ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ"
(ООО "СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ")

ООО
"СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ"

Заказчик – **ООО "Арктик СПГ 2"**

ГАЗОТУРБИННАЯ БЕРЕГОВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ ЗАВОДА СПГ И СГК НА ОГТ

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 6. Система газоснабжения

653.144.ПТ-ИОС6.001
(3040-P-SV-PDO-05.06.00.00.00-00)

Том 5.6

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
4	519-24		12.03.24

2024

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ"
(ООО "СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ")

ООО
"СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ"

Заказчик – **ООО "Арктик СПГ 2"**

ГАЗОТУРБИННАЯ БЕРЕГОВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ ЗАВОДА СПГ И СГК НА ОГТ

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 6. Система газоснабжения

653.144.ПТ-ИОС6.001
(3040-P-SV-PDO-05.06.00.00.00-00)

Том 5.6

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
4	519-24		12.03.24

Первый заместитель генерального директора – Директор по производству **А.В. Измайлов**

Главный инженер проекта **М.А. Тузников**

2024

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

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание
653.144.ПТ-СП.001	Состав проектной документации (653.144.ПТ-СП.001-00_06.doc)	Выпускается отдельным документом
653.144.ПТ-ИОС6.001-С	Содержание тома 5.6	2
	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения	
	Подраздел 6. Система газоснабжения	
653.144.ПТ-ИОС6.001	Текстовая часть (653.144.ПТ-ИОС6.001-00_06.doc)	3
653.144.ПТ-ИОС6.001	Графическая часть (653.144.ПТ-ИОС6.001-01_06.doc)	52

Взам. инв.№

Подп. и дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
4	-	Зам.	519-24		12.03.24

653.144.ПТ-ИОС6.001-С

Инв. № подл.

Разраб.	Яковлева		
Н. контр.	Мурзина		
ГИП	Тузников		

Содержание тома 5.6

Стадия	Лист	Листов
П		1

ООО СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

СОДЕРЖАНИЕ

Лист

1 Общие положения 5

2 Климатические условия в районе строительства 6

3 Сведения об оформлении решения (разрешения) об установлении видов и лимитов топлива для установок, потребляющих топливо 7

4 Характеристика источника газоснабжения в соответствии с техническими условиями 8

5 Сведения о типе и количестве установок, потребляющих топливо 14

6 Расчетные (проектные) данные о потребности объекта капитального строительства в газе – для объектов непроизводственного назначения 16

7 Описание технических решений по обеспечению учёта и контроля расхода газа и продукции, вырабатываемой с использованием газа, в том числе тепловой и электрической энергии 17

8 Описание и обоснование применяемых систем автоматического регулирования и контроля тепловых процессов 18

9 Описание мест расположения приборов учёта используемого газа и устройств сбора и передачи данных от таких приборов 20

10 Описание способов контроля температуры и состава продуктов сгорания газа 21

11 Описание технических решений по обеспечению теплоизоляции ограждающих поверхностей агрегатов и газопроводов 22

12 Перечень сооружений резервного топливного хозяйства 23

13 Обоснование выбора маршрута прохождения газопровода и границ охранной зоны присоединяемого газопровода 24

14 Обоснование технических решений устройства электрохимической защиты стального газопровода от коррозии 25

15 Сведения о средствах телемеханизации газораспределительных сетей, объектов их энергоснабжения и электропривода 26

16 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

17 Перечень мероприятий по созданию аврийной спасательной службы и мероприятий по охране систем газоснабжения 30

18 Технологические решения по системе газоснабжения 31

19 Внутреннее газоснабжение газотурбинной установки и контроль загазованности 34

20 Трубопроводы и арматура 36

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
4	-	Зам.	519-24		12.03.24

653.144.ПТ-ИОС6.001

Разраб.	Яковлева		
Н. контр.	Мурзина		
ГИП	Тузников		

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения
Подраздел 6. Система газоснабжения

Стадия	Лист	Листов
П	1	51

ООО СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ САНКТ–ПЕТЕРБУРГ

20.1 Трубопроводы 36
20.2 Трубопроводная арматура 38
21 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности объекта капитального строительства, включающих: требования к инженерно-техническим решениям, влияющим на энергетическую эффективность зданий, строений и сооружений; требования к оборудованию и системам, позволяющие исключить нерациональный расход энергетических ресурсов; обоснование выбора инженерно-технических решений с целью обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности; требования оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов 39
22 Сведения о показателях энергетической эффективности объекта капитального строительства, в том числе о показателях, характеризующих годовую удельную величину расхода топлива в объекте капитального строительства 40
23 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) 41
24 Перечень мероприятий по учету и контролю расходования используемого топлива 42
25 Спецификация предполагаемого к применению оборудования, изделий, материалов, позволяющих исключить нерациональный расход топлива, в том числе основные их характеристики 43
Обозначения и сокращения 44
Перечень нормативной документации 45
Список исполнителей 46
Приложение 1 - Технические условия на подключение к сетям 47
Приложение 2 - Схема блока регулирования топливного газа газотурбинной установки (комплектная поставка вместе с ГТУ) 49
Таблица регистрации изменений 51

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Основанием для разработки проектной документации для объекта «Газотурбинная береговая электростанция завода СПГ и СГК на ОГТ» является:

– задание на проведение проектно-изыскательских работ по объекту: «Газотурбинная береговая электростанция Завода СПГ и СГК на ОГТ» ООО «Арктик СПГ 2»;

– дополнение №5 к заданию на проектирование работ по объекту: «Газотурбинная береговая электростанция Завода СПГ и СГК на ОГТ» ООО «Арктик СПГ 2».

Топливопотребляющим оборудованием Газотурбинной береговой электростанции завода СПГ и СГК на ОГТ (БЭС2) являются газотурбинные установки (ГТУ) мощностью на клеммах генератора каждой установки 24,1 МВт в количестве пять в каждом модуле максимальной степени заводской готовности в комплекте с вспомогательным оборудованием, системами и обвязкой Газотурбинных генераторов (далее модуль ГТГ). Строительство объекта «Газотурбинная береговая электростанция завода СПГ и СГК на ОГТ» включает в состав строительство 4 модулей ГТГ. Общая номинальная электрическая мощность Газотурбинной береговой электростанции завода СПГ и СГК на ОГТ (БЭС2) составляет 482 МВт. Режим работы предприятия – базовый, непрерывный, 8760 часов в год.

2 КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ В РАЙОНЕ СТРОИТЕЛЬСТВА

Месторасположение проектируемого объекта: Российская Федерация, Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Тазовский район, Салмановское (Утреннее) нефтегазоконденсатное месторождение.

Климатические условия по данным метеостанции Тадибеяха приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Климатический район	IГ
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92, °С	минус 44
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92, °С	минус 48
Абсолютно минимальная температура воздуха, °С	минус 52
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	30,1
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	84
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	84
Нормативное значение ветрового давления по СП 20.13330.2016, кПа	- (V район)
Нормативное значения веса снежного покрова по СП 20.13330.2016 таблица 10.1 снежный район IV (IV снежный район определяется Приложением Е, Картой 1)	2,0 кПа
Нормативное значение веса снегового покрова по СП 20.13330.2016, кПа	- (IV район)
Сейсмичность по СП 14.13330.2018, балл	5

3 СВЕДЕНИЯ ОБ ОФОРМЛЕНИИ РЕШЕНИЯ (РАЗРЕШЕНИЯ) ОБ УСТАНОВЛЕНИИ ВИДОВ И ЛИМИТОВ ТОПЛИВА ДЛЯ УСТАНОВОК, ПОТРЕБЛЯЮЩИХ ТОПЛИВО

Раздел не разрабатывается ввиду того, что в проекте участвуют объекты собственного потребления и лимиты топлива не устанавливаются.

4 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ТЕХНИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ

На территорию БЭС2 газ подводится с территории завода СПГ от пункта подготовки газа, подключенного к нескольким источникам газоснабжения, по газопроводу DN 400 согласно ТУ на подключение к сетям (приложение 1).

Источниками топливного газа являются системы топливного газа (150, 250, 350) Технологических линий №1, 2, 3 (ТЛ №1,2,3).

Топливный газ от каждой системы топливного газа ТЛ №1,2,3 формируется из следующих потоков:

1) отпарной газ от системы хранения и отгрузки СПГ через компрессоры отпарного газа;

2) осушенный сырьевой газ от системы удаления ртути;

3) сырьевой газ от входных сооружений.

Основным источником топливного газа является отпарной газ от системы хранения и отгрузки СПГ, а также небольшой объем отпарного газа образуется в резервуарах хранения хладагента (этана, пропана и бутана).

Для подпитки топливного газа используется осушенный и очищенный сырьевой газ. Кроме того, на период пуска, а также для компенсации дефицита при максимальном потреблении, может использоваться сырьевой газ от входных сооружений.

Топливный газ из указанных выше источников смешивается в сепараторе-смесителе топливного газа. Поступающий из сепаратора-смесителя топливный газ нагревается в подогревателе топливного газа для достижения необходимой степени перегрева выше точки росы во всех режимах работы. Далее перегретый топливный газ подается к установке подготовки топливного газа. В состав установки подготовки топливного газа входит узел редуцирования давления топливного газа, где с помощью регулирующих клапанов давление топливного газа снижается до требуемых значений поставщика газовых турбин и далее направляется к БЭС2.

Технологические характеристики и компонентный состав газа на входе в БЭС2 представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Технологические характеристики и компонентный состав газа

Наименование потока	Топливный газ		
Источник	От завода СПГ		
Рабочая температура, ˚С	плюс 32		
Расчетная температура, ˚С	минус 52 плюс 150		
Рабочее давление, МПа (избыточное)	3,63-3,78		
Расчетное давление, МПа	4,5		
Расход при нормальных условиях, кг/ч (нм³/ч)	-		
Молекулярная масса	16,69		
Плотность рабочая, кг/м³	25,62		
Компонентный состав:	Мольные доли		
Операции:	Первый пуск		
	RGCA	AGAA	LGHA

Наименование потока	Топливный газ		
H2O	0,000005	0,000026	0,000044
H2	0,000276	0,000277	0,000278
He	0,000278	0,000279	0,000280
Ar	0,000000	0,000001	0,000008
N2	0,007117	0,007545	0,007878
CO2	0,002094	0,001788	0,001477
CH4	0,924750	0,936875	0,946305
C2H6	0,041082	0,033153	0,027788
C3H8	0,014856	0,011091	0,008407
i-C4H10	0,003100	0,002498	0,002127
n-C4H10	0,003487	0,002811	0,002250
i-C5H12	0,001000	0,001022	0,000904
n-C5H12	0,000746	0,000790	0,000671
F45-80*	0,000535	0,000822	0,000737
F80-110*	0,000175	0,000473	0,000410
F110-150*	0,000016	0,000100	0,000078
F150-200*	0,000000	0,000004	0,000003
F200-300*	0,000000	0,000000	0,000000
F300-610*	0,000000	0,000000	0,000000
CH3OH	0,000456	0,000412	0,000315
H2S	0,000004	0,000004	0,000004
CH3SH	0,000001	0,000001	0,000001
COS	0,000003	0,000003	0,000003
C6H6	0,000006	0,000008	0,000010
C7H8	0,000003	0,000006	0,000010
(CH3) 2C6H4	0,000000	0,000000	0,000001
C8H10	0,000000	0,000000	0,000001
O2	0,000010	0,000010	0,000010
Операции:	Нормальная работа (хранение)		
	RGCA	AGAA	LGHA
H2O	0,000000	0,000000	0,000000
H2	0,002198	0,002329	0,002282
He	0,002210	0,002342	0,002296
Ar	0,000000	0,000003	0,000030
N2	0,042940	0,047602	0,049180
CO2	0,000024	0,000022	0,000021
CH4	0,920730	0,923773	0,927302
C2H6	0,020191	0,015065	0,012118
C3H8	0,007258	0,005011	0,003656
i-C4H10	0,001540	0,001154	0,000948

Наименование потока	Топливный газ		
n-C4H10	0,001719	0,001285	0,000992
i-C5H12	0,000479	0,000447	0,000375
n-C5H12	0,000357	0,000346	0,000278
F45-80*	0,000256	0,000360	0,000306
F80-110*	0,000084	0,000207	0,000170
F110-150*	0,000008	0,000044	0,000032
F150-200*	0,000000	0,000002	0,000001
F200-300*	0,000000	0,000000	0,000000
F300-610*	0,000000	0,000000	0,000000
CH3OH	0,000000	0,000000	0,000000
H2S	0,000001	0,000001	0,000001
CH3SH	0,000000	0,000000	0,000000
COS	0,000000	0,000000	0,000000
C6H6	0,000003	0,000003	0,000004
C7H8	0,000001	0,000003	0,000004
(CH3) 2C6H4	0,000000	0,000000	0,000000
C8H10	0,000000	0,000000	0,000000
O2	0,000000	0,000000	0,000000
Операции:	Нормальная работа (отгрузка)		
	RGCA		
H2O	0,000000		
H2	0,002109		
He	0,002138		
Ar	0,000000		
N2	0,049228		
CO2	0,000017		
CH4	0,924657		
C2H6	0,013846		
C3H8	0,004960		
i-C4H10	0,001060		
n-C4H10	0,001179		
i-C5H12	0,000324		
n-C5H12	0,000242		
F45-80*	0,000173		
F80-110*	0,000057		
F110-150*	0,000005		
F150-200*	0,000000		
F200-300*	0,000000		
F300-610*	0,000000		
CH3OH	0,000000		

Наименование потока	Топливный газ		
H2S	0,000001		
CH3SH	0,000000		
COS	0,000000		
C6H6	0,000002		
C7H8	0,000001		
(CH3) 2C6H4	0,000000		
C8H10	0,000000		
O2	0,000000		
Операции:	Неблагоприятный режим		
	RGCA	AGAA	LGHA
H2O	0,000001	0,000004	0,000004
H2	0,000277	0,000278	0,000278
He	0,000279	0,000280	0,000280
Ar	0,000000	0,000001	0,000008
N2	0,007132	0,007559	0,007892
CO2	0,000536	0,000314	0,000186
CH4	0,926525	0,938613	0,947843
C2H6	0,041164	0,033218	0,027837
C3H8	0,014886	0,011113	0,008421
i-C4H10	0,003106	0,002502	0,002131
n-C4H10	0,003494	0,002817	0,002254
i-C5H12	0,001002	0,001024	0,000906
n-C5H12	0,000748	0,000792	0,000672
F45-80*	0,000536	0,000824	0,000739
F80-110*	0,000175	0,000474	0,000411
F110-150*	0,000016	0,000100	0,000078
F150-200*	0,000000	0,000004	0,000003
F200-300*	0,000000	0,000000	0,000000
F300-610*	0,000000	0,000000	0,000000
CH3OH	0,000108	0,000063	0,000030
H2S	0,000003	0,000003	0,000003
CH3SH	0,000001	0,000001	0,000001
COS	0,000001	0,000000	0,000000
C6H6	0,000006	0,000008	0,000010
C7H8	0,000003	0,000006	0,000010
(CH3) 2C6H4	0,000000	0,000000	0,000001
C8H10	0,000000	0,000000	0,000001
O2	0,000002	0,000002	0,000001
Операции:	Нормальная работа (1 линия отгрузка + 2 линии хранение)		

Наименование потока	Топливный газ
	RGCA
H2O	0,000000
H2	0,002226
He	0,002245
Ar	0,000000
N2	0,046232
CO2	0,000021
CH4	0,921897
C2H6	0,017337
C3H8	0,006224
i-C4H10	0,001325
n-C4H10	0,001477
i-C5H12	0,000409
n-C5H12	0,000305
F45-80*	0,000219
F80-110*	0,000071
F110-150*	0,000007
F150-200*	0,000000
F200-300*	0,000000
F300-610*	0,000000
CH3OH	0,000000
H2S	0,000001
CH3SH	0,000000
COS	0,000000
C6H6	0,000002
C7H8	0,000001
(CH3) 2C6H4	0,000000
C8H10	0,000000
O2	0,000000
Операции:	Неблагоприятный режим (1 линия неблагоприятный + 2 линии нормальный режим хранение)
	RGCA
H2O	0,000000
H2	0,001604
He	0,001613
Ar	0,000000
N2	0,031867
CO2	0,000198
CH4	0,922505

Наименование потока	Топливный газ
C2H6	0,026675
C3H8	0,009617
i-C4H10	0,002025
n-C4H10	0,002268
i-C5H12	0,000640
n-C5H12	0,000478
F45-80*	0,000343
F80-110*	0,000112
F110-150*	0,000010
F150-200*	0,000000
F200-300*	0,000000
F300-610*	0,000000
CH3OH	0,000037
H2S	0,000002
CH3SH	0,000001
COS	0,000000
C6H6	0,000004
C7H8	0,000002
(CH3) 2C6H4	0,000000
C8H10	0,000000
O2	0,000001

Число Воббе (высшее) при стандартных условиях – 11550,59 ккал/м³.

Температура точки росы по воде – минус 35°С.

Плотность при нормальных условиях 0,7677 кг/м³.

Молекулярная масса - 17,16.

Плотность рабочая - 27,3 кг/м³.

За стандартные условия приняты Р = 101,325 кПа (абс.); Т = 20 °С.

5 СВЕДЕНИЯ О ТИПЕ И КОЛИЧЕСТВЕ УСТАНОВОК, ПОТРЕБЛЯЮЩИХ ТОПЛИВО

Топливопотребляющим оборудованием Газотурбинной береговой электростанции завода СПГ и СГК на ОГТ (БЭС2) являются газотурбинные установки (ГТУ) мощностью на клеммах генератора каждой установки 24,1 МВт в количестве пять в каждом модуле максимальной степени заводской готовности в комплекте с вспомогательным оборудованием, системами и обвязкой Газотурбинных генераторов (далее модуль ГТГ). Планируется строительство 4 модулей ГТГ. Общая номинальная электрическая мощность Газотурбинной береговой электростанции завода СПГ и СГК на ОГТ составляет 482 МВт. Режим работы предприятия – базовый, непрерывный, 8760 часов в год.

Модуль ГТГ представляется собой полнокомплектное, полнофункциональное сооружение, включающее в себя пять энергетических газотурбинных установок мощностью на клеммах генератора каждой установки 24,1 МВт каждая комплектно со всем необходимым вспомогательным оборудованием, системами и обвязкой.

Давление газа перед модулем ГТГ составляет от 3,525 до 3,7 МПа (изб.).

Температура газа перед модулем ГТГ составляет плюс 30 ºС.

Газотурбинная установка поставляется комплектно с блоком регулирования топливного газа.

В состав блока регулирования топливного газа газотурбинной установки (комплектная поставка вместе с ГТУ) входят следующие агрегаты (см. приложение 2):

- ручной шаровой кран;
- отсечной клапан;
- фильтр;
- массовый расходомер;
- фильтр;
- клапан аварийного сброса;
- свечи безопасности;
- фильтр цепи зажигания;
- соленоидный клапан;
- местные и дистанционные средства измерения и контроля;
- клапаны регулирования давления и расхода;
- сопутствующие приборы, трубопроводы и т. д.

Максимальный часовой расход топливного газа на одну ГТУ составляет 5586 кг/ч при нагрузке ГТУ на 100 %.

Максимальный часовой расход топливного газа на один модуль, включающий пять ГТУ, составляет 27930 кг/ч при нагрузке ГТУ на 100 %.

Максимальный часовой расход топливного газа на первый этап, включающий четыре модуля, составляет 110000 кг/ч.

Топливопотребляющие установки поставляются с сертификатами соответствия требованиям действующих технических регламентов таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» и ТР ТС 020/2011

«Электромагнитная совместимость технических средств» на применение на опасных производственных объектах.

6 РАСЧЕТНЫЕ (ПРОЕКТНЫЕ) ДАННЫЕ О ПОТРЕБНОСТИ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА В ГАЗЕ – ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НЕПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Раздел не разрабатывается ввиду отсутствия объектов непроизводственного назначения.

7 ОПИСАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ УЧЁТА И КОНТРОЛЯ РАСХОДА ГАЗА И ПРОДУКЦИИ, ВЫРАБАТЫВАЕМОЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЗА, В ТОМ ЧИСЛЕ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Общий узел учета расхода газа на БЭС2 предусмотрен на территории завода СПГ в пункте подготовки топливного газа согласно Техническому заданию на проектирование. Технологический учет расхода газа на каждую ГТУ предусмотрен в блоке регулирования топливного газа, входящего в комплектную поставку ГТУ, в том числе схемы КИПиА и узлов учета.

В состав блока регулирования топливного газа газотурбинной установки (комплектная поставка вместе с ГТУ) входит (схема см. приложение 2):

− массовый расходомер.

Подробнее блок регулирования топливного газа описан в п. 19.1.

На входном газопроводе установлены датчики давления, а также контроль температуры газа, необходимой для подачи в ГТУ, который обеспечивается электрообогревом газопровода. Выполнена сигнализация по недопустимо низкой температуре газа. Также на входном газопроводе установлена пневмоприводная запорная арматура, управляемая по команде оператора при несоответствии максимальным и минимальным параметров давлений газа и для выполнения защитных функций при аварийных ситуациях.

Все параметры газа в наружном газопроводе передаются в ИСУБ, откуда производится и управление пневмоприводной арматурой. АРМ операторов ГТУ и ИСУБ располагаются в здании административного корпуса.

Технический учет электроэнергии собственных нужд потребителей 0,4 кВ осуществляется в КТП-0,4 кВ контейнерного типа, а также в модулях ГТГ. Однолинейные схемы всех потребителей 0,4 кВ представлены в томе «Система электроснабжения» Графическая часть № 653.144.ПТ-ИОС1.2.001-00.

8 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫХ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ

Проектом предусмотрена разработка системы управления газоснабжением, являющаяся составной частью общей системы ИСУБ (ICSS).

Перечень объектов, в которых размещаются элементы автоматизации:

− отключающая арматура с пневмоприводом;

− наружный газопровод с узлами фильтрации;

− внутренние газопроводы к ГТУ.

Локальные системы автоматизированного управления (САУ) поставляются в составе комплектной поставки ГТУ. Поставщики обеспечивают стыковку локальных САУ с ICSS по протоколу Modbus TCP/IP. Вывод всех данных с приборов сетей газоснабжения и ГТУ передаются по цифровому интерфейсу на локальную систему автоматизированного управления, далее в АК.

САУ представляет собой комплекс оборудования, собранного в едином шкафу и обеспечивающего функции электропитания, сбора и обработки данных, выдачу управляющих сигналов, передачи информации на верхний уровень ICSS.

Предусмотрена блокировка, исключающая возможность одновременного их включения.

ГТУ оснащена следующими технологическими защитами, действующими на отключение ГТ при:

− недопустимом понижении давления газа перед стопорным клапаном ГТ;

− погасании или невоспламенении факела любой из пламенных труб камеры сгорания;

− недопустимом изменении давления воздуха за компрессорами;

− возникновении помпажа компрессоров т.д.

При срабатывании защиты должны производиться одновременное закрытие стопорных клапанов, газопроводах подвода газа к турбине, открытие запорной арматуры на продувочных газопроводах и трубопроводах безопасности, открытие дренажных и антипомпажных клапанов, отключение генератора от сети и другие противоаварийные мероприятия, предусмотренные инструкцией по эксплуатации ГТУ.

ICSS выполняет следующие функции:

− регулирования технологических режимов;

− сбора данных;

− архивирования данных;

− хранения данных;

− дистанционного управления исполнительными механизмами;

− представления оперативной информации о состоянии оборудования и технологических процессов системы газоснабжения.

Задачи, выполняемые системой, реализуются программными и техническими средствами проектируемых систем автоматики.

Обеспечение надежности, безопасности и поддержание исправного состояния КИПиА выполнено в соответствии с СТО 70238424.27.100.037-2009 «Системы КИП и тепловой автоматики ТЭС организация эксплуатации и технического обслуживания нормы и требования» и ПУЭ.

9 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЁТА ИСПОЛЬЗУЕМОГО ГАЗА И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ТАКИХ ПРИБОРОВ

Узлы технологического учета газа также расположены в блоках регулирования топливного газа газотурбинных установок. Вся информация с приборов учета расхода газа в модулях турбин передается по физическим каналам связи в САУ ГТУ.

Подробнее места расположения устройств сбора и передачи данных описаны в томе 653.144.ПТ-ТХ2.001 (3040-P-SV-PDO-06.00.02.00.00-00) решения по автоматизации.

10 ОПИСАНИЕ СПОСОБОВ КОНТРОЛЯ ТЕМПЕРАТУРЫ И СОСТАВА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ГАЗА

Высота труб, через которые выбрасываются загрязняющие вещества в атмосферу, определяется согласно приказу от 06.06.2017 № 273 «Об утверждении методов расчетов рассеивания выбросов вредных веществ в атмосферном воздухе, для обеспечения предельно-допустимой концентрации валовых выбросов на местности».

Высота дымовых труб описаны в проектной документации 653.144.ПТ-ТХ2.001 (3040-P-SV-PDO-06.00.02.00.00-00) решения по автоматизации и 653.144.ПТ-ТХ1.1.001 (3040-P-SV-PDO-06.00.01.01.00-00) технологические решения.

Организация контроля температуры и состава продуктов сгорания на ГТУ предусматривается в соответствие с требованиями постановления правительства РФ от 13.03.2019 г. № 263 «О требованиях к автоматическим средствам измерения и учета показателей выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ, к техническим средствам фиксации и передачи информации о показателях выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ в государственный реестр объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду».

Учитывая письмо Минприроды № 12-47/17128 от 22.07.2018 в случае, если величина массового выброса вещества на источнике выбранного оборудования не превышает значений, указанных в п.8 Правил № 262, автоматический контроль выбросов такого вещества на данном источнике не требуется. Величины массовых выбросов веществ приведены в томе 653.144.ПТ-ООС2.001 (3040-P-SV-PDO-08.00.02.00.00-00) раздел 6.3. В связи с вышеперечисленным включать в программу производственного контроля для БЭС2 оснащение автоматическими средствами контроля не планируется.

11 ОПИСАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ОГРАЖДАЮЩИХ ПОВЕРХНОСТЕЙ АГРЕГАТОВ И ГАЗОПРОВОДОВ

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

Проект разработан на основании технического задания на проектирование и в соответствии с действующими нормативными документами:

– СП 131.13330.3012 Строительная климатология;

– Федеральный закон РФ №123-ФЗ от 22.07.2008 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности;

– ПРИКАЗ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 25 марта 2014 г. №116 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением»;

– СП 61.13330.2012 Актуализированная редакция «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов».

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

Для теплоизоляционной конструкции трубопроводов наружным диаметром от 10 до 159 мм, в качестве основного теплоизоляционного слоя, предусматриваются цилиндры теплоизоляционные из минеральной ваты по ТУ 5762-016-74182181-2014 с изм.1 кашированные алюминиевой фольгой, плотностью не меньше 120 кг/м^3 – это высокоэффективные, экологически чистые теплоизоляционные материалы, отвечающий требованиям пожарной, санитарно-эпидемиологической безопасности.

Для тепловой изоляции трубопроводов наружным диаметром от 159 мм, в качестве основного теплоизоляционного слоя, применяются маты прошивные из минеральной ваты кашированные алюминиевой фольгой с покрытием сеткой из стальной оцинкованной проволоки по ТУ 5762-006-74182181-2014, плотностью не меньше 100 кг/м^3 – это высокоэффективный экологически чистый теплоизоляционный материал, отвечающий требованиям пожарной, санитарно-эпидемиологической безопасности.

Для тепловой изоляции арматуры, люков и фланцевых соединений, участков трубопроводов, требующих в процессе эксплуатации периодического контроля, маты применяются в виде съемных конструкций. В качестве покровного слоя используется сплав алюминия марки АД1Н согласно ГОСТ 21631-76. Крепление покровного слоя осуществляется посредством винтового, заклёпочного соединения из соответствующего материала. Проектом предусмотрена окраска опознавательных колец по поверхности покровного слоя согласно ГОСТ 14.202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

12 ПЕРЕЧЕНЬ СООРУЖЕНИЙ РЕЗЕРВНОГО ТОПЛИВНОГО ХОЗЯЙСТВА

Резервное топливо не предусмотрено.

В качестве аварийного топлива использовать дизельное топливо. Подача аварийного дизельного топлива осуществляется для обеспечения работы Аварийных Дизель Генераторов БЭС2 от Завода по производству, хранению, отгрузке сжиженного природного газа и стабильного газового конденсата на основаниях гравитационного типа.

13 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА МАРШРУТА ПРОХОЖДЕНИЯ ГАЗОПРОВОДА И ГРАНИЦ ОХРАННОЙ ЗОНЫ ПРИСОЕДИНЯЕМОГО ГАЗОПРОВОДА

Выбор прохождения маршрута газопровода по территории площадки электростанции от границы площадки до главного корпуса выполнен из условий обеспечения экономичного строительства, надежной и безопасной эксплуатации газопроводов с учетом требований НТД. На внутриплощадочных газопроводах электростанции охранная зона газопроводов не регламентируется.

Газопроводы прокладываются по вновь проектируемым высоким эстакадам совместно с технологическими трубопроводами и кабельными коробами. При пересечении внутриплощадочных проездов эстакадами, последние прокладываются на высоте не менее 6 м от покрытия проезжей части. Нормативные расстояния между зданиями и сооружениями, принятые в проекте, описаны в 653.144.ПТ-ПЗУ.001 (3040-P-SV-PDO-02.00.00.00.00-00) Схема планировочной организации земельного участка.

Компенсация температурных удлинений всех трубопроводов осуществляется за счет естественных углов поворотов (самокомпенсация) и П-образных компенсаторов.

14 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ УСТРОЙСТВА ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ СТАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ОТ КОРРОЗИИ

Так как газопроводы прокладываются надземно, на высоких опорах, отсутствуют факторы определяющие электрохимическую коррозию и соответственно меры по защите от электрохимической коррозии не требуются. Проектирование наружных покрытий газопроводов выполнено в соответствии с действующими нормативными документами:

– ГОСТ 9.032-74 «Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Классификация и обозначения»;

– ГОСТ 9.402-2004 «Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию»;

– ГОСТ 12.3.016-87 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности»;

– ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки»;

– СП 28.13330.2012 «Защита строительных конструкций от коррозии».

В соответствии с 3000-D-EC-000-MP-SPE-0020-00 «Общие технические требования на проектирование наружных покрытий» приложение А надземные газопроводы окрашены двумя слоями фенолэпоксидной смолой толщиной одного слоя - 100 мкм, предназначенных для наружных работ, при расчетной температуре наружного воздуха в районе строительства. Общие требования к покраске, подготовка поверхности к окрашиванию и нанесение лакокрасочных покрытий проводиться в соответствии с

3000-D-EC-000-MP-SPE-0020-00 «Общие технические требования на проектирование наружных покрытий». Окраска выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ 14202-69.

15 СВЕДЕНИЯ О СРЕДСТВАХ ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ, ОБЪЕКТОВ ИХ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ И ЭЛЕКТРОПРИВОДА

Контроль и управление тепломеханическим и электрическим оборудованием организуется дистанционно из центральной операторной завода.

Для обеспечения экстренного останова оборудования, в случае отказов и сбоев программного обеспечения систем верхнего уровня предусмотрены посты аварийного управления оборудованием ПАЗ (аварийное отключение), FDS (обнаружение пожара).

Шкафы ввода/вывода и коммутационное оборудование располагаются в модулях, поставляемых отдельно на каждом этапе строительства в максимальной заводской готовности.

Контроль и управление инженерными системами отопления, вентиляции и кондиционирования (ОВиК) осуществляется от местных шкафов, и от АРМ ICSS. От АРМ ICSS так же осуществляется контроль и управления системой автоматического пожаротушения ИБК.

Локальные шкафы управления вспомогательных систем поставляются и располагаются комплектно в непосредственной близости с оборудованием вспомогательных систем.

Управление оборудованием осуществляется с помощью операторских станций посредством дисплеев, клавиатуры и манипуляторов «мышь» (АРМы). Все основные операции по управлению оборудованием станции выполняются автоматически. Оператору представляется полная информация о ходе технологического процесса и состоянии оборудования в наиболее удобной форме, в том числе, по состоянию систем контроля и управления.

Технологическое оборудование оснащается КИПиА, исполнительными механизмами (ИМ) в объеме, необходимом для контроля, сигнализации, защит и блокировок, регулирования и автоматического управления оборудованием. Контроль всех параметров осуществляется по физическим каналам связи с выходными сигналами 4-20 мА (давление, перепад давления, уровень, расход), Pt 100 (температура) по 4-х проводной линии связи, термопары ТХК.

Все средства измерения, включая измерительные модули ПТК внесены в Государственный реестр СИ как тип средств измерений и имеют действующие свидетельства об утверждении типа СИ на момент проектирования. Требования к точности каналов измерения технологических параметров соответствуют РД 34.11.321-96 «Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций».

Все электрические полевые приборы, контрольно-измерительные приборы и их установка как во взрывоопасных, так и в невзрывоопасных зонах сертифицированы как минимум для зоны 1 по газу, группы IIB и температуры T3 и имеют сертификат ТР ТС 012/2011.

Для приборов, расположенных внутри помещений в невзрывоопасной и нетехнологической зоне, сертификация не требуется, за исключением детекторов газа.

Приборы, расположенные в аккумуляторных, сертифицированы для зоны 1, газовой группы IIC или IIB+H2, температуры T3 как минимум.

Все электрические приборы соответствуют классификации электрических зон, в которых они установлены, и требованиям IEC 60079 и IEC 80079.

Все полевые приборы, установленные снаружи или внутри, имеют класс пылевлагозащиты не менее IP65.

Для шкафов внутри помещений, применена пылевлагозащита не менее IP42.

Минимальная степень защиты распределительных коробок (содержащих только клеммы) составляет IP 65.

Потребителями первой особой категории надежности электроснабжения являются оборудование аварийного освещения, РЗА, КИП, связи и автоматизации. Надежность электроснабжения данных систем обеспечивается применением 3-его источника питания (ИБП переменного или постоянного тока). В состав ИБП входят выпрямительные устройства, АБ, Инвертор, разделительные трансформаторы.

16 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

Для безопасной работы газотурбинных установок приняты следующие технические решения:

– транспорт газа осуществляется по трубопроводам (герметичность);

– повышенное давление испытания газопроводов;

– соединение трубопроводов производится сваркой, за исключением фланцевого присоединения арматуры и оборудования;

– система неразрушающего контроля газопроводов;

– расположение проектируемых сооружений и газопровода с учетом требований действующих норм и правил;

– обязательный контроль за качеством выполнения строительно-монтажных работ;

– отключение газопровода в аварийных ситуациях с помощью пневмоприводной запорной арматуры с операторной;

– защита газопроводов от атмосферной коррозии.

Газотурбинные установки оснащены системой автоматики безопасности, средствами контроля, сигнализации и управления технологическими параметрами, предохранительными устройствами. Необходимый уровень конструктивной надежности трубопровода газа обеспечивается выбором материала и толщины стенки трубопровода с учетом параметров газа и климатических характеристик района строительства. Трубы на заводах-изготовителях подвергаются испытаниям. Арматура, устанавливаемая на газопроводах, имеет класс герметичности «А».

В зданиях и на открытых площадках фильтров газа установлены системы непрерывного контроля наличия газа.

Система автоматического контроля загазованности и обнаружения пожара передает сигналы "Пожар" и "Загазованность" в систему СОПГ для инициализации соответствующих алгоритмов останова.

Отработку алгоритмов останова по пожару или загазованности выполняет система ПАЗ.

На открытых площадках предусмотрены два порога контроля загазованности (ДВК):

– при достижении порога загазованности 20 % от НКПР предусмотрено срабатывание предупредительной сигнализации;

– при достижении порога загазованности 50 % от НКПР предусмотрено срабатывание аварийной сигнализации, передача сигнала "Загазованность" в систему ПАЗ для инициализации алгоритма останова.

Для помещений предусмотрен порог контроля загазованности (ДВК):

- при достижении порога загазованности 5 % от НКПР предусмотрено срабатывание аварийной сигнализации, передача сигнала "загазованность" в систему ПАЗ для инициализации алгоритма останова.

Подтвержденный сигнал обнаружения пожара приведет к автоматическому срабатыванию системы аварийного останова ПАЗ в соответствующей технологическую установке/технологическом блоке.

ПАЗ для установок может также инициироваться с помощью органов ручного управления из операторной (кнопки управления). Решение оператора об аварийном останове отдельной установки будет основано на различных сигналах, полученных в операторной, включая сигнализации нештатных рабочих условий (ручные пожарные извещатели, видеонаблюдение) и сообщения от операторов на площадке.

Останов ПАЗ автоматически инициирует остановы более низких уровней данной установки/технологического блока (останов ПАЗ /СОТП).

Газопроводы имеют систему продувочных трубопроводов с отключающими устройствами и штуцерами для отбора проб, устанавливаемых в конечных точках продуваемых участков. Система должна позволять последовательно заполнять газом или освобождать от газа трубопроводы и оборудование.

В проекте для газопроводов применяются хомутовые опоры.

Телефонная связь, внутрикорпоративная спутниковая связь, радиосвязь, мобильная связь находятся в режиме постоянного функционирования.

Локальная система оповещения (звуковые сирены и пожарные извещатели) находятся в режиме постоянной готовности.

Кроме того, Организация - собственник (эксплуатирующая организация) разрабатывает и утверждает инструкции по безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов, по производству ремонтных работ, по взрывопожарной безопасности и промсанитарии, в которых отражаются следующие вопросы:

− оперативные схемы трубопроводов (схемы и инструкции должны быть вывешены на рабочих местах обслуживающего персонала и выданы на руки под расписку);

− периодичность осмотров состояния предохранительных устройств, установок и коммуникаций, работающих под давлением;

− заземление оборудования и инженерных коммуникаций;

− устройство вентиляции, обеспечивающей нормальные условия для обслуживающего персонала.

До пуска в эксплуатацию должен быть обучен и аттестован дежурный персонал.

Все запорные и запорно-регулирующие органы должны иметь указатель «открыто-закрыто» и ограничители поворота.

17 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОЗДАНИЮ АВРИЙНОЙ СПАСАТЕЛЬНОЙ СЛУЖБЫ И МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Аварийно-спасательная служба предусмотрена в составе Аварийно-спасательного центра на расстоянии 2,16 км от Завода СПГ и обеспечивает готовность ОПО к локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации последствий в случае их возникновения посредством осуществления следующих мероприятий:

– создает аварийно-спасательную службу или привлекает на условиях договоров соответствующие специализированные службы;

– осуществляет разработку планов локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации их последствий;

– создает инженерные системы контроля и предупреждения возникновения потенциальных аварий, катастроф, системы оповещения, связи и защиты;

– создает запасы материально-технических и иных средств;

– осуществляет подготовку работников опасного объекта к действиям по локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации их последствий.

Перечень мероприятий по обеспечению готовности опасного объекта к локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации их последствий разрабатывается организацией - собственником газопровода и согласуется с территориальным подразделением федерального органа исполнительной власти, специально уполномоченного в области промышленной безопасности.

Кроме того, организация, эксплуатирующая ОПО, должна:

– организовывать и осуществлять производственный контроль над соблюдением требований промышленной безопасности;

– иметь резервы финансовых средств и материальных ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий;

– создавать и поддерживать в надлежащем состоянии системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии.

В проектной документации не предусматривается дополнительных мероприятий по созданию аварийно-спасательной службы и охране систем газоснабжения, так как данная служба и система охраны предусмотрена в целом для энергоцентра.

Основная задача по охране проектируемой системы газоснабжения электростанции решена путем расположения устанавливаемого оборудования и прокладываемых трасс газопроводов непосредственно внутри территории энергоцентра.

18 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО СИСТЕМЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Система газоснабжения БЭС2 выполняется согласно действующим нормативным документам, а также требованиям производителя газопотребляющего оборудования.

Принципиальная схема газоснабжения БЭС2 представлена на чертеже

653.144.ПТ-ИОС6.001-03.

Топливный газ поставляемый от завода СПГ подводится на территорию БЭС2 по одному газопроводу. Давление газа в подводящих газопроводах (изб.): Рраб. 3,633…3,78 МПа.

На вводной линии газопровода на площадку устанавливается изолирующее устройство, которое предназначено для электрического разделения участков наружных трубопроводов (защиты трубопроводов от электрохимической коррозии, блуждающих и иных видов токов). Изолирующее устройство представляет собой фланцевое соединение, между которым установлена прокладка из изолирующего материала. После изолирующего устройства предусматривается установка ручной запорной арматуры с линией набора давления через регулирующий клапан (вентиль), запорной арматуры с пневмоприводом, управляемой по команде оператора, поворотной заглушки, штуцера для подвода продувочного агента.

Прокладка трубопроводов топливного газа предусмотрена на совмещенной эстакаде под кабельным ярусом с учетом требований ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные» п. 10.1.11 и Правилами устройства электроустановок (издание 7) п. 7.3.121. С целью защиты противопожарного водопровода в соответствии со специальными техническими условиями на проектирование и строительство в части обеспечения пожарной безопасности объекта (СТУ), предусматривается устройство противопожарного экрана в местах разъемных соединений трубопроводов топливного газа, с пределом огнестойкости не менее EI60. Также прокладка трубопроводов топливного газа соответствует требованиям п. 6.5.59 СП 4.13.130.2013 «Ограничение распространения пожара на объектах защиты» обеспечение расстояния от трубопроводов с ГГ и ЛВЖ до кабельных конструкций не менее 3 м.

На эстакаде предусмотрена секционирующая арматура между парами модулей ГТГ: 2-PGM-001, 2-PGM-002 и 2-PGM-003, 2-PGM-004 в соответствии с графиком поставки оборудования и осуществления пуско-наладочных работ попарных модулей ГТГ. Предусмотренная секционирующая арматура, включает в себя двойную запорно-дренажную арматуру с линией набора давления и поворотную заглушку для обеспечения наиболее надежного уровня отсечения арматурой.

На линиях подвода топливного газа к каждому модулю предусмотрен отсечной клапан с пневмоприводом и узел фильтрации (1 рабочий, 1 резервный). Узел фильтрации расположен на открытой площадке перед каждым модулем ГТГ в соответствии с техническим заданием на проектирование. Предусмотрена тепловая изоляция и электрообогрев газовых фильтров. Расположение узлов фильтрации показано на чертеже 653.144.ПТ-ИОС6.001-09. Схема узла фильтрации отображена на схеме газоснабжения 653.144.ПТ-ИОС6.001-03. На линиях газопровода перед фильтрами установлена двойная запорно-дренажная арматура с линией набора давления и поворотная заглушка, а также подвод продувочного агента. На выходной линии после фильтров установлена продувочная свеча, затем поворотная заглушка и двойная запорно-дренажная арматура. Материал трубопроводов после фильтров – коррозионностойкая сталь, выбран с соответствие с требованиями ГТУ (материал вводного газопровода), требованиями приказа от 15 декабря 2020 года № 531 об

утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» п.87 и требованиями РД 153-34.1-30.106-00 «Правила технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций» п. 2.1.3.24 Газопроводы от фильтров, установленных на газопроводе до газогорелочных устройств ГТ, следует предусматривать из коррозионностойкой стали.

Отсечной клапан перед блоком фильтров установлен для отключения подачи газа в модуль ГТГ.

Подключение к модулю ГТГ выполнено фланцевым соединением вне границ модуля. Решения по внутреннему газоснабжению модуля ГТГ описаны в п. 19.1.

Диаметры внутриплощадочных газопроводов определены исходя из максимальной скорости газа с учетом рисков избыточного уровня шума. А также в соответствии с табл.3.

Где V – скорость газа в трубопроводе, м/с;

ρ - плотность газа, кг/м³.

Таблица 3 - Критерии определения параметров трубопроводов

Назначение	Давление, (кПа изб.)	Макс. ρV^2, Па
Газы	P≤2000	6000
	2000<P≤5000	7500
	5000<P≤8000	10000
	8000<P≤12000	15000
	P>12000	20000

Общая протяженность газопровода.

Общий коллектор:

Ду 400 – 560 м;

Подвод газа к модулю:

Ду 200 – 80 м (4 шт);

Общая протяженность газопровода –700 м.

Наибольшая протяженность отключаемого/перекрываемого участка газопровода:

Ду 400 (Ø 426х12) – 460 м;

Способ отключение – автоматический.

Расчетное время отключения – 24 с.

Категория наружных и внутренних газопроводов определяется в соответствии ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Все газопроводы снабжены системой продувочных трубопроводов с двумя запорными арматурами, устройством для отбора проб с запорной арматурой и резьбовой

заглушкой, а также штуцерами для подвода продувочного агента с запорной арматурой и резьбовой заглушкой.

Взрывоопасные зоны внутри и вне помещений определяются в соответствии с ПУЭ.

Сброс газа осуществляется в атмосферу через продувочные газопроводы. Оголовки продувочных и сбросных газопроводов выведены на отметки по вертикали в соответствии с требованиями РД 153-34.1-30.106-00 «Правила технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций» не менее чем на 2,5 м выше здания модуля ГТГ, но не менее 6 м от земли.

Сбросной трубопровод располагается со стороны здания модуля ГТГ, противоположной воздухозабору. Расстояние от оголовка до мест забора воздуха приточной вентиляции не менее 10 м по горизонтали и 6 м по вертикали.

Устройство оголовка сбросного трубопровода исключает рассеивание газа ниже плоскости его размещения и попадание в него атмосферных осадков.

Все используемое газовое оборудование имеет Сертификаты соответствия требованиям технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» и требованиям технического регламента Таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств» на применение на опасных производственных объектах.

19 ВНУТРЕННЕЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ И КОНТРОЛЬ ЗАГАЗОВАННОСТИ

Подключение к модулю ГТГ выполнено фланцевым соединением вне границ модуля. На коллекторе трубопровода подвода топливного газа к модулю ГТГ установлена ручная запорная арматура с линией набора давления через регулирующий клапан (вентиль), ручная запорная арматура с поворотной заглушкой. Далее по потоку установлена свеча безопасности с отсечным клапаном и продувочная свеча. В соответствии с чертежом 653.144.ПТ-ИОС6.001-09 от коллектора трубопровода топливного газа модуля, расположенного под рамой модуля (вне помещения модуля), газ подается пятью трубопроводами на пять турбин до стыковки с блоком регулирования топливного газа ГТУ, входящий в комплект поставки ГТУ см. приложение 2, который располагается в модуле. На каждом трубопроводе предусмотрен подвод продувочного агента. Трубопроводы топливного газа выполнены из коррозионностойкой стали.

Газопроводы при прокладке через стены должны выполняться в стальных футлярах. Внутренний диаметр футляра должен быть не менее чем на 100 мм больше диаметра газопровода. Зазоры между газопроводом и футляром должны уплотняться просмоленной паклей и заполняться битумом.

Давление газа перед модулем ГТГ составляет от 3,525 до 3,7 МПа (изб.).

Температура газа перед модулем ГТГ составляет плюс 30 ºС.

Система газового обеспечения энергоагрегата предназначена для очистки топливного газа и подачи его в систему топливопитания двигателя при запуске, на установившихся режимах и отсечки подачи газа при останове ГТУ.

В состав блока регулирования топливного газа газотурбинной установки (комплектная поставка вместе с ГТУ) входят следующие агрегаты (схема см. приложение 2):

- ручной шаровой кран;
- отсечной клапан;
- фильтр;
- массовый расходомер;
- фильтр;
- клапан аварийного сброса;
- свечи безопасности;
- фильтр цепи зажигания;
- соленоидный клапан;
- местные и дистанционные средства измерения и контроля;
- клапаны регулирования давления и расхода;
- сопутствующие приборы, трубопроводы и т. д.

Отсечной клапан свечи безопасности приводиться в действие пневматическим приводом.

Клапан регулирования давления предусмотрен для стабилизации давления газа на входе в ГТУ, без превышения допустимого диапазона давления, для управления расходом топливного газа и диапазоном мощности ГТУ.

Все трубопроводы и фитинги от выхода газового фильтра до входа газовой турбины из нержавеющей стали.

В модуле регулирования топливного газа установлен массовый расходомер. Когда ГТУ работает в диапазоне мощности от 20 % до 100 %, погрешность расчета расхода газа ограничивается ± 0,5 %.

Сброс газа осуществляется в атмосферу через продувочные газопроводы. Оголовки продувочных и сбросных газопроводов выведены на отметки по вертикали в соответствии с требованиями РД 153-34.1-30.106-00 «Правила технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций» не менее чем на 2,5 м выше здания модуля ГТГ, но не менее 6 м от земли.

Сбросной трубопровод располагается со стороны здания модуля ГТГ, противоположной воздухозабору. Расстояние от оголовка до мест забора воздуха приточной вентиляции не менее 10 м по горизонтали и 6 м по вертикали.

Устройство оголовка сбросного трубопровода исключает рассеивание газа ниже плоскости его размещения и попадание в него атмосферных осадков. Вся система внутреннего газоснабжения должны быть испытана на герметичность и прочность продувочным агентом (азотом) в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» испытания проводить давлением 1,1 Расч. Перед испытанием на герметичность и прочность внутренняя полость газопровода должна быть очищена в соответствии с проектом производства работ. Пневматические испытания провести в соответствии с РД 26-12-29-88 «Правила проведения пневматических испытаний изделий на прочность и герметичность».

Контроль загазованности описан в разделе 16.

20 ТРУБОПРОВОДЫ И АРМАТУРА

20.1 Трубопроводы

В системах газоснабжения должны применяться стальные бесшовные и электросварные прямошовные трубы, изготовленные из спокойных углеродистых и низколегированных сталей. Марка стали выбирается в зависимости от рабочих параметров транспортируемого газа и расчетной температуры наружного воздуха в районе строительства. Срок службы газопроводов не менее 25 лет.

В соответствии с 3000-D-EC-000-MP-SPE-1020-00 «Общие технические требования. Классы трубопроводов» применяемые трубопроводы:

Трубопроводов из углеродистых сталей в соответствии с параметрами выбирается по действующим нормативным документам - ГОСТ 31447-2012, ГОСТ 8732/ГОСТ 8734, ГОСТ 19281:

- бесшовные трубопроводы диаметром 426х12, 219х7, 57х3 из стали 09Г2С класс прочности К48 по техническим условиям ГОСТ 8731-87;

- бесшовные трубопроводы диаметром 25х2,5 из стали В10Г2 по техническим условиям ГОСТ 8733-74*.

Сортамент бесшовных и электросварных трубопроводов из коррозионно-стойких сталей в соответствии с параметрами выбирается по действующим нормативным документам - ASME B31.3-2002 Сборник правил ASME для трубопроводов, работающих под давлением.

Трубопроводы диаметром 219,1х9,53 (Ду200) из стали по ASME B36.19/B36.10, ASTM A358 Мрк.Ст.TP304/304L Кл. 1.

Трубопроводы диаметром 60,3х3,91 (Ду50) из стали по ASME B36.19/B36.10, ASTM A312 Мрк.Ст.TP304/304L.

Трубопроводы диаметром 33,4х3,38 (Ду25) из стали по ASME B36.19/B36.10, ASTM A312 Мрк.Ст.TP304/304L.

Материал трубопроводов после фильтров выбран с соответствие с требованиями ГТУ (материал вводного газопровода), требованиями приказа от 15 декабря 2020 года № 531 об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» п. 87 и требованиями РД 153-34.1-30.106-00 «Правила технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций» п. 2.1.3.24 Газопроводы от фильтров, установленных на газопроводе до газогорелочных устройств ГТ, следует предусматривать из коррозионностойкой стали.

Принципы выбора материалов основаны на условиях технологического процесса, указанных на технологических схемах с учетом расчетного давления и расчетной температуры транспортируемой среды, свойств транспортируемой среды (агрессивность, взрыво- и пожароопасность, вредность и т.п.); свойств материалов и изделий (прочность, хладостойкость, стойкость против коррозии, свариваемость и т.п.); отрицательной температуры окружающего воздуха для трубопроводов в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Категория наружных и внутренних газопроводов определяется в соответствии с ГОСТ 32569 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Сброс газа осуществляется в атмосферу через продувочные газопроводы. Оголовки продувочных и сбросных газопроводов выведены на отметки по вертикали в соответствии с требованиями РД 153-34.1-30.106-00 «Правила технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций» не менее чем на 2,5 м выше здания модуля ГТГ, но не менее 6 м от земли.

Сбросной трубопровод располагается со стороны здания модуля ГТГ, противоположной воздухозабору. Расстояние от оголовка до мест забора воздуха приточной вентиляции не менее 10 м по горизонтали и 6 м по вертикали.

Устройство оголовка сбросного трубопровода исключает рассеивание газа ниже плоскости его размещения и попадание в него атмосферных осадков.

Контроль поперечных сварных соединений неразрушающими методами в объеме 100 % в соответствии с требованиями РД 153-34.1-30.106-00 «Правила технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций».

Уклон газопроводов принимается по уклону эстакады, но не менее 0,002 по направлению потока газа, и 0,003 против потока газа.

Газопроводы должны быть испытаны на герметичность и прочность продувочным агентом (азотом) в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» испытания проводить давлением 1,1 Ррасч. Перед испытанием на герметичность и прочность внутренняя полость газопровода должна быть очищена в соответствии с проектом производства работ. Пневматические испытания провести в соответствии с РД 26-12-29-88 «Правила проведения пневматических испытаний изделий на прочность и герметичность».

Трубы должны иметь сварное соединение, равнопрочное основному металлу трубы.

Поставка труб заводом-изготовителем производится с обязательным выполнением следующих требований:

− трубы должны поставляться с гарантией по химическому составу и механическим свойствам и сертификатом установленной формы;

− трубы должны быть испытаны гидравлическим давлением или иметь запись о том, что они выдержат испытательное давление, соответствующее требованиям стандартов и ТУ на трубы.

Все материалы, применяемые в системе газового хозяйства, в том числе и иностранного производства, имеют Сертификат соответствия Таможенного союза и Декларации о соответствии Таможенного союза на применение их на опасных производственных объектах или прошли экспертизу промышленной безопасности в соответствии со ст. 7 ФЗ № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»: «Если Техническим регламентом не установлена иная форма оценки соответствия технического устройства, применяемого на опасном производственном объекте, обязательным требованиям к такому техническому устройству, оно подлежит экспертизе промышленной безопасности до начала применения на опасном производственном объекте». Детали трубопроводов,

примененные в проекте, приняты заводского изготовления. Все соединительные детали должны быть термообработаны в заводских условиях и соответствовать давлению применения, в соответствии с рабочими параметрами и категорией газопровода.

Фасонные детали трубопроводов использовать со 100 % контролем заводских сварных швов. Сварное соединение должно быть равнопрочно основному металлу.

Надземные наружные и внутренние газопроводы покрываются грунтовкой и эмалью в два слоя.

20.2 Трубопроводная арматура

Запорная трубопроводная арматура выбирается на максимальные параметры среды в газопроводах или принимается с учетом параметров и характеристик газопотребляющего оборудования.

Ручная запорная арматура Ду 400 применяется с ручным управлением через редуктор.

Все оборудование и арматура, применяемые в системе газового хозяйства, имеют Сертификат соответствия Таможенного союза и Декларации о соответствии Таможенного союза на применение их на опасных производственных объектах.

Конструкция запорной арматуры обеспечивает герметичность, соответствующую классу «А» по ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов». Применяется только стальная арматура, с ручным или пневмоприводом по назначению. Запорная арматура соответствует климатическим условиям и применяется приварная арматура. Фланцевые соединения применяются в местах подсоединения трубопроводов к оборудованию, а также в местах установки арматуры и на тех участках, где по условиям технологии требуется периодическая разборка для проведения чистки и ремонта трубопроводов.

Фланцевые соединения размещаются в местах, открытых и доступных для визуального наблюдения, обслуживания, разборки, ремонта и монтажа. Не допускается применение фланцевых соединений с гладкой уплотняющей поверхностью. Для удобства установки заглушек на газопроводах предусматриваются фланцевые соединения для установки поворотной или листовой заглушки с приспособлением для разжима фланцев и токопроводящей перемычкой.

21 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СОБЛЮДЕНИЯ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА, ВКЛЮЧАЮЩИХ: ТРЕБОВАНИЯ К ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИМ РЕШЕНИЯМ, ВЛИЯЮЩИМ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ; ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ И СИСТЕМАМ, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ ИСКЛЮЧИТЬ НЕРАЦИОНАЛЬНЫЙ РАСХОД ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ; ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ С ЦЕЛЬЮ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ; ТРЕБОВАНИЯ ОСНАЩЕННОСТИ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности представлены в следующих документах 653.144.ПТ-АР2.001 (3040-P-SV-PDO-03.00.02.00.00-00) Объемно-планировочные решения, 653.144.ПТ-ИОС4 (3040-P-SV-PDO-05.04.00.00.00-00) Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети, 653.144.ПТ-ИОС1.1.001 (3040-P-SV-PDO-05.01.01.00.00-00) Система электроснабжения, 653.144.ПТ-ИОС2.001 (3040-P-SV-PDO-05.02.00.00.00-00) Система водоснабжения.

22 СВЕДЕНИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА, В ТОМ ЧИСЛЕ О ПОКАЗАТЕЛЯХ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ ГОДОВУЮ УДЕЛЬНУЮ ВЕЛИЧИНУ РАСХОДА ТОПЛИВА В ОБЪЕКТЕ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

Сведения о показателях энергетической эффективности объекта капитального строительства, в том числе о показателях, характеризующих годовую удельную величину расхода топлива в объекте капитального строительства представлен в документах 653.144.ПТ-ИОС4 (3040-P-SV-PDO-05.04.00.00.00-00) Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети, 653.144.ПТ-ИОС1.1.001 (3040-P-SV-PDO-05.01.01.00.00-00) Система электроснабжения, 653.144.ПТ-ИОС2.001 (3040-P-SV-PDO-05.02.00.00.00-00) Система водоснабжения.

Согласно техническому заданию на проектирование продолжительность работы БЭС2 режим работы предприятия – базовый, непрерывный, 8760 часов в год. Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии – в соответствии с характеристиками генерирующего оборудования, заявленными его производителем.

Максимальный часовой расход топливного газа, включающий четыре модуля, составляет 110000 кг/ч.

23 СВЕДЕНИЯ О НОРМИРУЕМЫХ ПОКАЗАТЕЛЯХ УДЕЛЬНЫХ ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ТОПЛИВА И МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЕЛИЧИНАХ ОТКЛОНЕНИЙ ОТ ТАКИХ НОРМИРУЕМЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ (ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРЕЖЕНИЙ, НА КОТОРЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕ РАСПРОСТРАНЯЮТСЯ)

Данный раздел не разрабатывается

24 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УЧЕТУ И КОНТРОЛЮ РАСХОДОВАНИЯ ИСПОЛЬЗУЕМОГО ТОПЛИВА

Общий узел учета расхода газа на БЭС2 предусмотрен на территории завода СПГ в пункте подготовки топливного газа согласно Техническому заданию на проектирование. Технологический учет расхода газа на каждую ГТУ предусмотрен в блоке регулирования топливного газа, входящего в комплектную поставку ГТУ, в том числе схемы КИПиА и узлов учета.

В состав блока регулирования топливного газа газотурбинной установки (комплектная поставка вместе с ГТУ) входит (схема см. приложение 2):

- массовый расходомер.

Подробнее блок регулирования топливного газа описан в п. 19.1.

25 СПЕЦИФИКАЦИЯ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО К ПРИМЕНЕНИЮ ОБОРУДОВАНИЯ, ИЗДЕЛИЙ, МАТЕРИАЛОВ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ИСКЛЮЧИТЬ НЕРАЦИОНАЛЬНЫЙ РАСХОД ТОПЛИВА, В ТОМ ЧИСЛЕ ОСНОВНЫЕ ИХ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Материалы, применяемые в качестве трубопроводов топливного газа, описаны в п.20.1 соответствуют 3000-D-EC-000-MP-SPE-1020-00 «Общие технические требования. Классы трубопроводов».

Диаметры внутриплощадочных газопроводов определены исходя из максимальной скорости газа с учетом рисков избыточного уровня шума.

Запорная трубопроводная арматура выбирается на максимальные параметры среды в газопроводах или принимается с учетом параметров и характеристик газопотребляющего оборудования. Подробнее описано в п. 20.2.

Все оборудование и арматура, применяемые в системе газового хозяйства, имеют Сертификат соответствия Таможенного союза и Декларации о соответствии Таможенного союза на применение их на опасных производственных объектах.

Конструкция запорной арматуры обеспечивает герметичность, соответствующую классу «А» по ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ICSS – Integrated Control & Safety System (Интегрированная Система Управления и Безопасности);

PIMS - Plant Information Management System (Система управления информацией завода);

АВР – автоматический ввод резерва;

АК - административный корпус;

БЭС2 – береговая электростанция;

ГГ – горючий газ;

ГТГ - газотурбинный генератор;

ГТУ – газотурбинная установка;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

НКПРП - нижний концентрационный предел распространения пламени;

НТД – нормативно-техническая документация;

ОГТ - основания гравитационного типа;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

САУ – система автоматизированного управления;

СОТП – система останова технологического процесса;

СПГ - сжиженный природный газ;

СГК - стабильный газовый конденсата;

ТУ – технические условия;

ЛВЖ - легковоспламеняющаяся жидкость.

ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

– Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 г. № 87 «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

– ГОСТ Р 21.101-2020 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации»;

– РД 153-34.1-30.106-00 «Правила технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций»;

– СП 90.13330.2012 «Электростанции тепловые. Актуализированная редакция СНиП II-58-75»;

– СТО 70238424.27.100.020-2008 «Газовое хозяйство ТЭС. Условия создания. Нормы и требования»;

– СП 4.13130.2013 «Ограничение распространения пожара на объектах защиты»;

– ГОСТ Р 55393-2012 «Электростанции газотурбинные Требования безопасности»;

– СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб»;

– СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб»;

– ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;

– ПУЭ издание 7 «Правила устройства электроустановок»;

– Постановление правительства РФ от 29.10.2010 № 870 «Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления»;

– Приказ от 15 декабря 2020 года № 531 об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления»;

– СТО 70238424.27.100.037-2009 «Системы КИП и тепловой автоматики ТЭС организация эксплуатации и технического обслуживания нормы и требования»;

– РД 26-12-29-88 «Правила проведения пневматических испытаний изделий на прочность и герметичность».

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Выполненный раздел	Отдел, должность, И.О. Фамилия	Подпись Дата
653.144.ПТ-ИОС6.001 (3040-P-SV-PDO-05.06.00.00.00-00)	Тепломеханический отдел, руководитель группы, А.А. Яковлева	

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 - ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ПОДКЛЮЧЕНИЕ К СЕТЯМ

АРКТИК СПГ 2

Общество с ограниченной ответственностью «Арктик СПГ 2»
мкр. Славянский, д. 9, кабинет 117, г. Новый Уренгой, Ямало-Ненецкий автономный округ, Россия, 629309.
Филиал в Москве: Ленинский пр-т, д. 90/2, г. Москва, Россия, 119313.
Для корреспонденции: ул. Академика Пилюгина, д. 22, г. Москва, Россия, 117393.
Т: +7 (495) 720-50-53 E: arcticspg@arcticspg.ru

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора по производству – директор завода СПГ ООО «Арктик СПГ 2»

_____ Т.Р. Даутов

25 июля 2023 г.

Технические Условия
№ 050 от 25.07.2023 г.
на подключение объекта «Газотурбинная береговая электростанция Завода СПГ и СГК на ОГТ» к трубопроводу топливного газа

1. Трубопровод топливного газа:
   a. Точку подключения к трубопроводу топливного газа принять на границе Объекта «Газотурбинная береговая электростанция Завода СПГ и СГК на ОГТ», титул 14013.1, координаты принять в соответствии с Приложением 1;
   b. Параметры и материальное исполнение трубопровода топливного газа в месте подключения приведены в Приложении 1.
2. Технические условия действительны 24 месяца.

Приложение 1: Параметры подключения трубопровода топливного газа - на 1 листе.

Согласовано:

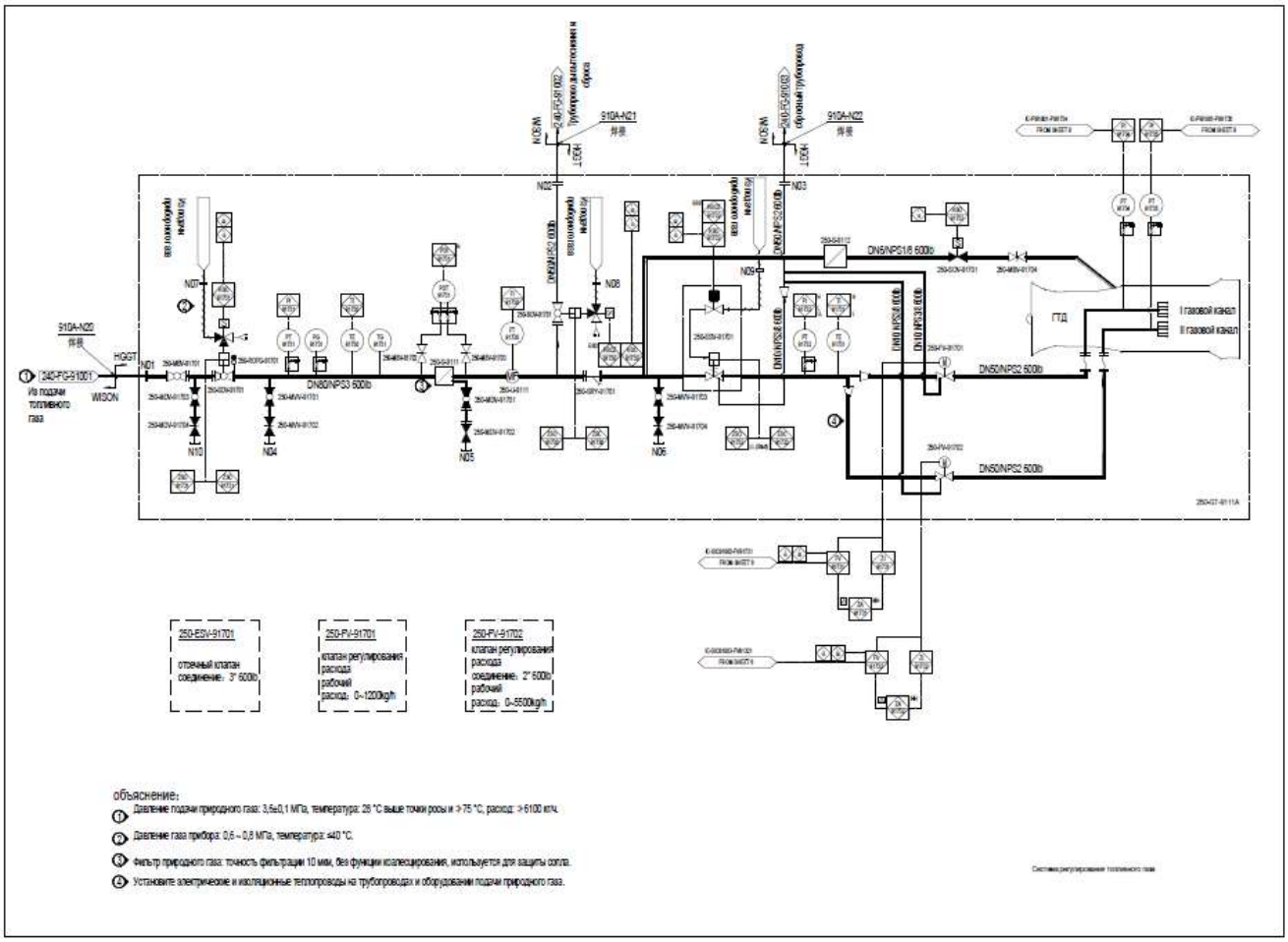
Начальник Управления по проектированию береговой электростанции _____ / Р.Ю. Гончаров

Руководитель группы Общезаводского хозяйства Завода СПГ и СГК на ОГТ _____ / Д.А. Краснопеев

Приложение 1 к Техническим Условиям № 050 / Appendix 1 to Specification № 050
Трубопровод топливного газа / Fuel Gas pipeline
Дата / Date: 25.07.2023

Service Наименование трубопровода	Nominal diameter, mm Номинальный диаметр, мм	Origin Источник	Pipe class Класс трубопровода		Flow Rate Расход			Operating Conditions Рабочие Условия						Design Conditions Расчетные Условия			Properties at Operating Conditions Свойства при рабочих условиях			TIE-IN COORDINATES Координаты точки подключения (МСК)		
								Temperature (°C) Температура (°C)			Pressure (MPag) Давление (МПа, изб.)			Temperature (°C) Температура (°C)		Pressure (MPag) Давление (МПа, изб.)						
			PLANT / ЗАВОД	OPP / ВЭС	kg/hr кг/ч	m3/hr м³/ч	nm3/hr нм³/ч	Minimum Минимальное	Normal Нормальное	Maximum Максимальное	Minimum Минимальное	Normal Нормальное	Maximum Максимальное	Minimum Минимальное	Maximum Максимальное		Density (kg/nm3) Плотность (кг/нм3)	Molecular Weight Молекулярный вес	Viscosity (cP) Вязкость (сП)	X	Y	Centerline Elevation отметка осевой линии
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Fuel Gas (FG) / Топливный газ	600	PLANT / ЗАВОД	G06CA1B11	G06CA1B11	330000	-	-	-	29	-	3,636	-	3,77	-62	150	4,50	27,36	17,16	0,013	-	-	-

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 - СХЕМА БЛОКА РЕГУЛИРОВАНИЯ ТОПЛИВНОГО ГАЗА ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ (КОМПЛЕКТНАЯ ПОСТАВКА ВМЕСТЕ С ГТУ)



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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
4	-	Зам.	519-24		12.03.24

653.144.ПТ-ИОС6.001

Лист 47

Перечень оборудования системы регулирования топлива				
№	обозначение	Наименование	стандарт	Примечание
1	250-MBV-91701	Ручной шаровой клапан	3" 600lb	
2	250-MBV-91702	Ручной игольчатый клапан	1/2" 600lb	
3	250-MBV-91703	Ручной игольчатый клапан	1/2" 600lb	
4	250-MBV-91704	Ручной игольчатый клапан	1/2" 600lb	
5	250-MVV-91701	Ручной шаровой клапан	1/2" 600lb	
6	250-MVV-91702	Ручной игольчатый клапан	1/2" 600lb	
7	250-MVV-91703	Ручной шаровой клапан	1/2" 600lb	
8	250-MVV-91704	Ручной игольчатый клапан	1/2" 600lb	
9	250-MDV-91701	Ручной шаровой клапан	1" 600lb	
10	250-MDV-91702	ручной запорный клапан	1" 600lb	
11	250-MDV-91703	Ручной шаровой клапан	1/2" 600lb	
12	250-MDV-91704	Ручной игольчатый клапан	1/2" 600lb	
13	250-SDV-91701	пневматический шаровой клапан	3" 600lb	
14	250-BOV-91701	пневматический шаровой клапан	2" 600lb	
15	250-ESV-91701	отсечный клапан	3" 600lb	
16	250-FV-91701	клапан регулирования расхода	2" 600lb	Газопровод I
17	250-FV-91702	клапан регулирования расхода	2" 600lb	II Газопровод
18	250-SOV-91701	электромагнитный клапан	DN15 PN63	
19	250-ROFG-91701	8-образные заглуши	3" 600lb	
20	250-SRY-91701	Y-образный фильтр	Точность фильтрации-200 мкм	
21	250-S-9111	фильтр	Точность фильтрации -10 мкм	
22	250-S-9112	фильтр	Точность фильтрации-7 мкм	
23	250-U-9111	массовый расходомер	0-8000кг/ч	

Перечень соединений системы регулирования топлива				
№	обозначение соединения	Наим. соединения	форма соединения	рабочая среда
1	250-GT-9111A-N01	Отверстие газоснабжения	Фланец WN-RF 3"CLASS 600LB (ASME B16.5)	природный газ
2	250-GT-9111A-N02	отверстие смещения и разгруз	Фланец WN-RF 2"CLASS 600LB (ASME B16.5)	природный газ
3	250-GT-9111A-N03	распускное отверстие	Фланец WN-RF 2"CLASS 600LB (ASME B16.5)	природный газ
4	250-GT-9111A-N04	Вход вытеснения азотом	1/2 NPT(F)	азот
5	250-GT-9111A-N05	Выпускное отверстие фильтра	Фланец WN-RF 1 "CLASS 600LB (ASME B16.5)	сточная вода
6	250-GT-9111A-N06	Выход измерения вытеснения азотом	1/2 NPT（F）	азот
7	250-GT-9111A-N07	Вход приборного газа пневматического шарового клапана	1/4 NPT（F）	приборный газ
8	250-GT-9111A-N08	Вход приборного газа пневматического шарового клапана	1/4 NPT（F）	приборный газ
9	250-GT-9111A-N09	Вход приборного газа отсечного клапана	1/4 NPT（F）	приборный газ
10	250-GT-9111A-N10	соединение обслуживания	1/2 NPT（F）	отдаленный газ

Перечень приборов системы регулирования топлива					
№	обозначение	Наименование	тип	Примечание	Номер запасной детали
1	240-PT-91732	Датчик давления	0-5MPa		C30E1.06.006
2	240-PT-91731	Датчик давления	0-5MPa		C30E1.06.006
3	240-PDT-91731	дифференциальный датчик	0-300kPa		C30E1.06.010
4	240-PT-91734	Датчик давления	0-5MPa		C30E1.06.006
5	240-PT-91735	Датчик давления	0-5MPa		C30E1.06.006
6	240-PG-91731	манометр	0-5MPa		C30E1.06.014
7	240-TE-91731	термосопротивления	-50-100℃		C30E1.06.018
8	240-TG-91731	термометр	-50-100℃		C30E1.06.026
9	240-TE-91730	термосопротивления	-50-100℃		C30E1.06.018
10	240-FT-91730	массовый расходомер	0-8000kg/h		C30E1.06.001

Система регулирования топливного газа

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	изме-ненных	заме-ненных	новых	аннули-рованных				
1	-	1-51	-	-	51	918-23		13.09.23
2	-	1-51	-	-	51	980-23		21.09.23
3	-	1-51	-	-	51	1051-23		11.10.23
4	-	1-51	-	-	51	519-24		12.03.24

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

ВЕДОМОСТЬ ДОКУМЕНТОВ ГРАФИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ТОМА 5.6

Обозначение	Наименование	Примечание
653.144.ПТ-ИОС6.001-01	Ведомость документов графической части тома	Изм.4 (Зам.)
653.144.ПТ-ИОС6.001-02	Условные обозначения аппаратов, трубопроводов и арматуры	Изм.4 (Зам.)
653.144.ПТ-ИОС6.001-03	Схема газоснабжения	Изм.4 (Зам.)
653.144.ПТ-ИОС6.001-04	Схема маршрута прохождения газопровода	Изм.4 (Зам.)
653.144.ПТ-ИОС6.001-05	План расположения производственных объектов и газоиспользующего оборудования	Изм.4 (Зам.)
653.144.ПТ-ИОС6.001-06	План сетей газоснабжения	Изм.4 (Зам.)
653.144.ПТ-ИОС6.001-07	Разрезы	Изм.4 (Зам.)
653.144.ПТ-ИОС6.001-08	Схемы расположения в зданиях, строениях и сооружениях приборов учета энергетических ресурсов	Изм.4 (Зам.)
653.144.ПТ-ИОС6.001-09	Газоснабжение в модуле ГТГ	Изм.4 (Зам.)

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
4	-	Зам.	519-24		12.03.24

653.144.ПТ-ИОС6.001-01

Газотурбинная береговая электростанция ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ

Разраб.	Яковлева		
Н. контр.	Мурзина		
ГИП	Тузников		

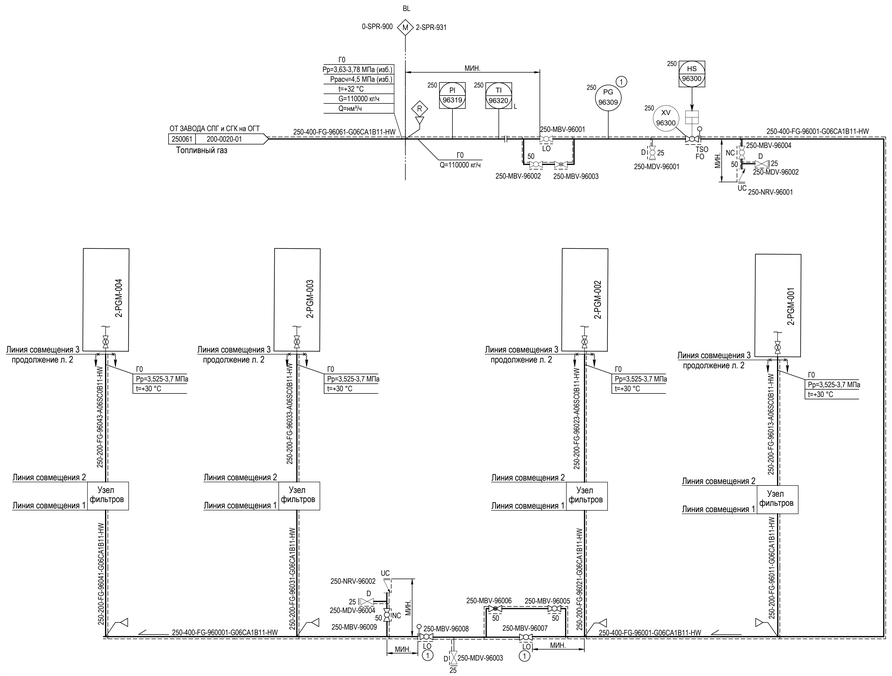
Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения
Подраздел 6. Система газоснабжения

Стадия	Лист	Листов
П		1

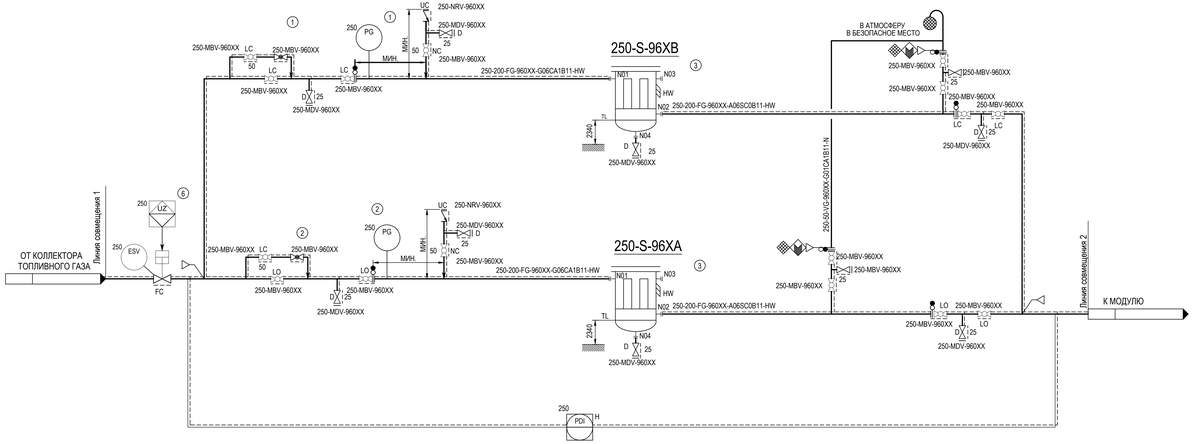
Ведомость документов графической части тома

ООО СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ САНКТ–ПЕТЕРБУРГ

СХЕМА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ



УЗЕЛ ФИЛЬТРОВ



Экспликация оборудования

Индекс по схеме	Наименование	Кол.	Краткая характеристика	Материал	Примеч.
	Модуль ГТУ	4	N=24,1 МВт (1 ГТУ) N=120,1 МВт (1 модуль)	Сборный	

ТАБЛИЦА УТОЧНЕНИЙ

N°	ОПИСАНИЕ	ОТВЕТСТВЕННАЯ ДИСЦИПЛИНА
-	-	-

Идентификация модуля / здания								
Технологическая линия № 1	-	-	-	-	-	-	-	-
Технологическая линия № 2	-	-	-	-	-	-	-	-
Технологическая линия № 3	-	-	-	-	-	-	-	-
Береговые сооружения	2-SPR-931	2-SPR-932	2-SPR-933	2-SPR-934	2-PGM-001	2-PGM-002	2-PGM-003	2-PGM-004

Ред.	Дата	Описание	Разработал	Проверил	Утвердил
06	14.03.2024	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	М. Тузников
05	11.10.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Чернявов
04	21.09.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Чернявов
03	13.09.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Чернявов

В настоящем документе содержится конфиденциальная информация, которая предназначается для использования исключительно уполномоченными сотрудниками ООО «Арктик СПГ 2» или уполномоченными компаниями, которым права на настоящий документ предоставляется ООО «Арктик СПГ 2». Все права защищены. Каждый пользователь настоящего документа обязан проверить наличие редакции перед применением

ЗАКАЗЧИК: АРКТИК СПГ 2 — ООО «Арктик СПГ 2»

РАЗРАБОТЧИК: ООО «СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ»

АРКТИК СПГ2

СХЕМА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

ПОДРЯДЧИК Класс документа: 1	№ договора: 153-ALNG2-2023	Масштаб: 1:100	Лист: 1 из 2
Номер документа РАЗРАБОТЧИК	653.144.ПТ-ИОС6.001-03	Ред.	06
		Формат	А3х4
Номер документа КОМПАНИИ	3040-P-SV-PDO-05.06.00.00.00-00	Класс доступа: Ограниченного доступа	

Изм.	Кол.уч.	Лист	N°док.	Подпись	Дата
4	-	Зам.	519-24		12.03.24

653.144.ПТ-ИОС6.001-03

Газотурбинная береговая электростанция
ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ

Разраб.	Яковлева	Газоснабжение (2-SPR-931, 2-SPR-932, 2-SPR-933, 2-SPR-934, 2-PGM-001, 2-PGM-002, 2-PGM-003, 2-PGM-004)	Стадия: П; Лист: 1; Листов: 2
Проверил	Мурзина		
Н. контр.	Мурзина	Схема газоснабжения	ООО «СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ»
ГИП	Тузников		

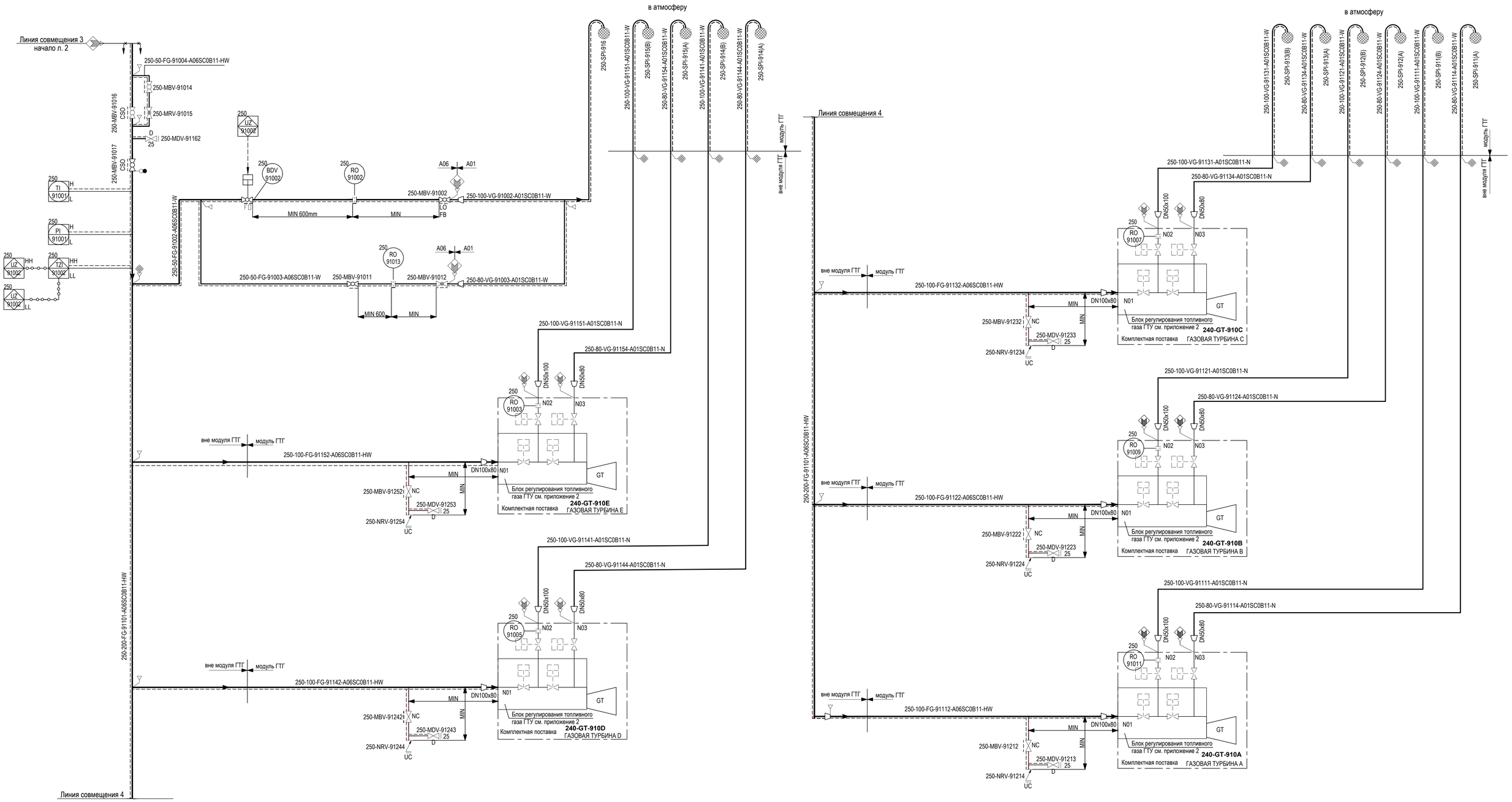
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

СХЕМА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ



Газотурбинная береговая электростанция ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ								
						653.144.ПТ-ИОС6.001-03	Ред.	06
4	-	Зам.	519-24		12.03.24	3040-P-SV-PDO-05.06.00.00.00-00		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N°док.	Подп.	Дата	653.144.ПТ-ИОС6.001-03		Лист 2

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

3040-P-SV-PDO-05.06.00.00.00-00_06.dwg

Формат A1

Перечень трубопроводов

Поз.	Наименование	Кол.	Ду, мм	Материал трубы	Примеч.
1	Газопровод коллектор 3-ий этап	1	400	сталь 09Г2С	
2	Газопровод к модулю ГТУ	4	200	сталь 09Г2С	
3	Газопровод к модулю ГТУ	4	200	Мрк.Ст.ТР304/304L	
4					

Экспликация оборудования

Индекс по схеме	Наименование	Кол.	Краткая характеристика	Материал	Примеч.
	Модуль ГТУ	4	N=24,1 МВт (1 ГТУ) N=120,1 МВт (1 модуль)	Сборный	

Схема маршрута прохождения газопровода

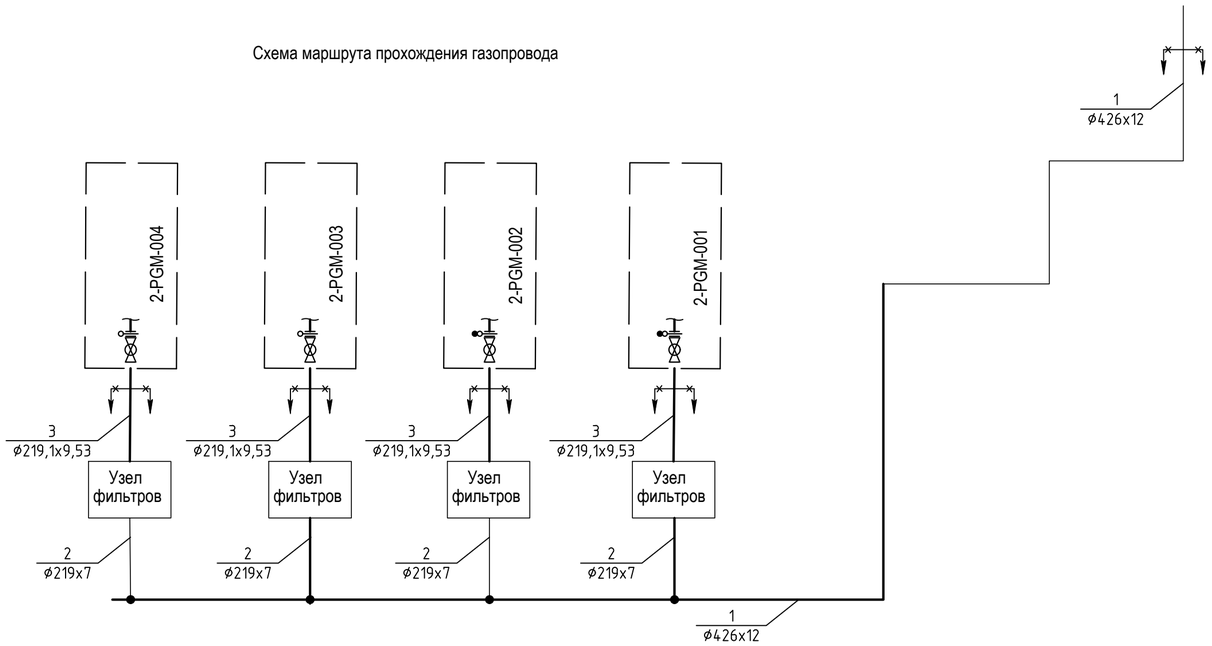


ТАБЛИЦА УТОЧНЕНИЙ

N°	ОПИСАНИЕ	ОТВЕТСТВЕННАЯ ДИСЦИПЛИНА
-	-	-

Идентификация модуля / здания								
Технологическая линия № 1	-	-	-	-				
Технологическая линия № 2	-	-	-	-				
Технологическая линия № 3	-	-	-	-				
Береговые сооружения	2-SPR-931	2-SPR-932	2-SPR-933	2-SPR-934				

Ред.	Дата	Описание	Разработал	Проверил	Утвердил
06	14.03.2024	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	М. Тузников
05	11.10.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Черняков
04	21.09.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Черняков
03	13.09.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Черняков

В настоящем документе содержится конфиденциальная информация, которая предназначается для использования исключительно уполномоченными сотрудниками ООО «Арктик СПГ2» или уполномоченными компаниями. Авторские права на настоящий документ предоставляются ООО «Арктик СПГ2». Все права защищены. Каждый пользователь настоящего документа обязан проверять текущую редакцию перед применением

ЗАКАЗЧИК: ООО «Арктик СПГ 2»

РАЗРАБОТЧИК: ООО «СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ»

АРКТИК СПГ2

СХЕМА МАРШРУТА ПРОХОЖДЕНИЯ ГАЗОПРОВОДА

ПОДРЯДЧИК Класс документа: 1	№ договора: 153-ALNG2-2023	Масштаб: 1:100	Лист: 1 из 1
Номер документа РАЗРАБОТЧИК	653.144.ПТ-ИОС6.001-04	Ред.	06
		Формат	A2
Номер документа КОМПАНИИ	3040-P-SV-PDO-05.06.00.00.00-00	Класс доступа: Ограниченного доступа	

Изм.	Кол.уч.	Лист	N°док.	Подпись	Дата
4	-	Зам.	519-24		12.03.24

653.144.ПТ-ИОС6.001-04

Газотурбинная береговая электростанция ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ

Разраб.	Яковлева		
Проверил	Мурзина		
Н. контр.	Мурзина		
ГИП	Тузников		

Газоснабжение (2-SPR-931, 2-SPR-932, 2-SPR-933,2-SPR-934)

Стадия	Лист	Листов
П		1

Схема маршрута прохождения газопровода

ООО «СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ»

Согласовано

Взам. инв. №

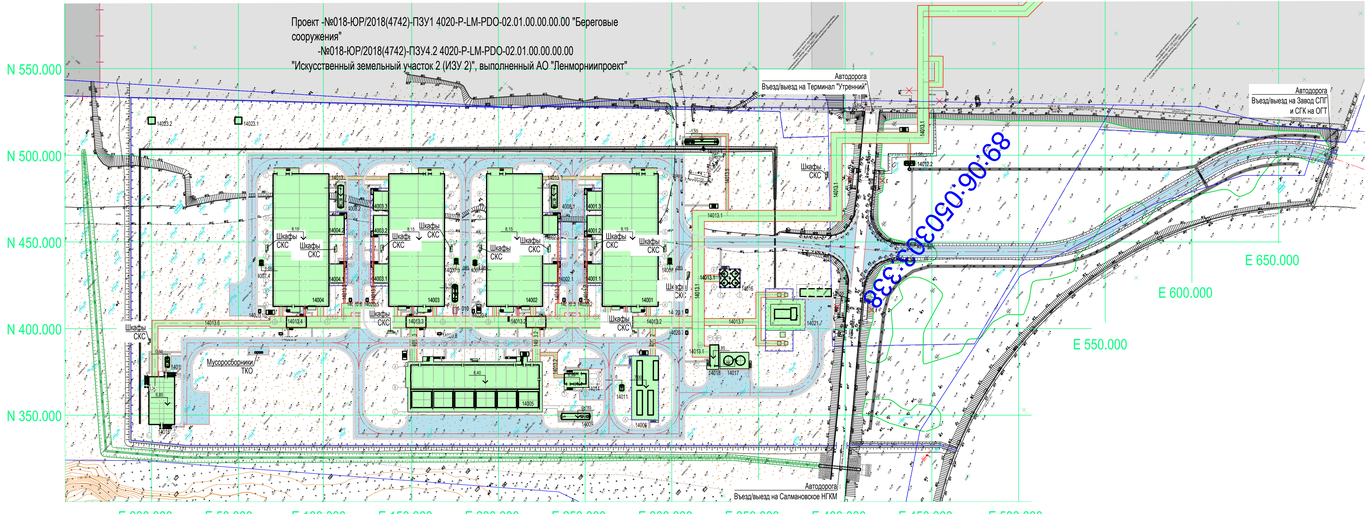
Подп. и дата

Инв. № подл.

Север завода

Север МСК

План расположения производственных объектов и газоиспользующего оборудования



Экспликация зданий и сооружений БЭС

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	1-й этап строительства	
14001	Модуль газотурбинных генераторов №1 (2-PGM-001)	N=400; E=300
14001.1	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (242-TR921-CA1)	N=400; E=250
14001.2	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (242-TR921-CA2)	N=400; E=250
14001.3	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (242-TR921-CA3)	N=400; E=250
14002	Модуль газотурбинных генераторов №2 (2-PGM-002)	N=400; E=200
14002.1	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (242-TR922-CA1)	N=400; E=200
14002.2	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (242-TR922-CA2)	N=400; E=200
14003	Модуль газотурбинных генераторов №3 (2-PGM-003)	N=400; E=150
14003.1	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (242-TR923-CA1)	N=400; E=150
14003.2	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (242-TR923-CA2)	N=400; E=150
14003.3	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (242-TR923-CA3)	N=400; E=150
14004	Модуль газотурбинных генераторов №4 (2-PGM-004)	N=400; E=100
14004.1	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (242-TR924-CA1)	N=400; E=100
14004.2	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (242-TR924-CA2)	N=400; E=100
14005	Модуль подстанции (ESS-020)	N=200; E=200
14006	Аварийная дизель-электрическая установка №1	N=200; E=300
14007.1-14007.4	Емкость аварийного слива турбинного масла	N=400; E=200
14008.1-14008.2	Емкость аварийного слива трансформаторного масла	N=500; E=250
14009	Емкость аварийного слива трансформаторного масла от ESS-020	N=200; E=250
14010	Емкость полночения слива теплоносителя	N=400; E=150
14011	Емкость аварийного слива дизельного топлива №1	N=200; E=250
14012.1-14012.2	Накопительная ёмкость дождевых стоков	N=500; E=350
14013	Технологические эстакады:	
14013.1	Участок №1	N=500; E=400
14013.2	Участок №2	N=400; E=300
14013.3	Участок №3	N=400; E=150
14013.4	Участок №4	N=400; E=100
14013.5	Участок №5	N=500; E=300
14013.6	Участок №6	N=400; E=50
14013.7	Участок №7	
14014	КПП собственных нужд № 1	N=200; E=250
14015	Административный корпус	N=200; E=200
14016	Резервуары воздуха	N=200; E=350
14017	Резервуары противопожарного запаса воды	N=200; E=350
14018	Противопожарная насосная станция	N=200; E=350
14019	Емкость хозяйственно-бытовых сточных вод.	N=200; E=400
14020.1-14020.10	Блок пожарных гидрантов	N=400; E=150
14021	Трансформатор связи БЭС-1 с БЭС-2	N=400; E=300
14022	Емкость аварийного слива трансформаторного масла от трансформатора связи БЭС-1 с БЭС-2	N=400; E=300
14023.1-14023.2	Мачты мобильной связи	

Основные показатели системы газоснабжения

Номер позиции	Наименование помещения	Наименование оборудования	Количество	Расход газа, м³/ч на 1 ед.	Расход газа, м³/ч Общий	Давление газа, МПа	Примечание
14001 - 14004	Модуль ГПУ	Газотурбинная установка	4	-	110000	5,525-3,7	

Условные обозначения

Наименование	Обозначение Проектируемые
Здания и сооружения	
Автодорога	
Технологические эстакады	
Ограждение	
Отсыпь	
Водоотводной поток	
Водоотводная канава	
Водопропускная труба	
Граница недостроенного участка	

Система высот Балтийская 1977г.
Система координат в строительной сетке ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ

ТАБЛИЦА УТОЧНЕНИЙ

N*	ОПИСАНИЕ	ОТВЕТСТВЕННАЯ ДИСЦИПЛИНА

Идентификация модуля / здания

Технологическая линия № 1	-						
Технологическая линия № 2	-						
Технологическая линия № 3	-						
Береговые сооружения	14000						

Изм.	Дата	Описание	Разработал	Проверил	Утвердил
06	14.03.2024	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	М. Тузинков
05	11.10.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Чернянов
04	21.08.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Чернянов
03	13.09.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Чернянов

В настоящем документе содержится конфиденциальная информация, которая принадлежит или используется компанией или сторонами ООО «Арктик СПГ» или «Исполнителем» соответственно. Настоящие правила не распространяются ООО «Арктик СПГ», Все права защищены. Каждый пользователь настоящего документа обязан соблюдать такие правила при применении.

ЗАКАЗЧИК: ООО «Арктик СПГ 2»

РАЗРАБОТЧИК: ООО «СЗФЕНИМ ИНЖИНИРИНГ»

АРКТИК СПГ2

ПЛАН РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ И ГАЗОИСПОЛЬЗУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

ПОДРЯДЧИК Класс документа: 1	№ договора: 153-ALNG2-2023	Масштаб: 1:10000	Лист: 1 из 1
Номер документа РАЗРАБОТЧИК	653.144.ПТ-ИОС6.001-05	Ред. 06 / Формат A3x5	
Номер документа КОМПАНИИ	3040-P-SV-PDO-05.06.00.00.00-00	Класс доступа: Ограниченного доступа	

Изм.	Кол.уч.	Лист	N докум.	Подпись	Дата
4	-	Зам.	519-24		12.03.24
Разраб.		Яковлева			
Проверил		Мурзина			
Н. контр.		Мурзина			
ГИП		Пуганков			

653.144.ПТ-ИОС6.001-05

Газотурбинная береговая электростанция ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ

Газоснабжение (14000)

Стадия	Лист	Листов
П	1	1

План расположения производственных объектов и газоиспользующего оборудования

ООО «СЗФЕНИМ ИНЖИНИРИНГ»

Согласовано

Взам. инв. №

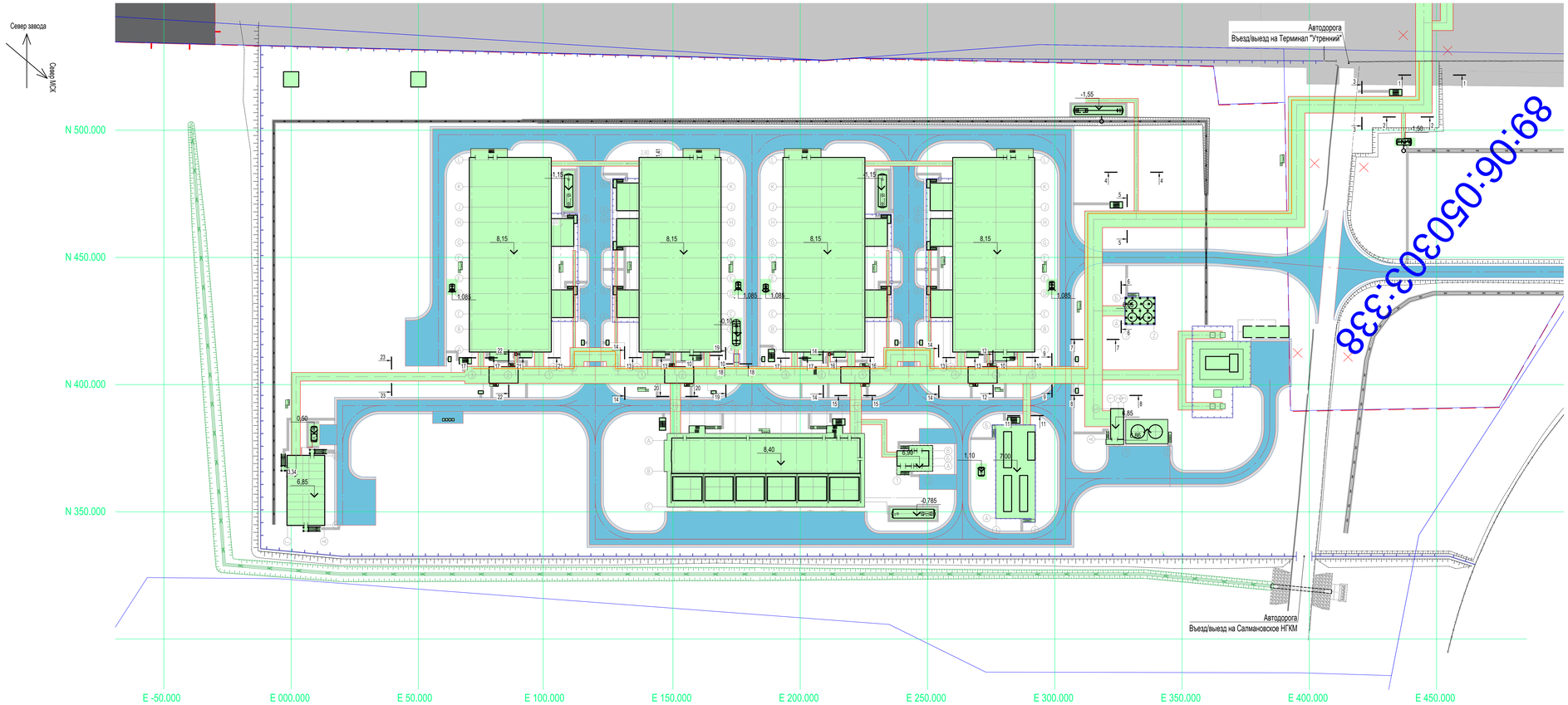
Подп. и дата

Инв. № подл.

3040-P-SV-PDO-05.06.00.00.00.00_06.dwg

Формат: A3x5

План сетей газоснабжения



Экспликация зданий и сооружений БЭС

Номер на стр.плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	1-й этап строительства	
14001	Модуль газотурбинных генераторов №1 (2-PGM-001)	N=450; E=200
14001.1	Трансформатор 70 МВА 16,5 / 232 кВ (2АО-TR001-CA1)	N=450; E=250
14001.2	Трансформатор 70 МВА 16,5 / 232 кВ (2АО-TR001-CA2)	N=450; E=250
14001.3	Трансформатор 70 МВА 16,5 / 232 кВ (2АО-TR001-CA3)	N=450; E=250
14002	Модуль газотурбинных генераторов №2 (2-PGM-002)	N=450; E=200
14002.1	Трансформатор 70 МВА 16,5 / 232 кВ (2АО-TR002-CA1)	N=450; E=200
14002.2	Трансформатор 70 МВА 16,5 / 232 кВ (2АО-TR002-CA2)	N=450; E=200
14003	Модуль газотурбинных генераторов №3 (2-PGM-003)	N=450; E=150
14003.1	Трансформатор 70 МВА 16,5 / 232 кВ (2АО-TR003-CA1)	N=450; E=150
14003.2	Трансформатор 70 МВА 16,5 / 232 кВ (2АО-TR003-CA2)	N=450; E=150
14003.3	Трансформатор 70 МВА 16,5 / 232 кВ (2АО-TR003-CA3)	N=450; E=150
14004	Модуль газотурбинных генераторов №4 (2-PGM-004)	N=450; E=100
14004.1	Трансформатор 70 МВА 16,5 / 232 кВ (2АО-TR004-CA1)	N=450; E=100
14004.2	Трансформатор 70 МВА 16,5 / 232 кВ (2АО-TR004-CA2)	N=450; E=100
14005	Модуль подстанции (ESS-600)	N=350; E=200
14006	Аварийная дизель-электрическая установка №1	N=350; E=300
14007.1 14007.4	Емкость аварийного слива турбинного масла	N=450; E=200
14008.1 14008.2	Емкость аварийного слива трансформаторного масла	N=500; E=250
14009	Емкость аварийного слива трансформаторного масла от ESS-600	N=350; E=250
14010	Емкость пополнения слива теплоносителя	N=400; E=150
14011	Емкость аварийного слива дизельного топлива №1	N=350; E=200
14012.1 14012.2	Накопительная емкость дождевых стоков	N=500; E=350
14013	Технологические эстакады:	
14013.1	Участок №1	N=500; E=400
14013.2	Участок №2	N=400; E=300
14013.3	Участок №3	N=400; E=150
14013.4	Участок №4	N=400; E=100
14013.5	Участок №5	N=500; E=350
14013.6	Участок №6	N=400; E=50
14013.7	Участок №7	
14014	КПП собственных нужд № 1	N=350; E=350
14015	Административный корпус	N=350; E=600
14016	Резервуары воздуха	N=350; E=350
14017	Резервуары противопожарного запаса воды	N=350; E=350
14018	Противопожарная насосная станция	N=350; E=350
14019	Емкость хозяйственно-бытовых сточных вод	N=350; E=600
14020.1 14020.2	Блок пожарных гидрантов	N=400; E=150
14021	Трансформатор связи БЭС-1 с БЭС-2	N=400; E=350
14022	Емкость аварийного слива трансформаторного масла от трансформатора связи БЭС-1 с БЭС-2	N=400; E=350
14023.1 14023.2	Мачты мобильной связи	

Условные обозначения

Наименование	Обозначение
	Проектируемые
Здания и сооружения	
Автодорога	
Технологические эстакады	
Ограждение	
Отсыпка	
Водоотводная лотки	
Водоотводная канава	
Водопропускная труба	
Граница кадастрового участка	
Газопровод	

Система высот Балтийская 1977г.
Система координат в строительной сетке ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ

ТАБЛИЦА УТОЧНЕНИЙ		
№	ОПИСАНИЕ	ОТВЕТСТВЕННЫЙ ДИСЦИПЛИНА

Идентификация модуля / здания							
Технологическая линия № 1	-	-	-	-			
Технологическая линия № 2	-	-	-	-			
Технологическая линия № 3	-	-	-	-			
Берегговые сооружения	2-SPR-001	2-SPR-002	2-SPR-003	2-SPR-004			

Ред.	Дата	Описание	Разработал	Проверил	Утвердил
06	14.03.2024	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	М. Туранов
05	11.10.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Чернов
04	21.09.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Чернов
03	15.09.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Чернов

В настоящем документе содержится конфиденциальная информация, которая принадлежит ресурсодобывающему российскому производственному сообществу ООО «Арктик СПГ 2» и его российским партнерам. Авторские права на настоящий документ принадлежат ООО «Арктик СПГ 2». Все права защищены. Передача третьим лицам, копирование и размещение в Интернете запрещены, текущие авторские права сохраняются.

ЗАКАЗЧИК: АРКТИК СПГ 2 ООО «Арктик СПГ 2»

ПОДРЯДЧИК: ООО «СОЮЗМАШМОНТАЖ»

АРКТИК СПГ2

ПЛАН СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

ПОДРЯДЧИК Класс документа:	1	№ договора: 153-ALNG2-2023	Масштаб: 1:1000 / Лист 1 из 1
Номер документа РАЗРАБОТЧИК	653.144.ПТ-ИОС6.001-06	Ред. 06 / Формат А2х4	
Номер документа КОМПАНИИ	3040-P-SV-PDO-05-06.00.00.00-00	Класс доступа: Ограниченного доступа	

						653.144.ПТ-ИОС6.001-06	
4	-	Зам.	17.11.24		12.03.24	Газотурбинная береговая электростанция ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ	
Изм.	Кол.уч.	Лист	N Док.	Подпись	Дата		
Разраб.		Яковлева				Газоснабжение (2-SPR-001, 2-SPR-002, 2-SPR-003,2-SPR-004)	Стадия: П; Лист: -; Листов: 1
Проверил		Мурзина					
Н. контр.		Мурзина				План сетей газоснабжения	ООО «СОЮЗМАШМОНТАЖ»
ГИП		Туранов					

Согласовано

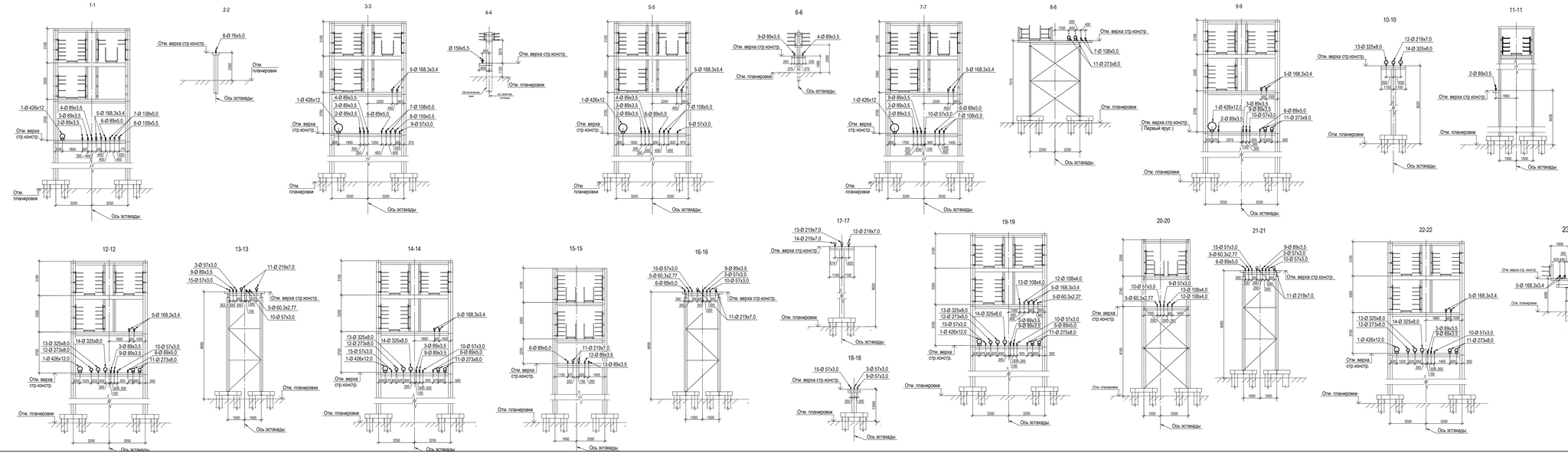
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

3040-P-SV-PDO-05-06.00.00.00_00.dwg

Формат А2х4



Перечень трубопроводов

Номер трубопровода	Наименование	DN	Расчетные параметры среды Pg, МПа	t, °C	Примечание
1	Трубопровод топливного газа	426х12	4,3	180	
2	Трубопровод аварийного дизельного топлива	89х3,5	1,6	-52...65	
3	Трубопровод азота	89х3,5 89х3,5	1,2	-52...65	
4	Трубопровод сухого воздуха	89х3,5	1,2	-52...65	
5	Трубопровод питьевой воды	168х3,4 89х3,5	1,6	-52...65	
6	Трубопровод нефтеадгезионной канализации	89х5	1,6	-52...65	
7	Трубопровод технической воды	108х5	1,6	-52...65	
8	Трубопровод производственно- дождевой канализации	159х5 159х5	1,6	-52...65	
9	Трубопровод инструментального воздуха	57х3 57х3	1,2	-52...65	
10	Трубопровод сервисного воздуха	57х3	1,2	-52...65	
11	Противопожарный водопровод	219х8 219х8	1,6	-52...65	
12	Трубопровод горячего гликоля (подача)	273х8 273х8 108х4 89х3,5	2,5	-52...160	
13	Трубопровод горячего гликоля (возврат)	325х8 108х4 89х3,5	2,5	-52...160	
14	Трубопровод горячего гликоля (напорный)	325х8	2,5	-52...160	
15	Раствор гликоля на заполнение	57х3	1,2	-52...65	

ТАБЛИЦА УТОЧНЕНИЙ

N*	ОПИСАНИЕ	ОТВЕТСТВЕННЫЙ ДИСЦИПЛИНА

Идентификация модели / здания				
Технологическая линия № 1	-	-	-	-
Технологическая линия № 2	-	-	-	-
Технологическая линия № 3	-	-	-	-
Вспомогательные сооружения	2-SPR-501	2-SPR-502	2-SPR-503	2-SPR-504

Изм.	Дата	Описание	Разработал	Проверил	Утвердил
06	14.03.2024	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	М. Туранов
05	01.10.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Чернова
04	21.09.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Чернова
03	13.09.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Чернова

Данный чертеж является собственностью ООО «АРКТИК СПГ 2». Без его разрешения, передача третьим лицам и использование полностью или частично запрещены.
Настоящий чертеж не подлежит разрешению на обращение, копирование, передачу третьим лицам и использование полностью или частично без разрешения ООО «Арктик СПГ 2». Все права защищены. Нижеуказанное предупреждение обязательно к исполнению.

ЗАКАЗЧИК: АРКТИК СПГ 2 ООО «АРКТИК СПГ 2»

ГЕНПОДРЯДЧИК: ООО «СЕВЕРНАЯ ПЛАВУЧАЯ СПГ(РФ)»

АРКТИК СПГ2

РАЗРЕЗЫ

ПОДПРОЕКТ, Код документа:	1	№ договора: 153-ALM22-2023	Масштаб: 1:1000 / Лист: 1 из 1
Номер документа РАЗРАБОТЧИК:	653.144.ПТ-ИОС6.001-07		Ред.: 06 / Формат: А3х4
Номер документа КОМПАНИИ:	3040-P-SV-PDO-05.06.00.00.00-00		Класс допуска: Ограниченного допуска

653.144.ПТ-ИОС6.001-07

Газотурбинная береговая электростанция ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ

Газоснабжение (2-SPR-501, 2-SPR-502, 2-SPR-503,2-SPR-504)

Разрезы

Стадия	Лист	Листов
Р	1	1

ООО «СЕВЕРНАЯ ПЛАВУЧАЯ СПГ(РФ)»

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата
Разраб.	Яковлева				12.03.24
Проверил	Мурзина				
Н.контр.	Туранов				
ГИП	Чернова				

Согласовано

Взам. инв. N

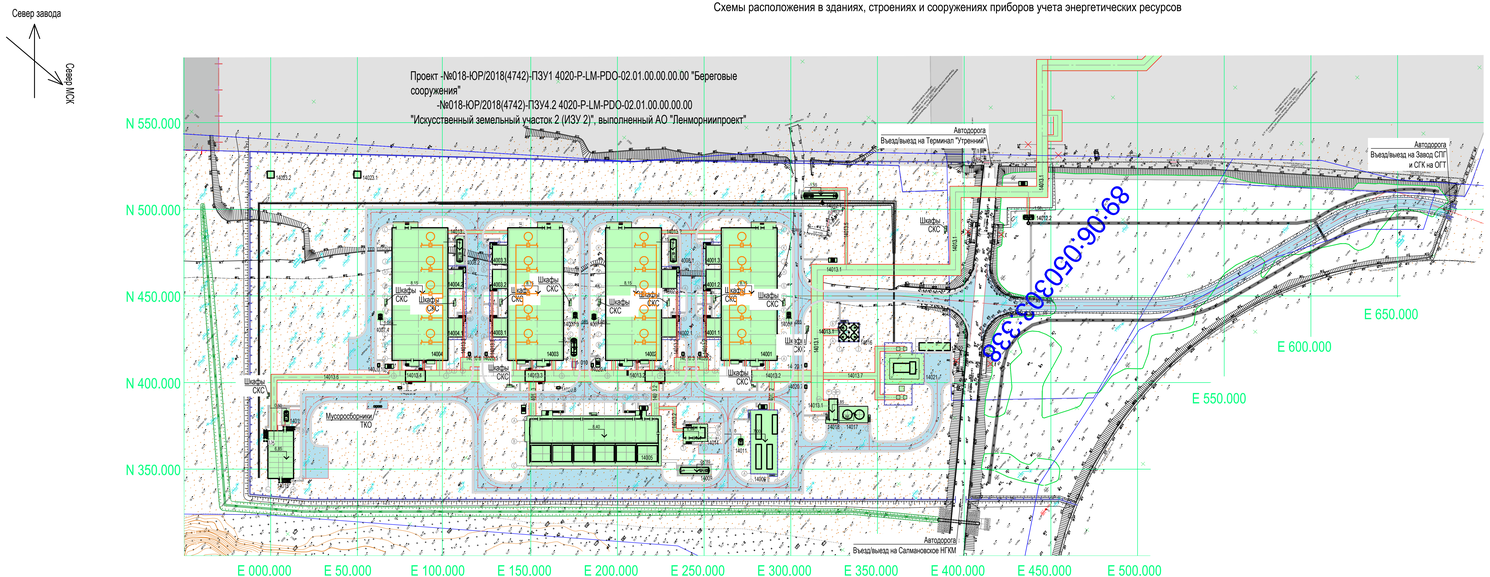
Подп. и дата

Инв. N подл.

3040-P-SV-PDO-05.06.00.00.00-00_06.dwg

Формат А3х4

Схемы расположения в зданиях, строениях и сооружениях приборов учета энергетических ресурсов



Экспликация зданий и сооружений БЭС

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	1-й этап строительства	
14001	Модуль газотурбинных генераторов №1 (2-PGM-001)	N=400; E=300
14001.1	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (2KE-TR921-CA1)	N=400; E=250
14001.2	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (2KE-TR921-CA2)	N=400; E=250
14001.3	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (2KE-TR921-CA3)	N=400; E=250
14002	Модуль газотурбинных генераторов №2 (2-PGM-002)	N=400; E=200
14002.1	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (2KE-TR922-CA1)	N=400; E=200
14002.2	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (2KE-TR922-CA2)	N=400; E=200
14003	Модуль газотурбинных генераторов №3 (2-PGM-003)	N=400; E=150
14003.1	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (2KE-TR923-CA1)	N=400; E=150
14003.2	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (2KE-TR923-CA2)	N=400; E=150
14003.3	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (2KE-TR923-CA3)	N=400; E=150
14004	Модуль газотурбинных генераторов №4 (2-PGM-004)	N=400; E=100
14004.1	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (2KE-TR924-CA1)	N=400; E=100
14004.2	Трансформатор 70 МВА 10.5 / 232 кВ (2KE-TR924-CA2)	N=400; E=100
14005	Модуль подстанции (ESS-020)	N=200; E=200
14006	Аварийная дизель-электрическая установка №1	N=200; E=300
14007.1-14007.4	Емкость аварийного слива турбинного масла	N=400; E=250
14008.1-14008.2	Емкость аварийного слива трансформаторного масла	N=500; E=250
14009	Емкость аварийного слива трансформаторного масла от ESS-020	N=200; E=250
14010	Емкость пополнения слива теплоносителя	N=400; E=150
14011	Емкость аварийного слива дизельного топлива №1	N=200; E=250
14012.1-14012.2	Накопительная емкость дождевых стоков	N=500; E=350
14013	Технологические эстакады:	
14013.1	Участок №1	N=500; E=400
14013.2	Участок №2	N=400; E=300
14013.3	Участок №3	N=400; E=150
14013.4	Участок №4	N=400; E=100
14013.5	Участок №5	N=500; E=300
14013.6	Участок №6	N=400; E=50
14013.7	Участок №7	
14014	КПП собственных нужд № 1	N=200; E=250
14015	Административный корпус	N=200; E=200
14016	Резервуары воздуха	N=200; E=350
14017	Резервуары противопожарного запаса воды	N=200; E=350
14018	Противопожарная насосная станция	N=200; E=350
14019	Емкость хозяйственно-бытовых сточных вод	N=200; E=400
14020.1-14020.10	Блок пожарных гидрантов	N=400; E=150
14021	Трансформатор связи БЭС-1 с БЭС-2	N=400; E=300
14022	Емкость аварийного слива трансформаторного масла от трансформатора связи БЭС-1 с БЭС-2	N=400; E=300
14023.1-14023.2	Мачты мобильной связи	

Условные обозначения

Наименование	Обозначение
	Проектируемые
Здания и сооружения	
Автодорога	
Технологические эстакады	
Ограждение	
Отсос	
Водоотводный поток	
Водоотводная канава	
Водоотпускная труба	
Граница квадратурного участка	
Газопроводы	
Массовый расходомер в блоке регулирования турбины (комплектная поставка) см. приложение 2	

Система высот Балтийская 1977г.
Система координат в строительной сетке ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ

ТАБЛИЦА УТОЧНЕНИЙ

№	ОПИСАНИЕ	ОТВЕТСТВЕННАЯ ДИСЦИПЛИНА

Идентификация модуля / здания							
Технологическая линия № 1	-	-	-	-			
Технологическая линия № 2	-	-	-	-			
Технологическая линия № 3	-	-	-	-			
Зеленые сооружения	2-PGM-001	2-PGM-002	2-PGM-003	2-PGM-004			

Ред.	Дата	Описание	Разработал	Проверил	Утвердил
06	14.03.2024	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	М. Тузинков
05	11.10.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Чернянов
04	21.08.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Чернянов
03	13.09.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Чернянов

В настоящем документе содержится информация для информации, которая предназначена для использования исключительно сотрудниками ООО «Арктик СПГ» или организациями-заказчиками. Настоящие правила не распространяются ООО «Арктик СПГ». Все права защищены. Каждый сотрудник, который использует документ обязан проверить текущую редакцию перед применением.

ЗАКАЗЧИК: ООО «Арктик СПГ 2»
РАЗРАБОТЧИК: ООО «СЗМОНИМПЕТРОЛЕСПРОМ»

АРКТИК СПГ 2

АРКТИК СПГ2

СХЕМЫ РАСПОЛОЖЕНИЯ В ЗДАНИЯХ, СТРОЕНИЯХ И СООРУЖЕНИЯХ ПРИБОРОВ УЧЕТА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

ПОДРЯДЧИК Класс документа:	1	№ договора: 153-ALNG2-2023	Масштаб: 1:1000	Лист: 1 из 1
Номер документа РАЗРАБОТЧИК	653.144.ПТ-ИОС6.001-08		Ред. 06 / Формат A3x5	
Номер документа КОМПАНИИ	3040-P-SV-PDO-05.06.00.00.00-00		Класс доступа: Ограниченного доступа	

						653.144.ПТ-ИОС6.001-08	
4	-	Зам.	519-24		12.03.24	Газотурбинная береговая электростанция ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ	
Изм.	Кол.уч.	Лист	N"док.	Подпись	Дата		
Разраб.	Яковлева				14.03.24	Газоснабжение (2-PGM-001, 2-PGM-002, 2-PGM-003, 2-PGM-004). Схемы расположения в зданиях, строениях и сооружениях приборов учета энергетических ресурсов	Стадия: П; Лист: -; Листов: 1
Проверил	Мурзина				14.03.24		
Н. контр.	Мурзина				14.03.24		
ГИП	Тузинков				14.03.24		

ООО «СЗМОНИМПЕТРОЛЕСПРОМ»

3040-P-SV-PDO-05.06.00.00.00.00.dwg

Формат A3x5

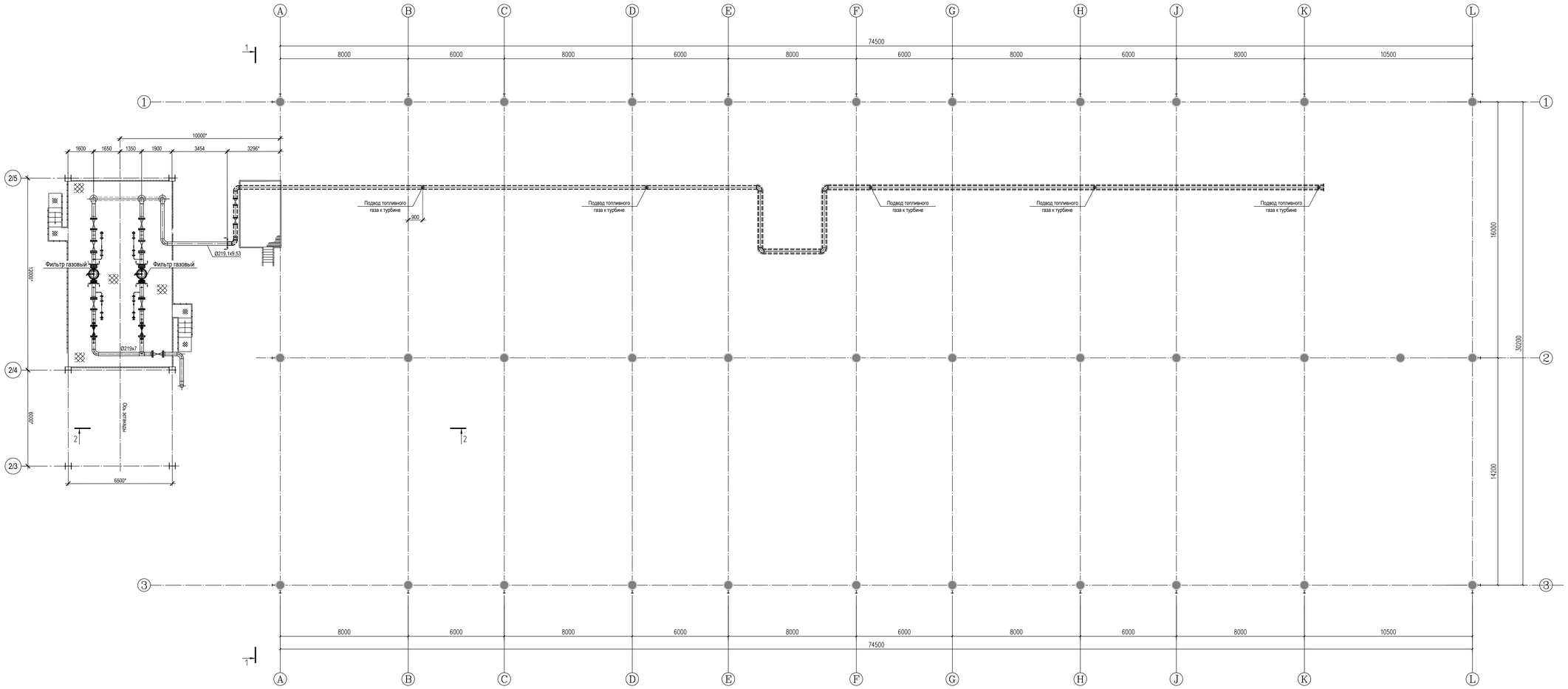
Согласовано

Взам. инв. №

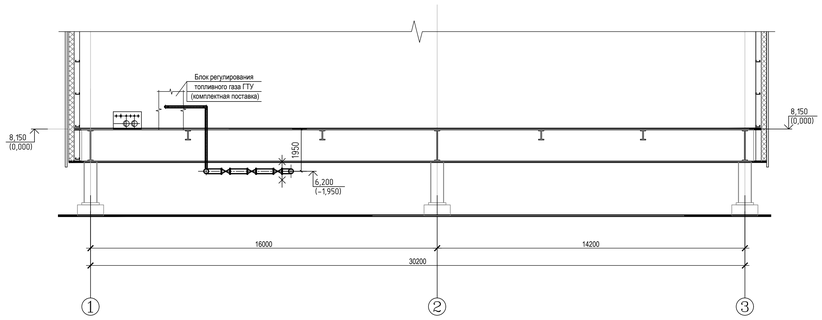
Подп. и дата

Инв. № подл.

Газоснабжение в модуле ГТУ
План под отм. 0,000
2-PGM-001, и аналог для 2-PGM-003



1–1



2–2

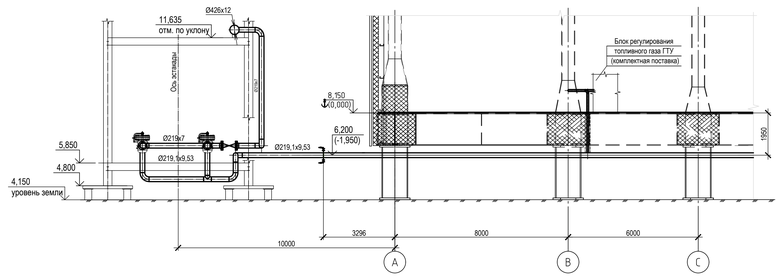


ТАБЛИЦА УТОЧНЕНИЙ		
N°	ОПИСАНИЕ	ОТВЕТСТВЕННАЯ ДИСЦИПЛИНА
-	-	-

Идентификация модуля / здания							
Технологическая линия № 1	-	-	-	-			
Технологическая линия № 2	-	-	-	-			
Технологическая линия № 3	-	-	-	-			
Береговые сооружения	2-PGM-001	2-PGM-002	2-PGM-003	2-PGM-004			

Ред.	Дата	Описание	Разработал	Проверил	Утвердил
06	14.03.2024	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	М. Туэников
05	11.10.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Черников
04	21.09.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Черников
03	13.09.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	А. Яковлева	Н. Мурзина	Е. Черников

В настоящем документе содержится конфиденциальная информация, которая предназначается для использования исключительно уполномоченными сотрудниками ООО «Арктик СПГ2» или уполномоченными компаниями. Авторские права на настоящий документ принадлежат ООО «Арктик СПГ2». Все права защищены. Каждый пользователь настоящего документа обязан проверить текущую редакцию перед применением.

ЗАКАЗЧИК: ООО «Арктик СПГ 2»
РАЗРАБОТЧИК: ООО «СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ»

АРКТИК СПГ2

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ В МОДУЛЕ ГТУ

ПОДРЯДЧИК Класс документа: 1	№ договора: 153-ALNG2-2023	Масштаб: 1:100	Лист: 1 из 2
Номер документа РАЗРАБОТЧИК	653.144.ПТ-ИОС6.001-09	Ред. 06 / Формат	А0
Номер документа КОМПАНИИ	3040-P-SV-PDO-05.06.00.00.00-00	Класс доступа: Ограниченного доступа	

Изм.	Кол.уч.	Лист	N°док.	Подпись	Дата
4.	-	Зам.	5/19-24		12.03.24

Разраб.	Яковлева		
Проверил	Мурзина		
Н. контр.	Мурзина		
ГИП	Туэников		

653.144.ПТ-ИОС6.001-09

Газотурбинная береговая электростанция ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ

Газоснабжение (2-PGM-001, 2-PGM-002, 2-PGM-003, 2-PGM-004)

Стадия	Лист	Листов
П	1	2

Газоснабжение в модуле ГТУ

ООО «СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ»

Согласовано

Взам. инв. №

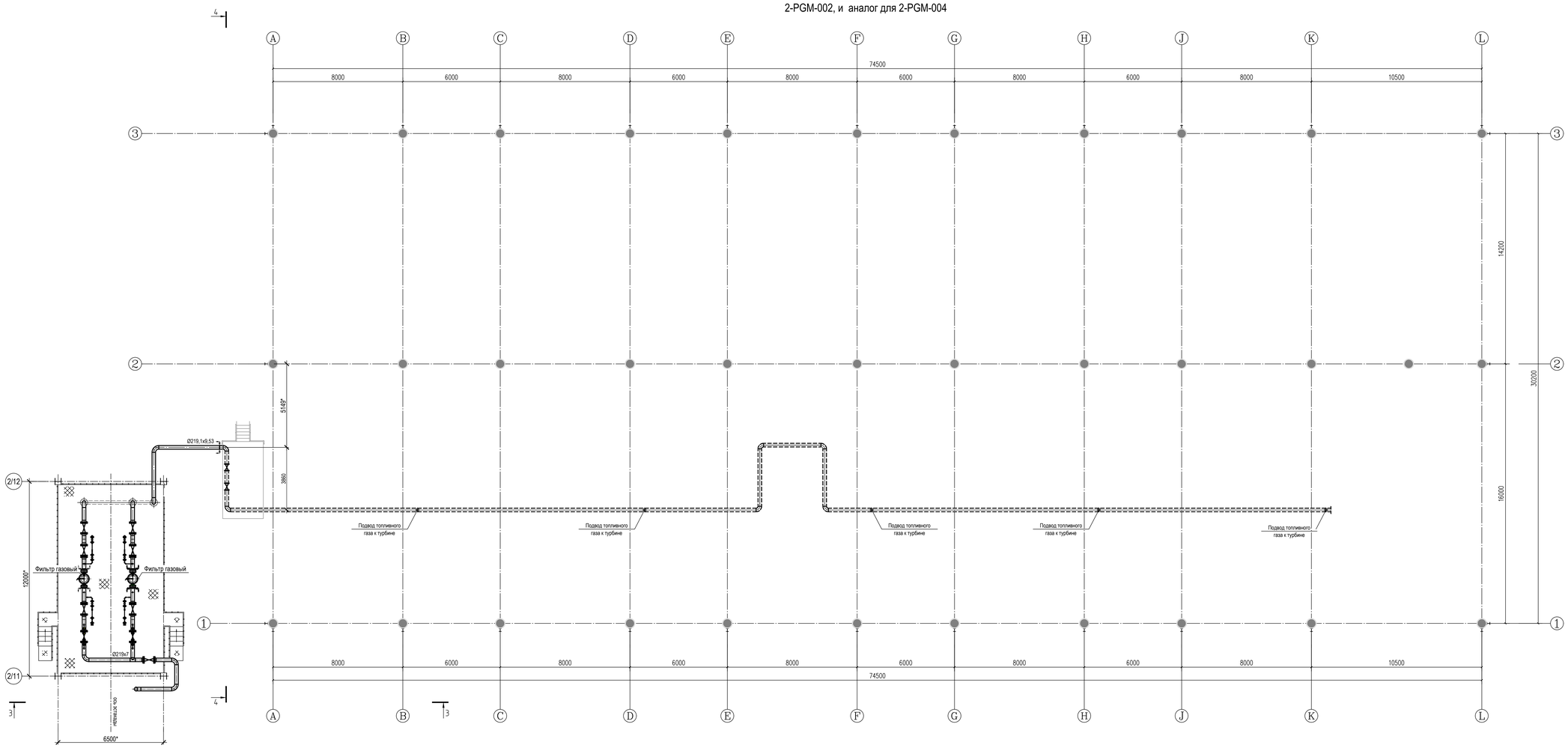
Подп. и дата

Инв. № подл.

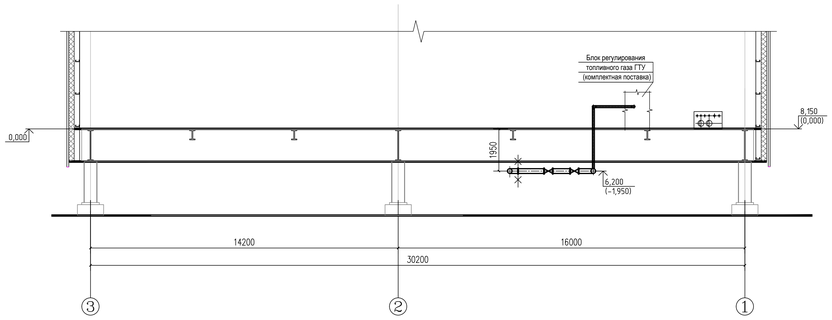
Газоснабжение в модуле ГТУ

План под отм. 0,000

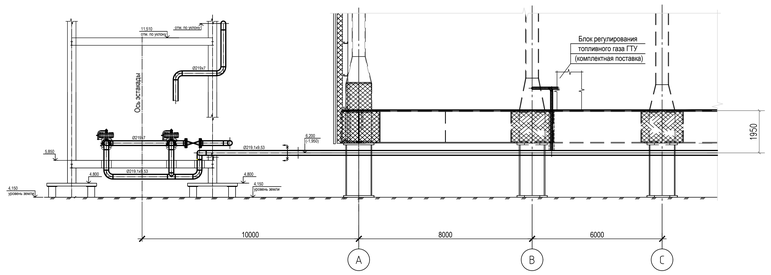
2-PGM-002, и аналог для 2-PGM-004



3–3



4–4



Газотурбинная береговая электростанция ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ							
					653.144.ПТ-ИОС6.001-09	Ред.	06
4	-	Зам.	519-24		12.03.24	3040-P-SV-PDO-05.06.00.00.00-00	
Изм.	Кол.уч.	Лист	N°док.	Подп.	Дата	653.144.ПТ-ИОС6.001-09	Лист 2

3040-P-SV-PDO-05.06.00.00.00-00_06.dwg

Формат А0

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.