

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 6. Технологические решения

Часть 2. Решения по автоматизации

653.144.ПТ-ТХ2.001
(3040-P-SV-PDO-06.00.02.00.00-00)

Том 6.2

Изм.	№ Док.	Подп.	Дата
2	547-24		13.03.24

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 6. Технологические решения

Часть 2. Решения по автоматизации

653.144.ПТ-ТХ2.001
(3040-P-SV-PDO-06.00.02.00.00-00)

Том 6.2

Изм.	№ Док.	Подп.	Дата
2	547-24		13.03.24

**Первый заместитель
генерального директора –
Директор по производству**

А.В. Измайлов

Главный инженер проекта

М.А. Тузников

2024

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

2

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-ТХ2.001-С	Содержание тома 6.2	2
	Раздел 6. Технологические решения	
	Часть 2. Решения по автоматизации	
653.144.ПТ-ТХ2.001	Текстовая часть (653.144.ПТ-ТХ2.001-00_04.doc)	3
653.144.ПТ-ТХ2.001	Графическая часть (653.144.ПТ-ТХ2.001-01_04.doc)	45

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.


2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001-С

Разраб.	Зеленкина		
Проверил	Марков		
Н. контр.	Марков		
ГИП	Тузников		

Содержание тома 6.2

Стадия	Лист	Листов
П		1

 000 СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ


3040-P-SV-PDO-06.00.02.00.00-00_04.doc

Формат А4

СОДЕРЖАНИЕ

Лист

1	Общие положения	4
2	Климатические условия в районе строительства	6
3	Основные решения в части автоматизированной системы управления и безопасности (ИСУБ)	7
4	Основные решения по автоматизации объектов управления	12
5	Основные решения по ИСУБ.....	13
5.1	Решения по КИПиА.....	13
5.2	АРМ.....	14
5.3	Взрывозащита.....	14
5.4	Пылевлагозащита.....	15
5.5	Стандартизация и унификация.....	15
5.6	Программное обеспечение	15
5.7	Кабельная продукция	16
6	Основные режимы управления электростанцией PMS и ECS.....	18
6.1	Управление частотой вращения.....	18
6.2	Управление мощностью	18
6.3	Управление электропотребителями ECS	18
7	Режимы работы САУ ГТГ	19
8	Решения по автоматизации инженерных систем административного корпуса (АК)	21
9	САУ КТП собственных нужд и САУ АДЭС	22
10	КИП и А на газопроводе и контроль загазованности.....	29
11	Структура САУ ГТГ	31
12	САУ противопожарной насосной с резервуарами	32
13	система азота и система сжатого осушенного воздуха.....	33
14	Емкость дождевых стоков с насосами	34
15	Емкости аварийного слива турбинного и трансформаторного масла и дизтоплива.....	35
16	Емкость пополнения и слива теплоносителя С НАСОСАМИ	36
	Перечень нормативной документации.....	37
	Обозначения и сокращения	41
	Список исполнителей	43
	Таблица регистрации изменений	44

Взам. инв. №	Подп. и дата	653.144.ПТ-ТХ2.001						Стадия	Лист	Листов
		2	-	Зам.	547-24		13.03.24			
Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Раздел 6. Часть 2. Решения по автоматизации  ООО СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ		
		Разраб.	Зеленкина							
		Проверил	Марков							
		Н. контр.	Марков							
		ГИП	Тузников							

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Процесс производства электроэнергии на электростанции полностью автоматизирован. Выработка электрической энергии производится - за счет сжигания топливного газа в газотурбинных установках и преобразования механической энергии в электрическую в генераторах.

Основанием для разработки проектной документации является задание на проведение проектно-изыскательских работ по объекту: «Газотурбинная береговая электростанция ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ», утвержденное Генеральным директором ООО «Арктик СПГ 2» Карпушиным О.В.

Корректировка проектной документации выполняется на основании дополнения №5 к заданию на проектирование по объекту: «Газотурбинная береговая электростанция ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ».

Местонахождение района проектирования - Российская Федерация, Ямало-Ненецкий автономный округ, Тазовский район, береговая часть полуострова Гыданский в границах лицензионного участка недр, включающего Салмановское (Утреннее) нефтегазоконденсатное месторождение.

Для обеспечения потребности Завода по производству, хранению, отгрузке сжиженного природного газа и стабильного газового конденсата в электрической энергии для безопасного и надежного функционирования технологических линий проектируется «Газотурбинная береговая электростанция».

Электрическими нагрузками БЭС являются:

- потребители завода СПГ и СГК на ОГТ;
- потребители собственных нужд (далее СН) БЭС, расположенные внутри модулей PGM, а также на территории БЭС, включая АДГ-аварийные дизельгенераторные установки, КТП, пожарная станция и все насосные канализационных систем бытовых, производственных и дождевых стоков.

БЭС вырабатывает 482 МВт электрической мощности для обеспечения потребности завода СПГ и СГК на ОГТ-2 в электрической энергии для безопасного и надежного функционирования Технологической линии №2 и обеспечения потребности в электрической энергии объектов береговой инфраструктуры.

Основное оборудование, устанавливаемое на БЭС:

- двадцать газотурбинных генераторов (ГТГ), расположенных в четырёх модулях 2-PGM-001 (002, 003, 004), поз. на Генплане 14001 (2,3,4) максимальной степени заводской готовности в комплекте со вспомогательным оборудованием, системами и обвязкой в границах модуля;

- трансформаторы 70 МВА 10,5/232 кВ, поз. на Генплане 14001.1 (2,3), 14002.1 (2), 14003.1 (2,3), 14004.1 (2);

- подстанция КРУЭ-220 кВ, расположенная в модуле максимальной степени заводской готовности в комплекте с вспомогательным оборудованием, системами и обвязкой в границах модуля (далее ESS-920) поз. на Генплане 14005;

- аварийная дизельгенераторная установка, максимальной степени заводской готовности, состоящая из 3-х дизельгенераторов, с единичной мощностью 2,4 МВт и РУНН-0,4 кВ поз. на Генплане 14006;

- комплектная трансформаторная подстанция собственных нужд (КТП СН), максимальной степени заводской готовности, поз. на Генплане 14014;

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							653.144.ПТ-ТХ2.001
Инв. № подл.							2
	2	-	Зам.	547-24		13.03.24	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- противопожарная насосная станция поз. на Генплане 14018 с резервуарами запаса воды, поз. на Генплане 14017;

- вспомогательное оборудование, состоящее из емкостей слива турбинного и трансформаторного масла, дизтоплива, дождевых и хозяйственно-бытовых стоков, ресиверы воздуха и азота;

- административный корпус поз. на Генплане 14015, в котором расположены инженеры, администраторы и обслуживающий персонал станции.

Основное топливо для ГТГ – сухой природный газ обеспечивает завод с необходимыми параметрами по газопроводам.

Дизельное топливо для работы АДГУ подается по трубопроводу при необходимости заполнения расходных емкостей в составе установок ДГУ.

В состав БЭС входят следующие здания и сооружения:

- модули газотурбинных генераторов (14001, 14002, 14003, 14004);
- модуль подстанции (14005);
- административный корпус (14015);
- КТП собственных нужд (14014);
- аварийные дизель-электрические установки собственных нужд (14006);
- резервуары противопожарного запаса воды (14017);
- противопожарная насосная станция (14018);
- ресиверы воздуха (14016);
- административный корпус (15015);
- накопительные ёмкости дождевых стоков (14012.1, 14012.2);
- ёмкость хозяйственно-бытовых сточных вод (14019);
- ёмкости аварийного слива турбинного масла (14007.1-14007.4);
- ёмкости аварийного слива трансформаторного масла (14008.1-14008.2, 14009);
- ёмкости пополнения-слива теплоносителя (14010);
- ёмкости аварийного слива дизельного топлива (14011);
- блок пожарных гидрантов (14020.1-14020.10);
- трансформатор связи БЭС-1 с БЭС-2 (14021);
- ёмкости аварийного слива трансформаторного масла от трансформатора связи БЭС-1 с БЭС-2 (14022);
- мачты мобильной связи (14023.1 и 14023.2).

Режим работы предприятий базовый, непрерывный, 8760 часов в год.

Инд. № подл.	Взам. инв. №					Лист 3
	Подп. и дата					
	Изм.					
2	-	Зам.	547-24		13.03.24	653.144.ПТ-ТХ2.001
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	

2 КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ В РАЙОНЕ СТРОИТЕЛЬСТВА

Месторасположение проектируемого объекта: Российская Федерация, Тюменская, 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	IG
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92, °C	минус 44
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92, °C	минус 48
Абсолютно минимальная температура воздуха, °C	минус 52
Абсолютная максимальная температура воздуха, °C	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 значение веса снегового покрова по СП 20.13330.2016, кПа	- (IV район)
Сейсмичность по СП 14.13330.2018, балл	5

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

4

3 ОСНОВНЫЕ РЕШЕНИЯ В ЧАСТИ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И БЕЗОПАСНОСТИ (ИСУБ)

ИСУБ (ICSS - Integration Control and Safety System) береговой электростанции предназначена для:

- автоматического контроля состояния технологических процессов;
- автоматического и автоматизированного управления технологическими процессами в реальном масштабе времени;
- обеспечения безопасности и управляемости, как в нормальных, так и в переходных и предаварийных условиях функционирования, а также для защиты или остановки оборудования при угрозе аварий.

ИСУБ (ICSS) состоит из:

- системы управления технологическим процессом (PCS), кроме того, включающей в свой состав следующие системы/интегрированные функции:

а) систему управления сигнализацией (AMS);

б) систему управления средствами КИПиА (IAMS);

- инструментальной системы безопасности (SIS), включающей следующие системы:

а) систему аварийного останова (ESD);

б) систему обнаружения пожара (FDS), которая описана в другом томе;

в) систему контроля загазованности (GDS);

- системы управления и информационного обслуживания (PIMS).

В состав ИСУБ входит автоматизированная система контроля и управления технологическими процессами (PCS - process control system) и системами безопасности (SIS - Safety Instrumented System), в которые входят: система аварийного останова (ESD - Emergency Shutdown System), система контроля загазованности (GDS – Gas Detection System) и система обнаружения пожара (FDS – Fire Detection System), которая описана в отдельном томе.

Локальные подсистемы, не входящие в состав ИСУБ, но взаимодействующие с ней, следующие:

- ЛСАУ ГТГ – система управления газотурбинным генератором (GTG);
- ЛСАУ АДЭС – система управления аварийными дизельэлектростанциями (EDG);
- ЛСАУ ECS – система управления распределения энергии СУРЭ;
- ЛСАУ PMS – система управления распределением мощности (ГРАМ);
- ЛСАУ ОБКВ – система управления оборудованием отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха;
- ЛСАУ комплектно поставляемого оборудования насосной станции пожаротушения, а также;
- MMS - Система контроля механического оборудования (Machine Monitoring System).

MMS используется для предотвращения критического повреждения машинного оборудования при нарушении условий эксплуатации. Кроме того, данная система обеспечивает диагностику и анализ работы машинного оборудования и способствует прогнозированию периодичности технического обслуживания путём сбора данных, формирования трендов, регистрации параметров, расчётов эксплуатационных

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							5
Инв. № подл.							Лист
	2	-	Зам.	547-24		13.03.24	653.144.ПТ-ТХ2.001
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	

характеристик и архивирования выбранных данных для контроля состояния механизмов крупногабаритного динамического оборудования.

Непрерывный контроль концентраций в выбросах ГТГ таких веществ как: оксид углерода (СО), окислы азота (NOx), сухой и влажный О2 не требуется, т.к. согласно письма Минприроды № 12-47/17128 от 22.07.2018, величина массового выброса вещества на источнике выбранного оборудования не превышает значений, указанных в п.8 Правил № 262, поэтому 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

Система управления ОВКВ предназначена для управления оборудованием отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха всех зданий береговых сооружений. Подробное описание системы ОВКВ приведено в документе 653.144.ПТ-ИОС4.001 - Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения. Подраздел 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети.

PCS предназначена для непрерывного контроля за ходом технологических процессов и состоянием оборудования, дистанционного управления в регламентном режиме и нештатных ситуациях, поддержания рабочих параметров технологических процессов и оборудования в заданных границах безопасным, надёжным и прогнозируемым образом, предоставления информации о ходе технологических процессов, мониторинга и поддержания качества продукта в заданных пределах, предоставления производственных отчётов и диагностических сведений об оборудовании, позволяющих планировать операции профилактического техобслуживания, обеспечения обмена данными с другими вычислительными системами БЭС.

ESD является составной частью систем обеспечения безопасности. Её главная функция заключается в останове технологических процессов и оборудования БЭС в соответствии с заданным уровнем аварийного останова с переводом их в безопасное состояние в случае возникновения аварийных ситуаций. Таким образом, обеспечивается защита персонала, окружающей среды и имущества. ESD выполняет аварийный останов в соответствии со схемами причинно-следственных связей и описанием блокировок. 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 установку/технологическом блоке.

– ПАЗ для установок может также иницироваться с помощью органов ручного управления из операторной (кнопки управления). Решение оператора об аварийном останове отдельной установки будет основано на различных сигналах, полученных в

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

6

операторной, включая сигнализации нештатных рабочих условий (ручные пожарные извещатели, видеонаблюдение) и сообщения от операторов на площадке.

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

GDS является составной частью систем обеспечения безопасности. Её функция заключается в снижении последствий любого выброса газа в целях защиты персонала, окружающей среды и имущества. GDS осуществляет непрерывный мониторинг объектов и инициирует защитные меры и операции останова (через ESD) согласно схемам причинно-следственных связей системы.

ИСУБ выполняет функции технологических защит и блокировок, а также представления оперативному и техническому персоналу необходимой технологической информации, получения расчетных параметров, создания и ведения архивов, подготовки и вывода на печать протоколов и другой оперативной документации.

Система ИСУБ выполняется на базе микропроцессорной и вычислительной техники и позволяет реализовать расширенный круг задач (функций) контроля и управления технологическим оборудованием, обеспечивая:

- высокую надежность, экономичность, безопасность и долговечность оборудования, путем уменьшения интенсивности случайных колебаний параметров технологического процесса;
- сокращение времени пуска оборудования;
- сокращение времени простоя при плановых ремонтах и при аварийных остановах вследствие повышения технического уровня эксплуатации;
- защиту персонала и оборудования при угрозе аварии;
- расширенные информационные функции ПТК ИСУБ;
- реализацию сложных алгоритмов управления и регулирования;
- диагностику технических и программных средств ИСУБ;
- высокую живучесть и надежность системы при отказах ее элементов; автоматизированный расчёт технико-экономических показателей работы оборудования;
- автоматизированный контроль концентрации газов СО и СН₄.

Основными целями создания ИСУБ являются:

- обеспечение надежной эксплуатации и достижение проектных технико-экономических показателей электростанции по отпуску электроэнергии, удельному расходу условного топлива на отпущенную электроэнергию, расходу электроэнергии на собственные нужды;
- повышение эксплуатационной надежности и уменьшение аварийности за счет непрерывной диагностики основного оборудования;
- снижение эксплуатационных затрат и увеличение межремонтного периода за счет уменьшения числа обслуживаемой аппаратуры, минимизации времени восстановления;
- объективная оценка эффективности использования оборудования и действий персонала;
- обеспечение эффективного участия автоматизируемого оборудования в управлении параметрами режима энергосистемы;
- повышение комфортности работы оперативного и обслуживающего персонала;

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							7
Инв. № подл.							653.144.ПТ-ТХ2.001
	2	-	Зам.	547-24		13.03.24	
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	

- информационное обеспечение производственно-технической деятельности эксплуатационного персонала;

- объективная оценка потребности в проведении ремонтных работ технологического оборудования;

- уменьшение вероятности неправильных действий оперативного персонала за счет дистанционного управления с функциями оперативных блокировок; повышение надежности работы электротехнического оборудования.

Функции, обеспечиваемые PCS, ESD, FDS, GDS являются:

- PCS (process control system) - предназначена для автоматизированного контроля и управления технологическими процессами;

- ESD (аварийное отключение) – предназначена для обеспечения экстренного останова оборудования, в случае отказов и сбоев программного обеспечения систем верхнего уровня, также предусмотрены посты аварийного управления оборудованием, ESD выполняет аварийный останов газовой турбины, включая отключение топлива и запуск смазочной системы, чтобы гарантировать завершение останова агрегата;

- FDS (обнаружение пожара) – система обнаружения пожара предназначена для обеспечения экстренного останова оборудования и принятия необходимых мер тушения пожара. FDS является составной частью систем обеспечения безопасности. Её функция заключается в снижении последствий пожара в целях защиты персонала, окружающей среды и имущества. FDS осуществляет непрерывный мониторинг объектов и

инициирует защитные меры и операции останова (через ESD) согласно схемам причинно-следственных связей системы. FDS взаимодействует с системой обнаружения пожара адресного типа (FAS), являющейся подсистемой FDS. FAS обеспечивает обнаружение пожара в зданиях и осуществляет контроль устройств адресного типа (например, дымовых и тепловых извещателей, ручных пожарных извещателей). Решения о системе FDS в томе 653.144.ПТ-ПБ.001;

- GDS (система контроля загазованности) предназначена для обнаружения концентрации метана CH₄, паров дизтоплива и концентрации угарного газа CO.

Контроль загазованности концентраций метана CH₄ предусмотрен у фильтров перед каждым модулем ГТГ по 3 датчика в местах возможного выхода топливного газа, а также предусмотрен контроль загазованности в каждом воздухозаборном устройстве систем вентиляции зданий по 3 датчика, в каждом тамбуре зданий по 3 датчика, внутри помещений распределительных устройств помещений ИБП по 3 датчика и по одному датчику наружной установки у каждой емкости аварийного слива дизельного топлива. Все сигналы от датчиков поступают в систему контроля загазованности GDS, а выходные сигналы из этой системы выполняют отключающие действия при достижении предельно-допустимого порога концентрации загазованности 20 % и предупредительные сигналы при достижении концентрации порога загазованности до 10 %.

Контроль загазованности угарного газа CO предусмотрен в модулях ГТУ у газохода.

Контроль концентраций паров дизтоплива предусмотрен в контейнерах АДЭС.

Датчики размещаются в соответствии с п. 2.25 Приказа Ростехнадзора №125 над источником при выделении легких газов плотностью по воздуху менее 0,8 кг/м²:

- PIMS обеспечивает выполнение функций сбора данных. PIMS является хранилищем и источником данных, обеспечивающим пользователей точной и достоверной оперативной, получаемой в режиме реального времени, и статистической,

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

8

содержащейся в хранилище данных, информацией. Информация, предоставляемая PIMS, должна использоваться для анализа производственных инцидентов, мониторинга работы технологических систем и крупных единиц оборудования, выполнения анализа статистических данных и, в целом, принятия решений на основе достоверных данных. PIMS обеспечивает централизованный сбор данных от различных систем, входящих и взаимодействующих с ICSS, и передачу их в корпоративную сеть;

- AMS собирает все тревожные сигналы и события от всех систем ICSS и взаимодействующих с ней систем и регистрирует в хронологическом порядке в базе данных событий. AMS позволяет оператору извлекать, воспроизводить, сортировать и анализировать события по любому информационному полю в режиме "онлайн", а также предоставляет расширенные функции управления для детального анализа поведения и типовых вариантов развития тревожных сигналов и событий, в том числе, анализ тревожных сигналов, возможность интеллектуального подавления тревожных сигналов и принудительная их активация;

- IAMS, на базе протокола HART обеспечивает инфраструктуру для профилактической диагностики и дистанционной калибровки приборов КИП, сводя тем самым к минимуму необходимость выполнения ручной диагностики и калибровки интеллектуальных КИП и А и регулирующих клапанов на площадке в ручном режиме.

Данные, полученные с помощью дистанционной диагностики, используют для разработки графиков планового техобслуживания.

- SIS включает в свой состав ESD, FDS, GDS, являющиеся независимыми системами, каждая из которых имеет свои полевые устройства и кабели. SIS предупреждает возникновение аварийных ситуаций при недопустимом отклонении значений технологических параметров, а также при потере электроснабжения объекта, при пожаре, при аварийном значении загазованности воздушной среды производственных зон и обеспечивает безопасную остановку или перевод технологического процесса в безопасное состояние по заданной программе. Системы обеспечения безопасности в составе ICSS представляют собой микропроцессорные системы высокой надёжности и эксплуатационной готовности, оснащённые средствами самопроверки и самодиагностики. Логические решающие устройства систем обеспечения безопасности представляют собой программируемые электронные системы, сертифицированные на требуемый уровень эксплуатационной безопасности и надёжности (SIL).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					653.144.ПТ-ТХ2.001	Лист
			2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

4 ОСНОВНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ УПРАВЛЕНИЯ

Контроль и управление тепломеханическим и электрическим оборудованием организуется дистанционно из операторной, расположенной в здании центральной операторной завода в помещении CCR (Central Control Room)

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

Щафы ввода/вывода и коммутационное оборудование располагаются в модулях, поставляемые отдельно в максимальной заводской готовности.

Контроль и управление инженерными системами отопления, вентиляции и кондиционирования (ОВиК) осуществляется от местных шкафов, и от АРМ ИСУБ (ICSS). 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. Язык операторского интерфейса - русский и английский.

Передача информации на CCR осуществляется по резервированной оптической линии связи протоколами Modbus TCP/IP из модуля ESS-920, куда передается вся информация от всего оборудования на площадке БЭС.

Структурная схема кабельных связей представлена на черт. № 653.144.ПТ-ТХ2.001-03.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			653.144.ПТ-ТХ2.001							10
			2	-	Зам.	547-24		13.03.24		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

5 ОСНОВНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ИСУБ

ИСУБ выполняется как информационно-управляющая система, выполняющая сбор, обработку и представление технологической информации, управление оборудованием, автоматическое регулирование технологических параметров, защиту персонала и оборудования с передачей данных в вышестоящий уровень.

ИСУБ строится в виде трехуровневой системы, распределенной по технологическому и функциональному признаку. Структурная схема ИСУБ представлена на черт. № 653.144.ПТ-ТХ2.001-02.

ИСУБ создается как неотъемлемая часть управления оборудованием со сроком службы не менее 25 лет. Обмен информации между всеми САУ, будет производиться в полном объеме через Firewall в Сервере обмена данными (СОД), в целях обеспечения защиты сетей. Характеристики и функции системы соответствуют техническим требованиям поставщиков оборудования и требованиям всех действующих Российских и международных НТД, принятых на территории РФ.

5.1 Решения по КИПиА

Технологическое оборудование оснащается КИПиА, исполнительными механизмами (ИМ) в объеме, необходимом для контроля, сигнализации, защит и блокировок, регулирования и автоматического управления оборудованием.

Контроль параметров процесса (давления, перепада давления, температуры, расхода и уровня) осуществляется интеллектуальными электронными датчиками со стандартным выходным токовым сигналом 4-20 мА, совмещённым с HART протоколом, электропитание осуществляется, как правило, по двухпроводному контуру.

Ненормированные сигналы Pt100 от датчиков температуры или сигналы термопар ТХК не применяются. Все датчики температуры укомплектовываются измерительными преобразователями с выходным сигналом 4...20 мА + HART.

Местные приборы контроля поставляются комплектно с оборудованием показывающие манометры с трубкой Бурдона и биметаллические термометры.

Для измерения параметров в контурах PCS и в контурах ESD применяются отдельные КИП.

Обеспечение интеллектуальных датчиков функцией диагностики технического состояния прибора является обязательным для контроля параметров безопасности. Для проведения диагностики, поиска неисправности, а также возможности переконфигурирования полевых устройств в составе ICSS предусмотрена система управления средствами КИПиА (IAMS).

Все средства измерений комплектуются следующими документами:

- паспортами, техническим описанием, инструкциями по эксплуатации на русском языке;
- методиками поверки, свидетельствами и протоколами о первичной поверке;
- документацией для обеспечения возможности таможенного оформления и эксплуатации оборудования на территории Российской Федерации (РФ).

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».

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

11

5.2 АРМ

В качестве средства организации интерфейса "человек-машина" используются взаимозаменяемые и равнозначные по возможностям автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора с использованием типовых персональных компьютеров. АРМы операторов обеспечивают контроль и управление оборудованием интегрируемых систем. Контроль за технологическим процессом организован с помощью отображения динамических данных на экранах мониторов АРМов.

Дистанционное управление исполнительными механизмами, запорно-регулирующей арматурой выполняется с помощью типовых манипуляторов типа «мышь». Управление исполнительными механизмами по месту осуществляется от постов местного управления оборудованием, для оборудования с интеллектуальными приводами при помощи кнопок управления, расположенных на самих приводах.

Интерфейсы обмена данными представлены на структурной схеме.

5.3 Взрывозащита

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 представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Классификация приборов по степени защиты

Оборудование/КИП	Степень защиты
Электронные приборы (передатчики, интеллектуальные позиционеры, датчики положения, локальные индикаторы), беспроводные повторители	Exd
Полевые переключатели (например, ручной переключатель, переключатель положения клапана)	Exd
Корпуса температурных элементов	Exe
Соленоидные клапаны	Exd
Электрические приводы	Exd
Распределительные коробки	Exe
Местные панели, Местные шкафы управления	Exd (Сертификация должна охватывать любое электронное устройство в корпусе).
Детекторы пламени и газа	Exd

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

12

5.4 Пылевлагозащита

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.

Климатическое исполнение средств автоматизации установленных снаружи здания принято ХЛ1.

Климатическое исполнение средств автоматизации установленных внутри помещений принято УХЛ3.

5.5 Стандартизация и унификация

БЭС базируется только на оборудовании, которое полностью произведено в Китае или России и не зависит от каких-либо компаний за пределами Китая или России с точки зрения проектирования, производства, поставки и обслуживания, включая лицензионные требования.

Поставщики и технология приборов сведены к минимуму, чтобы упростить замену и техническое обслуживание.

Все приборы определенного типа предусматриваются от одного и того же поставщика и стандартизированы по номеру модели прибора, там, где это целесообразно.

5.6 Программное обеспечение

Программное обеспечение ПЛК - MACS V7, объединяет в себе управление проектом, конфигурацию оборудования, программирование, моделирование и другие функции.

Программное обеспечение для программирования - это AutoThink, интегрированный в MACS, который поддерживает LD (лестничная диаграмма), ST (структурированный текст) и SFC (последовательная функциональная диаграмма), как указано в IEC61131-3, и поддерживает самостоятельно разработанную функцию CFC (непрерывная функциональная диаграмма). Язык CFC имеет преимущества простого программирования, четкой структуры и легкой отладки. В то же время, программное обеспечение предоставляет множество библиотек для программирования. Программное обеспечение используется для программирования алгоритмов управления, является платформой разработки для управления и представляет собой стандартный пакет программного обеспечения для конфигурации оборудования и программирования.

Программное обеспечение AutoThink имеет следующие основные возможности:

- Конфигурирование и создание пользовательских программ;
- Языки конфигурации (CFC, ST, SFC, LD) соответствуют стандарту IEC61131-3;
- Язык операторского интерфейса - русский и английский;
- Стандартные и определяемые пользователем типы данных IEC61131-3;
- Графическая конфигурация оборудования;
- функция онлайн - отладки;
- эффективные проверки обоснованности;
- Свобода использования переменных;
- Список библиотек алгоритмов;

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

13

- Функция защиты;
- Исчерпывающая онлайн-справка.

5.7 Кабельная продукция

Срок службы всех кабелей КИП должен быть рассчитан на эксплуатацию в течение 25 лет при условиях окружающей среды и в режимах эксплуатации. Кабели, прокладываемые снаружи, должны быть пригодны для использования при температурах $-52^{\circ}\text{C} \dots +30,1^{\circ}\text{C}$. Внутренние кабели должны допускать возможность их использования при температурах как минимум $-20^{\circ}\text{C} \dots +40^{\circ}\text{C}$.

Кабели КИП и связи (включая оптоволоконные), которые будут монтироваться на площадке БЭС, должны быть рассчитаны на прокладку при минимальной температуре -30°C (без предварительного подогрева).

Кабели PCS должны быть проложены в отдельных коробах или лотках от кабелей ESD/FDS/GDS.

В опасных зонах все электрические КИПиА должны отвечать требованиям класса опасной зоны, в которой они прокладываются, и соответствовать как минимум требованиям ГОСТ Р МЭК 60079 и ГОСТ 31610.0-2014, а также ГОСТ 32407-2013 и ГОСТ 31441.1-2011 для неэлектрического оборудования.

Показатели пожарной опасности, включая параметры дымогазовыделения, показатель токсичности продуктов горения, предел распространения горения и огнестойкость, а также соответствующий класс пожарной опасности должны соответствовать требованиям ГОСТ 31565-2012.

Все кабели должны быть пригодны к эксплуатации при низких температурах и успешно пройти испытание на изгиб в холодном состоянии и испытание на растрескивание при резком охлаждении в соответствии с ГОСТ IEC 60811-1-4 или аналогом при температуре -52°C .

Все кабели должны быть типа LS (с пониженным дымо- и газовыделением при горении) и пройти испытания в соответствии с ГОСТ МЭК 61034 и ГОСТ МЭК 60754-1.

Все кабели должны, как минимум, иметь предел распространения горения согласно ГОСТ МЭК 60332-1 и характеристиками нераспространения горения согласно ГОСТ МЭК 60332-3-22, категория испытаний А.

Следующие силовые и контрольные кабели должны обладать огнестойкостью FRLS в соответствии с требованиями стандартов МЭК 60331 и ГОСТ 31565-2012:

- Система обнаружения пожара (FDS);
- Система контроля загазованности (GDS).

Медные кабели КИП должны быть со сплошными жилами, негигроскопичными, с заполнением всего поперечного сечения для недопущения прохождения газа/паров по кабелю при нормальном рабочем давлении, а также в соответствии с ГОСТ МЭК 60079-14, приложение E, чтобы исключить попадание горючих паров и газов на входе кабеля во взрывозащищенные оболочки Exd (ATEX).

Жилы кабелей должны быть меднопроволочные, скрученные, минимум класс 2 (МЭК 60228 и ГОСТ 22483-2012). Жилы для термопар должны быть однопроволочными, класс 1 (МЭК 60228 и ГОСТ 22483-2012).

Для образования пары (тройки) изолированные жилы должны скручиваться вместе. Шаг свивки у пар не должен превышать 70 мм для жил сечением 1 мм^2 , 100 мм для жил сечением $1,5 \text{ мм}^2$ и 150 мм для жил сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

14

Минимальные сечения используемых жил:

- кабели КИП: 1 мм², 1,5 мм² и 2,5 мм² (электромагнитные клапаны);
- силовые кабели: 2, 5, 4, 6, 10, 16 мм².

С учетом интеллектуальных вводов-выводов (модулей) в системе управления КИПиА количество пар (троек) у кабелей КИП должно быть следующим:

- количество пар: 1, 2, 3, 8, 16;
- количество троек: 1, 2, 3, 6, 8, 16.

Изоляция токопроводящих жил должна соответствовать требованиям к эксплуатации в условиях арктического климата. Это может быть XLPE.

Экранирование для контрольных кабелей КИП статического типа (алюминиевая фольга) с проволочной оплеточной оболочкой, приклеенной к негигроскопичной полиэфирной ленте. Кабели с несколькими парами должны иметь индивидуальное экранирование и дополнительно общее экранирование.

Многожильные кабели (используемые для электропитания) не должны экранироваться.

Внешняя оболочка:

- не распространяющая горение: компаунд LSHF;
- огнестойкая (МЭК 60331): компаунд LSHF.

Перечень огнестойких кабелей:

- медные кабели систем ESD;
- все кабели передачи данных, а также оптоволоконные кабели.

Оптоволоконные кабели применяются одномодовые и многомодовые с количеством волокон 12, 24 и 48, устойчивые к внешним воздействиям. Выбор производителя и поставщика осуществляется по результатам тендерных процедур.

Кабели КИПиА по территории БЭС и внутри помещений прокладываются по перфорированному лотку послойно или пучками в соответствии с требованиями ПУЭ максимальным размером в диаметре не более 100 мм. Отдельные кабели прокладываются в трубах и гибких рукавах.

Оптоволоконные кабели прокладываются в отдельном кабельном лотке.

Все кабельные конструкции оцинкованные, в холодостойком исполнении УХЛ1.

В местах прохода кабельных трасс через стены и перекрытия устанавливаются огнестойкие перегородки и уплотнения огнестойкостью 0,75 часа, кроме того, взаиморезервируемые кабели прокладываются по разным трассам.

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

15

6 ОСНОВНЫЕ РЕЖИМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЕЙ PMS И ECS

PMS имеет два режима управления: режим управления скоростью и режим управления мощностью. В режиме управления скоростью PMS автоматически регулирует подачу топлива в зависимости от скорости, чтобы стабильно управлять частотой генератора. В режиме управления мощностью мощность генератора может стабильно регулироваться, когда генератор подключен к сети. PMS может получать команды оператора или другие системные команды для управления выходной мощностью генератора, а скорость изменения мощности по умолчанию составляет 100 кВт/с. При резком увеличении/уменьшении мощности скорость изменения мощности определяется только пределом максимального и минимального расхода топлива, а не скоростью изменения нагрузки.

6.1 Управление частотой вращения

Система управления частотой вращения ГТГ поддерживает стабильную работу ГТГ после увеличения частоты вращения и до подсоединения генератора к сети. Уставка частоты вращения ограничена 103 % ~ 95 % от номинальной. Перед подключением генератора к сети, уставка частоты вращения ограничена 100,5 % ... 99,5 % от номинальной для синхронизации генератора и сети. Мертвая зона системы управления не превышает 0,1 % от номинальной.

6.2 Управление мощностью

Уставка мощности может быть изменена оператором или PMS. Уставка мощности регулируется линейно в зависимости от частоты генератора, а установленное соотношение частоты вращения и мощности ограничено в пределах 3 % ~ 8 %. После замыкания автоматического выключателя генератора режим управления мощностью работает автоматически. Уставка мощности может быть отрегулирована от минимальной мощности (0,5 МВт) до номинальной мощности.

Электрическими нагрузками БЭС являются:

- потребители завода СПГ и СГК на ОГТ;
- потребители собственных нужд (далее СН) БЭС.

6.3 Управление электропотребителями ECS

Структурная схема ECS представлена на черт. № 653.144.ПТ-ТХ2.001-04.

Система СУРЭ (ECS) предназначена для управления и распределения электроэнергии в модулях ГТГ, КРУЭ-220кВ в модуле ESS-920, КТП-0,4 и другого электротехнического оборудования. Управление осуществляется из операторной (CCR) в здании центральной операторной завода ЗЦО.

Изм.	2	-	Зам.	547-24	13.03.24	653.144.ПТ-ТХ2.001	Лист
							16
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

7 РЕЖИМЫ РАБОТЫ САУ ГТГ

САУ ГТГ – система управления газотурбинным генератором (GTG) с АРМ оператора можно выполнять такие операции, как запуск, синхронизация, увеличение/уменьшение мощности, останов и т.д. Запуск, останов и действия защиты газотурбинной электрической установки полностью автоматически контролируются в САУ ГТГ. После нажатия определенной кнопки последовательность запуска и остановки ГТГ может быть выполнена автоматически. Более того, программа запуска и программа остановки имеет функцию точки останова, оператор может остановить последовательность управления. Например, при выполнении последовательности останова газовой турбины, после нажатия кнопки «отмена» последовательность останова отменяется, и установка продолжает работать.

При запуске, увеличении/уменьшении мощности или остановке действие всех исполнительных механизмов автоматически контролируется в САУ ГТГ, которая может автоматически управлять такими параметрами, как мощность, температура, частота вращения. В случае нештатной ситуации или аварии САУ ГТГ может автоматически отключить ГТГ.

Перед запуском ГТГ в САУ проверяют все предпусковые условия. Когда все условия в норме, допускается запуск ГТГ. При работе ГТГ включена функция защиты/блокировки, и в случае возникновения опасной ситуации ГТГ будет остановлен.

Режимы работы САУ ГТГ включают в себя:

- подготовка к запуску;
- включения и запуск стартера;
- зажигание;
- остановка и отключение стартера;
- разгон до холостого хода двигателя и подогрев двигателя;
- разгон до холостого хода генератора и подогрев двигателя;
- разгон до синхронной частоты вращения генератора;
- автоматическая/ручная синхронизация, подключение к сети;
- набор;
- сброс;
- остановка;
- снижение частоты вращения и охлаждение двигателя;
- остановка вспомогательного оборудования.

Система управления обеспечивает защиту от раскрутки, перегрева камеры сгорания, вибрации, низкого давления и высокой температуры масла при запуске, работе и остановке двигателя. Система управления имеет функции автономного тестирования и самодиагностики, чтобы помочь оператору найти неисправности и обеспечить выполнение правильных действий при возникновении неисправности.

Все значения измерений, состояние двигателя, аварийные сигналы отображаются на экране операторской станции.

Перечень видов ресурсов для технологических нужд и контроль параметров следующий:

- природный газ для ГТУ с контролем всех параметров и-расходом газа перед каждым

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

17

модулем ГТУ;

- масло для компенсации безвозвратных потерь системы смазки и суфлирования газотурбинного двигателя, масло для компенсации безвозвратных потерь системы редуктора/генератора газовой турбины. Первая заливка масла в маслобаки турбины и генератора осуществляется с машины с помощью мобильного насоса;

- азот для продувки в аварийных ситуациях, а также для технического обслуживания и консервации подается готовый с завода СПГ. Предусматривается установка трех ресиверов азота;

- инструментальный воздух для арматуры запорной, регулирующей с пневмоприводом, для запорных и продувочных клапанов, амортизаторов и других потребителей, которым требуется пневматическая мощность подается готовый с завода СПГ. Предусматривается установка трех ресиверов инструментального воздуха;

- водно-гликолевый раствор (этиленгликоль 60 %, вода 40 %) для системы охлаждения газовых турбин и системы отопления.

Охлаждения гликолевой воды происходит от 6 воздухоохлаждателей, используемых для сброса тепловой нагрузки системы охлаждения в окружающую атмосферу с использованием вентиляторов с принудительной тягой воздуха. 50 % от количества вентиляторов работают с частотным преобразователем частоты, оставшаяся часть работает с номинальными оборотами.

Для обеспечения безопасности системы, когда не все агрегаты работают или все они отключены зимой, система воздухоохлаждателя оснащена средствами предотвращения замерзания, в том числе: установлены впускные жалюзи, перепускные жалюзи и вытяжные жалюзи, установлен электрический тепловой контур и изоляция на наружном трубопроводе.

Вход и выход воздухоохлаждателя каждого отсека для технического обслуживания снабжены запорной арматурой и сливным клапаном, выпускное устройство расположено в верхней части воздухоохлаждателя. Также установлена система ручной очистки, обслуживающий персонал может вручную чистить ее летом по мере необходимости.

Система воздушного охлаждения оснащена системой резервуаров для регулирования давления, которая расположена в корпусе газовой турбины.

Во время технического обслуживания теплоноситель сливается в резервуар для хранения гликолевой воды.

Источниками выбросов в атмосферу являются:

- Выхлопной газ от газовой турбины;
- Выхлопной газ аварийного дизельного генератора;
- Смесь азота и природного газа при продувке линии подачи топливного газа;
- Смесь азота и природного газа при продувке в газовой турбине.

Защитные клапаны являются:

- Предохранительный клапан давления внутри газовой турбины;
- Предохранительный клапан давления на трубопроводе подачи топливного газа на входе у газовой турбины и на границе с Арктик СПГ-2;
- Предохранительный клапан давления на приборных воздушных емкостях.

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

18

8 РЕШЕНИЯ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ ИНЖЕНЕРНЫХ СИСТЕМ АДМИНИСТРАТИВНОГО КОРПУСА (АК)

Здание административного корпуса поз. 14015 на Генплане комплектной поставки, 1-этажное и предусмотрено для работы обслуживающего персонала.

Подробное описание решений по автоматизации для Административного корпуса в томе 653.144.ПТ-ИОС4.001 - Раздел 5. «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения». Подраздел 4. «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети».

В здании предусмотрены кабинеты и бытовые помещения.

Для бытовых сточных вод предусмотрена емкость хозяйственных сточных вод (поз.14019 на генплане) с КИП. Схема автоматизации емкости хозяйственно-бытовых стоков представлена в томе «Наружные сети водоотведения». Откачка производится переносным насосом с последующим вывозом за пределы площадки.

Иньв. № подл.						Взам. инв. №	
Подп. и дата							
Иньв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Лист
	2	-	Зам.	547-24		13.03.24	19
653.144.ПТ-ТХ2.001							

9 САУ КТП СОБСТВЕННЫХ НУЖД И САУ АДЭС

Рабочие и резервные источники питания собственных нужд (СН) 0,4 кВ БЭС обеспечивают:

- надежную работу основного электрического и технологического оборудования электростанции в нормальных, ремонтных и аварийных режимах;
- автоматическое включение резервного источника питания при отключении рабочего источника питания с возможностью самозапуска электродвигателей механизмов собственных нужд при 95 % от нормального напряжения.

Электроснабжение потребителей собственных нужд БЭС осуществляется на следующих напряжениях:

- 0,4/0,23 кВ переменного тока для электродвигателей мощностью до 250 кВт, а также для сетей освещения и сварки;
- 220 В постоянного тока для электроприводов постоянного тока, а также для цепей управления, защиты и автоматики.

Основными потребителями электроэнергии для собственных нужд БЭС являются:

- административный корпус;
- противопожарная насосная станция;
- СН общестанционных КТП;
- обогрев трубопроводов и емкостей;
- наружное освещение территории и внутреннее освещение зданий;
- оборудование систем связи и КИТСО;
- оборудование систем автоматизации;
- системы противопожарной защиты;
- насосное оборудование в составе дренажных емкостей.

Управление и распределение электроэнергии осуществляется из операторной в здании ЦОЗ из системы СУРЭ (ECS).

Структурная схема ECS представлена на черт. № 653.144.ПТ-ТХ2.001-04.

В качестве аварийного источника электроснабжения всех потребителей 1 и особой категории используется АДЭС-аварийная дизель-электростанция, в комплект поставки входит на первом и аналогично на 2 этапе следующее оборудование:

1) Электростанция дизельная автоматизированная контейнерного исполнения, номинальной электрической мощностью 2400 кВт (напряжение 0,4 кВ, частота 50 Гц) – 3 (три) шт.;

2) РУНН -0,4кВ распределения энергии от электростанции дизельной – 1 (одна) шт.;

В состав одной дизель-генераторной установки контейнерного исполнения входит:

- дизель-генераторная установка (ДГУ) с панелью управления;
- топливная система;
- масляная система;
- система охлаждения;
- система управления;

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

20

- система освещения;
- системы забора воздуха, вентиляции и отопления;
- система запуска;
- система охранно–пожарной сигнализации;
- система пожаротушения;
- система выпуска отработавших газов;
- система контроля загазованности.

Топливная система электростанции предназначена для бесперебойного обеспечения ДГУ дизельным топливом.

Топливная система состоит из топливной системы ДГУ и топливной системы блок–контейнера.

В состав топливной системы входит:

- топливная система собственно дизельного электроагрегата;
- расходный топливный бак емкостью 5000 литров, расположенный в отдельном топливном блок-модуле (отсеке), с датчиками уровня, фильтром грубой очистки, топливомерной трубкой для визуального контроля уровня топлива, дыхательной системой, исключающей попадание паров топлива в помещение модуля.
- электрический насос подкачки топлива;
- ручной насос подкачки топлива в расходный топливный бак из внешней емкости;
- счетчик топлива, установленный на трубопроводе подачи топлива в бак с выводом показаний в АСУ;
- электромагнитный клапан, установленный на подающей магистрали, препятствующий самопроизвольному опорожнению бака;
- трубопроводы и трубопроводная и запорная арматура, вентили и краны.

При выработке топлива в расходном топливном баке до нижнего уровня, датчик нижнего уровня (НУТ) выдает сигнал на открытие электромагнитного клапана на подающей магистрали и для включения электрического насоса подкачки топлива ДЭС.

Заполнение расходного топливного бака производится до момента срабатывания датчика верхнего уровня топлива (ВУТ), выдающего в систему автоматики сигнал на выключение электрического насоса подкачки топлива ДЭС и закрытия электромагнитного клапана на подающей магистрали. Для дублирования датчика ВУТ в корпус бака установлен датчик аварийно–верхнего уровня топлива (АВУТ), при срабатывании которого выдается сигнал на выключение электрического насоса подкачки топлива ДЭС.

При срабатывании датчика аварийно–нижнего уровня топлива (АНУТ), в систему управления собственными нуждами электростанции передается сигнал на останов ДГУ.

Возможный перепад высот нижней части резервуара и основания ДЭС 0,5-2,5м.

Для отвода воздуха и паров топлива за пределы блок–контейнера электростанции, установлен трубопровод вентиляции топливного бака, оборудованный огнепреградительным клапаном. Участок трубопровода, выходящий за транспортные габариты электростанции, выполнен съемным.

Устройство визуального контроля уровня топлива оборудовано запорной арматурой. В конструкции топливного бака предусмотрена возможность отстоя и слива воды.

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

21

Места присоединения трубопроводов к внешним сетям укомплектованы ответной арматурой (фланцы, резьбы, уплотнения) и крепежом. Маркировка внешних подсоединений выполнена на металлических табличках (шильдах), устойчивых к воздействию окружающей среды.

Оборудование, устанавливаемое в топливном модуле принято в взрывозащищенном исполнении.

Масляная система обеспечивает нормальную работу электростанции на моторных маслах по нормам вязкости SAE 15W40, которые отвечают классификационной категории CH4 по API.

Предусмотрена типовая масляная система в составе:

- расходного масляного бака ёмкостью 400 л, с датчиком нижнего уровня (световую сигнализацию НУ вывести на ЩУСН), мерной трубкой для визуального контроля уровня масла, дыхательной системой, исключающей попадание паров масла в помещение модуля;

- ручной насос закачки масла из внешней ёмкости в расходный бак;
- ручного насоса для закачки масла в картер двигателя ДГУ;
- ручной насос для откачки масла из картера двигателя;
- трубопроводов и запорной арматуры;
- электрический подогреватель масла в картере двигателя.

Масляная система электростанции обеспечивает возможность автоматического долива масла в картер двигателя из расходного масляного бака.

Для нормального протекания масла по трубопроводу от расходного бака к картеру выполняется его подогрев греющим кабелем.

Система охлаждения штатная, радиаторного типа.

Система обеспечивает автоматическое регулирование температуры охлаждающей жидкости, заправку и слив охлаждающей жидкости, компенсацию температурных расширений охлаждающей жидкости, а также поддержание температуры охлаждающей жидкости, обеспечивающей готовность к пуску, с помощью электроподогревателя охлаждающей жидкости двигателя (поставка с ДГУ).

Слив охлаждающей жидкости системы должен осуществляться ручным насосом в ёмкость, расположенную за пределами блок-контейнера.

Система управления ДГУ.

Система управления ДГУ обеспечивает автоматизацию процесса выработки электрической энергии в объеме 3-ей степени автоматизации:

- поддержание электростанции в готовности к пуску;
- автоматизированный пуск электростанции с местной панели управления или с дистанции;
- автоматизированный останов электростанции с местной панели управления или с дистанции;
- автоматическое поддержание частоты вращения;
- автоматическое поддержание выходного напряжения генератора;
- автоматический контроль и индикацию значений основных параметров дизельного двигателя и генератора;

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

22

- работоспособность и защиту вспомогательного оборудования;
- защиту электростанции с последующим отключением нагрузки, остановом и включением аварийной сигнализации.

Система управления электростанции состоит из:

- панели управления электроагрегата поставляемой совместно с ДГУ;
- щита управления собственных нужд (ЩУСН) электростанции;
- щита РУНН-0,4кВ (РУНН-0,4) с генераторным выключателем с моторным приводом, предназначенного для приема и распределения электроэнергии, индикации параметров тока и напряжения, приема и передачи сигналов на запуск (останов) двигателя при исчезновении напряжения сети, прием и передачу сигналов на запуск (останов) от АСУ заказчика, прием и передачу сигналов в систему АСУ заказчика, местного управления ДЭС в ручном и автоматическом режимах. В РУНН-0,4кВ предусмотрен автоматический выключатель для подключения ДЭС с функцией АВР, входящего в комплект поставки.

РУНН-0,4кВ осуществляет контроль и сбор данных о состоянии инженерных систем ДЭС, передачу информации от них в вышестоящую систему СУРЭ (ECS), самостоятельную выработку управляющих сигналов как автоматически, так и дистанционно из вышестоящей системы (ECS). Для приема сигналов (сигналы приведены ниже) от ДЭС предусмотрена оптическая линия связи по протоколу Modbus TCP/IP, МЭК61850:

- АВ на вводе "Включен";
- АВ на вводе "Отключен";
- работа;
- готовность;
- перегрузка;
- неисправность, сработала защита;
- низкий уровень заряда аккумуляторной батареи;
- показания уровня в резервуаре топливного бака;
- наработка двигателя;
- нагрузка;
- температура внутри блок-контейнера;
- низкая температура масла;
- команда на пуск;
- команда на стоп;
- команда на экстренный останов;
- комплект сигналов для по состоянию ДЭС и положению генераторного автомата для стыковки с КТП.

Панель управления электроагрегата обеспечивает управление ДГУ во всех режимах, а также выдачу/прием сигналов в РУНН-0,4кВ и ЩУСН электростанции.

Панель управления электроагрегата обеспечивает отключение ДГУ:

- при недопустимом понижении давления масла в главной магистрали;
- при недопустимом увеличении частоты вращения двигателя;

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							23
Инв. № подл.							653.144.ПТ-ТХ2.001
	2	-	Зам.	547-24		13.03.24	
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	

- при действии токовой защиты силовой цепи генератора;
- при снижении уровня охлаждающей жидкости;
- при перегреве охлаждающей жидкости;
- при несостоявшемся пуске электростанции;
- при самопроизвольном снижении частоты вращения коленчатого вала;
- при аварийном отключении силового выключателя в РУНН-0,4кВ (отключение с расхолаживанием);

Щит управления собственных нужд (ЩУСН) предназначен для питания и управления вспомогательными системами электростанции. Питание ЩУСН выполнено по двум вводам – от РУ-0,4 кВ Заказчика и непосредственно от РУНН-0,4кВ с ручным переключателем с основной линии на резервную. На вводах ЩУСН предусмотрена установка многофункциональных счетчиков-измерителей показателей качества электрической энергии, (класс точности 0,5S интерфейс RS-485, протокол Modbus) с возможностью передачи информации в ECS. В ЩУСН предусмотреть автоматические выключатели защиты цепей собственных нужд, контакторы и реле систем вспомогательной автоматики, устройства защитного отключения, реагирующие на дифференциальный ток 30 мА, розетки для подключения оборудования ~12 В. Резерв аппаратов принять не менее 15 % от общего объема. Щит выполнить одностороннего обслуживания, навесного исполнения, степень защиты IP 54 по ГОСТ 14254-2015, система заземления – типа TN-S по ГОСТ 30331.1-2013.

ЩУСН обеспечивает:

- прием электропитания по двум вводам с функцией АВР от РУНН-0,4кВ и внешнего источника напряжения 0,4 кВ;
- электропитание и управление оборудованием системы топливоснабжения;
- электропитание и управление оборудованием системы маслоснабжения;
- электропитание подогревателей охлаждающей жидкости системы охлаждения электроагрегата;
- электропитание и управление оборудованием систем воздухоподдачи, вентиляции и отопления;
- электропитание автоматического устройства подзарядки аккумуляторных батарей электростанции;
- электропитание и ручное управление системой освещения электростанции;
- электропитание системы охранно–пожарной сигнализации;
- электропитание системы пожаротушения;
- отключение электропитания с исполнительных механизмов оборудования собственных нужд электростанции при получении сигнала от системы охранно–пожарной сигнализации и пожаротушения.

Система запуска – электростартерного типа.

При поступлении сигнала "Пуск" запуск ДГУ должен происходить автоматически по команде от панели управления ДГУ.

В систему запуска входят:

- электрический стартер, расположенный на ДГУ;
- стартерные аккумуляторные батареи;

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

24

- автоматическое зарядное устройство (поставка с ДГУ).

Аккумуляторные батареи расположены в аккумуляторном ящике. Подзаряд аккумуляторных батарей (при нахождении станции в состоянии готовности к пуску) осуществляется при помощи зарядного устройства. Во время работы подзаряд АКБ обеспечивается от приводного генератора ДГУ.

Система пожарной безопасности электростанции АДЭС соответствует требованиям СП 3.13130.2009, СП 484.1311500.2020, СП 485.1311500.2020, СП 486.1311500.2020, СП 6.13130.2009, СП 12.13130.2009, № 123–ФЗ от 22.07.08.

Системы СПЗ и АУПТ выполняются на базе оборудования, согласованным с Заказчиком.

Система пожарной безопасности АДЭС состоит из:

- автоматической пожарной сигнализации (ПС);
- автоматической охранной сигнализации(ОС);
- автоматической системы газового (СО2) пожаротушения (АУПТ) с подключенным в общий коллектор 100 % «горячим» резервом;
- охранные и пожарные извещатели (дымовые извещатели и извещатели пламени);
- сигнальные приборы системы оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией;
- первичные средства пожаротушения огнетушители ОУ-5.

В комплект поставки оборудования установки пожарной автоматики входит пульт контроля и управления.

Сети охранной и пожарной сигнализации АДЭС физически отделены друг от друга и строятся на независимом оборудовании, включая ППК и клемные коробки.

Электропитание систем оборудования СОУЭ, СПС и АУПТ осуществляется от ЩУСН через панель ППЭСПЗ, обеспечивающей электропитание по 1 категории.

Кабельные линии систем противопожарной защиты выполняются огнестойкими кабелями (нг-FRLS) или (нг-FRHF) и прокладываются на отдельных лотках.

В АДЭС предусмотрена интеграция сигналов систем пожарной безопасности в систему вышестоящего уровня FDS.

Система контроля загазованности (GDS).

Система контроля загазованности (СКЗ-GDS) предназначена для постоянного контроля содержания паров дизельного топлива внутри помещений блок-контейнера и выдачи предупредительных и аварийных сигналов.

Система контроля загазованности (СКЗ-GDS) состоит из:

- датчиков паров дизтоплива;
- блоков коммутации и индикации газоанализатора;
- устройств звуковой и световой сигнализации.

Система контроля загазованности (СКЗ-GDS) формирует сигналы, которые поступают в ЩУСН и РУНН-0,4кВ АДЭС и транслируется в систему управления АДЭС, с последующей передачей на верхний уровень вышестоящей системе ИСУБ подсистема GDS:

- "1-ый порог паров дизтоплива – предупредительные – 10 % НКРП;

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

25

- "2-ой порог паров дизтоплива – аварийные – 20 % НКРП;

- неисправность газоанализатора.

Питание системы СКЗ предусмотрено от отдельных автоматических выключателей, установленных в панели ППЭСПЗ, блок-контейнера электростанции АДЭС.

Оборудование системы контроля загазованности применено согласно вендор-листу Заказчика и имеет сертификаты пожарной безопасности, сертификаты и разрешение на применение.

Для монтажа системы контроля загазованности электростанции АДЭС в корпусе блок-контейнера предусмотрены закладные конструкции.

Перечень сигналов по КТП и АДЭС см. Приложение в формате Excel.

Датчики загазованности забора воздуха вентсистемой устанавливаются сразу за клапанами забора воздуха и в случае обнаружения концентрации СН4 идет команда на останов ДЭС и закрытие клапанов забора воздуха.

Задача АДЭС – жизнеобеспечение БЭС при прекращении подачи топливного газа. Основные потребители АДГ – собственные нужды модулей ГТГ (пуск и останов газовых турбин, автоматизация, отопление), отопление административного и производственно-вспомогательного корпусов, АСУ ТП, обогрев трубопроводов и емкостей.

Электрические нагрузки АДЭС приведены в томе 653.144.ПТ-ИОС1.1.001 «Система электроснабжения».

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					653.144.ПТ-ТХ2.001	Лист
			2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

10 КИП И А НА ГАЗОПРОВОДЕ И КОНТРОЛЬ ЗАГАЗОВАННОСТИ

На территорию БЭС газ подводится от завода СПГ от пункта подготовки газа, подключенного к нескольким источникам газоснабжения, по газопроводу DN 600 согласно ТУ на подключение объекта «Газотурбинная береговая электростанция Завода СПГ и СГК на ОГТ» к трубопроводу топливного газа, предусмотренным в составе 653.144.ПТ-ИОС6.001.

Технологические характеристики и компонентный состав газа на входе в БЭС представлены в документе 653.144.ПТ-ИОС6.001 в таблице 2.

Общий узел учета расхода газа на БЭС 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.

На газопроводе расположены отключающие задвижки на входе на территорию БЭС и перед каждым модулем ГТГ с пневмоприводом для выполнения защитных функций отключения газа при аварийных ситуациях от системы ESD.

Для контроля основных параметров топливного газа рабочей температуры +29 °С и рабочего давления 3,65-3,77 МПа, предусмотрены датчики с передачей аналоговых сигналов в систему ИСУБ с выводом информации в операторную административного корпуса. Для контроля работы фильтров топливного газа, подаваемого в модули ГТГ, предусмотрены датчики перепада давления до и после фильтра, с передачей сигналов в ИСУБ.

Контроль загазованности предусмотрен у фильтров по 3 датчика в местах возможного выхода топливного газа, а также предусмотрен контроль загазованности в каждом воздухозаборном устройстве систем вентиляции зданий по 3 датчика, в каждом тамбуре зданий по 3 датчика, внутри помещений распределительных устройств помещений ИБП по 3 датчика и по одному датчику наружной установки у каждой емкости аварийного слива дизельного топлива. Все сигналы от датчиков поступают в систему контроля загазованности GDS, а выходные сигналы из этой системы выполняют отключающие действия при достижении предельно-допустимого порога загазованности 20 %.

Автоматические исполнительные действия активируются при срабатывании детекторов загазованности по схеме голосования «2 из 3». Отключение подачи топливного газа в модуль ГТГ производится при достижении предельно-допустимого порога загазованности 20 % в районе фильтра из-за утечки через стыковочные фланцевые соединения или поломки фильтра.

При срабатывании детекторов загазованности и достижении предельно-допустимого порога загазованности 20 % в тамбурах зданий и воздуховодах по схеме «2 из 3» в результате выбросов в атмосферу большого количества топливного газа метана CH₄, производится закрытие клапанов подачи воздуха в помещения из приточной системы вентиляции и включается аварийный звуковой сигнал для эвакуации людей.

По 1-му порогу загазованности при достижении предельно-допустимого порога загазованности 10 % концентрации должна быть предусмотрена разблокировка СКУД зданий.

Взаимодействие системы контроля загазованности с системой громкой связи и общей аварийной сигнализации и решения по системе громкой связи и общей аварийной сигнализации предусмотрены в томе - 653.144.ПТ-ИОС5.001 - Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения. Подраздел 5. Сети связи.

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24	653.144.ПТ-ТХ2.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		27

Датчики размещаются в соответствии с п. 2.25 Приказа Ростехнадзора №125 над источником при выделении легких газов плотностью по воздуху менее 0,8 кг/м².

Иньв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №	
2	-	Зам.	547-24		13.03.24	653.144.ПТ-ТХ2.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		28

11 СТРУКТУРА САУ ГТГ

САУ ГТГ - это распределенная система управления на базе микропроцессоров, управляющая газотурбинной энергетической установкой и ее вспомогательными системами для безопасной, надежной и стабильной работы, управляет запуском генератора, повышением/уменьшением нагрузки, остановкой, а также имеет функцию блокировочной защиты, аварийного отключения, обеспечивает интерфейсы для обмена данными с внешними системами, такими как системы управления пользователя и система защиты возбуждения.

САУ ГТГ состоит из UCP (3 панели управления), ESD (1 панель управления), 2 станций оператора, 1 принтера, полевых приборов, соединительной коробки и других компонентов.

Шкаф управления UCP включает в себя резервные процессоры (CPU), модули ввода и вывода (I/O), изолирующие барьеры, системы электропитания, коммутатор, реле, механические системы контроля и защиты, а также вспомогательные устройства.

Шкаф управления ESD включает тройные контроллеры, модули ввода и вывода (I/O), клеммные платы, изоляционные барьеры, системы электропитания, коммутатор, реле и вспомогательные устройства.

Сигналы ввода/вывода всех полевых приборов, оборудования и внешних систем (например, PCS, защита от возбуждения, MCC и т.д.) подключаются к модулю ввода/вывода по жесткому проводу. UCP обеспечивает коммуникационный интерфейс для внешних систем (например, DCS, PMS, FDS) для обмена данными мониторинга. UCP связывается с операторской станцией верхнего компьютера через резервную Ethernet.

UCS также включает в себя систему мониторинга и защиты машин, которая осуществляет мониторинг и защиту состояния установки путем сбора сигнала вибрации газотурбинной генераторной установки. Соединение между системой мониторинга и защиты машин и системой управления осуществляется по жесткому проводу UCS также включает ESD для защиты от аварийных остановок. Контуры управления состоят из тройного контроллера, барьеров безопасности, реле и приборов, которые имеют сертификат SIL, а в ESD используется резерв или 2 из 3-х для повышения надежности контура в соответствии с требованиями системы ESD.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					653.144.ПТ-ТХ2.001	Лист	
			2	-	Зам.	547-24			13.03.24
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док			Подп.

12 САУ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ НАСОСНОЙ С РЕЗЕРВУАРАМИ

На проектируемой площадке источниками противопожарного водоснабжения являются:

- технический водопровод технической воды, с необходимым расходом и качеством, проложенный по эстакаде от границы БЭС для наполнения резервуаров пожарного запаса воды, согласно ТУ на подключение объекта «Газотурбинная береговая электростанция Завода СПГ и СГК на ОГТ» к трубопроводам воды технической (обратной) и воды технической, включенных в том № 653.144.ПТ-ИОС2.001;

- два резервуара запаса воды (14017), для нужд внутреннего и наружного пожаротушения объемом 220 м³ каждый, с противопожарной насосной станицей (14018), расположенных на территории Электростанции. Подача воды от насосной станции к зданиям проектируемых корпусов на внутренние и наружные противопожарные нужды предусматривается кольцевым противопожарным водопроводом, проложенным по эстакаде.

По проектируемой сети противопожарного водопровода осуществляется подача воды на внутреннее и наружное пожаротушение модулей газотурбинных генераторов (14001-14004), модульных подстанций (14005), здания административного корпуса (14015), производственно-вспомогательного корпуса (15015), а также на наружное пожаротушение всех остальных сооружений.

Объектом автоматизации системы являются (см. P&I схему в томе №653.144.ПТ-ИОС2.001 «Наружные сети водоснабжения»):

Ёмкости противопожарного запаса воды (поз. 14017 по генплану).

Проектом предусматриваются следующие контрольно-измерительные приборы:

- измерение верхнего и нижнего уровня в противопожарных резервуарах;
- измерение температуры воды в емкости.

Объектом автоматизации противопожарной насосной станции (поз. 14018 по генплану) являются:

- Противопожарные насосы в количестве 3-х штук. Пуск противопожарных насосов предусмотрен от кнопок у пожарных кранов, установленных на внутренней сети противопожарного водоснабжения, и в случае падения давления в наружной сети противопожарного водопровода (при открытии пожарного гидранта);

- Циркуляционные насосы для поддержания давления в системе. Автоматическое отключение циркуляционных насосов происходит при включении противопожарных насосов;

- автоматическое включение резервных насосов при выходе из строя рабочих насосов;

- автоматическое выключение противопожарных насосов при понижении уровня воды в противопожарном резервуаре до минимального уровня.

653.144.ПТ-ИОС2.001-12 - «Схема технологическая и автоматизации. Противопожарный водопровод» P&I -схема

Для насосной станции предусматривается ЛСАУ на базе промышленных контроллеров. Взаимодействие/интерфейс ЛСАУ Насосной станции с ИСУБ осуществляется по протоколу Modbus TCP/IP.

Предусмотрена система пожарной сигнализации внутри Насосной.

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

30

13 СИСТЕМА АЗОТА И СИСТЕМА СЖАТОГО ОСУШЕННОГО ВОЗДУХА

Ресиверы воздуха (поз. 14016 по генплану) предусмотрены модульного изготовления полной заводской готовности с КИП и передачей информации по физическим каналам связи в ИСУБ БЭС в модуль ГТУ. Также предусмотрен дистанционный пуск систем и контроль параметров в трубопроводах подачи воздуха.

На территории БЭС предусматривается установка четырёх ресиверов инструментального воздуха (14016). Объём ресивера рассчитывается на время 45 минут плюс запас для непрерывной подачи инструментального воздуха запорной и регулирующей арматуры турбины для останова и охлаждения ГТГ. Объём каждого ресивера принимается равным 80 м³.

После ресиверов инструментальный воздух поступает в модули.

Инструментальный воздух не должен иметь механические примеси величиной более 10 мкм. Давление инструментального воздуха 0,7 – 1,0 МПа (колебание давления 0,1 МПа/мин). Для всего диапазона давления подачи точка росы воздуха должна быть ниже минус 52 °С.

Источником воздуха является сжатый воздух, который поступает по трубопроводу от завода Арктик-СПГ-2 и далее он разделяется на инструментальный воздух и сервисный воздух.

Инструментальный воздух используется для пневмоприводов запорной и регулирующей арматуры, для запорных и продувочных клапанов, амортизаторов и других потребителей.

Сервисный воздух предназначен для ремонтных нужд (подключения пневмоинструмента). Сервисный воздух сразу поступает в модули

Газообразный азот на территорию «Газотурбинной береговой электростанции» подается с завода СПГ.

Азот используется для продувки, а также для технического обслуживания и консервации:

- газовой турбины;
- трубопровода топливного газа;
- вентиляционной трубы для продувки;
- воздушной подушки расширительного бака гликоля;
- защита от заполнения азотом, когда оборудование и трубопровод выведены из эксплуатации;
- любые детали, требующие продувки инертным газом.

Чистота азота должна составлять не меньше 97 %, давление 0,7 – 0,8 МПа. Для всего диапазона давления подачи точка росы азота должна быть ниже минус 52 °С.

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

							Лист
2	-	Зам.	547-24		13.03.24	653.144.ПТ-ТХ2.001	31
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

14 ЕМКОСТЬ ДОЖДЕВЫХ СТОКОВ С НАСОСАМИ

Насосные станции дождевых стоков предусмотрены полной заводской готовности с КИП и передачей всей информации по физическим каналам связи.

Контроль и управление технологическими процессами объектов создается на базе современных средств контроля и автоматизации отечественного производства, удовлетворяющих международным стандартам и соответствующих Российским нормам и правилам.

Предусмотренный уровень контроля и автоматизации достаточен для обеспечения работы технологических установок с минимальным вмешательством обслуживающего персонала.

Объектом автоматизации является:

- накопительная емкость дождевых стоков с насосной – 2 шт. (поз. 14012.1(2) с насосным оборудованием;
- проектом предусматривается измерение уровня и температуры в емкости, КИП и А насосного оборудования комплектно, автоматическое управление насосами (включение по сигналу верхнего уровня в емкости, отключение по сигналу нижнего уровня в емкости), контроль давления в напорных трубопроводах.

В комплекте с насосами предусмотрены комплектные КИП, подключаемые к клеммным коробкам на раме.

На емкостях комплектный КИП не предусмотрен, устанавливается отдельно.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	653.144.ПТ-ТХ2.001	Лист
							32
2	-	Зам.	547-24		13.03.24		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

15 ЕМКОСТИ АВАРИЙНОГО СЛИВА ТУРБИННОГО И ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА И ДИЗТОПЛИВА

В емкостях аварийного слива турбинного масла 4 шт. (поз. 14007.1-4, по генплану) и трансформаторного масла 3 шт. (поз. 14.008.1 (2), 14009 по генплану) и дизтоплива 1 шт. (поз. 14011 по генплану) предусмотрен контроль аварийно высокого уровня с аналоговым сигналом и измерение температуры масла и дизтоплива в емкости и передачей сигналов в ИСУБ БЭС.

Емкости слива трансформаторного масла - с полупогружными насосами. Насосы в комплекте с КИПиА (но без ЛСАУ).

Емкости слива турбинного масла и диз. топлива - без насосов. На емкостях комплектный КИП не предусмотрен, устанавливается отдельно.

Для емкостей дизельного топлива предусмотрена система контроля загазованности и сигнализации загазованности по превышению 20 % концентрации паров дизтоплива.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.			Лист
						653.144.ПТ-ТХ2.001	33
2	-	Зам.	547-24		13.03.24		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

16 ЕМКОСТЬ ПОПОЛНЕНИЯ И СЛИВА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ С НАСОСАМИ

Емкость пополнения и слива теплоносителя – 1 шт. (поз. 14010 по генплану) водно-гликолевый раствор (этиленгликоль 60 %, вода 40 %) для системы охлаждения газовых турбин и системы отопления с насосами.

Бак предназначается для заполнения готовым водно-гликолевый раствором модулей, а также для дренирования раствора гликоля в случае замены, технического обслуживания трубопроводов, оборудования.

В баке предусматривается азотная подушка для предотвращения контакта среды с атмосферой в целях ограничения процессов окисления и попадания влаги.

Для обеспечения возможности контроля качества горячего раствора гликоля предусматривается пробоотбор. При подтверждении качества пробы, раствор гликоля подается обратно. В случае обнаружения некондиционного раствора гликоля производится его выгрузка грузовиками.

Внутри бака устанавливаются два насоса для первоначального заполнения. Производительность каждого насоса 25 м³/ч, напор 40 м.в.ст. Работа насосов по схеме 1х100 %.

Также внутри бака устанавливается электрообогреватель для поддержания вязкости водного раствора гликоля на уровне, обеспечивающем возможность перекачивания водного раствора гликоля насосами.

Восполнение свежего гликоля и слив отработанного (разложившегося) гликоля не будут выполняться одновременно.

В баках предусмотрен контроль температуры, уровня и локальная панель управления (шкаф) с контроллером управления электрообогревателем и насосами подачи раствора гликоля в модули.

Передача информации по цифровой оптоволоконной линии связи Modbus TCP/IP в ИСУБ. Смотри чертеж 653,144,ПТ-ТХ2.001-03.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	653.144.ПТ-ТХ2.001	Лист
							34
2	-	Зам.	547-24		13.03.24		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

1. Постановление Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
2. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 07.03.2017);
3. "О промышленной безопасности опасных производственных объектов";
4. Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ (ред. от 29.07.2017) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности";
5. Постановление Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
6. Постановление Правительства РФ № 178 от 01.03.1993 «О создании локальных систем оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов»;
7. Постановление Правительства РФ № 161 от 28.03.2005 «Правила присоединения сетей электросвязи и их взаимодействия»;
8. Постановление Правительства РФ № 458 от 05.05.2012 «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса»;
9. Постановление Правительства РФ от 31.10.2009 г. № 879 (ред. от 15.08.2015) "Об утверждении положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации";
10. ГОСТ Р 21.1101-2013 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации (с Поправкой);
11. ГОСТ 21.208-2013 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах;
12. ГОСТ 21.408-2013 СПДС. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов;
13. ГОСТ 24.104-85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования;
14. ГОСТ 24.701-86 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения;
15. ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения;
16. ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
17. ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
18. ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;
19. ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

35

20. ГОСТ 464-79 Заземления для стационарных установок проводной связи, радиорелейных станций, радиотрансляционных узлов проводного вещания и антенн систем коллективного приема телевидения. Нормы сопротивления;

21. ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP);

22. ГОСТ Р 51558-2014 Средства и системы охранные телевизионные. Классификация. Общие технические требования. Методы испытаний;

23. ГОСТ Р 53325-2012 Техника пожарная. Технические средства пожарной автоматики. Общие технические требования и методы испытаний (с Изменениями N 1,2);

24. ГОСТ 464-79 Заземления для стационарных установок проводной связи, радиорелейных станций, радиотрансляционных узлов проводного вещания и антенн систем коллективного приема телевидения. Нормы сопротивления;

25. ГОСТ 22269-76 Система "Человек-машина". Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования;

26. ГОСТ 30331.1-2013 (IEC 60364-1:2005) Электроустановки низковольтные. Часть 1. Основные положения, оценка общих характеристик, термины и определения;

27. ГОСТ 30804.6.2-2013 (IEC 61000-6-2:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых в промышленных зонах. Требования и методы испытаний;

28. ГОСТ 30804.6.3-2013 (IEC 61000-6-3:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитные помехи от технических устройств, применяемых в жилых, коммерческих зонах и производственных зонах с малым энергопотреблением. Нормы и методы испытаний;

29. ГОСТ 30804.6.4-2013 (IEC 61000-6-4:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитные помехи от технических средств, применяемых в промышленных зонах. Нормы и методы испытаний;

30. ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные

31. ГОСТ Р 21.1101-2013 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации;

32. ГОСТ Р 50628-2000 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость машин электронных вычислительных персональных к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний;

33. ГОСТ Р 50839-2000 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость средств вычислительной техники и информатики к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний;

34. ГОСТ Р МЭК 61508-1-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 1. Общие требования;

35. ГОСТ Р МЭК 61508-2-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 2. Требования к системам;

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

36

36. ГОСТ Р МЭК 61508-3-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 3. Требования к программному обеспечению;

37. ГОСТ Р МЭК 61508-4-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 4. Термины и определения;

38. ГОСТ Р МЭК 61508-5-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 5. Рекомендации по применению методов определения уровней полноты безопасности;

39. ГОСТ Р МЭК 61508-6-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 6. Руководство по применению ГОСТ Р МЭК 61508-2 и ГОСТ Р МЭК 61508-3;

40. ГОСТ Р МЭК 61508-7-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 7. Методы и средства;

41. ГОСТ Р МЭК 61511-1-2011 Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов. Часть 1. Термины, определения и технические требования;

42. ГОСТ Р МЭК 61511-2-2011 Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов. Часть 2. Руководство по применению ГОСТ Р МЭК 61511-1;

43. ГОСТ Р МЭК 61511-3-2011 Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов. Часть 3. Руководство по определению требуемых уровней полноты безопасности;

44. ГОСТ Р МЭК 62061-2015 Безопасность оборудования. Функциональная безопасность систем управления электрических, электронных и программируемых электронных, связанных с безопасностью;

45. ГОСТ IEC 60332-3-22-2011 Испытания электрических и оптических кабелей в условиях воздействия пламени. Часть 3-22. Распространение пламени по вертикально расположенным пучкам проводов или кабелей. Категория А;

46. ГОСТ CISPR 24-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Устойчивость к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний;

47. Общоевропейский стандарт EN 50014-20 Требования, предъявляемые к электротехническому оборудованию, эксплуатируемому в условиях взрывоопасной среды;

48. ПУЭ Правила устройства электроустановок. Шестое издание. Дополненное с исправлениями;

49. ПУЭ Правила устройства электроустановок. Седьмое издание;

50. РД 50-34.698-90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов;

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

37

51. РМГ 63-2003 Государственная система обеспечения единства измерения. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Метрологическая экспертиза технической документации.

Иньв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №	
2	-	Зам.	547-24		13.03.24	653.144.ПТ-ТХ2.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		38

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ИСУБ – автоматизированная система управления и безопасности;

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

АСУ ТП (PCS) – автоматизированная система управления технологическим процессом;

ЦОЗ – центральная операторная завода;

АДГ – Аварийный дизель генератор;

БЭС – Береговая электростанция;

ГТГ – Газотурбинный генератор;

ГТУ – Газотурбинная установка;

КТП – Комплектные трансформаторные подстанции;

ОГТ – Основание гравитационного типа;

РУСН – Распределительные устройства собственных нужд;

СГК – Стабильный газовый конденсат;

СПГ – Сжиженный природный газ;

САО (ESD) – Система аварийного останова;

СКЗ (GDS) – Система контроля загазованности;

СПС (FDS) – Система пожарной сигнализации;

ПТК – Программно-технический комплекс;

АРМ – Автоматизированное рабочее место;

САУ – Система автоматического управления;

АДЭС – Аварийная дизель-электростанция;

ПС – Пожарная сигнализация;

ОВиК – Отопление Вентиляция и Кондиционирование;

КНС – Канализационная насосная станция;

ПЛК (PLC) – Программно-логический контроллер;

UCP – Блочная панель управления;

UCS – Блочная система управления;

CPU – Центральное процессорное устройство;

DCS – Распределенная система управления;

MMS – Система мониторинга машинного оборудования;

PMS – Система управления питанием;

СОД - Сервер обмена данными.

SIS (Safety Instrumented System) - инструментальная система безопасности;

AMS (Alarm Management System) - система управления сигнализацией;

IAMS (Instrument Asset Management System) - система управления средствами КИПиА;

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

39

PIMS (Plant Information Management System) - система управления и информационного обслуживания;

OWS (Operator Workstation) - рабочая станция оператора;

EWS (Engineering Workstation) - инженерная рабочая станция;

ECS (Electrical Control System) - система управления электричеством;

SIL (Safety Integrity Level) - уровень полноты безопасности.

Иньв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №	
2	-	Зам.	547-24		13.03.24	653.144.ПТ-ТХ2.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		40

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Выполненный раздел	Отдел, должность, И.О. Фамилия	Подпись Дата
653.144.ПТ-ТХ2.001 (3040-P-SV-PDO-06.00.02.00.00-00)	ЭТРИСУ Зам. Начальника отдела Л.М. Зеленкина	
653.144.ПТ-ТХ2.001 (3040-P-SV-PDO-06.00.02.00.00-00)	ЭТРИСУ Руководитель группы АСУ и СД А.Н. Алексеев	
653.144.ПТ-ТХ2.001 (3040-P-SV-PDO-06.00.02.00.00-00)	ЭТРИСУ Инженер группы АСУ и СД К.С. Шупляков	

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

2	-	Зам.	547-24		13.03.24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

653.144.ПТ-ТХ2.001

Лист

41

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				
1	-	1-48	-	-	48	959-23		19.09.23
2	-	1-44	-	4	44	547-24		13.03.24

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


						653.144.ПТ-ТХ2.001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		42

ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

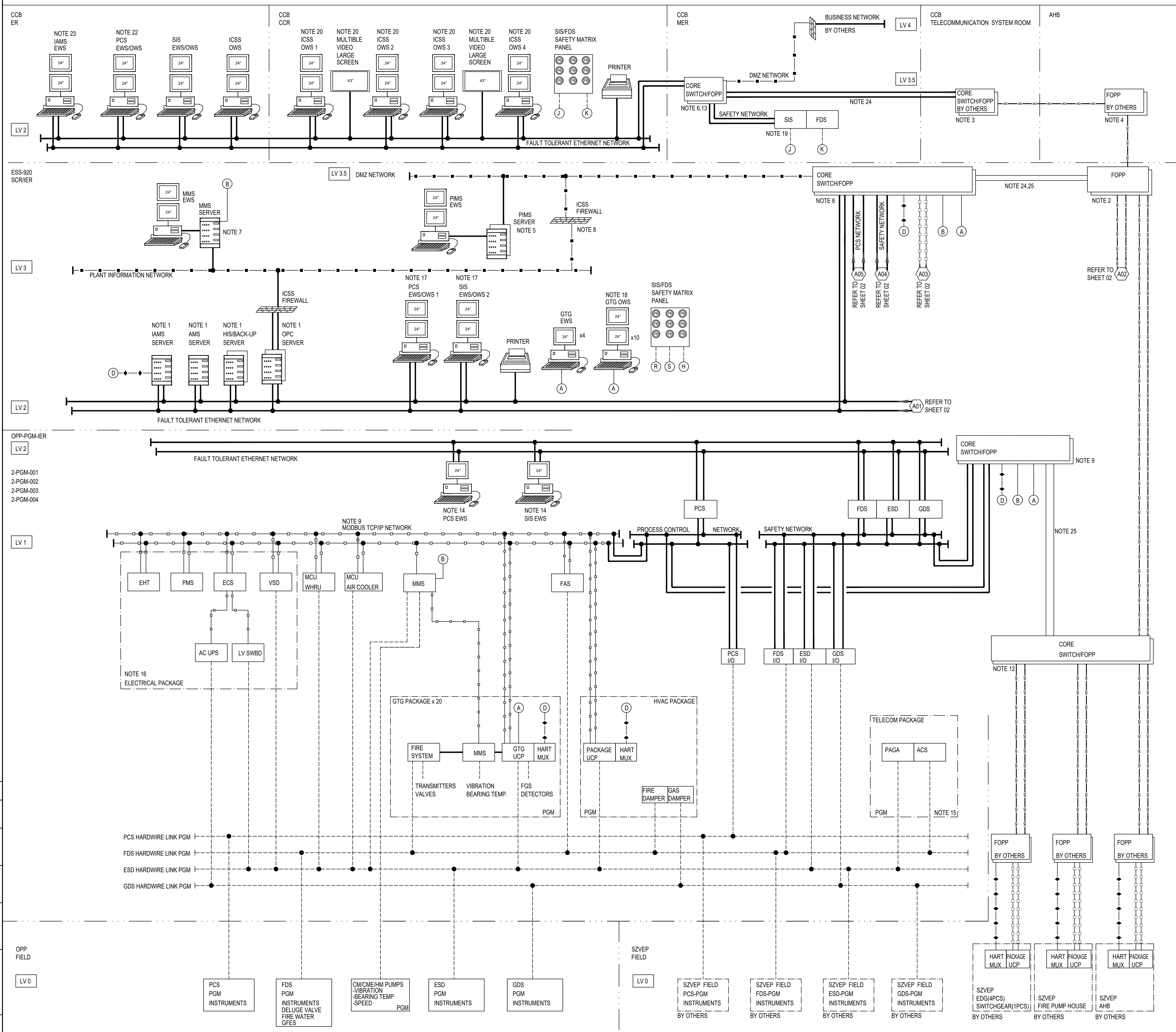
ВЕДОМОСТЬ ДОКУМЕНТОВ ГРАФИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ТОМА 6.2

Обозначение	Наименование	Примечание
653.144.ПТ-ТХ2.001-01	Ведомость документов графической части тома	Изм.2 (Зам.)
653.144.ПТ-ТХ2.001-02	Структурная схема ИСУБ	Изм.2 (Зам.)
653.144.ПТ-ТХ2.001-03	Структурная схема кабельных связей ИСУБ	Изм.2 (Зам.)
653.144.ПТ-ТХ2.001-04	Структурная схема ECS	Изм.2 (Зам.)

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

						653.144.ПТ-ТХ2.001-01
						Газотурбинная береговая электростанция ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ
2	-	Зам.	547-24		13.03.24	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Шупляков				Раздел 6. Часть 2. Решения по автоматизации
Проверил		Зеленкина				
Нач.отдела		Марков				Ведомость документов графической части тома
Н. контр.		Зеленкина				
ГИП		Тузников				
						 000 СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

Структурная схема ЕСС



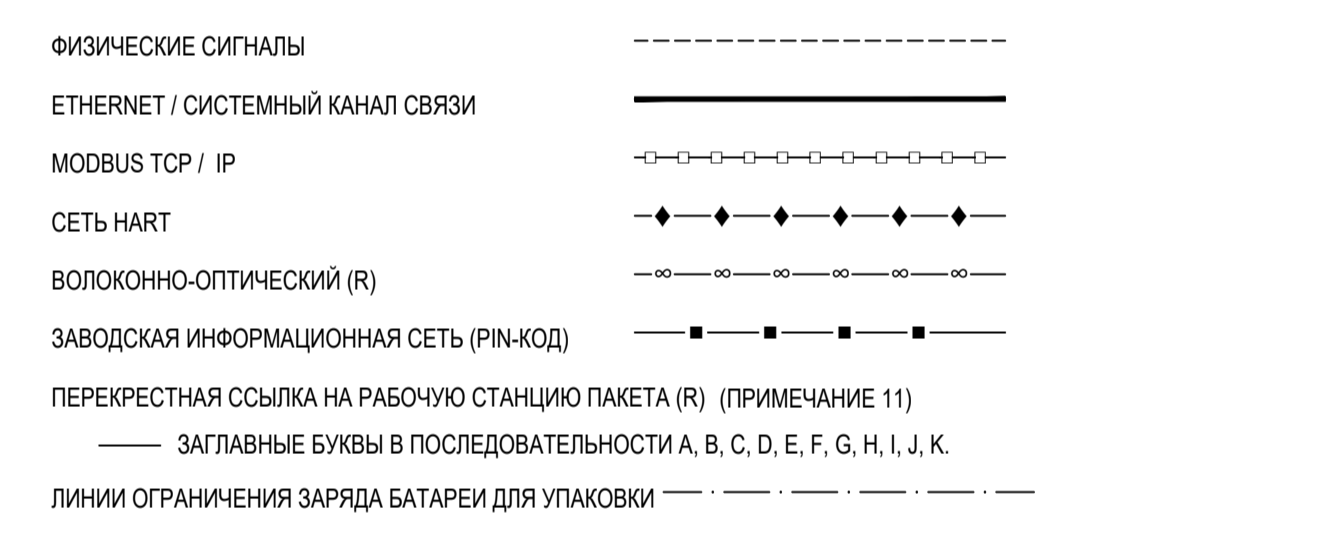
- Условные обозначения
- ACS—СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ДОСТУПА
 - АНВ—ЗДАНИЕ АДМИНИСТРАТИВНОГО КОРПУСА
 - AMS—СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ СИГНАЛИЗАЦИЕЙ
 - CCB—ЗДАНИЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ОПЕРАТОРСКОЙ
 - CCR—ЦЕНТРАЛЬНАЯ ОПЕРАТОРСКАЯ
 - CSTV—ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЕ
 - SEMS—СИСТЕМА НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА ВЫБРОСОВ
 - ECS—ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ
 - EDG—АВАРИЙНЫЙ ДИЗЕЛЬНЫЙ ГЕНЕРАТОР
 - ESD—СИСТЕМА АВАРИЙНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ
 - EWS—ИНЖЕНЕРНОЕ РАБОЧЕЕ МЕСТО
 - FAS—ПРОТИВОПОЖАРНАЯ АДРЕСУЕМАЯ СИСТЕМА
 - FDS—СИСТЕМА ОБНАРУЖЕНИЯ ПОЖАРА
 - FOPP—ОПТО-ВОЛОКОННАЯ КОММУТАЦИОННАЯ ПАНЕЛЬ
 - GDS—СИСТЕМА ОБНАРУЖЕНИЯ ГАЗА
 - GPS - ГЛОБАЛЬНАЯ СИСТЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ
 - GTG—ГАЗОТУРБИННЫЙ ГЕНЕРАТОР
 - HART MUX—АДРЕСУЕМЫЙ ПО МАГИСТРАЛИ МУЛЬТИПЛЕКСОР ДИСТАНЦИОННОГО ДАТЧИКА
 - HIS—АРХИВ
 - HVAC—ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА
 - IAMS—СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫМИ АКТИВАМИ
 - ICSS—ИНТЕГРИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ И БЕЗОПАСНОСТИ
 - IDC—СИСТЕМА ОБНАРУЖЕНИЯ ВТОРЖЕНИЙ
 - ISC—ШКАФ ДЛЯ ВСТРАИВАЕМЫХ СИСТЕМ
 - LV—УРОВЕНЬ
 - MMS—СИСТЕМА МОНИТОРИНГА МАШИНЫ
 - NTP—ПРОТОКОЛ СЕТЕВОГО ВРЕМЕНИ
 - OPR—БЕРЕГОВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ
 - OVS—РАБОЧЕЕ МЕСТО ОПЕРАТОРА
 - PAGA—ГРОМКАЯ СВЯЗЬ И ОБЩАЯ ТРЕВОГА
 - PB—КНОПКА
 - PCS—СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ
 - PIMS—СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ЗАВОДСКОЙ ИНФОРМАЦИЕЙ
 - PMS—СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПИТАНИЕМ
 - RICSS—РЕЗЕРВНАЯ ИНТЕГРИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ И БЕЗОПАСНОСТИ
 - R I/O—ШКАФ УДАЛЕННОГО ВВОДА/ВЫВОДА
 - (R) —ИЗБИТОЧНЫЙ
 - SIS—SAFETY INSTRUMENT SYSTEM
 - SWBD—РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ЩИТ
 - UCP—БЛОЧНАЯ ПАНЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ
 - UPS—ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ

- Примечания
1. СЕРВЕРНЫЙ ШКАФ ICSS ДОЛЖЕН СОДЕРЖАТЬ СЛЕДУЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ, А ТАКЖЕ :
 - ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬ БРАНДМАУЭРА
 - IAMS СЕРВЕР
 - OVS СЕРВЕР (РЕЗЕРВНЫЙ)
 - СЕРВЕР АРХИВАЦИИ/РЕЗЕРВНОГО КОПИРОВАНИЯ (РЕЗЕРВНЫЙ)
 - AMS СЕРВЕР
 - PMS СЕРВЕР
 2. ОСНОВНОЙ КОММУТАТОР /FOPP ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ В ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННОМ ШКАФУ.
 3. ОСНОВНОЙ КОММУТАТОР/FOPP ДОЛЖЕН БЫТЬ РАЗМЕЩЕН В ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННОМ ШКАФУ КОМПАНИИ ССВ/МЕР.
 4. ОСНОВНОЙ КОММУТАТОР /FOPP ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ В ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННОМ ШКАФУ. РАСПОЛОЖЕН В ОРР АНВ.
 5. ЛИНИЯ ETHERNET/SYSTEM LINK ИЛИ ОПТОВОЛОКНО ДОЛЖНЫ БЫТЬ ОПРЕДЕЛЕНЫ В ПРОЦЕССЕ РАБОЧЕГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ.
 6. ПРОТОКОЛ СВЯЗИ С РЗ ДОЛЖЕН БЫТЬ ОПРЕДЕЛЕН В ПРОЦЕССЕ РАБОЧЕГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ.
 7. ЛИНИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СВЯЗИ С БИЗНЕС-СЕТЬЮ КОМПАНИИ.
 8. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОДКОЛЮЧЕНИЯ К ОТЗ ИОУС ПО СВЯЗИ OPR/MODBUS.
 9. ВЫДЕЛЕННЫЙ СЕТЕВОЙ КОММУТАТОР/ОПТОВОЛОКНО ДОЛЖЕН БЫТЬ РАСПРЕДЕЛЕН НА:
 - СЕТЬ УПРАВЛЕНИЯ
 - СЕТИ БЕЗОПАСНОСТИ SIS (ESD, FDS, GDS).
 10. РАБОЧЕЕ МЕСТО ИНЖЕНЕРА СОСТОИТ ИЗ ДВУХ КОМПЬЮТЕРОВ
 11. НОУТБУК
 12. ДАННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ОПИСАНО В ТОМЕ 'СЕТИ И СВЯЗИ'
 13. CM-МЕРТ.
 14. ОПЕРАТИВНОЕ РАБОЧЕЕ МЕСТО ИНЖЕНЕРОВ МОЖЕТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАНО ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ.
 15. АРМ ПУ/OTG OVS ПРЕДНАЗНАЧЕН ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ДВУМЯ ТУРБИНАМИ.
 16. ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ РАБОЧЕЕ МЕСТО В ЦТУ ЗАВОДА ПО ЖЕЛАНИЮ ЗАКАЗЧИКА.
 17. РАБОЧЕЕ МЕСТО ВСЕХ ОПЕРАТОРОВ ПРЕДУСМОТРЕНЫ НА 3 ОЧЕРЕДИ СТРОИТЕЛЬСТВА В ПОМЕЩЕНИИ ОПЕРАТОРСКОГО ЗДАНИЯ АДМИНИСТРАТИВНОГО КОРПУСА

АРХИТЕКТУРА ИТ И ОТ

- LEVEL 0 – ПОЛЕВОЙ УРОВЕНЬ КИП И А
- LEVEL 1 – ШКАФЫ СБОРА СИГНАЛОВ
- LEVEL 2 – ЛОКАЛЬНЫЙ ДИСПЕЧЕРСКИЙ КОНТРОЛЬ
- LEVEL 3 – ОПЕРАТОРНАЯ
- LEVEL 3.5 – РЕЗЕРВНАЯ ЗОНА
- LEVEL 4 – ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ОФИС ПРЕДПРИЯТИЯ
- LEVEL 5 – ОФИСНОЕ ЗДАНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

ОБОЗНАЧЕНИЯ



HOLD TABLE / ТАБЛИЦА УТОЧНЕНИЙ	DESCRIPTION / ОПИСАНИЕ	OWNER DISCIPLINE / ОТВЕТСТВЕННАЯ ДИСЦИПЛИНА
N°		

Идентификация модуля / здания	
Технологическая линия № 1	-
Технологическая линия № 2	-
Технологическая линия № 3	-
Береговые сооружения	14000

Ред.	Дата	Описание	Разработал	Проверил	Утвердил
04	13.03.2024	IFR - Выпущен для рассмотрения	К. Шуляков	Л. Зеленина	М. Тузиков
03	19.09.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	Т. Корниенко	Л. Зеленина	Е. Черников
02	03.08.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	Т. Корниенко	Л. Зеленина	Е. Черников
01	20.06.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	Т. Корниенко	Л. Зеленина	Е. Черников

В настоящее время не содержится никакой информации, которая предназначена для использования в качестве официального утверждения. ООО «Арктик СПГ 2» не несет ответственности за использование информации, содержащейся в настоящем документе, без разрешения ООО «Арктик СПГ 2». Все права защищены. Клиент использует настоящий документ в своем проекте, клиент несет полную ответственность за его использование.

ЗАКАЗЧИК: **АРКТИК СПГ 2** (ООО «Арктик СПГ 2»)

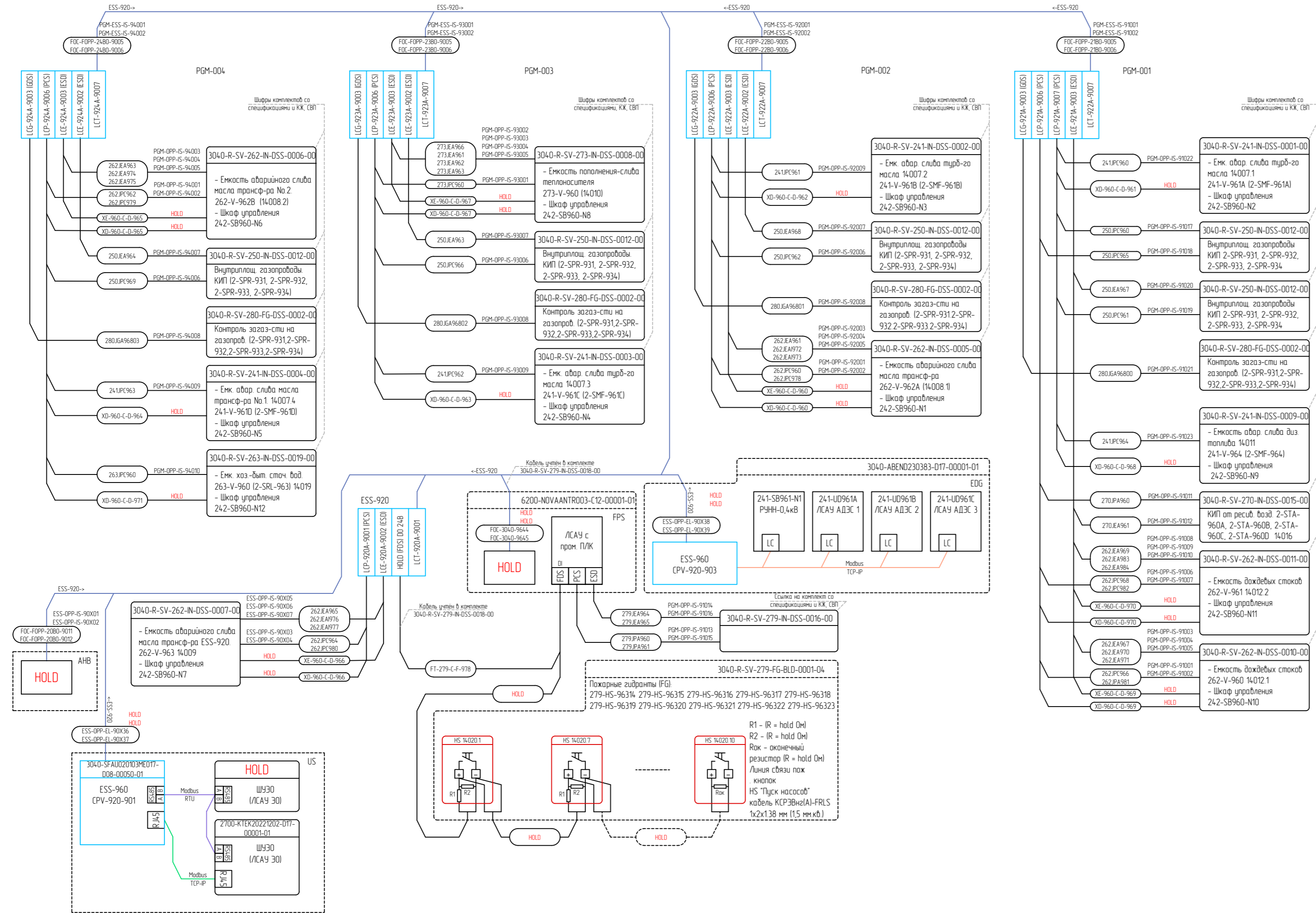
РАЗРАБОТЧИК: **ООО «СЕВЕРНИЙ ЭНЕРДЖИ»**

АРКТИК СПГ2
СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ИСУБ

ПОДРЯДЧИК Класс документа:	1	№ договора:	153-ALNG2-2023	Масштаб:	1:100	Лист:	1 из 1
Номер документа РАЗРАБОТЧИК	653.144.ПТ-ТХ2.001-02			Ред.:	04	Формат:	A2x3
Номер документа КОМПАНИИ	3040-P-SV-PDO-06.00.02.00.00-00			Класс доступа:	Ограниченного доступа		
653.144.ПТ-ТХ2.001-02				Газотурбинная береговая электростанция ЗАВОДА СПГ и СГК на ОТТ			
Раздел 6, часть 2				Стадия:	П	Лист:	1
Решения по автоматизации (14000)				Структурная схема ИСУБ			
И.контр.:	Зеленина	ГИП:	Тузиков	ООО «СЕВЕРНИЙ ЭНЕРДЖИ»			

Имя, № документа, Подпись, дата, Взам. инв. №, Сопровождение

Структурная схема кабельных связей ИСУБ



- Легенда:**
- Fiber optic
 - Optic patch cord
 - Control cable (copper)
 - Ethernet
 - RS-485
 - Оборудование ПТК WISON

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ:

FPS	- НАСОСНАЯ ПРОТИВОПОЖАРНАЯ СТАНЦИЯ
EDG	- АВАРИЙНЫЙ ДИЗЕЛЬНЫЙ ГЕНЕРАТОР
US	- КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ
АНВ	- ЗДАНИЕ АДМИНИСТРАТИВНОГО КОРПУСА
КЖ	- КАБЕЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ
СВП	- СХЕМА ВНЕШНИХ ПРОВОДОВ
ПТК	- ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

ТАБЛИЦА УТОЧНЕНИЙ

№	ОПИСАНИЕ	ОТВЕТСТВЕННАЯ ДИСЦИПЛИНА

Идентификация модуля / здания

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

№	Дата	Описание	Разработал	Проверил	Утвердил
04	13.03.2024	IFR - Выпущен для рассмотрения	К. Шупляков	Л. Зеленкина	М. Тузников
03	19.09.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	Т. Корниенко	Л. Зеленкина	Е. Черняков
02	03.08.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	Т. Корниенко	Л. Зеленкина	Е. Черняков
01	20.06.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	Т. Корниенко	Л. Зеленкина	Е. Черняков

В настоящем документе содержится конфиденциальная информация, которая предназначена для использования исключительно уполномоченными сотрудниками ООО «Арктик СПГ 2» или уполномоченными компаниями. Авторские права на настоящий документ предоставляются ООО «Арктик СПГ 2». Все права защищены. Каждый пользователь настоящего документа обязан проверять текущую редакцию перед применением.

ЗАКАЗЧИК	РАЗРАБОТЧИК
ООО «Арктик СПГ 2»	ООО «СЕВЗАПНИПИЭНЕРГОПРОМ»

АРКТИК СПГ 2

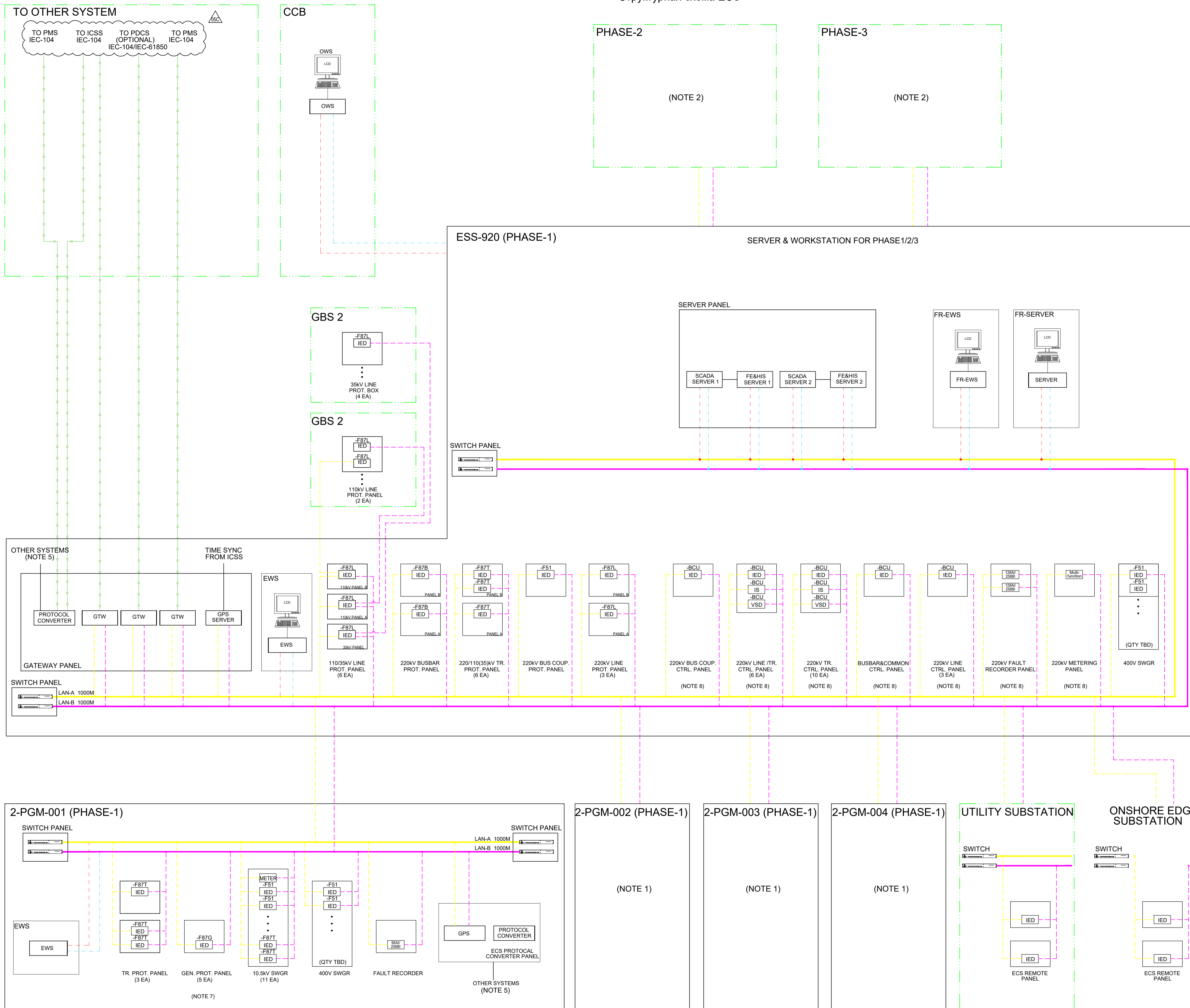
СТРУКТУРНАЯ СХЕМА КАБЕЛЬНЫХ СВЯЗЕЙ ИСУБ

ПОДРЯДЧИК	Класс документа: 1	№ договора: 153-ALNG2-2023	Масштаб: 1:100	Лист: 1 из 1
Номер документа РАЗРАБОТЧИК	653.144.ПТ-ТХ2.001-03			Ред. 04
Номер документа КОМПАНИИ	3040-P-SV-PDO-06.00.02.00.00-00			Формат А4х3

653.144.ПТ-ТХ2.001-03				
Газотурбинная береговая электростанция ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись
2	-	Зам.	547-24	13.03.24
Разраб.	Шупляков	Проверил	Зеленкина	
Раздел 6, часть 2 Решения по автоматизации (14000)				Стадия Лист Листов П 1 1
Н. контр.	Зеленкина	ГИП	Тузников	

Инв. № подл. Подл. и дата. Взам. инв. №. Согласовано.

Структурная схема ECS



- Примечание
- ПАНЕЛИ ECS И КОНФИГУРАЦИЯ, ВКЛЮЧАЯ КОЛИЧЕСТВО ПАНЕЛЕЙ, АППАРАТНОЕ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ, ТАКИЕ ЖЕ, КАК У 2-PGM-001
 - ECS ФАЗЫ-2 И ФАЗЫ-3 ТАКИЕ ЖЕ, КАК И ФАЗА-1. ФАЗА-2 И ФАЗА-3 НЕ ВХОДЯТ В КОМПЛЕКТ ПОСТАВКИ ФАЗЫ-1 масштаба. ПОСТАВЩИК ДОЛЖЕН ОБЕСПЕЧИТЬ РАСШИРЕНИЕ СИСТЕМЫ ECS БЕЗ ОСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.
 - ЭТА АРХИТЕКТУРА ОПРЕДЕЛЯЕТ МИНИМАЛЬНУЮ КОНФИГУРАЦИЮ СИСТЕМЫ ECS, ПОДРОБНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИВЕДЕНЫ В ТЕХНИЧЕСКОЙ СПЕЦИФИКАЦИИ.
 - ВСЕ СЕРВЕРЫ И ИНТЕРНЕТ-СОЕДИНЕНИЕ ДОЛЖНЫ БЫТЬ ПРОМЫШЛЕННОГО ТИПА.
 - РАСПОЛОЖЕНИЕ И УСТАНОВКА ПАНЕЛИ УКАЗАНЫ НА ЧЕРТЕЖЕ КОМПОНОВКИ.
 - ПРИВЕДЕННАЯ НИЖЕ СИСТЕМА СОПРЯЖЕНА С ПАНЕЛЬЮ ШЛЮЗА ПО ПРОТОКОЛУ RS485.
 - СИСТЕМА ИБП
 - СИСТЕМА ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ
 - СИСТЕМА ПОСТОЯННОГО/ПЕРЕМЕННОГО ТОКА
 - ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ РЕЛЕ
 - ДРУГОЕ, ПОДЛЕЖАЩЕЕ РАССМОТРЕНИЮ
 - ДОЛЖНЫ БЫТЬ РАССМОТРЕНЫ ДРУГИЕ УСТРОЙСТВА, НЕ УПОМЯНУТЫЕ В ДАННОЙ АРХИТЕКТУРЕ.
 - ЗАЩИТНЫЕ УСТРОЙСТВА И ПАНЕЛИ, ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫЕ ДРУГИМИ ПОСТАВЩИКАМИ.
 - СВУ И ПАНЕЛИ GIS & TRANSFORMER VCU, ПОСТАВЛЯЕМЫЕ ПОСТАВЩИКОМ СИСТЕМ ECS.
 - НАЗВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ ДОЛЖНО БЫТЬ ПОДТВЕРЖДЕНО, А АРХИТЕКТУРНАЯ СХЕМА ДОЛЖНА БЫТЬ ПРЕДОСТАВЛЕНА SEVZAP И СРУ.
 - В ПРИНЦИПЕ, СВУ ДОЛЖНЫ БЫТЬ ПОДКЛЮЧЕНЫ К РДСС С ПОМОЩЬЮ GBS 2.
 - ПОТОКИ В ССВ ИСПОЛЮТСЯ ТОЛЬКО ДЛЯ МОНИТОРИНГА ФУНКЦИЙ, ДОСТУПА К СCONTROL NET.
 - ECS ДОЛЖЕН БЫТЬ ВВЕДЕН В ЭКСПЛУАТАЦИЮ И ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ ДЛЯ ЗАПУСКА ОРР БЕЗ ПОДКЛЮЧЕНИЯ К ОWS, СЕРВЕРУ В ОРР-CR.
 - СИГНАЛЫ ИНТЕРФЕЙСА ОТНОСЯТСЯ К СПИСКУ вВОДА-ВЫВОДА ECS.
 - ЛЮБОЙ СВОЙ УСТРОЙСТВА/РЕЛЕ НЕ ДОЛЖЕН ВЛИЯТЬ НА РАБОТУ ВСЕЙ СИСТЕМЫ ECS И ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.

СПИСОК УДЕРЖАНИЙ

легенда

LAN A / LAN B	—————
КАБЕЛЬ ETHERNET	-----
КАБЕЛЬ F.O.	-----
RS485/232 КАБЕЛЬ	-----
ДРУГОЙ СИСТЕМНЫЙ ИНТЕРФЕЙСНЫЙ КАБЕЛЬ	-----

СПРАВОЧНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

DOCUMENT NUMBER	НАЗВАНИЕ ДОКУМЕНТА
3040-D-WS-200-EL-SLD-0001-01	ОБЩАЯ ОДНОСТРОЧНАЯ СХЕМА ОРР
3040-D-WS-200-EL-SPE-0005-00	СПЕЦИФИКАЦИЯ ОРР ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ (ECS)
3040-D-WS-200-EL-LST-0005-00	СПИСОК ВВОДА-ВЫВОДА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ОРР (ECS)

ТАБЛИЦА УТОЧНЕНИЙ

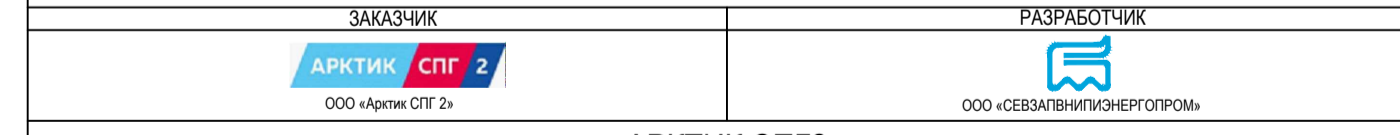
№	ОПИСАНИЕ	ОТВЕТСТВЕННАЯ ДИСЦИПЛИНА

Идентификация модуля / здания

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

№	Дата	Описание	Разработал	Проверил	Утвердил
04	13.03.2024	IFR - Выпущен для рассмотрения	К. Шупляков	Л. Зеленина	М. Тузинов
03	19.09.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	Т.Корниенко	Л.Зеленина	Е.Черняков
02	03.08.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	Т.Корниенко	Л.Зеленина	Е.Черняков
01	20.06.2023	IFR - Выпущен для рассмотрения	Т.Корниенко	Л.Зеленина	Е.Черняков

В настоящем документе содержится конфиденциальная информация, которая предназначена для использования исключительно сотрудниками ООО «Арктик СПГ 2» или другими лицами, входящими в состав организации. Любое использование информации, содержащейся в настоящем документе, без разрешения ООО «Арктик СПГ 2» является нарушением законодательства Российской Федерации.



СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ECS

ПОДРЯДЧИК Класс документа: 1	№ договора: 153-ALNG2-2023	Масштаб: 1:100	Лист: 1 из 1
Номер документа РАЗРАБОТЧИК: 653.144.ПТ-TX2.001-04	Ред. 04	Формат: А1	Класс доступа: Ограниченного доступа
Номер документа КОМПАНИИ: 3040-P-SV-PDO-06.00.02.00.00-00	653.144.ПТ-TX2.001-04		

Газотурбинная береговая электростанция ЗАВОДА СПГ и СГК на ОГТ			
Раздел 6, часть 2		Стадия	Лист
Решения по автоматизации (14000)		П	1
Структурная схема ECS		ООО «СЕВАЛВИНТИЭНЕРГОМ»	

Согласовано
Взвеш. инв. №
Подп. и дата
Лист № подл.

ABBREVIATION

DC—ПОСТОЯННЫЙ ТОК	FO— ВОЛОКНО-ОПТИЧЕСКИЙ	ICSS—ИНТЕГРИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И БЕЗОПАСНОСТИ	MOBUS—ПРОТОКОЛ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ СЕТИ	PMS—СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПИТАНИЕМ
DI—ЦИФРОВОЙ ВХОД	GOOSE—ОБЩЕЕ ОБЪЕКТНО-ОРИЕНТИРОВАННОЕ СОБЫТИЕ ПОДСТАНЦИИ	IED—ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ ЭЛЕКТРОННОЕ УСТРОЙСТВО	MOBUS TCP/IP—СЕТЕВОЙ ПРОТОКОЛ ETHERNET	SCADA—ДИСПЕТЧЕРСКИЙ КОНТРОЛЬ И СБОР ДАННЫХ
DO—ЦИФРОВОЙ ВЫХОД	GPS—СПУТНИКОВАЯ СИСТЕМА НАВИГАЦИИ	ICSS—ИНТЕГРИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И БЕЗОПАСНОСТИ	ORP—БЕРЕГОВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ	UPS—БЕСПЕРЕБОЙНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ
ECS —ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ	GTG—ГАЗОТУРБИННЫЙ ГЕНЕРАТОР	KVM—КЛАВИАТУРА И ВИДЕОМЫШЬ	OWS—РАБОЧЕЕ МЕСТО ОПЕРАТОРА	
EDG—ОСНОВНОЙ ДИЗЕЛЬНЫЙ ГЕНЕРАТОР	HMI —ЧЕЛОВЕКО-МАШИННЫЙ ИНТЕРФЕЙС	LAN—ЛОКАЛЬНАЯ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЬ	RDCS— СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	
EWS—РАБОЧЕЕ МЕСТО ИНЖЕНЕРА	I/O—ВВОД/ВЫВОД	LCD—ЖИДКОКРИСТАЛЛИЧЕСКИЙ ДИСПЛЕЙ	PLC—ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР	