø426х9,0	18,82	5,36	65,83	0,8000	0,73417
2-3	43560	76,6	Ø426х9,0	21,93	4,92	103,3	0,73417	0,63114
3-4	43560	32,9	Ø426х9,0	22,01	4,22	2,23	0,63114	0,62890
4-5	21780	6,5	Ø273х7,0	27,36	4,20	1,2	0,62890	0,62770
4-6	21780	20,2	Ø273х7,0	27,4	4,20	2,03	0,62890	0,62687

Согласно проведенным расчетам при давлении в месте подключения точка №2 к проектируемому газопроводу $P_{расч}=0,8$ МПа минимальное избыточное давление газа перед самым удаленным от места подключения проектируемого газопровода оборудованием - ДКУ (точка 6 рис. Д3) составляет не менее $P=0,62687$ МПа, что больше минимального требуемого значения давления для данного оборудования – 0,6 МПа.

Таблица Д7 - Результаты гидравлического расчета проектируемых газопроводов высокого давления 1а категории от ДКУ до ГТУ

Номер участка на схеме	Расход газа на участке, кг/ч	Расчетная длина участка, м	Диаметр г-да, мм	Максимальные		Потери давления на участке, кПа	Давление (изб.), МПа	
				Скорость, м/с	Плотность газа, кг/м ³		Нач.	Кон.
1-3	21780	21,8	Ø159х7,0	23,62	15,63	18,18	2,4	2,38
2-3	21780	8,0	Ø159х7,0	23,62	15,57	9,19	2,39	2,38
3-4	43560	14,4	Ø219х8,0	23,94	15,51	6,37	2,38	2,37
4-5	43560	15,0	Ø219х8,0	24,55	15,47	51,4	2,37	2,32
5-6	43560	117,2	Ø220х8,0	25,3	14,86	67,35	2,32	2,25

Согласно проведенным расчетам при давлении газа на выходе из ДКУ $P=2,4\div2,39$ МПа избыточное давление газа перед ГТУ (точка 6 рис. Д4) будет составлять $P=2,25$ МПа, что соответствует давлению газа необходимому для работы для данного оборудования – $2,25\pm0,05$ МПа.

3. Выводы

В рамках проектных работ по объекту «Строительство парогазового блока мощностью 225МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мос-энерго» проведен гидравлический (проектный и поверочный) расчет проектируемых газопроводов.

Взам. инв. №						Лист
	Подп. и дата					
Инв. № подл.						56
Изм.	Кол.уч.	Лист	№докум.	Подп.	Дата	

25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ

Подбор диаметров (проектный расчет) газопроводов проведен в соответствии с СП-42-101-2003 учетом обеспечения бесперебойного газоснабжения всех потребителей в часы максимального газопотребления.

Поверочный расчет проектируемых газопроводов проведен при следующих условиях:

- давление газа равно расчетному давлению газа в точке подключения;
- расход газа на расчетных участках установлен с учетом обеспечения максимального часового расхода газа потребителей.

В ходе выполнения поверочного расчета для каждого из расчетных участков были определены следующие параметры:

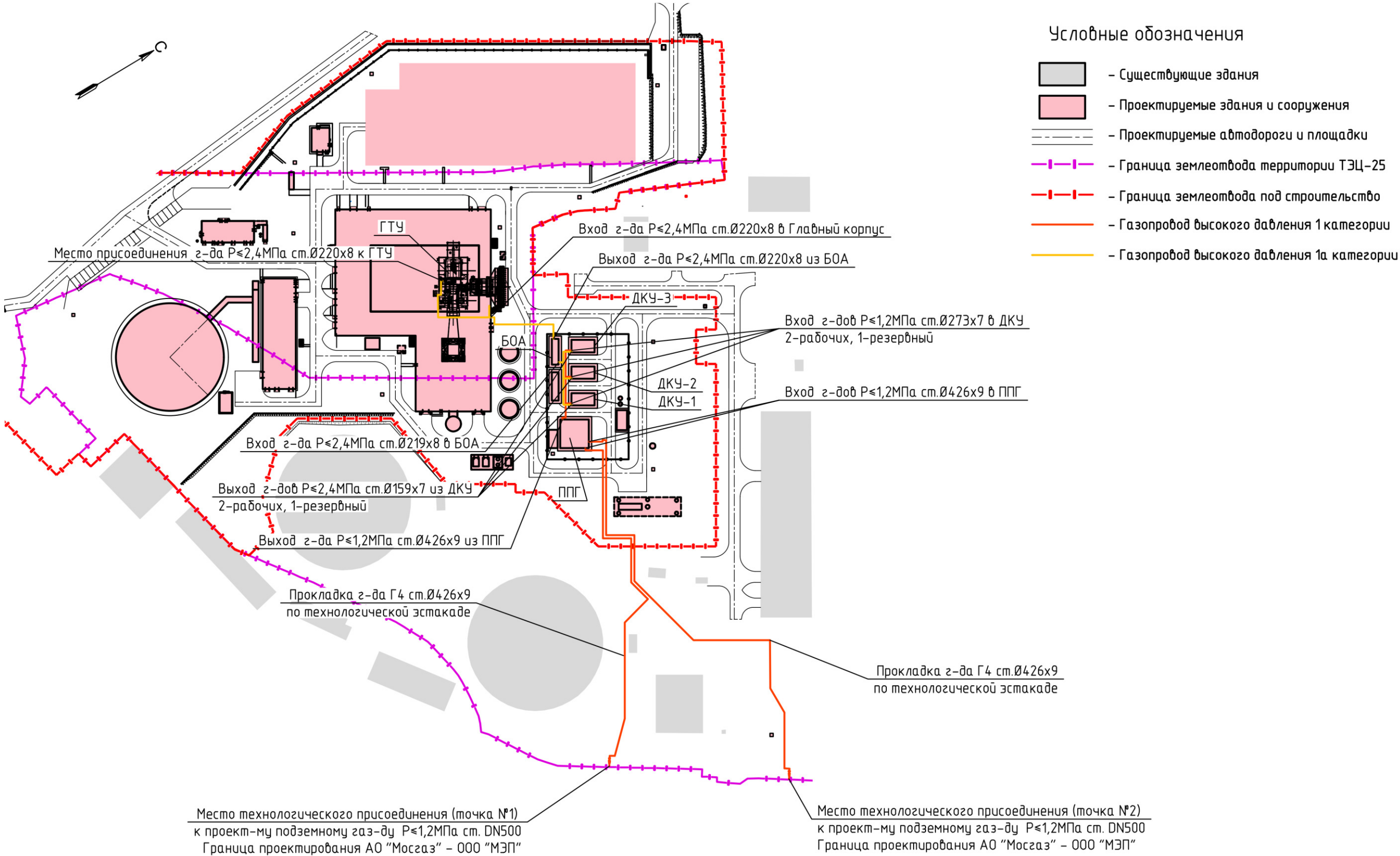
- максимальные скорость и плотность газа, м/с;
- потери давления природного газа, кПа;
- давление природного газа в конечной точке, МПа.

По результатам проведенного гидравлического расчета при заданных начальных условиях выбранные характеристики проектируемых газопроводов обеспечивают стабильную и надежную работу газоиспользующего оборудования в часы максимального газопотребления, а также всей системы газопотребления в целом.

Величина падения давления природного газа в системе находится в пределах категории давления газопроводов. Давление природного газа перед газоиспользующим оборудованием не опускается ниже минимального требуемого значения давления, обеспечивающего нормальную работу горелок газоиспользующих установок.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист
										57
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Рисунок Д1. Ситуационный план сети газопотребления парогазового блока мощностью 225МВт



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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ

Рисунок Д2. Расчетная схема газопроводов высокого давления 1 категории от места технологического присоединения (точка №1) до ДКУ

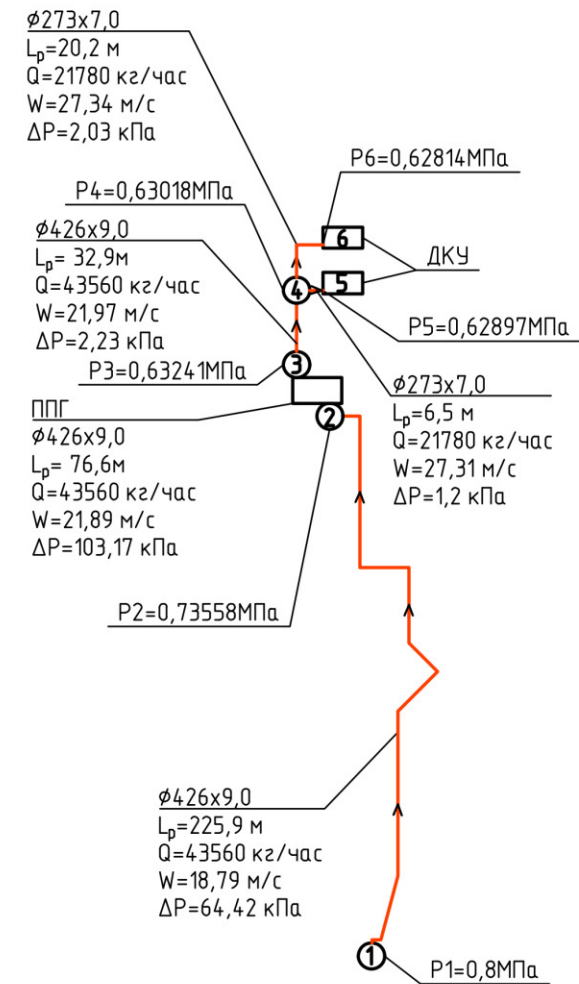


Рисунок Д3. Расчетная схема газопроводов высокого давления 1 категории от места технологического присоединения (точка №2) до ДКУ

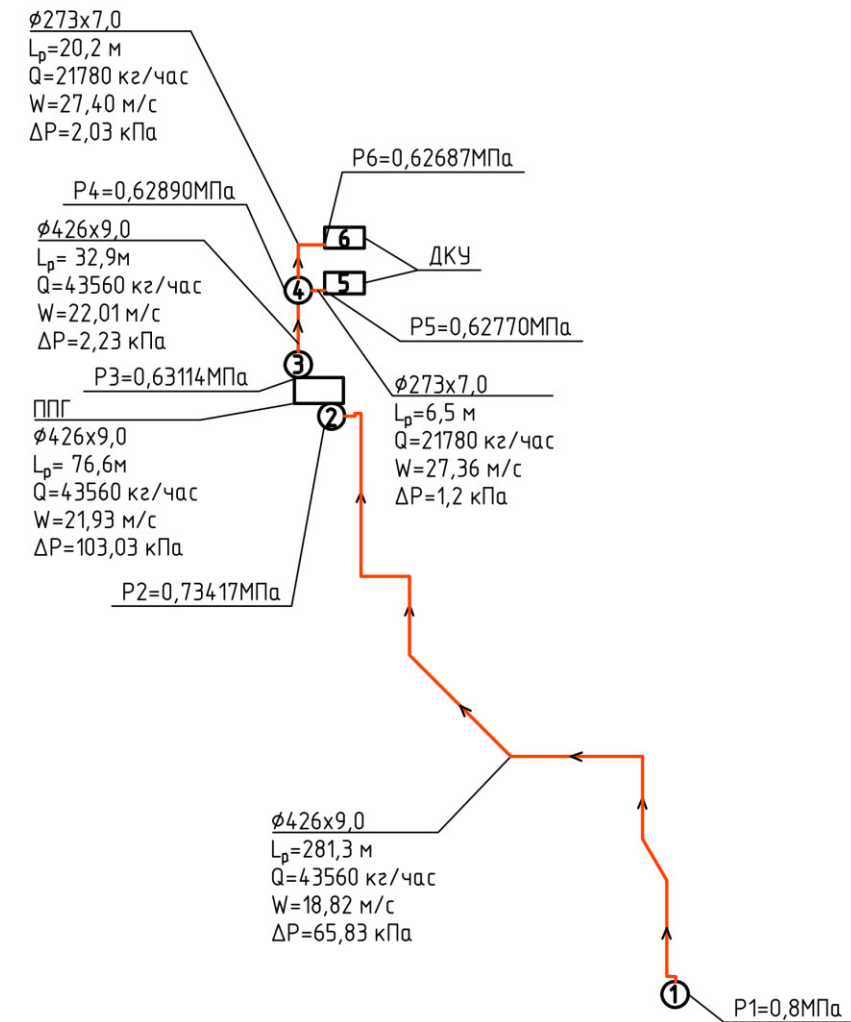
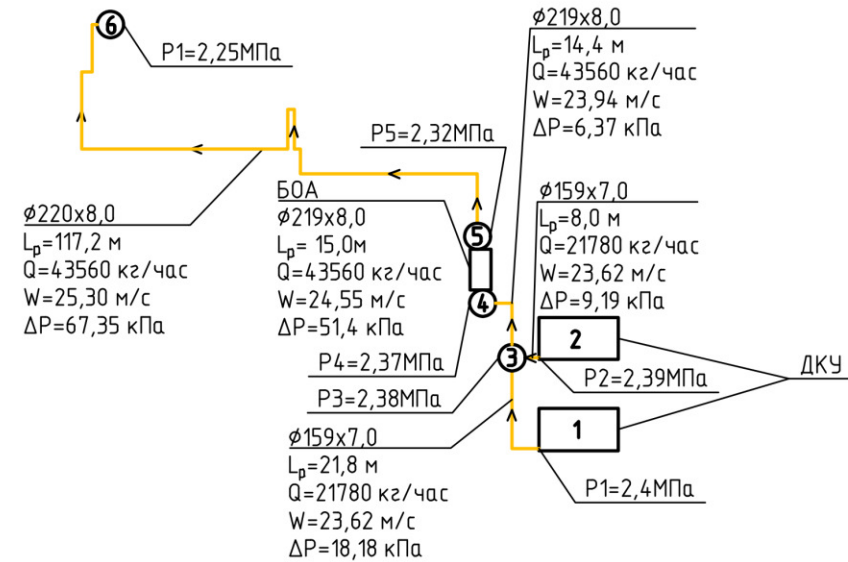


Рисунок Д4. Расчетная схема газопроводов высокого давления 1а категории от ДКУ до ГТУ



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

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

25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ

Приложение Е

Определение минимальной толщины стенки стальных труб и соединительных деталей

Газопроводы высокого давления 1 категории

Расчет выполнен по методике СП 33.13330.2012 «Расчет на прочность стальных трубопроводов».

Для прокладки газопроводов применяются трубы стальные бесшовные горячедеформированные (группа В) по ГОСТ 8732-78 стали 20 по ГОСТ 8731-74.

В проекте применяются следующие типоразмеры труб и соединительных деталей:

- трубы стальные бесшовные горячедеформированные (группа В) по ГОСТ 8732-78: Труба 426х9, 273х7;

- отводы крутоизогнутые по ГОСТ 30753-2001: Отвод 426х10;

- отводы крутоизогнутые по ГОСТ 17375-2001: Отвод 273х7;

- тройники по ГОСТ 17376-2001: Тройник 426х9;

- переходы по ГОСТ 17378-2001: Переход К-426х12-273х10.

Исходные данные для расчета представлены в таблице Е1.

Таблица Е1 - Исходные данные для расчета

Параметр	Значение	
Способ прокладки	открытый	
Наружный диаметр газопровода d_e , мм	426	273
Материал трубопровода	20	
Временное сопротивление разрыву стали труб R_{un} , МПа	410	
Предел текучести стали труб R_{yn} , МПа	245	
Коэффициент надежности по нагрузке γ_f	1,1	
Коэффициент условий работы γ_c	0,55	
Коэффициент надежности по материалу γ_{mu}	1,47	
Коэффициент надежности по материалу γ_{my}	1,15	
Коэффициент надежности по ответственности γ_n	1,0	
Коэффициент надежности по материалу при расчетной температуре эксплуатации трубопровода γ_{tu}	1,0	
Коэффициент надежности по материалу при расчетной температуре эксплуатации трубопровода γ_{ty}	1,0	
Рабочее давление в газопроводе p_n , МПа	1,2	

Расчетная толщина стенки трубопровода и соединительных деталей t , м, определяется по формуле:

$$t = \frac{\gamma_f \cdot \eta \cdot p_n \cdot d_e}{2 \cdot (R + \gamma_f \cdot p_n)}, \quad (1)$$

где значение расчетного сопротивления R определяется по формуле:

$$R = \min(R_u; R_y), \quad (2)$$

$$R_u = \frac{R_{un} \cdot \gamma_c}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n \cdot \gamma_{tu}}, \quad (3)$$

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

						25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		60

	2,37	1,52
Отвод крутоизогнутый	426	273
	2,73	1,75
Тройник	426	
	3,44	
Переход концентрический	426/273	
	2,37	

Согласно СП 33.13330.2012 минимальная толщина стенок труб и соединительных деталей, определяемая по формуле (1) должна приниматься не менее 3 мм. Таким образом для всех труб и соединительных деталей в проекте минимальная необходимая толщина стенки составляет 3мм. Принятые в рамках проекта типоразмеры труб и соединительных деталей удовлетворяют условию: выбранная толщина стенки больше минимально необходимой.

Газопроводы высокого давления 1а категории

Расчет выполнен по методике СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы».

Для прокладки газопроводов применяются трубы бесшовные из коррозионностойких сталей с повышенным качеством поверхности по ТУ 14-3Р-197-2001 стали 08Х18Н10Т ГОСТ 5632-2014 и трубы стальные бесшовные горячедеформированные (группа В) по ГОСТ 8732-78 стали 20 по ГОСТ 8731-74.

В проекте применяются следующие типоразмеры труб и соединительных деталей:

- трубы бесшовные из коррозионностойких сталей с повышенным качеством поверхности по ТУ 14-3Р-197-2001 из стали 08Х18Н10Т ГОСТ 5632-2014: Труба 220х8;
- трубы стальные бесшовные горячедеформированные (группа В) по ГОСТ 8732-78 из стали 20: Труба 219х8, 159х7;
- отводы крутоизогнутые по ОСТ 24.125.06-89 из стали 08Х18Н10Т ГОСТ 5632-2014: Отвод 220х8-200х200х989-R375,
- отводы крутоизогнутые по ГОСТ 17375-2001 из стали 20: Отвод 219х8, Отвод 159х7;
- тройники по ГОСТ 17376-2001 из стали 20: Тройник 219х8; Тройник 219х10-159х8;
- переходы по ОСТ 24.125.09-89 из стали 08Х18Н10Т ГОСТ 5632-2014: Переход 220х8-159х6,5;
- переходы по ГОСТ 17378-2001 из стали 20: Переход К-219х10-159х8.

Исходные данные для расчета представлены в таблице Е5.

Таблица Е5 - Исходные данные для расчета

Параметр	Значение		
Способ прокладки	открытый		
Наружный диаметр газопровода D_n , мм	159	219	220
Материал трубопровода	20		08Х18Н10Т
Временное сопротивление разрыву стали труб R_{un} , МПа	410		549
Предел текучести стали труб R_{yn} , МПа	245		186

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		Таблица Е5 - Исходные данные для расчета					
Параметр		Значение									
Способ прокладки		открытый									
Наружный диаметр газопровода D _н , мм		159		219		220					
Материал трубопровода		20				08X18H10T					
Временное сопротивление разрыву стали труб R _{un} , МПа		410				549					
Предел текучести стали труб R _{yn} , МПа		245				186					

25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ

Коэффициент надежности по нагрузке, внутреннему рабочему давлению в газопроводе, n	1,1	1,1
Коэффициент условий работы трубопровода, m	0,99	0,99
Коэффициент надежности по материалу, k_1	1,55	1,55
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода, k_H	1,1	1,1
Рабочее давление в газопроводе p , МПа	2,4	2,4

Расчетная толщина стенки трубопровода δ м, определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \quad (1)$$

где значение расчетного сопротивления растяжению R_1 определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (2)$$

где расчетное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений R_1^H следует принимать:

$$R_1^H = \min(R_{un}; R_{yn}), \quad (3)$$

Материал трубопровода	20	08X18H10T
$R_1^H = \min(R_{un}; R_{yn})$	245	186

Расчетная толщина стенки деталей (тройников, отводов, переходников) δ_d м, определяется по формуле:

$$\delta_d = \frac{n \cdot p \cdot D_d}{2 \cdot (R_{1d} + n \cdot p)} \cdot \eta_b, \quad (4)$$

Коэффициенты несущей способности η_b соединительных деталей принимается:

- $\eta_b = 1$ – для отводов по ОСТ 24.125.06-89;
- $\eta_b = 1,15$ – для отводов по ГОСТ 17375-2001;
- $\eta_b = 1$ – для переходов;
- $\eta_b = 1,62$ – для тройников равнопроходных;
- $\eta_b = 1,58$ – для тройников переходных.

Результаты расчета минимальной толщины стенки по методике СП 36.13330.2012 представлены в таблице Е6.

Таблица Е6 - Результаты расчета необходимой толщины стенки труб и соединительных деталей по формуле (1)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							
- $\eta_v = 1$ – для переходов; - $\eta_v = 1,62$ – для тройников равнопроходных; - $\eta_v = 1,58$ – для тройников переходных. Результаты расчета минимальной толщины стенки по методике СП 36.13330.2012 представлены в таблице Е6. Таблица Е6 - Результаты расчета необходимой толщины стенки труб и соединительных деталей по формуле (1)									
						25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ			Лист
									63
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Наименование элемента	Расчетная толщина стенки при наружном диаметре труб и соединительных деталей, мм		
	159	219	220
Труба	1,45	2,00	2,62
	159	219	220
Отвод крутоизогнутый	1,67	2,29	2,62
	219	219/159	
Тройник	3,23	3,15	
	219/159	220/159	
Переход концентрический	2,00	2,62	

Согласно СП 36.13330.2012 минимальная толщина стенок труб и соединительных деталей, определяемая по формуле (1) должна приниматься не менее 3 мм для труб номинальным диаметром DN200 и менее. Таким образом для всех труб и соединительных деталей в проекте минимальная необходимая толщина стенки составляет 3 мм. Принятые в рамках проекта типоразмеры труб и соединительных деталей удовлетворяют условию: выбранная толщина стенки больше минимально необходимой.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ		Лист
								64
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Приложение Ж

Определение пролетов газопроводов

Газопроводы высокого давления 1 категории

Расчет выполнен по методике СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб».

Для прокладки газопроводов применяются трубы стальные бесшовные горячедеформированные (группа В) по ГОСТ 8732-78 стали 20 по ГОСТ 8731-74, трубы бесшовные из коррозионно-стойких сталей с повышенным качеством поверхности по ТУ 14-3Р-197-2001 стали 08Х18Н10Т ГОСТ 5632-2014 и трубы стальные бесшовные горячедеформированные (группа В) по ГОСТ 8732-78 стали 20 по ГОСТ 8731-74.

В проекте применяются следующие типоразмеры труб:

- трубы стальные бесшовные горячедеформированные (группа В) по ГОСТ 8732-78: Труба 426х9, 273х7;

- трубы бесшовные из коррозионно-стойких сталей с повышенным качеством поверхности по ТУ 14-3Р-197-2001 из стали 08Х18Н10Т ГОСТ 5632-2014: Труба 220х8;

- трубы стальные бесшовные горячедеформированные (группа В) по ГОСТ 8732-78 из стали 20: Труба 219х8, 159х7.

Исходные данные для расчета представлены в таблице Ж1.

Таблица Ж1 - Исходные данные для расчета

Параметр	Значение					
Способ прокладки	Открытый, наружный					Открытый внутренний
Наружный диаметр газопровода d_e , мм	426	273	159	219	220	220
Номинальная толщина стенки газопровода $t_{ном}$, мм	9	7	7	8	8	8
Материал трубопровода	20				08X18H10T	
Плотность материала трубопровода ρ_q , кг/м ³	7850				7900	
Временное сопротивление разрыву стали труб R_{un} , МПа	410				549	
Предел текучести стали труб R_{yn} , МПа	245				186	
Рабочее давление в газопроводе p_n , МПа	1,2			2,4		
Нормативная снеговая нагрузка для Москвы (III снеговой район) s_0 , Н/м ²	1500					-
Нормативное значение толщины стенки гололеда для Москвы (II гололедный район) t_i , мм	5					-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ	Лист
							65

Нормативное значение ветрового давления для Москвы (I ветровой район) w_0 , Н/м ²	230	-
--	-----	---

Величина среднего пролета газопровода из условия статической прочности, которое должно удовлетворяться во всех случаях, определяется по формуле:

$$L_{ст} = (d_e - t_{ном}) \cdot \left(\frac{3 \cdot \pi \cdot t_{ном} \cdot R}{q} \right)^{1/2} \cdot \left\{ 1 - 0,75 \cdot \left[\frac{p \cdot (d_e - 1,2 \cdot t_{ном})}{2 \cdot t_{ном} \cdot R} \right]^2 \right\}^{1/4} \cdot 10^3, \quad (1)$$

Значение расчетного сопротивления R определяется по формуле:

$$R = \min\left(\frac{R_{un}}{2,6}; \frac{R_{yn}}{1,5}\right), \quad (2)$$

Материал трубопровода	20	08X18H10T
Расчетное временное сопротивление $R_{un} / 2,6$	157,7	211,2
Расчетный предел текучести $R_{yn} / 1,5$	163,3	124,0
$R = \min(R_u; R_y)$	157,7	124,0

Величина среднего пролета газопровода из условия максимально допустимого прогиба определяется по формуле:

$$L_{пр} \leq 875 \cdot \psi \cdot d_e \cdot \left(\frac{t_{ном}}{q} \right)^{1/4}, \quad (3)$$

где ψ коэффициент, принимаемый по табл. 15 СП 42-102-2004, в зависимости от диаметра газопровода и его уклона.

Параметр	Условный диаметр газопровода			
	400	250	200	150
Коэффициент ψ	1,415	1,465	1,49	1,515

Значение нагрузок, действующих на газопровод q определяется по формуле:

$$q = [(q_q + q_g + v_s + v_i)^2 + w_n^2]^{1/2}, \quad (4)$$

при этом в выражении для q из нагрузок снеговой v_s и гололедной v_i принимается одна – большая.

Собственный вес единицы длины газопровода определяется по формуле:

$$q_q = \pi \cdot \rho_q \cdot g \cdot (d_e - t_{ном}) \cdot t_{ном}, \quad (5)$$

Вес транспортируемого газа в единице длины газопровода определяется по формуле:

$$q_g = 10^2 \cdot p \cdot (d_e - 2 \cdot t_{ном})^2, \quad (6)$$

Взам. инв. №		25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ					Лист
Подп. и дата							66
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Вес снега на единицу длины надземного газопровода определяется по формуле:

$$v_s = \mu_c \cdot s_0 \cdot d_e, \quad (7)$$

где $\mu_c = 0,2$ для газопроводов диаметром до 600 мм включительно и 0,3 - св. 600 мм.

Вес обледенения на единицу длины надземного газопровода определяется по формуле:

$$v_i = 1,9 \cdot t_i \cdot \gamma_i \cdot d_e, \quad (8)$$

где γ_i плотность льда, принимаемая равной 8826 Н/м³ (согласно СП 20.13330.2016 п.12.2).

Ветровая нагрузка на единицу длины надземного газопровода, действующая перпендикулярно его осевой вертикальной плоскости, определяется по формуле:

$$w_n = w_0 \cdot d_e \cdot k \cdot (1 + 0,7 \cdot \zeta), \quad (9)$$

где $k = 0,5$ и $\zeta = 1,22$ коэффициенты типа местности, принимаемые по табл. 7 СП 42-102-2004.

Значения нагрузок, действующих на газопроводы представлены в таблице Ж2.

Таблица Ж2 – Нагрузки, действующие на газопроводы

Параметр	Наружный диаметр газопровода d_e , мм					
	Наружный газопровод					Внутренний газопровод
	426	273	159	219	220	220
Собственный вес единицы длины газопровода q_g , Н/м	907,50	450,24	13,44	408,17	412,72	412,72
Вес транспортируемого газа в единице длины газопровода q_g , Н/м	19,98	8,05	5,05	9,89	9,99	9,99
Вес снега на единицу длины надземного газопровода v_s , Н/м	127,8	81,9	47,7	65,7	66	0
Вес обледенения на единицу длины надземного газопровода v_i , Н/м	35,7	22,9	13,3	18,4	18,4	0,0
Ветровая нагрузка на единицу длины надземного газопровода w_n , Н/м	90,83	58,21	33,90	46,69	46,91	0,00
Нагрузка (суммарная), действующая на газопровод q , Н/м	1059,18	543,32	74,36	486,01	490,95	422,70

Результаты расчета величины среднего пролета газопроводов по методике СП 42-102-2004 представлены в таблице Ж3.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	25-83G1-00-ИОС6.1.1-ТЧ						Лист
									67
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

и (3)

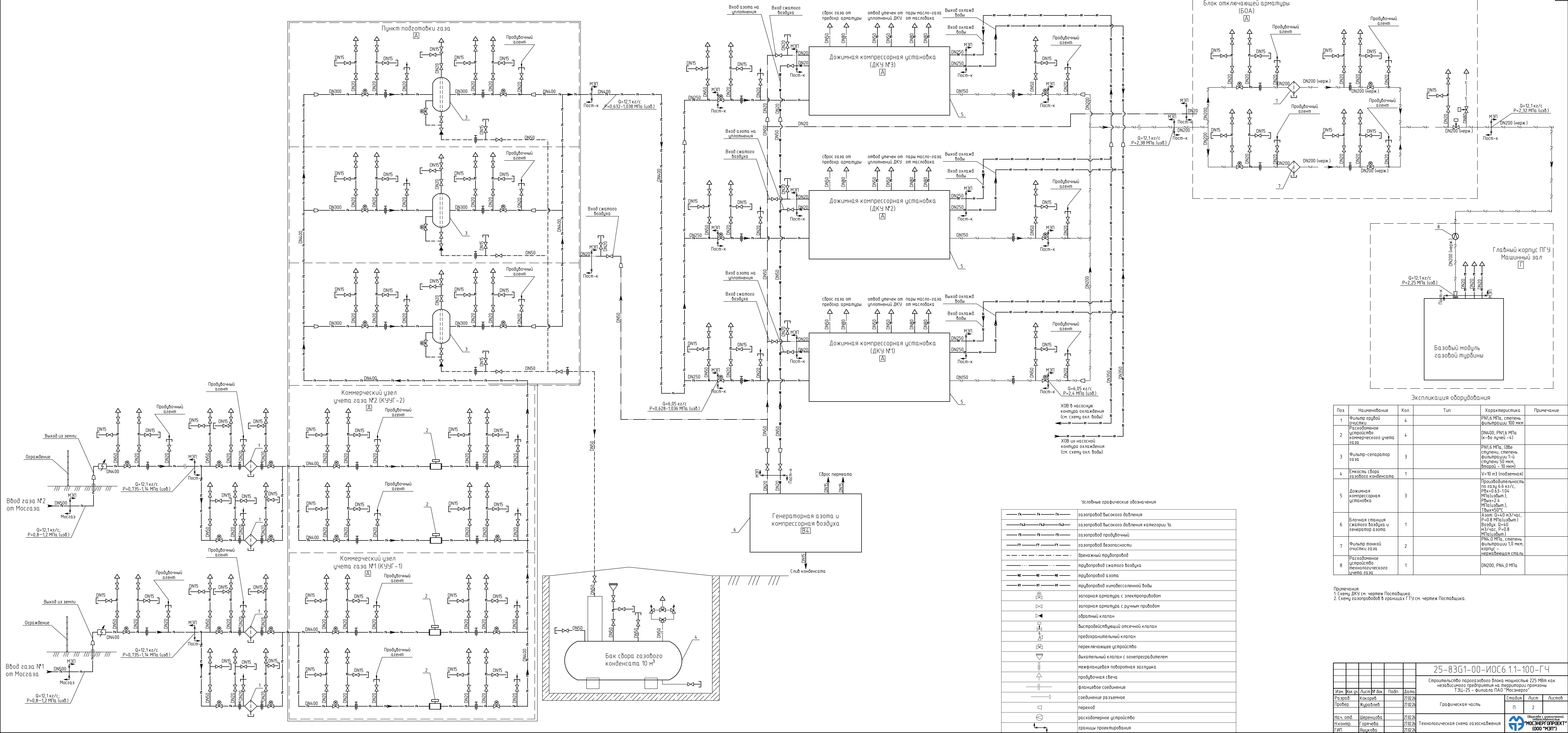
Величина среднего пролета газопровода из условия статической прочности $L_{ст}$, м
--

согласно п. 5.97 СП 42-102-2004.

Взам. инв. №	
--------------	--

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	
2	Технологическая схема газоснабжения.	
3	Наружные газопроводы высокого давления 1 категории от мест технологического присоединения до площадки газового хозяйства	
4	Площадка газового хозяйства	
5	Наружный газопровод высокого давления 1а категории от площадки газового хозяйства до Главного корпуса	
6	Внутренний газопровод высокого давления 1а категории от ввода в Главный корпус до ГТУ	
7	Перекладка газопровода. Вынос из зоны строительства	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №										
									25-83G1-00-ИОС6.1.1-100-ГЧ			
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО "Мосэнерго"			
			Разработал	Каверин			27.02.26	Графическая часть				
			Проверил	Журавлев			27.02.26			П	1	7
								Ведомость графической части		 Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)		
Нач. отдела	Шеренцова			27.02.26								
Н. контр.	Горячева			27.02.26								

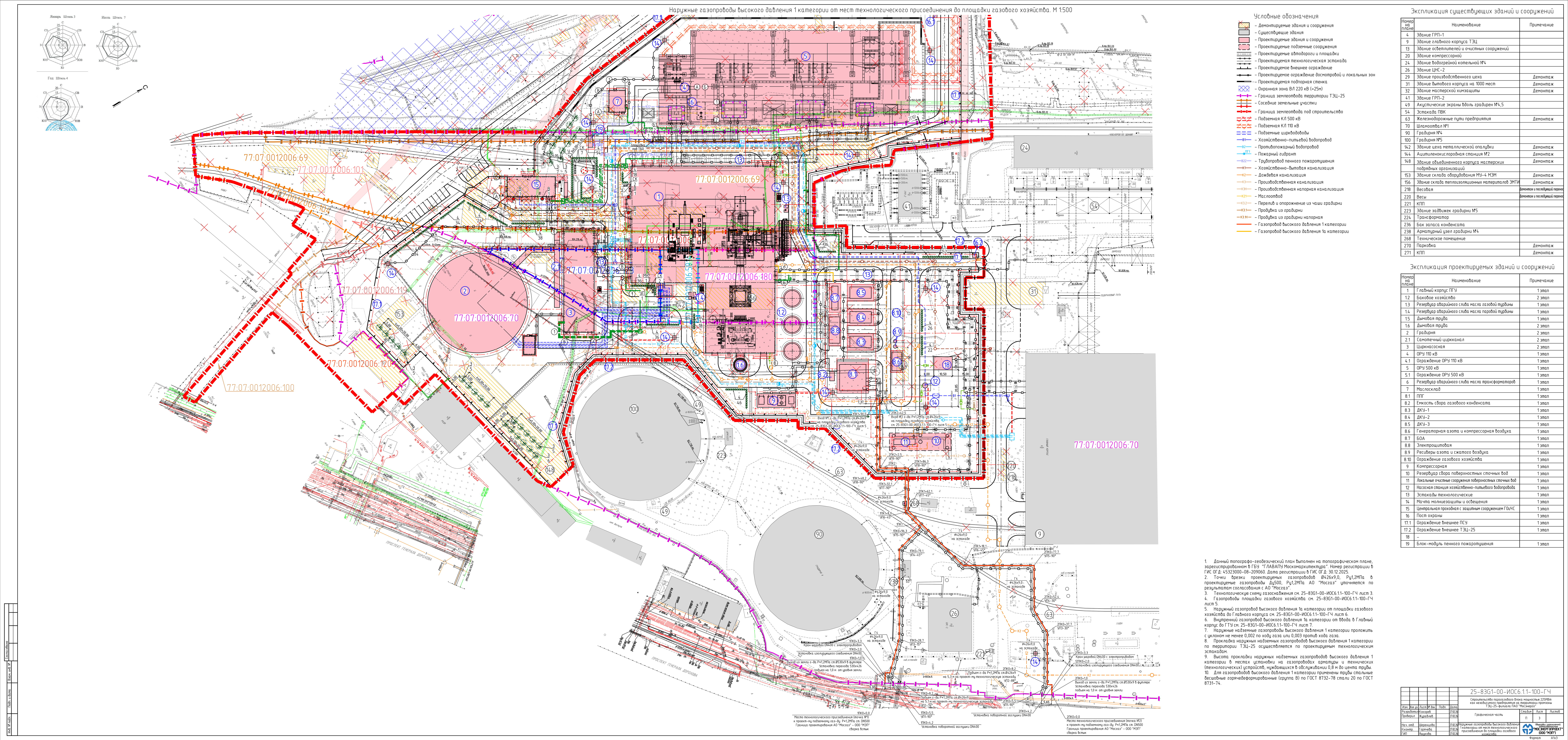


Условные графические обозначения	
Г1	газопровод высокого давления
Г2	газопровод высокого давления категории 1а
Г3	газопровод промывочный
Г4	газопровод безопасности
Г5	дренажный трубопровод
Г6	трубопровод сжатого воздуха
Г7	трубопровод азота
Г8	трубопровод химобессолеванной воды
Г9	запорная арматура с электроприводом
Г10	запорная арматура с ручным приводом
Г11	обратный клапан
Г12	высвобождающий отсечной клапан
Г13	предохранительный клапан
Г14	переключающее устройство
Г15	выкатный клапан с огнепреградителем
Г16	межфланцевая поворотная заглушка
Г17	пробирочная сфера
Г18	фланцевое соединение
Г19	соединение разъемное
Г20	переход
Г21	расходомерное устройство
Г22	границы проектирования

Экспликация оборудования					
Поз.	Наименование	Кол.	Тип	Характеристика	Примечание
1	Фильтр грубой очистки	4		PN1,6 МПа, степень фильтрации 100 мкм	
2	Расходомерное устройство коммерческого учета газа	4		DN400, PN1,6 МПа (к-во лучей - 4)	
3	Фильтр-сепаратор газа	3		PN1,6 МПа, (две ступени, степень фильтрации 1-й ступени 50 мкм, второй - 10 мкм)	
4	Емкость сбора газового конденсата	1		V=10 м ³ (подземная)	
5	Дожимная компрессорная установка	3		Производительность по газу 6,6 кг/с, Рвх=0,63-1,04 МПа(избт), Рвых=2,4 МПа(избт), Твых<50°С	
6	Блочная станция сжатого воздуха и генератор азота	1		Азот: Q=40 м ³ /час, Р=0,8 МПа(избт). Воздух: Q=40 м ³ /час, Р=0,8 МПа(избт)	
7	Фильтр тонкой очистки газа	2		PN4,0 МПа, степень фильтрации 1,0 мкм, корпус - нержавеющая сталь	
8	Расходомерное устройство технологического учета газа	1		DN200, PN4,0 МПа	

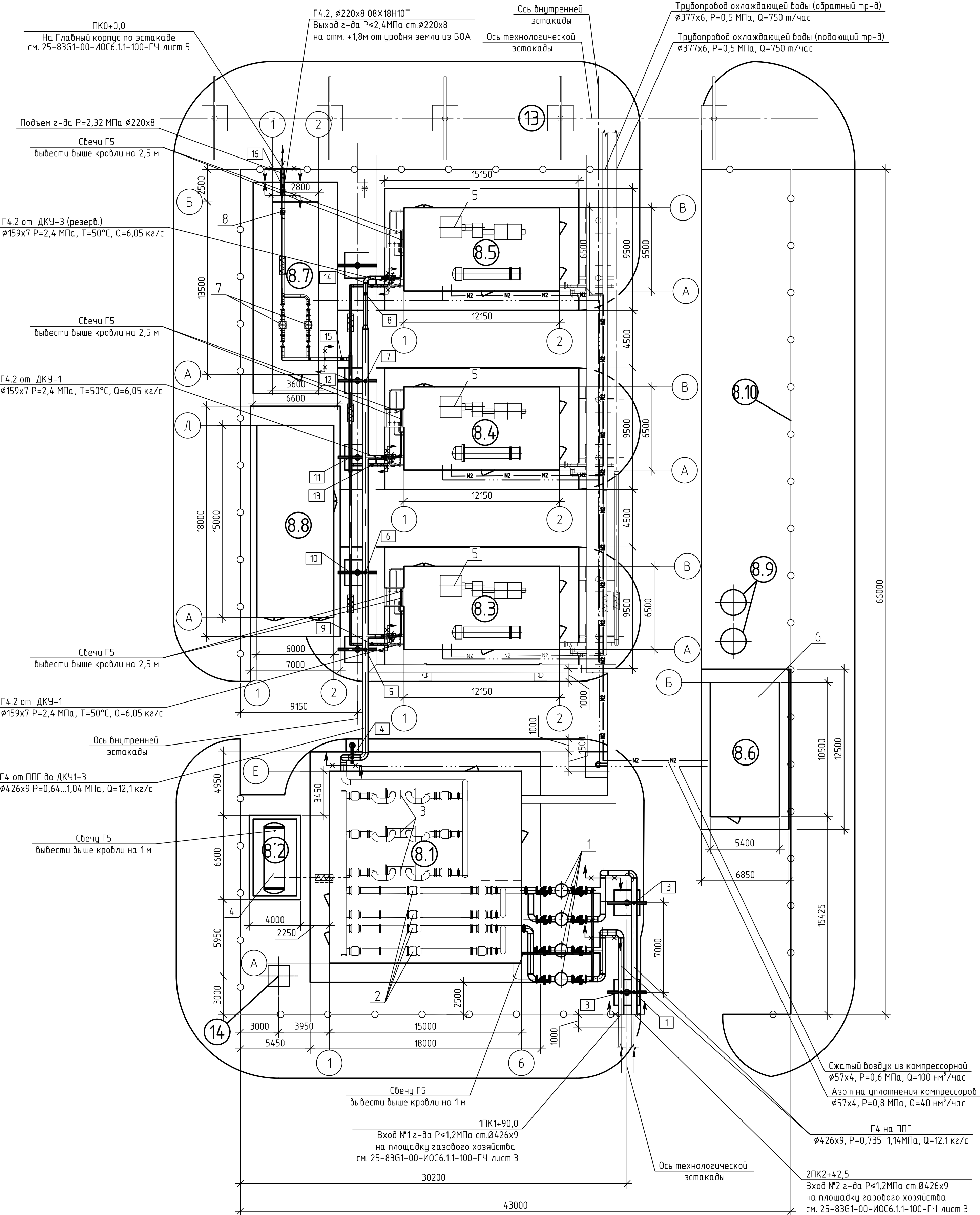
Примечания:
1. Схему ДКУ см. чертёж Постащиска.
2. Схему газопроводов в границах ГТУ см. чертёж Постащиска.

					25-83G1-00-ИОС6.11-100-ГЧ		
					Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО "Мосэнерго"		
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Графическая часть	Стандарт
Разраб.	Журабле	21.02.26					Лист
Провер.	Журабле	21.02.26					2
Нач. отд.	Шеренцова	21.02.26				Технологическая схема газоснабжения	Лист
Нач.пр.	Гаврилова	21.02.26					2
ГИП	Яшкова	21.02.26				Формат А2х3	



Экспликация оборудования

Поз.	Наименование	Кол.	Тип	Характеристика	Примечание
1	Фильтр грубой очистки	4		PN1,6 МПа, степень фильтрации 100 мкм	
2	Расходомерное устройство коммерческого учета газа	4		DN400, PN1,6 МПа (к-во лучей – 4)	
3	Фильтр-сепаратор газа	3		PN1,6 МПа, (две ступени, степень фильтрации 1-й ступени 50 мкм, второй – 10 мкм)	
4	Емкость сбора газового конденсата	1		V=10 м3 (подземная)	
5	Дожимная компрессорная установка	3		Производительность по газу 6,6 кг/с, Р8х=0,63–1,04 МПа(избыт.), Рвых=2,4 МПа(избыт.), Твых<50°С	
6	Блочная станция сжатого воздуха и генератор азота	1		Азот: Q=40 м3/час, Р=0,8 МПа(избыт.) Воздух: Q=40 м3/час, Р=0,8 МПа(избыт.)	
7	Фильтр тонкой очистки газа	2		PN4,0 МПа, степень фильтрации 1,0 мкм, корпус – нержавеющая сталь	
8	Клапан отсечной выстродействующий	1		DN200, PN4,0 МПа	

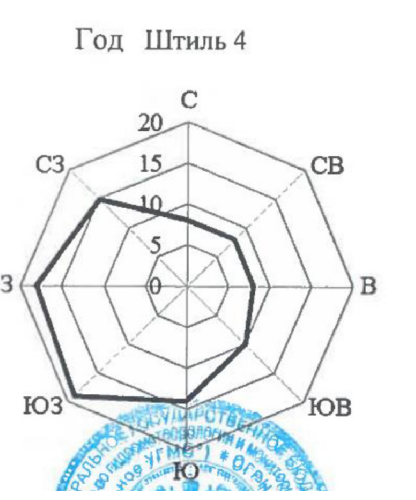


Условные графические обозначения	
	газопровод высокого давления 1 категории
	газопровод высокого давления категории 1а
	газопровод промывочный
	дренажный трубопровод
	трубопровод сжатого воздуха
	трубопровод азота
	трубопровод химобессоленной воды
	трубопровод в изоляции
	Трубопровод (установка) в изоляции с подогревом
	границы проектирования

Экспликация проектируемых зданий и сооружений		
Номер на плане	Наименование	Примечание
8.1	ППГ	1 этаж
8.2	Емкость сбора газового конденсата	1 этаж
8.3	ДКУ-1	1 этаж
8.4	ДКУ-2	1 этаж
8.5	ДКУ-3	1 этаж
8.6	Генераторная азота и компрессорная воздуха	1 этаж
8.7	БОА	1 этаж
8.8	Электрощитовая	1 этаж
8.9	Ресиверы азота и сжатого воздуха	1 этаж
8.10	Ограждение газового хозяйства	1 этаж
13	Эстакады технологические	1 этаж
14	Мачты молниезащиты и освещения	1 этаж

- Примечания
- Данный чертеж рассматривать совместно с чертежом 25-83Г1-00-ПЗУ-224-Б Схема планировочной организации земельного участка (1:500).
 - Наружные газопроводы высокого давления 1 категории от мест технологического присоединения до площадки газового хозяйства см. 25-83Г1-00-ИОС6.1.1-100-ГЧ лист 4.
 - Наружный газопровод высокого давления 1а категории от площадки газового хозяйства до Главного корпуса м. 25-83Г1-00-ИОС6.1.1-100-ГЧ лист 6.
 - Наружные надземные газопроводы проложить с уклоном не менее 0,002 по ходу газа или 0,003 против хода газа.
 - Для газопроводов высокого давления 1 категории, а также промывочных газопроводов применены трубы бесшовные по ГОСТ8732-78 из стали 20 ГОСТ 1050-2013.
 - Для газопроводов высокого давления 1 категории, а также промывочных газопроводов применены трубы бесшовные по ГОСТ8732-78 из стали 20 ГОСТ 1050-2013.
 - Для газопроводов высокого давления 1а категории применены трубы бесшовные из коррозионностойких сталей с повышенным качеством поверхности по ТУ 14-3Р-197-2001 стали 08Х18Н10Т ГОСТ 5632-2014.
 - Промывочные свечи от газопроводов высокого давления 1 категории вывести на 1 м выше кровли прилегающих зданий, а газопроводов высокого давления 1а категории – на 2,5 м выше кровли прилегающих зданий и зданий в радиусе 20 м.

25-83Г1-00-ИОС6.1.1-100-ГЧ						
Строительство парогазового блока мощностью 225МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 филиала ПАО "Мосэнерго"						
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разработал	Жураблев				27.02.26	
Проверил	Жураблев				27.02.26	
Графическая часть				Стадия	Лист	Листов
				п	4	
Нач. отдела	Шеренцова				27.02.26	
Н. контроль	Горячева				27.02.26	
ГИП	Ящук				27.02.26	
Площадка газового хозяйства				 Общество с ограниченной ответственностью "МОСЭНЕРГПРОЕКТ" (ООО "МЭП")		

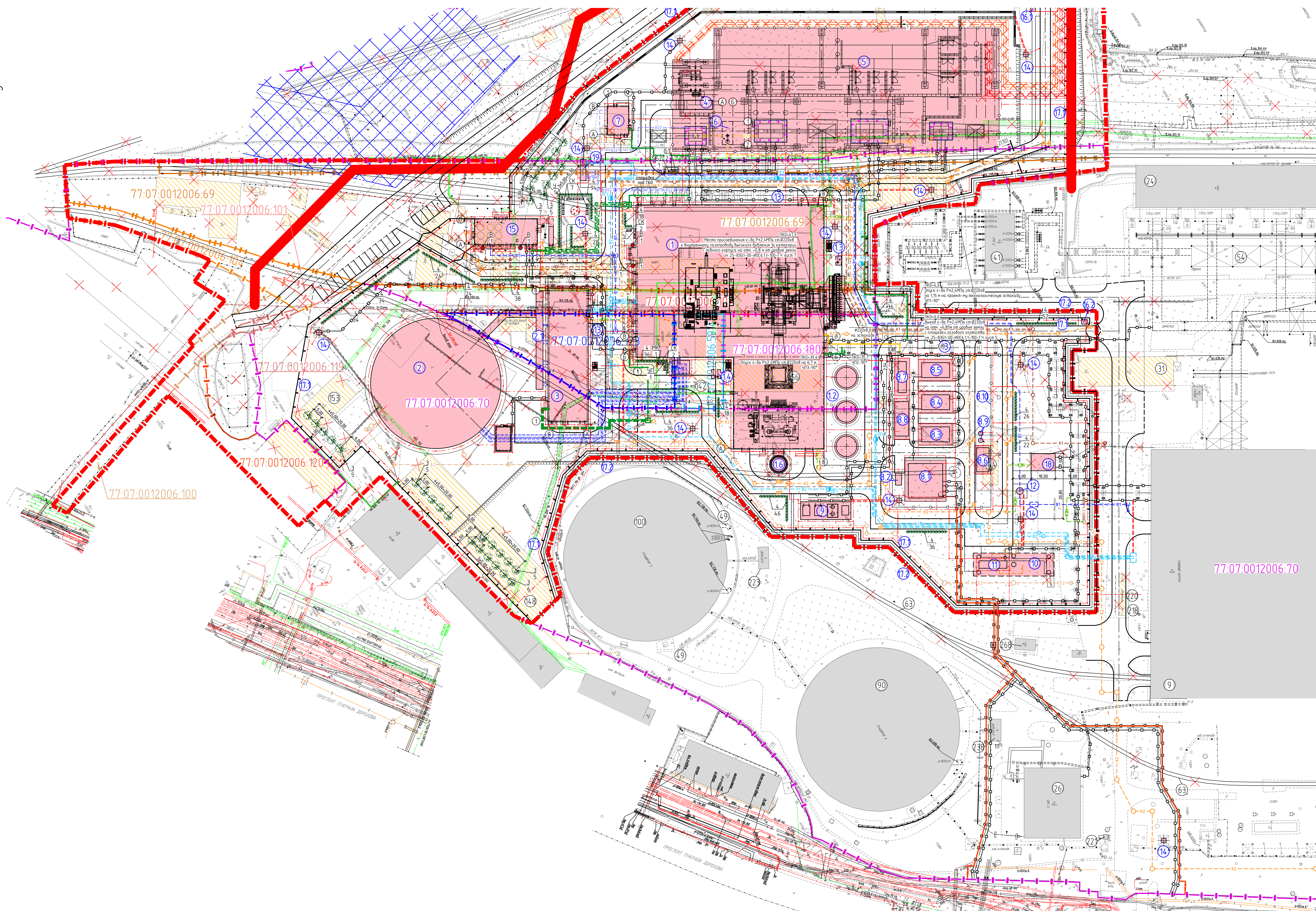


Условные обозначения

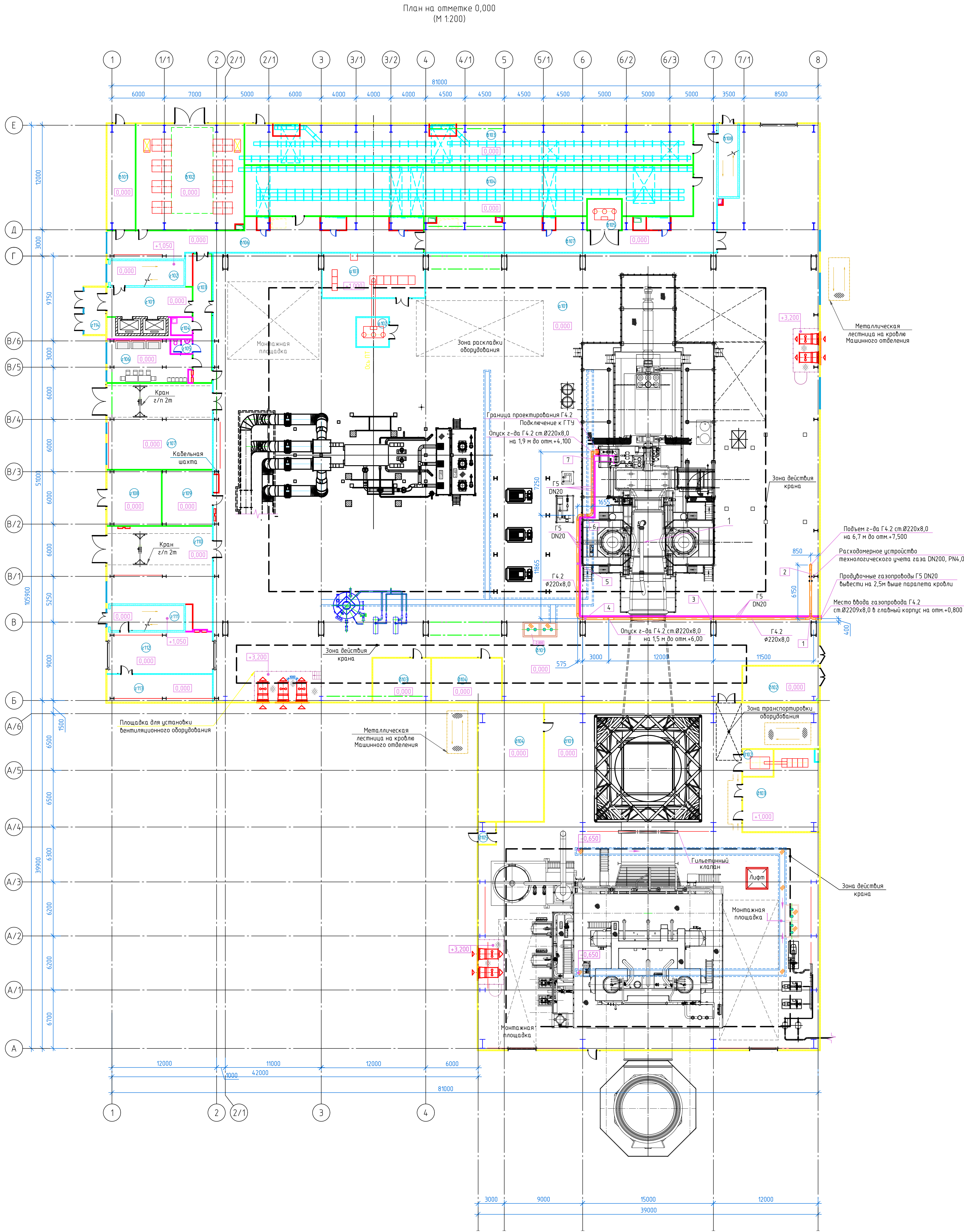
- Экспликация существующих зданий и сооружений

Экспликация проектируемых зданий и сооружений

1. Данный паспорт-задание был выполнен на топографическом плане-регистрационном в ГБУ «ГЛАВАПТ Москомархитектуры». Номер регистрации ГИС ОА: 45323000-08-209660. Дата регистрации в ГИС ОА: 30.10.2025.
2. Технологическое сечение газоснабжения на ГВС-01С115-100-Г4 имеет следующие газопроводы: Высокого давления 1-й категории с несомеханическим присоединением до площадки газового хозяйства 25-8Б51-100-ОС6-116-100-Г4 лист 4.
3. Газопроводы площадки газового хозяйства 25-8Б51-100-ОС6-116-100-Г4 лист 5.
5. Внутренний газопровод высокого давления 1-й категории от ввода в Главин корпус до ГВС-25-8Б51-100-ОС6-116-100-Г4 лист 7.
6. Наружные наведенные газопроводы проложатся с уклоном не менее 0,002 ходу газа или 0,003 против хода газа.
7. Показатели надежности газопроводов высокого давления 1-й категории по территории ТЭЛ-25 осуществляется по проектируемому технологическому эскизу.
8. Высота прокладки наружных наведенных газопроводов высокого давления должна быть не менее 1,5 м от газопроводов арматуры и пучков (технологических) устройств 2,5 м до центра притока с устройством площадки для их обслуживания.
9. Для газопроводов высокого давления 1-й категории применены трубы стальной коррозийно-стойкой марки 10ХСНД с качеством поверхности по ТУ 38-197-2001 (стандарт ОВХНБ-ТЭЛ 5632-2004).

[illegible]

Экспликация оборудования					
Поз.	Наименование	Кол.	Обозначение	Характеристики	Примечание
1	Газотрубинная установка	1	ГТУ-160	Q=12,1кВт/с P=2,25 МПа (аб.)	



Экспликация помещений

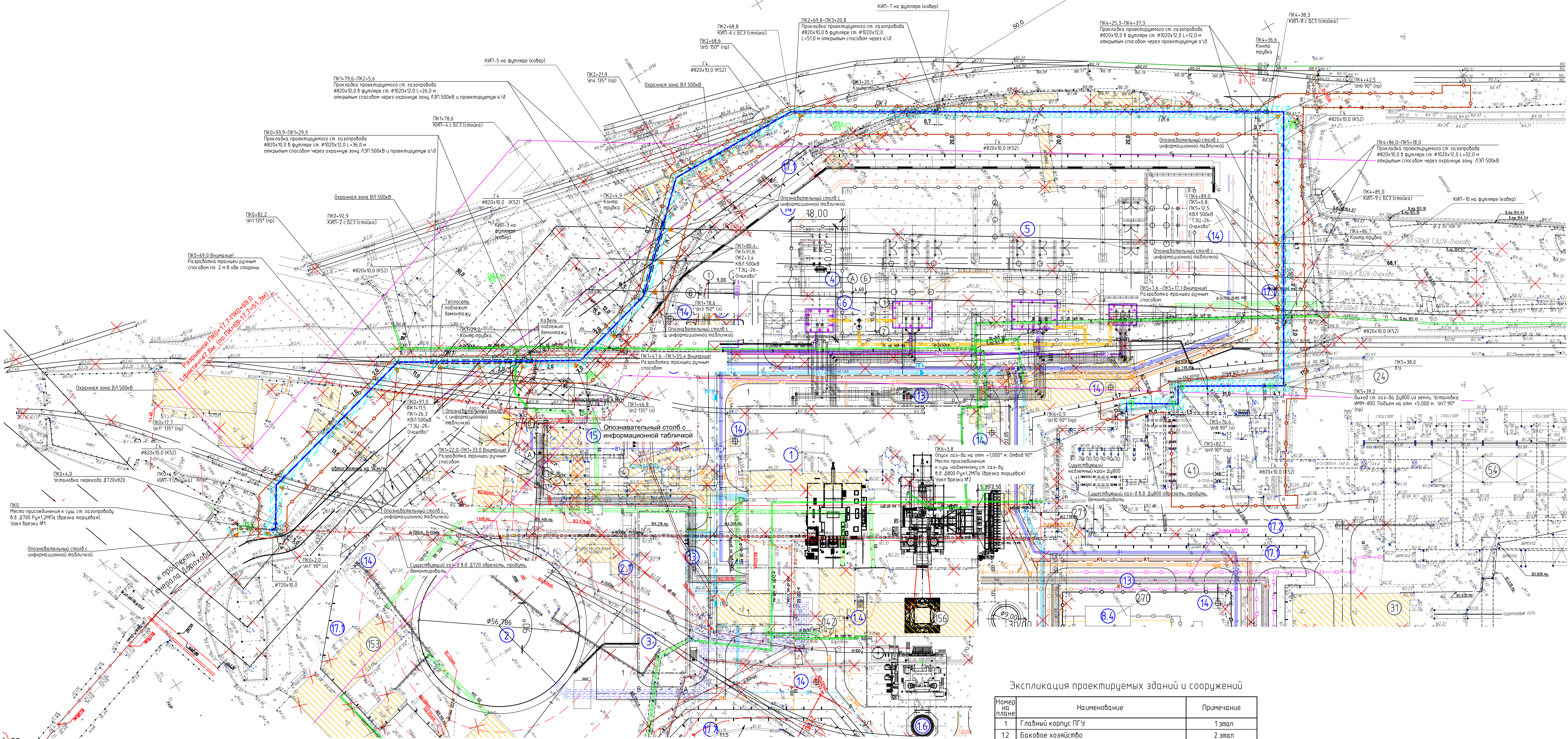
Номер помещения	Наименование	Площадь, м²	Кол. помещений
а101	Машинное отделение	3051,76	
а102	Камера трансформатора воздушного ПТ	12,04	
а103	Воздушный ПТ	59,69	
а101	Трубопроводная галерея	522,64	
а102	Тепловой пункт	36,03	
а103	Ручной контроль	33,21	
а104	АХК	40,07	
а101	Помещение хранения баллонов	39,03	
а102	Помещение трансформатора	150,18	
а103	Кабельный этаж	240,19	
а104	Кабельный этаж	286,69	
а105	Камера трансформатора резервного воздушного	13,50	
а106	Коридор	114,81	
а107	Коридор	156,72	
а108	Лестничная клетка	18,79	
а101	Лифтовой холл	32,89	
а102	Лестничная клетка	24,16	
а103	Лестничная клетка	30,97	
а104	ПМ	4,65	
а105	Санузел	3,88	
а106	Комната мастеров	43,23	
а107	Мастерская тепломеханическая	117,72	
а108	Склад	39,22	
а109	Электрощитовая	36,09	
а110	Мастерская электромеханическая	113,17	
а111	Лестничная клетка	24,08	
а112	Тандыр	57,04	
а113	Помещение связи	37,96	
а114	Тандыр	13,41	
а101	Компьютерное отделение	1361,66	
а102	Камера трансформатора термообработки	10,63	
а103	Электрощитовая КО	71,27	
а104	Склад раскисителей и помещений приготовления растворов	101,78	
а105	Тандыр	5,00	

Условные обозначения

- Проектируемый газопровод высокого давления Г4.2 категории 1а
- Проложенные газопроводы Г5
- 1 — Опора газопровода высокого давления Г4.2 категории 1а
- Граница проектирования

- Технологическую схему газоснабжения см. графическую часть 25-8361-00-ИОС6.11-100-ГЧ лист 3.
- Наружный газопровод высокого давления 1а категории от площадки газозаготовительного хозяйства до главного корпуса см. 25-8361-00-ИОС6.11-100-ГЧ лист 6.
- Внутренние газопроводы главного корпуса проложить с креплением к металлическим колоннам здания с уклоном не менее 0,002 по ходу газа или 0,003 против хода газа.
- Проложенные газопроводы проложить с креплением к металлическим колоннам и вывести не менее чем на 2,5 м выше парапета здания.
- Прокладка газопроводов через наружные ограждающие конструкции здания (стен/б/ч-панели) выполнять в футляре.
- За отм. 0,000 принята абсолютная отметка чистого пола в здании главного корпуса - 163,5.

25-8361-00-ИОС6.11-100-ГЧ				Строительство парового блока мощностью 225МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25-Филиала ПАО "Исканер"		
Изм.	Кол.	Лист №	Лист	Дата	Страница	Лист
Разработчик	Исканер	710.24	710.24	710.24	6	6
Проверен	Журабев	710.24	710.24	710.24	6	6
Нач. отд.	Шеренцова	710.24	710.24	710.24	6	6
Нач. отд.	Горюхова	710.24	710.24	710.24	6	6
Ген. дир.	Исканер	710.24	710.24	710.24	6	6



Экспликация существующих зданий и сооружений

Номер по плану	Наименование	Примечание
4	Здание ГРП-1	
9	Здание главного корпуса ТЭЦ	
13	Здание осветителей и очистных сооружений	
20	Здание компрессорной	
24	Здание водогрейной котельной №4	
26	Здание ЦНС-2	
29	Здание производственного цеха	Демонтаж
31	Здание выхового корпуса на 1000 мест	Демонтаж
32	Здание мастерской химзащиты	Демонтаж
41	Здание ГРП-2	
49	Акустические экраны вдоль градирен №4,5	
54	Эстакада ПВК	
63	Железнодорожные пути предприятия	Демонтаж
70	Шламоотвал №1	
90	Градирня №4	
100	Градирня №5	
142	Здание цеха металлической опалубки	Демонтаж
143	Ацетиленокислородная станция №2	Демонтаж
148	Здание объединенного корпуса мастерских подрайных организаций	Демонтаж
153	Здание склада оборудования МУ-4 МЗМ	Демонтаж
156	Здание склада теплоизоляционных материалов ЭМТИ	Демонтаж
218	Весовая	Демонтаж и последующий перенос
220	Весы	Демонтаж и последующий перенос
221	КПП	
223	Здание задвижек градирни №5	
224	Трансформатор	
236	Бак запаса конденсата	
238	Арматурный узел градирни №4	
268	Техническое помещение	Демонтаж
270	Парковка	Демонтаж
271	КПП	Демонтаж

Экспликация проектируемых зданий и сооружений

Номер по плану	Наименование	Примечание
1	Главный корпус ПГУ	1 этаж
12	Баковое хозяйство	2 этаж
13	Резервуар аварийного слива масла газовой турбины	1 этаж
14	Резервуар аварийного слива масла паровой турбины	1 этаж
15	Дымовая труба	1 этаж
16	Дымовая труба	2 этаж
2	Градирня	2 этаж
2.1	Самотечный циркуляционный канал	2 этаж
3	Циркуляционная	2 этаж
4	ОРУ 110 кВ	1 этаж
4.1	Ограждение ОРУ 110 кВ	1 этаж
5	ОРУ 500 кВ	1 этаж
5.1	Ограждение ОРУ 500 кВ	1 этаж
6	Резервуар аварийного слива масла трансформаторов	1 этаж
7	Маслосклад	1 этаж
8.1	ППГ	1 этаж
8.2	Емкость сбора газового конденсата	1 этаж
8.3	ДКУ-1	1 этаж
8.4	ДКУ-2	1 этаж
8.5	ДКУ-3	1 этаж
8.6	Генераторная азота и компрессорная воздуха	1 этаж
8.7	БОА	1 этаж
8.8	Электроцеховая	1 этаж
8.9	Ресиверы азота и сжатого воздуха	1 этаж
8.10	Ограждение газового хозяйства	1 этаж
9	Компрессорная	1 этаж
10	Резервуар сбора поверхностных сточных вод	1 этаж
11	Локальные очистные сооружения поверхностных сточных вод	1 этаж
12	Насосная станция хозяйственно-питьевого водопровода	1 этаж
13	Эстакады технологические	1 этаж
14	Мачта молниезащиты и освещения	1 этаж
15	Центральная проходная с защитным сооружением ГИЧС	1 этаж
16	Пост охраны	1 этаж
17.1	Ограждение внешнее ПСУ	1 этаж
17.2	Ограждение внешнее ТЭЦ-25	1 этаж
18	-	
19	Блок-модуль пенного пожаротушения	1 этаж

Условные обозначения

- Г4 газопровод высокого давления Ру=1,2 МПа
- Опознавательный столб
- Контрольная трубка
- КИП
- Охранная зона газопровода
- Охранная зона ВЛ
- Зона строительных работ
- Демонтируемые здания и сооружения

Данный топографо-геодезический план выполнен на топографическом плане, зарегистрированном в ГБУ "ГЛАВАПУ Москомархитектура". Номер регистрации в ГИС ОГД: 45323000-08-209060. Дата регистрации в ГИС ОГД: 30.12.2025.

25-8361-00-ИОС 6.1.1-100-ГЧ			
Строительство парового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промплоха ТЭЦ-25 филиала ПАО "Мосэнерго"			
Изм.	Кол. в листе	Лист	Листов
Разработано	Проверено	Журнал	Лист
Нач. отд.	Шеренцова	27.02.24	27.02.24
Нач. отд.	Гарчева	27.02.24	27.02.24
Гип	Видюкова	27.02.24	27.02.24
Перекачка газопровода. Вынос из зоны строительства		Статус	Лист
		п	7
		ИОСЭНЕРГОПРОЕКТ (ООО "ИЭП")	

Примечание

1. Точка брезки проектируемого газопровода Ø720x10.0, Ру1.2 МПа в существующий газопровод Ду700, Ру1.2 МПа АО "Мосгаз" уточняется по результатам согласования с АО "Мосгаз".

2. Согласно "Правилам охраны газораспределительных сетей" от 20.11.2000г. №878 вдоль трассы проектируемого газопровода устанавливается охранная зона:

- вдоль трасс наружных газопроводов – в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 м с каждой стороны газопровода.

3. Участок существующего газопровода Ду700 обрывается, продвигается и демонтируется.

4. В проекте предусмотрены мероприятия по электрохимической защите от коррозии подземной части газопровода, находящейся в зоне ответственности ТЭЦ-25 филиала ПАО "Мосэнерго".

5. На выходе перекачиваемого газопровода из земли предусмотрено изолирующее соединение.

6. Для газопровода применены трубы стальные электросварные прямошовные Ø 820x10.0 Сп17ГПС-У ГОСТ 19281-2014 класс прочности К52.

7. Разрывной ПК0+17,7-ПК0+69,0 Lфакт=47,8 м (по ПК+69,0-17,7=51,3м)