

Свидетельство № СРО- П-021-28082009

**ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВт
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

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

Подраздел 7. Тепломеханические решения. Организация и механизация ремонтных работ

Часть 4. Автоматизированные системы управления технологическими процессами

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4

D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4-ПД

Редакция С01

Свидетельство № СРО- П-021-28082009

Заказчик: ООО «НГХ-Недра»

**ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВт
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

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

Подраздел 7. Тепломеханические решения. Организация и механизация ремонтных работ

Часть 4. Автоматизированные системы управления технологическими процессами

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4

D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4-PD

Редакция С01

Руководитель проекта

Главный инженер проекта

Ив. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. Ив. №	

Свидетельство № П-8-16-0285

ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВт
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 7. Тепломеханические решения. Организация и механизация ремонтных работ

Часть 4. Автоматизированные системы управления технологическими процессами

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4

D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4-ПД

Том 7.4

Редакция С01

Представитель Управляющего
ООО «ИТЭ-Проект»



Е. Ю. Шныров

Главный инженер проекта



Д.С. Филатов

филиал Общества с ограниченной ответственностью «Интертехэлектро - Проект» в г. Екатеринбурге

Свидетельство № П-8-16-0285

**ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВт
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

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

Подраздел 7. Тепломеханические решения. Организация и механизация ремонтных работ

Часть 4. Автоматизированные системы управления технологическими процессами

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4

D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4-PD

Том 7.4

Редакция С01

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

Главный инженер проекта



И.М. Лавецкий

М.О. Курис

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

Обозначение	Наименование	Примечание
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4-С D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.С-ПД	Содержание тома 7.4	л. 1
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧ-ПД	Текстовая часть	лл. 85
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ГЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ГЧ-ПД	Графическая часть	лл.2
	Всего листов в томе:	90

Согласовано		

Взам. Инв. №	
--------------	--

Подпись и дата	
----------------	--

Инв. № подл.	
--------------	--

					
<p>Данный материал не подлежит размножению или передаче другим организациям и лицам без согласия Общества с ограниченной ответственностью "Интертехэлектро - Проект" г. Москва</p>					
<p>D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4-С D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.С-ПД</p>					

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Разраб.	Опарин	<i>[Signature]</i>	30.05.22
Проверил	Жуков	<i>[Signature]</i>	30.05.22
Нач. отд.	Никитина	<i>[Signature]</i>	30.05.22
Н. контр.	Никитина	<i>[Signature]</i>	30.05.22

Содержание тома 7.4		
Стадия	Лист	Листов
П		1
Филиал ООО «ИТЭ-Проект» в г. Екатеринбурге Формат А4		

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ АВТОМАТИЗАЦИИ	3
2 НАЗНАЧЕНИЕ АСУ ТП	5
3 ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ АСУ ТП ИГТЭС.....	7
4 СТРУКТУРА И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ АСУ ТМО.....	9
4.1 Общие сведения	9
4.2 Надежность ПТК АСУ ТМО	13
4.3 Безопасность ПТК АСУ ТМО.....	16
4.4 3.8 Защита информации	16
5 ФУНКЦИИ АСУ ТМО	22
5.1 Информационные функции	24
5.2 Функции управления	33
5.3 Сервисные функции.....	43
6 ОРГАНИЗАЦИЯ АСУ ТМО.....	45
6.1 Организация электропитания АСУ ТМО	47
7 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ.....	50
8 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ.....	51
9 АВТОМАТИЧЕСКИЙ ХИМКОНТРОЛЬ ВХР	52
10 УЗЛЫ УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ НА ГТЭС	53
10.1 Узлы коммерческого учета газа (УКУГ)	53
10.2 Узлы учета количества газа, потребляемого станцией по газопотребляющим объектам	54
10.3 Узлы учета тепловой энергии	54
10.4 Узел коммерческого учета жидкого топлива (УКУЖТ).....	55
10.5 Узлы учета резервного топлива, потребляемого станцией по топливотребляющим объектам	55
10.6 Узлы технологического учета ХВС у потребителей.....	56
10.7 Узел учета технической воды на ГТЭС	56
10.8 Узел учета сбросных вод	56

Согласовано		
Взам. Инв. №		

Подпись и дата		
Инв. № подл.		

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



D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Опарин		<i>Опарин</i>	30.05.22
Проверил		Жуков		<i>Жуков</i>	30.05.22
Нач. отд.		Никитина		<i>Никитина</i>	30.05.22
Н. контр.		Никитина		<i>Никитина</i>	30.05.22

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	115

Филиал
ООО «ИТЭ-Проект»
в г. Екатеринбурге

11 СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ЗАГАЗОВАННОСТИ.....	57
12 МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АСУ ТМО.....	61
13 ПОЛЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	65
13.1 Контрольно-измерительные приборы (КИП) и монтажно-установочное оборудование КИП	65
Метрологическое обеспечение КИП	67
13.1 Электроприводы ЗРА.....	68
13.2 Кабельные и трубные проводки.....	68
13.3 Шкафы НКУ.....	70
14 ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	71
15 ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ.....	81
Приложение А Технические условия на проектирование системы защиты информации для объекта «ГТЭС Иркинская 867МВт»	85

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ						Лист
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧ-PD						
						2

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ АВТОМАТИЗАЦИИ

Целями реализации проекта является новое строительство Иркинской ГТЭС 867 МВт из 11 энергоблоков в составе основного и вспомогательного оборудования на базе газотурбинной технологии без утилизации тепла выхлопных газов ГТУ в котлах-утилизаторах. Для покрытия мощности потребителей собственных нужд ГТЭС Иркинская в тепловой энергии предусматривается строительство двух водогрейных котельных в главном корпусе. В каждой котельной устанавливается по три водогрейных котла тепловой мощностью 20,0 МВт каждый и одного водогрейного котла 8 МВт (только для котельной №1). Котлы оснащаются комбинированными горелками (газ/дизтопливо).

Площадка строительства расположена в Красноярском крае, Таймырский Долгано-Ненецкий район, Паяхский кластер.

Назначение Иркинской ГТЭС – выработка и отпуск электрической энергии для частичного покрытия нужд потребителей объектов Паяхского кластера.

В основе заложен базовый принцип разделения строительства ГТЭС на 9 этапов. В составе:

- этапы 1-3 (блоки ГТУ №1-5 типа 6FA, хозяйство жидкого топлива, ИБК №1, КРУЭ №1, котельная №1, ППГ №1);
- этапы 4-9 (блоки ГТУ №6-11 типа 6Ф.0, ИБК №2, КРУЭ №2, котельная №2, ППГ №2).

Объектами автоматизации ГТЭС являются следующие группы основного, вспомогательного и инженерного оборудования, расположенного на площадке газотурбинной электростанции:

- 11 газотурбинных энергоблоков: 5х6FA (5х75 МВт), 6х6Ф.03 (6х82МВт);
- котельная №1, 2;
- компрессорная сжатого воздуха с ресиверами;
- канализационная насосная станция №1 маслосодержащих стоков;
- канализационная насосная станция №2 маслосодержащих стоков;
- канализационная насосная станция №3 очищенных стоков;
- насосная станция жидкого топлива со складом масла и антифриза в таре;
- склад жидкого топлива, в том числе резервуар аварийного слива жидкого топлива;
- резервуары сбора дренажей жидкого топлива водогрейной котельной (2 шт.);
- бак смешения антифриза (2 шт.);
- станция электрообогрева трубопроводов;
- бак аварийного слива трансформаторного масла;
- насосная станция пожаротушения;
- резервуары противопожарного запаса воды;
- блок очистных сооружений (БОС) нефтесодержащих стоков №1,2;
- блок очистных сооружений (БОС) бытовых стоков №1,2;
- азотогенераторная станция, совмещенная с ресиверами;
- ППГ №1,2;
- блок очистных сооружений (БОС) поверхностных стоков №1,2;
- бак газового конденсата (2 шт.);
- бак аварийного слива турбинного масла ГТУ (11 шт.);
- резервуар сбора аварийных проливов жидкого топлива;
- резервуар сбора обводненных дренажей жидкого топлива;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

Лист

3

2 НАЗНАЧЕНИЕ АСУ ТП

Разрабатываемая АСУ ТП ГТЭС предназначена для управления и контроля объектов всех этапов строительства Иркинской ГТЭС (далее ИГТЭС), включая инженерные системы и узлы учета энергоресурсов, в объеме, требуемом:

– СО 34.03.355-2005 «Инструкция по обеспечению взрывобезопасности при проектировании и эксплуатации газотурбинных установок»;

– СО 34.35.137-00 «Технические требования к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники»;

– СО 34.1-35.104-2001 «Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях с ПГУ, оснащенных АСУ ТП»;

– СО 34.1-35.127-2002 «Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций»;

– СТО 70238424.27.100.010-2011 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) ТЭС. Условия создания. Нормы и требования»;

– ЛНД Компании № ПЗ-04 Р-0389 ВЕРСИЯ 3.00 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам»;

– утвержденным заданием на проектирование «ГТЭС Иркинская 867 МВт»;

– техническими требованиями на проектирование «ГТЭС Иркинская» (ПРИЛОЖЕНИЕ 1.3 Письмо ООО «ВОСТОК ОЙЛ» №ВО-1499 от 02.06.202);

– техническими условиями на проектирование системы защиты информации для объекта «ГТЭС Иркинская 867 МВт»;

– основными проектными решениями «ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВт» D822921/0052Д-95-ОПР-270000-ПЗ;

– другими действующими НТД.

АСУ ТП ГТЭС выполнена как информационно-управляющая система, работающая в темпе протекания технологических процессов, и выполняющая сбор, обработку и представление технологической информации, управление оборудованием, автоматическое регулирование технологических параметров и защиту оборудования.

АСУ ТП ГТЭС является неотъемлемой частью оборудования ИГТЭС, без которой функционирование станции не предусматривается.

Современные методики управления технологическими процессами требуют, в первую очередь, повышения качества управления. При этом на систему контроля и управления технологическим объектом, помимо оперативно-производственных, возлагаются также организационно-экономические задачи.

Основными целями внедрения АСУ ТП является:

– обеспечение эффективного управления процессами выработки электрической и тепловой энергии и обеспечение отпуска энергии заданного качества и количества;

– повышение безопасности работы автоматизируемого оборудования;

– обеспечение эффективного управления параметрами и экономичностью работы технологического оборудования во всех эксплуатационных режимах работы;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист
							5

– повышение надежности работы основного технологического и электротехнического оборудования, снижение риска тяжелых аварий за счет непрерывной диагностики основного оборудования, защита персонала при угрозе аварии;

– мониторинг параметров технологического контроля выбросов ГТУ;

– обеспечение эффективного участия автоматизируемого оборудования в управлении параметрами режима энергосистемы;

– объективная оценка потребности в проведении ремонтных работ технологического оборудования;

– объективная оценка эффективности использования оборудования, уменьшение вероятности неправильных действий оперативного персонала за счет дистанционного управления с функциями оперативных блокировок;

– улучшение условий труда оперативного и обслуживающего персонала;

– обеспечение эксплуатационного персонала достоверной, достаточной и своевременной информацией о протекании технологических процессов, состоянии тепломеханического и электротехнического оборудования и технических средств управления в режиме реального времени, представленной в наиболее удобной для восприятия форме во всех эксплуатационных режимах.

Разрабатываемая система относится к категории автоматизированных систем управления (АСУ), характеризующихся:

– участием человека (оператора) в процессе управления во взаимодействии с автоматическими устройствами;

– большим количеством источников информации;

– сложными алгоритмами преобразования информации;

– широким использованием программируемых средств вычислительной техники.

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

Изн.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧ-ПД	Лист
							6

3 ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ АСУ ТП ИГТЭС

АСУ ТП разработана как многоуровневая, иерархическая система функционально распределенного управления в соответствии с технологической структурой объекта управления и декомпозицией технологического процесса по функционально-групповому принципу.

АСУ ТП ИГТЭС разработана как человеко-машинная система, работающая в реальном масштабе времени и позволяющая оперативному персоналу, используя аппаратные и программные средства, обеспечивать эффективное управление процессом выработки электрической и тепловой энергии.

В состав АСУ ТП ИГТЭС входят:

- программно-технические комплексы (ПТК), выполненные под конкретные условия функционирования ГТЭС, включающие в себя ПТК тепломеханического оборудования (ТМО), ПТК электротехнического оборудования (ЭТО) с функциями АСДУЭ (далее - АСДУЭ);
- интегрируемые в ПТК АСУ ТП локальные системы автоматического управления (ЛСАУ), поставляемые комплектно со вспомогательным технологическим оборудованием;
- средства для обеспечения всех средств автоматизации единым временем от системы обеспечения единого времени (СОЕВ) в составе ПТК АСДУЭ. СОЕВ строится на базе двух взаиморезервных серверов единого времени с синхронизацией посредством антенн GPS/ГЛОНАСС. СОЕВ синхронизирует все подсистемы, входящие в состав АСУ ТП (ПТК АСУ ТМО, АСДУЭ, ЛСАУ, подсистема РЗА и ПА), а также все прочие системы, устройства и программные комплексы, используемые на объекте, с эталонной шкалой времени. Синхронизация компонентов АСУ ТП происходит в виде меток времени по сетевым протоколам NTP, SNTP или, при наличии технической необходимости, импульсными сигналами по физическим/оптическим каналам 1PPS, IRIG-B. Для синхронизации времени в пределах системы АСДУЭ и для обеспечения работы РЗА по протоколам МЭК 61850-9-2 и МЭК61850-8 предусматривается также применение протокола РТР.
- датчики и преобразователи тепломеханических и электрических параметров, вторичные приборы и устройства;
- коммутационная электротехническая аппаратура;
- источники электропитания входных и выходных каналов модулей УСО;
- источники дискретной информации (концевые выключатели, ключи, кнопки и проч.);
- источники бесперебойного питания (ИБП);
- пульты, щиты, шкафы, ящики, стойки;
- аварийные пульты управления;
- исполнительные устройства запорной и регулирующей арматуры;
- силовые, контрольные, цифровые кабели и провода;
- автоматизированные рабочие места (АРМ) – операторские и инженерные станции, серверы различного назначения.

Структурная схема АСУ ТМО ИГТЭС приведена на чертеже D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ГЧ лист 2.

Состав и описание АСДУЭ приведены в томе D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1.

АСУ ТМО построена как распределенная система управления с общей дублированной магистральной шиной Ethernet. АСУ ТМО охватывает тепломеханическое оборудование ГТЭС, оборудование вспомогательных систем, инженерные системы (отопление, вентиляция, кондиционирование, канализация и водоснабжение). Оперативный контроль и управление всем тепломеханическим оборудованием ГТЭС, включая оборудование вспомогательных систем, ведется

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ГЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТСН-PD	Лист 7
------	---------	------	--------	---------	------	---	-----------

от операторских станций, устанавливаемых на объединенном щите управления (ОЩУ) в инженерно-бытовом корпусе №1 (ГТУ №1...5, этапы строительства №1...3) и на объединённом щите управления (ОЩУ) в инженерно-бытовом корпусе №2 (ГТУ №6...11, этапы строительства №4...9).

АСДУЭ построена как распределенная система управления, объединенная в дублированную сеть с технологией «бесшовного» резервирования, реализованной с использованием протокола Parallel Redundancy Protocol (PRP). АСДУЭ охватывает электротехническое общестанционное оборудование и электротехническое оборудование энергоблоков ГТЭС, при этом обеспечено единство средств «верхнего уровня», единые архивные данные и единая база данных проекта. Оперативный контроль и управление всем электротехническим оборудованием ГТЭС ведется от операторских станций, устанавливаемых в оперативном контуре ОЩУ инженерно-бытового корпуса №1 (ИБК №1). Оперативный контроль и управление электротехническим оборудованием ГТУ №6...11 также предусматривается и ОЩУ ИБК №2. Для АСДУЭ верхнего уровня используется дублированная ЛВС.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧH-PD	Лист
							8

4 СТРУКТУРА И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ АСУ ТМО

4.1 Общие сведения

АСУ ТМО охватывает всё оборудование энергоблоков: тепломеханическое, вспомогательное, в том числе и ЛСАУ как поставляемые отдельно, так и комплектно с технологическим оборудованием.

АСУ ТМО строится из условий минимизации количества локальных систем автоматического управления (ЛСАУ) с реализацией всего объема управления, защит и блокировок на едином ПТК АСУ ТМО. Для этого на поставку вспомогательного оборудования закладываются требования по предоставлению алгоритмов управления, защиты, блокировок и сигнализации для их реализации в ПТК АСУ ТМО ИГТЭС. Если по условиям производителя или исходя из сложности и специфики рабочего процесса поставка оборудования без ЛСАУ невозможна, ЛСАУ входит в комплектную поставку.

Архитектура АСУ ТМО предусматривает наличие трёх уровней иерархии – нижнего (полевого), среднего и верхнего:

- нижний (полевой) уровень – полевое оборудование системы управления;
- средний уровень – функционально-распределенная микропроцессорная система управления (программируемые контроллеры), обеспечивающая выполнение функций сбора, первичной обработки входных сигналов, автоматического управления, регулирования, последовательного управления технологических защит и блокировок;
- верхний уровень – обеспечивающий реализацию функций отображения информации, дистанционного управления технологическим процессом, дистанционной настройки системы, протоколирование, архивирование, расчеты и прочее.

Нижний (полевой) уровень

Нижний (полевой) уровень в архитектуре АСУ ТМО реализует функции получения и первичного преобразования информации о протекании технологических процессов и об оперативном состоянии оборудования. Нижний уровень АСУ ТМО образуют:

- датчики технологических и электрических параметров, измерительные комплексы и устройства, измерительные преобразователи, трансформаторы тока и напряжения, источники дискретной информации (кнопки, ключи управления, концевые выключатели, контакты реле и т.д.);
- стенды датчиков, импульсные трубы, соединительные коробки; запорные вентили (краны) и вентильные блоки КИП;
- исполнительные механизмы (гидро-, электро- и пневмоприводы запорной и регулирующей арматуры, электродвигатели насосных агрегатов, высоковольтные выключатели, заземляющие ножи, разъединители и т.п.) обеспечивающие возможность дистанционного контроля и управления;
- устройства комплектные низковольтные распределения и управления (НКУ) включая: распределительные устройства собственных нужд (РУСН 0,4 кВ), электрические сборки, сборки питания приводов;
- оборудование электропитания нижнего уровня АСУ ТМО;
- кабельные связи от нижнего до среднего уровня АСУ ТМО;
- неэлектрическое оборудование КИПиА, первичные преобразователи, сужающие устройства, стенды датчиков, устройства отбора и подготовки проб и пр.

Аппаратура полевого уровня решает задачи измерения всех физических величин, необходимых для эксплуатации и техобслуживания технологического оборудования, а именно:

- температура различных сред и поверхности оборудования;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист 9
------	---------	------	--------	---------	------	---	-----------

- давление;
- расход;
- уровень;
- контроль выбросов;
- химический анализ проб воды;
- вибрацию подшипников турбогенераторов и механизмов;
- электрические параметры механизмов;
- другие величины.

Для входных аналоговых сигналов давления, уровня, расхода, состава среды, электрических параметров (опционально) предусматривается сигнал 4-20 мА с поддержкой протокола HART, для дискретных 0...24 В и 0...220 В, для измерения температуры - натуральный сигнал термопар и термосопротивлений.

Средний уровень

Средний уровень АСУ ТМО по составу делится на:

- резервированные высокопроизводительные контроллеры с устройствами связи с объектом (в том числе имеющие средства интерфейса со всеми внешними устройствами: датчиками, вторичными приборами, исполнительными механизмами, системой возбуждения, комплектно поставляемыми с основным оборудованием ЛСАУ);

- щиты, шкафы для размещения различных устройств среднего уровня ПТК, включая шкафы питания и распределения питания;

- кроссовые шкафы/панели со стороны ПТК АСУ ТМО и устройства цифровой связи с внешними, по отношению к ПТК, автономными подсистемами автоматического управления, интеллектуальными датчиками и исполнительными механизмами объекта управления;

- кабели от среднего уровня ПТК до верхнего уровня.

Верхний уровень

Верхний уровень АСУ ТМО строится на клиент-серверной архитектуре с использованием SCADA-системы.

Верхний уровень представляет собой комплекс технических средств и включает в себя:

- АРМ с системным, базовым и прикладным программно-алгоритмическим обеспечением, для контроля и управления оборудованием ГТЭС;

- серверы (резервированные для ответственных функций, нерезервированные - для неответственных) для установки ПО, приема, обработки и архивирования информации, поступающей от контроллеров АСУ ТМО и локальных САУ;

- резервированное оборудование для организации локальной вычислительной сети, связывающее все оборудование среднего и верхнего уровней, а также при необходимости обеспечивающее связь с внешними сетями;

- принтеры для документирования трендов параметров и суточных отчетов;

- аварийные пульты управления (АПУ), обеспечивающие ручной, экстренный останов основных агрегатов особо ответственных механизмов и запорных органов в обход ПТК АСУ ТМО ИГТЭС;

- инженерные станции для обеспечения сервисных функций АСУ ТМО, а также возможности коррекции и внесения изменений в действующую систему;

- шлюзы между сетями подсистем АСУ ТП, между сетями подсистем АСУ ТП и внешними сетями;

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

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		10

- экраны коллективного пользования для обобщения информации о технологических процессах и для повышения оперативности реагирования персонала на средства сигнализации (аварии);
- предусматривается возможность WEB-мониторинга производственных процессов на рабочих местах руководителей станции и начальников цехов без обратной связи (ERP системы);
- кабели между оборудованием верхнего уровня.

АСУ ТМО строится из условий минимизации количества локальных систем автоматического управления (ЛСАУ) с реализацией всего объема управления, защит и блокировок на едином ПТК АСУ ТМО. Для этого на поставку оборудования закладываются требования по предоставлению алгоритмов управления, защиты, блокировок и сигнализации для их реализации в ПТК АСУ ТМО ИГТЭС. В случае, если по условиям производителя или исходя из сложности и специфики рабочего процесса поставка оборудования без ЛСАУ невозможна, ЛСАУ входит в комплектную поставку.

В составе АСУ ТП ИГТЭС также предусматриваются:

1. Автоматизированной информационно-измерительной системой комплексного учета ресурсов (АИИС КУР). АИИС КУР реализуется как автономная система для сбора данных с узлов учета газа, дизельного топлива, воды, тепла, сточных вод, их обработки, производства расчетов, хранения, документирования, формирования отчетов и передачи данных на рабочие места планово-технического отдела (в ЛВС предприятия через систему сбора и передачи технологических параметров (ССПТИ), а также в ПТК АСУ ТМО на АРМ начальника смены станции и для расчета ТЭП. Между ПТК АСУ ТМО Иркинской ГТЭС и АИИС КУР выполняется обмен сигналами, состав которых уточняется в процессе проектирования.

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

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

Все данные от узлов учета ресурсов передаются в ПТК АСУ ТМО ИГТЭС и доступны для отображения на АРМ.

2. Автоматические системы контроля загазованности (АСКЗ).
Все данные от АСКЗ передаются в ПТК АСУ ТМО ИГТЭС и доступны для отображения на АРМ.
3. Система технологического контроля выбросов. Все данные от системы передаются в ПТК АСУ ТМО ИГТЭС и доступны для отображения на АРМ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТСН-ПД

4. Подсистема АСУ ТМО контроля и управления инженерными системами ИГТЭС. Все данные от ЛСАУ инженерных систем передаются в ПТК АСУ ТМО ИГТЭС и доступны для отображения на АРМ.
5. СОЕВ – система обеспечения единого времени (входит в АСДУЭ, описание системы приведены в томе D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС1.1).

Предусмотрен обмен данных между АСУ ТП ИГТЭС и ЛВС предприятия и АСДУЭ ПС 110 кВ ГНПС Пайяха, которая выполняется по отдельному проекту в рамках строительства объектов энергетики «Восток Ойл». Для обмена данными организована связь через межсетевые экраны со специализированным резервированным коммуникационным контроллером, размещенным, в целях информационной безопасности, в выделенном сегменте сети – демилитаризованной зоне (ДМЗ). ДМЗ входит в состав АСДУЭ.

Структура АСУ ТМО ИГТЭС предусматривает интеграцию всех локальных систем автоматического управления (ЛСАУ) и другого микропроцессорного оборудования, поставляемого комплектно с технологическим оборудованием. Интеграция выполняется по каналам цифровой связи с дублированием наиболее ответственных сигналов по физическим каналам связи.

Для минимизации кабельных связей между зданиями и технологическими устройствами, распределенными по площадке станции, применяются ПЛК с модулями УСО, расположенными в зданиях всех крупных технологических узлов: в ППГ №1 и ППГ №2 для оборудования газового хозяйства ГТЭС, в насосной станции жидкого топлива для оборудования хозяйства жидкого топлива ГТЭС, в главном корпусе – для котельных и вспомогательного оборудования ГТУ.

При длине линий Ethernet более 90 м используются многомодовые оптоволоконные линии связи, при длине менее 90 м – медные с кабелем FTP 5e cat.

Обмен информацией и командами между оборудованием АСУ ТМО ИГТЭС выполняется по выделенным дублированным цифровым каналам связи, обеспечивающим контролируемый обмен между устройствами, в том числе, имеющими различные сетевые интерфейсы без каких-либо качественных и количественных ограничений по объему передаваемой информации.

Для обеспечения связи АСУ ТМО с ЛСАУ и внешними системами применяются стандартные интерфейсы, такие как: Ethernet, RS485 и поддерживаются, как минимум, следующие протоколы передачи данных: ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, МЭК (IEC) 61850, Modbus TCP, Modbus RTU, Profibus DP/PA, Fieldbus Foundation, OPC (DA,HDA,UA).

В АСУ ТП предусмотрена достаточная избыточность (функциональная, аппаратная, программная) для обеспечения высокой живучести системы и надежности ее функционирования при возможных отказах оборудования, ошибках персонала и возникновении непредвиденных ситуаций. Ответственные элементы системы имеют горячий резерв (в том числе аппаратные средства ПТК, участвующие в технологических защитах).

Система обеспечивает возможность круглосуточной работы. Останов системы возможен при проведении работ по техническому обслуживанию в период капремонта. Техобслуживание периферийных устройств производится без останова системы в целом.

В системе предусмотрена диагностика связи, функционирования микропроцессорных средств контроля путем тестирования микропроцессорных устройств как в системе в целом, так и в отдельных подсистемах.

ПТК АСУ ТМО гибкая, открытая и на момент сдачи в промышленную эксплуатацию обладает определенным запасом по информационным возможностям и производительности, в частности:

- не менее 20 % по аналоговым и не менее 30 % по дискретным входным/выходным каналам (в том числе по искробезопасным цепям с барьерами искрозащиты и каналам RS485) и не менее 15 % по свободным посадочным местам для модулей УСО, барьеров искрозащиты, коммуникационных модулей;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- не менее 15 % резерва по мощности устройств электропитания ПТК;
- не менее 15 % свободных клемм в кроссовых шкафах или панелях;
- не менее 30 % по вычислительным и информационным ресурсам контроллеров, операторских станций и серверов;
- не менее 10 % по портам телекоммуникационного оборудования.

ПТК АСУ ТМО обеспечивает возможность подключения дополнительных контроллеров, модулей ввода-вывода, нормирующих преобразователей, барьеров искрозащиты, и других аппаратных компонентов. Обеспечена возможность внесения изменений в конфигурацию ПТК и подключения дополнительных точек и контуров в режиме реального времени.

Обеспечивается возможность по наращиванию ПТК АСУ ТМО путем непосредственного дополнения, а не замены технических средств.

4.2 Надежность ПТК АСУ ТМО

Для АСУ ТП ГТЭС используются технические средства, имеющие средний срок службы не менее 15 лет. Возможность продления срока службы осуществляется путем замены отслуживших элементов новыми.

Требования к показателям надежности ПТК АСУ ТМО (без учета надежности внешних устройств, датчиков, измерительных преобразователей, нормирующих преобразователей, электрических кабелей, силовых коммуникационных устройств, исполнительных механизмов) приведены в Таблице 1.

Таблица 1
Требования к показателям надежности ПТК АСУ ТМО

№ п/п	Подсистема, вид отказа	Средняя наработка на отказ, *1000 час, не менее	Среднее время восстановления, не более (час)
1	2	3	4
1	Сбор и первичная обработка аналоговой информации:		
1.1	отказ одного канала;	30	0,5
1.2	одновременный отказ двух и более каналов в одном устройстве связи с объектом;	100	0,5
1.3	одновременный отказ всех каналов одного УСО.	100	0,5
2	Сбор и первичная обработка дискретной информации:		
2.1	отказ одного канала;	30	0,5
2.2	одновременный отказ всех каналов одного УСО.	100	0,5
3	Передача данных по интерфейсным каналам:		
3.1	невозможность обмена данными между двумя любыми абонентами сети.	50	0,5
4	Предупредительная и аварийная сигнализация:		
4.1	отказ одного канала;	30	0,5
4.2	одновременный отказ более одного канала.	100	0,5
5	Отображение информации оператору:		

Взам. Инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	13
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

№ п/п	Подсистема, вид отказа	Средняя наработка на отказ, *1000 час, не менее	Среднее время восстановления, не более (час)
1	2	3	4
5.1	невозможность вызова всех видеogramм одного АРМ.	100	0,5
6	Автоматическое регулирование:		
6.1	отказ одного контура автоматического регулирования.	20	0,5
6.2	одновременный отказ всех контуров автоматического регулирования в пределах одного контроллера.	50	0,5
7	Логическое управление:		
7.1	отказ одного алгоритма логического управления;	20	0,5
7.2	одновременный отказ всех программ одного контроллера.	50	0,5
8	Дистанционное управление:		
8.1	невозможность управления по одному каналу;	50	0,5
8.2	невозможность управления по двум и более каналам;	200	0,5
8.3	ложное срабатывание по одному каналу.	1000	0,5
9	Регистрация аварийных ситуаций:		
9.1	отказ по одному параметру;	20	0,5
9.2	полный отказ функции регистрации аварийных ситуаций;	100	0,5
10	Расчетные функции: отказ функций.		
		3	4

Среднее время наработки на отказ ПТК АСУ ТМО – не менее 40 000 часов. Среднее время восстановления работоспособности контроллера не должно превышать 0,5 часа. Среднее время восстановления работоспособности серверного оборудования не должно превышать 0,5 часа. Среднее время восстановления работоспособности системы в целом не должно превышать 0,5 часа.

При частичных отказах ПТК должна обеспечиваться возможность перестройки системы или подмена функций автоматического управления ручным.

Для обеспечения высоких показателей наработки на отказ используются следующие методы обеспечения надежности:

- построение АСУ ТМО в виде функционально распределенной структуры;
- выбор ремонтпригодных технических средств с наиболее высокими показателями наработки на отказ;
- дублирование всех основных компонентов ПТК АСУ ТМО с безударным переключением - дублированные контроллеры, серверы, блоки питания и ИБП, дублированные всех промышленных сетей АСУ ТП (сетевые адаптеры, концентраторы, сетевой кабель);
- реализация контроля правильности функционирования оборудования АСУ ТМО (тестовый контроль работоспособного состояния, контроль кодовых обменов и т.п.);

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- обеспечение бесперебойного питания АСУ ТМО – использование дублированных ИБП;
- реализация мер по обеспечению помехозащищенности;
- уровень гальванической развязки каналов модулей ввода-вывода не менее установленных нормативными документами значений;
- организация защиты данных и программного обеспечения от несанкционированного доступа;
- возможность замены отказавшего устройства (на уровне сменных единиц) на аналогичное из состава ЗИП без снятия напряжения питания с остальных компонентов АСУ ТМО;
- диагностика;
- обеспечение требуемых для АСУ ТМО условий эксплуатации.

Структура верхнего уровня ПТК АСУ ТМО позволяет осуществлять взаимозаменяемость функций оперативных АРМ, чтобы при необходимости получить доступ к технологической информации и управлению оборудованием ИГТЭС с любого АРМ. Это позволяет сохранить работоспособность системы в случае выхода из строя любой из операторских станций.

Периодичность и продолжительность остановов АСУ ТМО регламентируется графиком ремонтов энергооборудования.

При проектировании, размещении и вводе в эксплуатацию АСУ ТМО реализованы следующие меры обеспечения помехоустойчивости цифровой аппаратуры:

- применение экранированных медных кабелей для реализации цифровых и слаботочных линий связи;
- соединение экранов кабелей цифровых и сигнальных связей ПТК с одной стороны с шинами рабочего (функционального) заземления ПТК изолированными перемычками по кратчайшему расстоянию;
- обеспечение нормированных переходных сопротивлений в местах заземления корпусов аппаратуры, экранов кабелей и периодический контроль параметров заземления (в соответствии с нормативными документами по заземлению);

– разнесение по разным кабелям, жгутам и разнесение в пространстве кабелей для передачи цифровых данных, цепей аналоговых сигналов, входных и выходных дискретных сигналов напряжением менее 60В и всех их от силовых коммутационных цепей и цепей питания напряжением выше 60 В. Цепи напряжением свыше 230 В должны быть отделены от всех вышеперечисленных. При совместной прокладке кабелей систем автоматизации следует руководствоваться приведенными в Таблице 105 документа № ПЗ-04 Р-0389 расстояниями между кабелями при открытой совместной прокладке;

– разнесение в пространстве между собой и от цепей 230 В в шкафах контроллеров и в шкафах устройств связи с объектом (УСО) клеммных модулей для дискретных и аналоговых сигналов;

– размещение приборов и устройств АСУ ТМО, по возможности, на максимальном удалении от источников электромагнитных помех и промышленных радиопомех (реакторы, приводы, коммутационные устройства и др.).

АСУ ТМО имеет развитую систему самодиагностики. Структура функций самодиагностики является иерархичной и распространяется вплоть до единичных каналов, модулей, комплектов единичных оборудования с предоставлением оператору максимально полной информации о месте и характере неисправности с целью сокращения времени её устранения.

В АСУ ТМО предусмотрено формирование, накопление информации и выдача сообщений оперативному персоналу и обслуживающему персоналу АСУ ТМО при отказе технических средств с указанием устройства, места, времени и вида отказа.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист
							15

Отказ одного элемента системы не вызывает отказ (нарушение правильной работы) всей системы, при поломке комплект ЗИП достаточен чтобы при наступлении единичного случая отказа система была пригодна в течение одной рабочей смены.

При подаче или восстановлении питания контроллера производится автоматический запуск его в работу без выдачи ложных команд или информации.

Надежность сохранения информации в АСУ ТМО обеспечивается применением аппаратно-программных методов организации БД с использованием документирования проводимых обращений к БД и транзакций с использованием стандартных средств архивации. Предусмотрена возможность хранения базы данных и файлов конфигурации системы на внешнем носителе информации и их оперативной загрузки.

Все процессы обмена информацией обладают возможностью буферизировать данные в случае обрыва канала связи и автоматически передавать накопленные данные при восстановлении связи. Предусмотрен механизм восстановления данных (архивов, массивов накопления и т.п.) при перезапусках, как отдельных модулей, так и системы в целом. В состав АСУ ТМО Иркутской ГТЭС входит система резервного копирования и восстановления с соответствующим аппаратным и программным обеспечением, лицензиями, документацией и носителями данных. Подробные требования к глубине, структуре архивов и резервированию см. п.5.1 «Архивация и протоколирование информации».

4.3 Безопасность ПТК АСУ ТМО

Требования к технике безопасности в системе должны соответствовать положениям раздела 2 ГОСТ 24.104-85.

Технические средства АСУ ТМО соответствуют требованиям Правил устройства электроустановок, изд.7, ГОСТ Р 50571.3-2009, ГОСТ 12.2.007.0-75 и ГОСТ 25861-83.

Все внешние элементы технических средств АСУ ТМО, находящиеся под напряжением, заземлены в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.030-81 и 4. и «Правилами устройства электроустановок (ПУЭ). Седьмое издание».

Все электрические и электронные средства АСУ ТМО, размещаемые во взрывоопасных зонах, применяются только во взрывозащищенном исполнении. Для датчиков с электрическим выходным сигналом преимущественно используется вид взрывозащиты – «искробезопасная электрическая цепь», для датчиков с дискретным выходом типа «сухой» контакт – вид взрывозащиты – «взрывонепроницаемая оболочка».

Для оборудования АСУ ТМО применяются холодостойкие, не распространяющие горение при групповой прокладке, кабели с медными или оптическими жилами. В зданиях и сооружениях применяются кабели с пониженным дымо- и газовыделением.

Технические средства АСУ ТМО имеют защитное заземление в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 «ССБТ Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление». Для приборов, содержащих средства вычислительной техники и обработки информации выполняется функциональное (технологическое, специальное) заземление.

Средства ПТК в местах пребывания персонала соответствуют требованиям санитарных норм по создаваемым электромагнитным и электростатическим полям. Персональные компьютеры, на базе которых создаются АРМ, имеют гигиенический сертификат, а также должны гарантировать соблюдение стандартов по электрической, механической и пожарной безопасности (ГОСТ Р МЭК 60950-2002), уровню создаваемых радиопомех (ГОСТ Р 51318.22-99), уровню электростатических полей (ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ), работоспособности в условиях электромагнитных помех (ГОСТ Р 50628-2000) и уровню создаваемого шума (ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ) и вибрации (ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ).

4.4 3.8 Защита информации

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист 16
------	--------	------	-------	---------	------	---	------------

Требования информационной безопасности

Защита информации от несанкционированного доступа (далее – НСД) обеспечивается комплексом технических, организационных и программно-алгоритмических мер и соответствуют требованиям приказа от 14.03.2014 ФСТЭК №31. АСУ ТП соответствует требованиям к защите информационной структуры в соответствии с Федеральным законом от 26.07.2017 № 187-ФЗ и в соответствии с «Техническими условиями на проектирование системы защиты информации для объекта «ГТЭС Иркинская 867МВт» (Приложение А), а также Положению Компании «Информационная безопасность. Автоматизированные системы управления технологическими процессами» № ПЗ-11 Р-0012 и «Требованиям к защите локальных вычислительных сетей Компании, подключаемых в единую корпоративную телекоммуникационную систему ПАО «НК «Роснефть» ПЗ-11.01 Р-0123.

Согласно Федеральному закону от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» меры защиты выбираются в соответствии с присвоенной категорией значимости согласно Требованиям по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, утвержденным приказом ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239.

Решения по обеспечению информационной безопасности, реализуемые в проекте, обеспечивают выполнение следующих функций:

- предотвращение несанкционированного доступа (НСД) к защищаемым ресурсам АСУ ТМО:

- предотвращение несанкционированного физического доступа к техническим средствам АСУ ТМО (в объёме установки технических средств в запираемые шкафы с концевыми выключателями);

- предотвращение загрузки операционных систем операторских станций АРМ и серверов АСУ ТМО с внешнего носителя;

- предотвращение несанкционированного доступа (далее – НСД) в программную среду BIOS на операторских станциях АРМ и серверах АСУ ТМО;

- предотвращение НСД к прикладному программному обеспечению, установленному на операторских станциях АРМ и серверах АСУ ТМО;

- предотвращение НСД к защищаемой информации АСУ ТМО;

- предотвращение удалённого НСД к программной среде технических средств (операторских станций АРМ, сервер, управляемое коммутационное оборудование) АСУ ТМО;

- обеспечение возможности присвоения соответствующего уровня доступа субъектам доступа для легитимного доступа к объектам доступа АСУ ТМО.

- контроль целостности программной среды операционных систем и используемых средств защиты информации на операторских станциях АРМ и серверах АСУ ТМО с поддержкой различных применяемых в ПТК АСУ ТМО файловых систем;

- ведение аудита действий администраторов (системных и пр.) и пользователей АСУ ТМО;

- хранение служебной информации о пользователях (имя, описание) и журнала регистрации в энергонезависимой памяти.

Решения по ИБ обеспечивают защиту ПТК АСУ ТМО от актуальных угроз информационной безопасности, направленных на защищаемые ресурсы АСУ ТМО:

- нарушения функционирования АСУ ТМО или ее отдельных элементов;

- несанкционированного вмешательства в управление технологическими процессами;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

- НСД к информации, хранимой в базах данных АСУ ТМО и передаваемой по каналам передачи данных с целью её хищения, блокирования, изменения.

Обеспечение ИБ АСУ ТМО осуществляется по следующим направлениям, реализуемым организационно-техническими мерами защиты:

- физическая защита защищаемых ресурсов АСУ ТМО (в объёме установки технических средств в запираемые шкафы с концевыми выключателями);
- обеспечение ИБ при эксплуатации сетевого оборудования, каналов передачи данных и средств защиты АСУ ТМО;
- контроль доступа.

В обязательном порядке подлежат регистрации:

- успешная (неуспешная) аутентификация;
- действия пользователей по доступу к операционным и прикладным системам;
- воздействия пользователей АСУ ТМО на технологический процесс;
- действия администраторов по изменению настроек средств обработки, хранения и передачи информации, средств защиты информации, реквизитов доступа и привилегий пользователей;
- попытки получения доступа к журналам событий.

Предусмотрены механизмы защиты журнала учета операционной системы от переполнения, его несанкционированного просмотра и изменения. Блокируются несанкционированные операции по корректировке базы данных проекта, изменению конфигурации контроллерного оборудования, по компиляции и загрузке прикладного ПО в компоненты ПТК.

Хранение журнала учета событий осуществляется в течение не менее 1 года.

На серверном оборудовании и операторских станциях АРМ из состава ПТК АСУ ТМО устанавливаются средства защиты от вредоносного ПО.

Перед сдачей в эксплуатацию ПТК АСУ ТМО администрирование средств защиты от вредоносного ПО будет осуществляться по согласованию с администратором информационной безопасности Заказчика.

В целях обеспечения бесперебойного функционирования АСУ ТМО осуществляется резервирование критически важных средств (серверов, операторских станций АРМ, сетевого оборудования, каналов передачи данных), а также реализована система мониторинга состояния данных средств с выводом информации на АРМ инженера АСУ ТП.

Требования по сохранности информации при авариях

В создаваемой системе обеспечена сохранность при авариях следующей информации:

- операционные системы, базовое и специальное программное обеспечение;
- массивы регистрируемых (архивируемых) параметров;
- массивы нормативно-справочной информации.

Система организована таким образом, чтобы вся необходимая для работы системы информация (программы и настроечные параметры контроллеров среднего уровня, базы данных и программы верхнего уровня) была записана на энергонезависимых носителях, с которых информация восстанавливается после любой аварии:

- пропадание напряжения питания программно-технического комплекса;
- отказ технических средств среднего и верхнего уровней ПТК АСУ ТМО, а также управляющих устройств ЛСАУ, поставляемых комплектно с технологическим оборудованием.

Контроллеры среднего уровня хранят свои программы и настроечные параметры в энергонезависимой памяти. Энергонезависимая память обеспечивает сохранение полной конфигурации и всех рабочих параметров без ограничения времени.

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

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

При авариях в системе энергоснабжения предусматривается комплекс мер по обеспечению сохранности информации и ее восстановлению в соответствии с регламентом функционирования ПТК. Предусмотрены устройства памяти, гарантирующие сохранность программного обеспечения и информационных массивов в течение всего срока службы ПТК (не менее 15 лет). Все рабочие программы, алгоритмы, текущая архивная информация сохраняются при прерывании питания любой длительности.

С целью сохранения информации, содержащейся в базе данных верхнего уровня, предусматривается создание, периодическое обновление и хранение копий архивных данных на различных типах носителей (определяется Поставщиком ПТК АСУ ТМО). Архивирование базы данных производится специальными средствами системы управления базой данных. Будут созданы и переданы Заказчику резервные копии жестких дисков для АРМ и серверов, необходимые для восстановления компонентов системы в случае отказа, а также необходимые дистрибутивы, установленного программного обеспечения, необходимые для восстановления компонентов системы с использованием иного аппаратного обеспечения (в случае выхода из строя существующего). Будет организована система хранения резервных копий, исходных кодов, конфигурационных файлов, паролей для всего оборудования (ПЛК, серверов, коммутаторов) систем управления.

Физическая защита

Серверное оборудование и критичное сетевое оборудование размещается в запираемых шкафах, ограничивающих доступ к ним посторонних лиц.

Доступ к критически важным техническим средствам АСУ ТМО будет закрыт на ключ или будет осуществляться с помощью пароля.

Организация безопасной эксплуатации

На операторских станциях АРМ операторов, за исключением АРМ инженера АСУ ТП, должна быть реализована замкнутая функциональная среда, исключающая возможность вмешательства в логику ее работы.

Доступ к внешним интерфейсам ОС АРМ, за исключением ОС АРМ инженера АСУ ТМО, должен быть заблокирован, кроме тех случаев, когда использование этих интерфейсов необходимо для выполнения функций АРМ. Возможность подключения флэш-диска через порт USB должна быть только на инженерной станции, при этом несанкционированный доступ к данному порту механически заблокирован. Остальные порты с возможностью подключения съёмных носителей информации либо оборудования должны быть заблокированы на всех рабочих станциях верхнего уровня.

Блокировка доступа к внешним интерфейсам обеспечивается:

- физическим отключением интерфейсов на аппаратном уровне и ограничением доступа к интерфейсам со стороны пользователя на ОС АРМ;
- отключением интерфейсов на уровне BIOS (с наложением обязательного пароля на вход в Setup BIOS);
- запретом доступа к интерфейсам на программном уровне (например, с помощью политики безопасности операционной системы).

Управление доступом

Должна быть разработана и реализована подсистема разграничения, контроля и управления доступом. Операторам АСУ ТП должны быть присвоены минимально необходимые права и полномочия доступа для выполнения своих должностных обязанностей. Разграничение и управление доступом в АСУ ТМО должно реализовываться с помощью штатных средств идентификации, аутентификации и авторизации доступа ПТК АСУ ТМО. Управление учетными записями пользователей, их принадлежностью к группам пользователей, правами и привилегиями, а также

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

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

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

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

парольной политикой должно осуществляться системным администратором – инженером АСУ ТП.

Установление подлинности (аутентификация) операторов должна быть обеспечена в соответствии с требованиями Регламента обеспечения аутентификации и авторизации в АСУ ТП Эксплуатирующей организации. Пароли должны соответствовать положениям «Политики информационной безопасности» Эксплуатирующей организации. Учетные записи по умолчанию (default account) должны быть заблокированы или изменены их названия. Пароли по умолчанию (default password) должны быть заменены. Инструкции по работе с данными средствами защиты, пароли и ключи доступа от данных средств защиты будут переданы перед этапом опытной эксплуатации.

Должна использоваться регистрация пользователей по идентификатору и паролю и ведение протоколов регистрации пользователей и их действий. Срок хранения журналов регистрации – не менее 12 месяцев.

Обеспечение сетевой безопасности

На границах телекоммуникационной инфраструктуры АСУ ТМО будет обеспечиваться межсетевое экранирование, исключающее прямой доступ в АСУ ТМО из внешних систем. В качестве межсетевого экрана будет применяться специализированный программно-аппаратный межсетевой экран (МЭ), контролирующий весь информационный обмен с внешними информационно-управляющими системами (ИУС). МЭ входит в поставку АСДУЭ по отдельным ТТ.

В составе АСДУЭ будет создана буферная (демилитаризованная) зона между ЛВС АСУ ТП и внешними информационно-вычислительными сетями, подключенными к одному или нескольким интерфейсам МЭ. При этом в буферной зоне за МЭ будут размещаться отдельные выделенные контроллеры обмена информацией. Схема информационных потоков ПТК АСУ ТМО с внешними системами должна быть согласована с департаментом по корпоративной защите эксплуатирующей организации. Настройку МЭ для АСУ ТМО будет производить департамент по корпоративной защите Эксплуатирующей организации совместно с Исполнителем.

Прямой доступ из корпоративных ЛВС в ЛВС АСУ ТМО исключен – доступ будет осуществляться только через ДМЗ с коммуникационными контроллерами и МЭ.

В случае необходимости обеспечения обмена технологическими данными по протоколу OPC (OLE for Process Control) через МЭ для трафика между OPC-клиентом и OPC-сервером должна быть обеспечена защита информации (применением OPC-туннелирования, либо криптозащиты средствами протокола OPC UA).

В случае необходимости передачи команд телеуправления из АСДУЭ ПС 110 кВ ГНПС Пайяха в АСУ ТМО между OPC-клиентом и OPC-сервером должно применяться шифрование.

В ЛВС ПТК АСУ ТМО запрещены:

- удаленный доступ из внешних сетей (в т.ч. с использованием VPN-технологий и Dial-up) к устройствам АСУ ТМО для технического сопровождения системного и прикладного ПО;
- доступ к ресурсам АСУ ТМО из информационно-вычислительных сетей общего пользования, например, сети Интернет;
- сервисы доступа в сеть Интернет и электронный почты.

Все необходимые для обеспечения информационной безопасности при реализации обмена информацией между АСУ ТМО и другими системами: программное обеспечение, сетевое оборудование, кабельная продукция, средства для размещения оборудования и аппаратуры (шкафы, пульты, подставки, элементы крепления и т.п.), а также работы и услуги, должны быть включены в объем поставки ПТК АСУ ТМО.

Антивирусная защита

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

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

Предусматривается защита от компьютерных вирусов и другого вредоносного программного обеспечения. Средства антивирусной защиты предполагаются не ниже 5 класса защищенности по классификации ФСТЭК России.

Защита информации от вирусов обеспечивается путем обнаружения и исправления программ и данных, зараженных вирусами, для чего применяется специальное антивирусное программное обеспечение на всех операторских станциях и серверах. Применяемое антивирусное ПО будет согласовано с Заказчиком.

Программное обеспечение (ПО) антивирусной защиты устанавливается на всех АРМ, серверах и межсетевых экранах Иркинской ГТЭС. Выбранное ПО антивирусной защиты совместимо с ПТК АСУ ТМО (совместимость будет подтверждена соответствующим документом от разработчика ПТК). Автоматическое обновление антивирусного ПО (virus scan engine update) будет выключено. Обновление антивирусного ПО и баз вирусных сигнатур будет осуществляться системным администратором вручную со съемного носителя на устройствах, выведенных из режима реального времени.

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

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧ-ПД	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата		21

5 ФУНКЦИИ АСУ ТМО

Все функции АСУ ТМО в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.100.010-2011 подразделяются на:

- информационные (контроль);
- управляющие функции;
- вспомогательные (сервисные) функции.

Полный перечень функций, возможностей и требований к АСУ ТМО определяется техническими требованиями на ПТК АСУ ТМО.

В состав информационных функций входят:

- сбор и первичная обработка аналоговой и дискретной информации от традиционных датчиков аналоговых (сигналы 4...20 мА, от термопар и термопреобразователей сопротивления стандартных градуировок и пр.), дискретных и цифровых сигналов, включая обмен информацией (прием-передачу) между ПТК АСУ ТМО и ЛСАУ;

- проверка достоверности входной информации (определение исправности измерительных каналов и каналов выдачи команд) с выдачей соответствующих сигналов предупредительной сигнализации и сообщений, а также возможность автоматического вывода из работы сигналов от неисправных датчиков, используемых в контурах управления (технологическая защита при использовании нескольких датчиков одного параметра, автоматическое регулирование, логическое управление и т.д.);

- определение скорости изменения технологических параметров;

- расчет технологических показателей с использованием основных математических и тригонометрических функций и функций, созданных пользователем;

- оценка готовности технологического и электротехнического оборудования к пусковым операциям по состоянию оборудования, средств и схем управления;

- представление информации на средствах отображения (цветных графических мониторах, экранах коллективного пользования (ЭКП)), локальных панелях человеко-машинного интерфейса (HMI) в виде видеокладов (фрагментов мнемосхем с отображением на них тепломеханического и электротехнического оборудования, трубопроводов, положения арматуры и состояния механизмов собственных нужд, коммутацию электротехнического оборудования, значений тепломеханических и электротехнических параметров и их отклонений от нормы);

- вывод операторам информации о срабатывании предупредительной и аварийной сигнализации;

- передача оперативной информации (со статусом по событию, статусом достоверности и меткой времени) в общестанционные информационные системы;

- архивирование параметров и событий тепломеханического и электротехнического оборудования, регистрация включения и отключения коммутационных аппаратов, выключателей, разъединителей, заземляющих ножей.

- ведение оперативной документации (журналов, рапортов, протоколов);

- информационно-вычислительные и расчетные функции, в том числе расчёт параметров и технико-экономических показателей работы;

- формирование и представление архивной и отчетной информации верхним уровням иерархии управления по цифровым линиям связи;

- представление информации о состоянии тепломеханических и электротехнических параметров объекта управления в графической форме (графиков, гистограмм, таблиц), цветных копий видеокладов, списков сигнализаций и событий, журналов действий оператора и переключения оборудования, отчетов (сменных, суточных, наработки силового оборудования на отказ) на

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

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

средствах отображения (цветных мониторах и экранах коллективного пользования) и печатных документах;

- автоматизированный анализ пусков и остановов;
- диагностика состояния оборудования;
- расчет наработки механизмов основного и вспомогательного оборудования (насос, выключатель и т.д.) и количество их включений;
- формирование архивов процессов в электрических сетях (токи, напряжения, мощности, частота и т.д.) при возникновении аварийных ситуаций, срабатывании защит;
- анализ характера ошибок, отказов, неисправностей оборудования.

В состав управляющих функций входят:

- автоматическое и/или автоматизированное и дистанционное (оператором) управление всеми системами, входящими в состав АСУ ТМО и вспомогательным оборудованием ИГТЭС;
- аварийное отключение оборудования ИГТЭС при срабатывании защит, а также аварийная разгрузка оборудования ИГТЭС;
- дистанционное управление исполнительными механизмами задвижек, регулирующих органов, электродвигателей насосов и вентиляторов, высоковольтных выключателей, разъединителей и других механизмов собственных нужд;
- автоматическое регулирование, автоматическое логическое и программное управление и технологические блокировки, защиты и защитные блокировки, реализующие соответствующие алгоритмы управления;
- перевод автоматических регуляторов на ручное управление;
- выбор программ и алгоритмов пошагового управления и их активация;
- автоматический и ручной (для опробования и ремонта) ввод/вывод защит, изменение уставок автоматического регулирования и т.п.;
- пуск оборудования ИГТЭС из различных тепловых состояний, включая пуск из холодного, теплого и горячего состояний;
- работа оборудования ИГТЭС при постоянной и изменяемых нагрузках с автоматическим поддержанием заданных значений технологических параметров в регулируемом диапазоне нагрузок;
- регулирование мощности ИГТЭС в соответствии с характеристиками поставляемого оборудования;
- плановый останов оборудования ИГТЭС.

В состав вспомогательных (сервисных) функций включены:

- диагностика состояния технических средств управления, в том числе контроль исправности измерительных каналов и каналов связи с интегрируемыми устройствами;
- проверка достоверности информационных сигналов;
- проверка исполнения управляющих воздействий;
- проверка цепей и опробование схем технологических защит (при наличии многоканальных систем);
- обнаружение и анализ характера ошибок, отказов, неисправностей АСУ ТМО;
- автоматическое подключение резервных средств или блокировка ошибочных сигналов и воздействий при ошибках, отказах и неисправностях;
- сигнализация на АРМ оперативного персонала и инженерные станции при отказе технических устройств с указанием устройства, места, времени и вида отказа;
- регистрация ошибок, отказов, неисправностей и действий по их устранению;

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

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- коррекция системного времени по сигналам оборудования системы единого времени;
- корректировка и внесение изменений в алгоритмы;
- самоконтроль и самодиагностика ПТК, подстройка прикладных программ и заполнение информационной базы, сбор и обработка информации по технической диагностике ПТК (инструментальная подсистема);
- другие функции, обеспечиваемые, в том числе программным обеспечением инструментальных средств разработки, диагностирования, сопровождения и документирования проекта всех частей системы.

5.1 Информационные функции

5.1.1 Сбор и первичная обработка аналоговых сигналов

Источниками аналоговых сигналов являются: термопары и термосопротивления; датчики давлений, перепадов давлений, расходов, газового анализа, химанализа воды и пара с унифицированным токовым выходным сигналом; нормирующие измерительные преобразователи напряжения, частоты, тока и мощности (4...20 мА); нормирующие преобразователи сигналов от датчиков нестандартных измерений (перемещение, вибрация и др.); цифровые значения аналоговых сигналов, получаемые по каналам цифровой передачи данных от интеллектуальных приборов, устройств, ЛСАУ и пр. оборудования (в рамках поддерживаемых ПТК протоколов).

Опрос аналоговых сигналов должен осуществляться контроллерами периодически с интервалом не более 500 мс, для сигналов, участвующих в защите время опроса должно иметь возможность быть уменьшено вплоть до 100 мс, для инерционных сигналов температурных параметров возможно увеличение времени опроса до 30 секунд.

Каждый сигнал с циклом опроса должен проверяться на достоверность. Для оценки достоверности каждого датчика должны применяться следующие методы:

- диагностирование наличия питающего напряжения и исправности всех устройств, входящих в канал прохождения информации (датчика, соединительных линий, АЦП, цифровых модулей УСО и т.п.);
- проверка условий, что сигнал находится в пределах допустимого диапазона по технологическим границам;
- по скорости изменения измеряемого параметра;
- для датчиков унифицированного сигнала 4...20 мА – проверка выхода за диапазоны измерения, выше 20 мА, ниже 2 мА, выше 22 мА.
- программная проверка дублированных, троированных или технологически связанных параметров на основе естественной избыточности первичной информации.

При невыполнении одного из вышеперечисленных условий сигнал должен объявляться недостоверным. Признак недостоверности сигнала должен отображаться на экранах операторских станций (согласно библиотеке мнемосимволов), квалифицироваться как событие и регистрироваться подсистемой регистрации событий. Значение сигнала, квалифицированного как недостоверный, должно иметь возможность подмены замещающим сигналом (например, его последним представительным значением). Определение необходимости перехода на замещающий сигнал в случае недостоверности измерения и способ формирования замещающего значения должно осуществляться индивидуально для каждого измерения. При этом на видеogramмах за-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052D-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист
							24

мещённый сигнал должен быть обозначен соответствующим признаком – мнемосимволом с регистрацией в архиве.

Для проверки достоверности дублированных измерений для каждого сигнала должны проверяться вышеперечисленные условия.

Возможны варианты:

- оба сигнала достоверны и разница между ними не превышает установленного значения. В этом случае выделяется сигнал, равный их среднему арифметическому сигналов, полученных от двух разных модулей УСО;
- рассогласование сигналов (оба сигнала достоверны, но разница между ними превышает допустимое значение). В этом случае формируется сигнализация о рассогласовании измерений. В качестве значения измеряемого параметра используется сигнал, равный среднему арифметическому;
- один из сигналов недостоверен. В этом случае недостоверный сигнал отбрасывается, выделяется оставшийся сигнал;
- оба сигнала недостоверны. В этом случае измерение признается недостоверным и ему присваивается соответствующий статус, который затем будет использован во всех алгоритмах, где участвует данное измерение: отключаются автоматические регуляторы, происходит деградация защит, запрещается срабатывание технологических уставок и т.д.

В особо ответственных случаях, когда используется троирование сигналов (для реализации защит и т.д.), вычисление результирующего сигнала должно соответствовать следующим правилам:

- все три сигнала достоверны. Результирующим измерением является медианное значение;
- все три сигнала достоверны, однако, показания одного из них рассогласованы в установленных пределах от двух других. Результирующим измерением является среднеарифметическое значение двух наиболее близких по значению сигналов;
- один из сигналов недостоверен. Результирующим измерением является среднеарифметическое значение двух достоверных измерений;
- два сигнала недостоверны. Результирующим измерением является значение достоверного измерения;
- все три сигнала недостоверны. В этом случае измерение признается недостоверным.

Показания трех датчиков, участвующих в формировании результирующего сигнала по приведенному выше алгоритму, должны проверяться на рассогласование. При обнаружении последнего должна формироваться сигнализация

Для ряда параметров должна производиться проверка условий, что сигнал находится в пределах допустимого диапазона по технологическим границам, которые зависят от текущего состояния энергоблока.

Должна быть предусмотрена возможность установки инженером АСУ ТП на неисправные (недостоверные) каналы измерения подмены входного сигнала, после которой этот сигнал приравнивается к достоверным. Признак подмены сигнала должен отображаться на экранах операторских станций (согласно библиотеке мнемосимволов) и регистрироваться в архиве. Дальней-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист
							25

шая обработка должна производиться только с достоверными сигналами. Недостоверные сигналы не должны участвовать в блокировках и регулировании.

С циклом опроса должна осуществляться первичная обработка входных сигналов, включающая:

- линеаризацию характеристик в соответствии со стандартными градуировками;
- фильтрацию высших гармонических составляющих;
- введение поправок на изменение температуры холодных спаев;
- учет статической погрешности датчика;
- обработку многошкальных параметров;
- масштабирование;
- алгебраические преобразования;
- определение усредненных по времени значений по одному из нескольких заданных законов усреднения;
- определение скорости изменения параметров;
- ввод поправок в расход пара и газа на температуру и давление;
- ввод поправок в расход воды на температуру;
- при необходимости ввод поправок в показания уровня в барабанах котлов и подогревателях на давление в сосуде.

Выбор конкретной методики обработки зависит от типа датчика и характеристик сигнала.

С циклом опроса должна выполняться проверка выхода сигнала за уставки. По результатам такой проверки должен формироваться признак выхода за уставку (или возврата в норму). Выход за уставку (возврат в норму) должен квалифицироваться как событие, регистрироваться подсистемой регистрации событий и отображаться на экранах операторских станций.

Для каждого сигнала должна предусматриваться возможность задания не менее 4-х технологических уставок (предупредительных/аварийных, нижних/верхних). Уставки могут быть как константами, так и расчетными величинами.

Значения аналоговых параметров, для которых существуют уставки, должны контролироваться как на выход за установленные пределы, так и на возврат к нормальному значению (причем, по каждой уставке отдельно). Признаки выхода за уставку (или возврата в норму) должны формироваться с исключением «дребезга» за счет ввода «зоны возврата» (гистерезиса), которая задается при разработке системы и ее настройке. Признаки выхода за уставки должны формироваться индивидуально для каждого параметра.

Должна быть возможность с операторской станции ввода ручных замеров (например, результатов лабораторных замеров показателей химконтроля). Действия с такими параметрами (отображение, архивирование, протоколирование, участие в расчетных задачах и др.) должны быть аналогичны действиям с обычными аналоговыми сигналами.

5.1.2 Сбор и первичная обработка дискретных сигналов

Источниками дискретных сигналов являются: концевые выключатели, блок-контакты силовых коммутационных аппаратов, контакты ключей управления, выходные контакты защитных

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист
							26

устройств и подсистем; цифровые значения дискретных сигналов, получаемые по каналам цифровой передачи данных от интеллектуальных приборов, устройств, ЛСАУ и пр. оборудования (в рамках поддерживаемых ПТК протоколов).

Все дискретные сигналы по информационному признаку должны делиться на пассивные и инициативные. Инициативные сигналы должны использоваться для запуска различных программ обработки в соответствии с технологическими алгоритмами функций АСУ ТМО (например, регистрации аварийных ситуаций) и для контроля последовательности переключений, которые могут быть взаимно обусловлены.

Опрос дискретных пассивных сигналов должен осуществляться контроллерами периодически, с циклом не более 500 мс.

Должна быть возможность некоторые сигналы выводить в подмену (аналогично аналоговым сигналам). Признак подмены сигнала должен отображаться на экранах операторских станций (согласно библиотеке мнемосимволов), квалифицироваться как событие и регистрироваться подсистемой регистрации событий.

Инициативные сигналы привязаны к меткам времени с шагом 10 мс.

Сигналы, формируемые дискретными датчиками с перекидными контактами, в каждом цикле опроса должны проверяться на достоверность путем анализа состояний нормально замкнутого и нормально разомкнутого контактов. При их одноименном состоянии сигнал считается недостоверным. Кроме того, должна выполняться программная проверка сигналов концевых выключателей и блок-контактов на основе естественной избыточности первичной информации.

Любые изменения состояния дискретного сигнала (в том числе и недостоверность сигнала) должны квалифицироваться как событие, регистрироваться подсистемой регистрации событий и отображаться на экранах операторских станций.

Для арматуры без электропривода должна быть предусмотрена возможность ввода в АСУ ТМО положения арматуры от датчика дискретного положения или с операторской станции вручную вводить состояние объекта. Действия с такими параметрами (отображение, архивирование, протоколирование, участие в расчетных задачах и др.) должны быть аналогичны действиям с обычными дискретными сигналами.

5.1.3 Отображение информации оператору

С целью контроля текущего состояния технологического оборудования и работы автоматики на экранах операторских станций и на приборах, установленных в оперативных контурах объединенного щита управления (ОЩУ), представляется следующая информация:

- текущие значения технологических параметров (включая признаки запрета, выхода за уставки, недостоверности, подмены, ручного ввода);
- положение регулирующей и запорной арматуры, схем управления (включая способ управления - автоматическое, дистанционное, местное);
- положение коммутационных аппаратов;
- состояние двигателей механизмов (включая способ управления - автоматическое, дистанционное, местное);
- состояние автоматических устройств (автоматических регуляторов, логических автоматов, защит и т.п.);
- параметры автоматических систем (заданных значений, величин уставок);

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист
							27

- аварийные ситуации, действия защит и противоаварийной автоматики;
- выполнение управляющих функций, как оператором, так и автоматически;
- результаты расчетов, проводимых как в контроллерах, так и в алгоритмах верхнего уровня;
- результаты расчетно-диагностических задач;
- ретроспективная информация, запрашиваемая из архивной станции, различных трендов (входных сигналов, нормативных, расчетных, формируемых в программаторах и т.д.).

Информация на экранах представляется в удобном для восприятия виде.

Имеется возможность отображения любой мгновенной, архивной информации, результатов расчета в виде отчетов. Любые виды использованной в системе информации можно совмещать в одном отчете (т.е. допускается выборка информации из любого вида архива, любого контроллера, станции расчетов одновременно).

Вид и цвет информации, а также частота мигания в различных технологических режимах будут соответствовать библиотеке мнемосимволов, которая будет принята и согласована с Заказчиком (письменно).

Разработаны специальные мнемосхемы состояния технологических защит, блокировок (включая АВР), АСР, логических программ.

Предусмотрена возможность использования многооконного режима, выпадающих «меню», виртуальных клавиш «быстрого перехода» и т.п..

Представление данных соответствуют п. 6.4.9. документа № ПЗ-04 Р-0389 ВЕРСИЯ 3.00.

5.1.4 Регистрация текущих событий

Функция предназначена для выявления происходящих на контролируемом объекте, в АСУ ТМО, событий и их анализа, которые накапливаются и представляются с помощью функции архивации информации. Все регистрируемые события снабжаются меткой времени. Точность привязки по времени событий - не более 10 мс.

Для всех видов информации используется событийный принцип записи в архив. Регистрация событий производится по всем сигналам непрерывно, кроме сигналов от устройств, выведенных в ремонт.

События, регистрируемые в архиве:

- любые изменения состояния дискретных сигналов;
- информация о появлении или исчезновении недостоверной информации;
- информация о появлении, квитировании и исчезновении сигналов предупредительной и аварийной сигнализации;
- ввод или отмена режима подмены аналоговых или дискретных сигналов;
- информация о выдаче команд управления исполнительными устройствами с указанием источника команды;
- изменении состояния объектов управления;
- информация об изменении состояния автоматических устройств с указанием источника команды;
- информация о включении, отключении электродвигателей механизмов, изменения состояния арматуры, изменении состояния автономных подсистем автоматического управления;
- действия оперативного и инженерного персонала, выполняемые на операторских станци-

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

ях АСУ ТМО;

- результаты, получаемые от расчетно-диагностических задач;
- сведения об отказах и сбоях в работе аппаратных и программных средств ПТК.

Имеется возможность на основе накопленных событий создания свободно-формируемых протоколов с различными формами выборки (по узлу, агрегату, по типу событий или параметров и др.).

Имеется возможность в реальном масштабе времени выводить события на операторские станции аналогично выводу технологической сигнализации. Требования к формированию выводимых событий (цвет, текст и др.) аналогичны требованиям, изложенным ранее. При этом события и ошибки должны выводиться в разных окнах.

5.1.5 Контроль действия защит (КДЗ)

Функция КДЗ заключается в обработке поступающих во время аварии сигналов технологических защит и выполнение проверки полноты выполнения необходимых технологических операций предписанных алгоритмами технологических защит, включая локальные.

Функция КДЗ предназначена для оповещения оперативного персонала ИГТЭС в темпе процесса о несоответствии фактических состояний объектов управления основного и вспомогательного оборудования требуемому результату действия технологических защит.

Информация, выдаваемая этой функцией, позволяет оперативному персоналу выполнить действия, предотвращающие развитие аварии и повреждения оборудования в случае неполного выполнения защитных операций.

Данные о работе функции КДЗ фиксируются в архиве системы с метками времени.

5.1.6 Расчетно-диагностические задачи

Расчетно-диагностические задачи предназначены для представления оперативному, эксплуатационному и административному персоналу ГТЭС и АСДУЭ ПС 110 кВ ГНПС Пайяха следующей информации:

- данных о текущей экономичности работы энергоблока и его отдельных элементов;
 - формирования диагностических сообщений о ресурсе оборудования и вероятности развития повреждений, что позволяет проводить коррекцию режимов и планировать сроки вывода оборудования в ремонт;
 - получения комплексной, наглядной информации о текущем состоянии оборудования и систем автоматического управления;
 - непрерывного контроля выбросов в окружающую среду токсических и пахучих веществ, шума, вибрации и других вредных физических факторов.
- Должны быть реализованы следующие задачи:
- расчет и анализ технико-экономических, экологических и других показателей отдельных технологических установок и энергоблока в целом;
 - химико-технологический мониторинг (автоматический контроль и управление водно-химическим режимом энергоблока);
 - оперативная диагностика состояния оборудования и систем автоматического управления;
 - расчет остаточного ресурса элементов оборудования;
 - оценочный расчет пусков-остановов по критериям надежности;
 - анализ выбегов параметров;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

Лист
29

- оперативный расчет оптимальных графиков активной мощности и тепловой нагрузки энергоблока;
- учет количества часов работы используемого оборудования;
- подготовка массивов информации для расчета ТЭП;
- оперативный 15-ти минутный расчет технико-экономических показателей;
- расчет ТЭП за смену, сутки, месяц, квартал и год в стационарном режиме работы основного оборудования;
- расчёт ТЭП единичного пуска;
- вывод результатов расчёта ТЭП;
- вычисляются фактические и нормативные ТЭП, а также перерасход (экономия) топлива.

Результаты расчетов и анализа структурированы по группам пользователей: ПТО, оперативный персонал, административный персонал и т.д. и хранятся на сервере архива и представляются на экранах операторских станций АСУ ТМО. Результаты расчетов должны иметь возможность просмотра в виде свободно формируемых таблиц или графиков. Формы отчетных документов и методики решения задач разрабатываются Поставщиком ПТК АСУ ТМО и согласуются с Заказчиком на стадии создания рабочей документации.

5.1.7 Архивация и протоколирование информации

Архивация и хранение информации предназначены для накопления данных о ходе технологического процесса за продолжительный отрезок времени. Эти данные могут быть использованы для последующего представления оперативному и административному персоналу Иркинской ГТЭС сведений об истории протекания технологических процессов, развитии аварий, работе автоматики, действиях оператора, результатах расчетно-диагностических задач, нормативных и справочных данных, функциях и параметрах системы, а также для подготовки отчетной информации (ведомостей, протоколов, отчетов и т.д.).

Временные интервалы архивов:

- глубина архива сервера:
 - параметров с частотой обновления 1 раз/с – 1 месяц;
 - параметров с обновлением по изменению (для дискретных сигналов – по изменению параметра, для непрерывных сигналов – по отклонению от текущего значения $\pm 5\%$) – 12 месяцев;
 - аварийных сообщений и действий оператора АСУ ТП – не менее 12 месяцев;
 - баз сводок и отчетов – не менее 60 месяцев.

В архив поступает следующая информация:

- о текущих значениях всех аналоговых и дискретных сигналов, расчетных параметрах и результатах расчетно-диагностических задач, состоянии объектов контроля и управления. Регистрация в архиве осуществляется с заданным циклом или при превышении заданной апертуры.
- о событиях, регистрируемых функциями регистрации текущих и аварийных событий;
- о работе защит;
- отчеты, созданные по результатам эксплуатации (сменные, суточные, пусков/остановов,

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист
							30

наработка моточасов оборудования, результаты технической диагностики оборудования и т.п.).

Предусмотрена возможность регистрации параметров по апертуре (не постоянно, а только при выходе параметров за определенные пределы апертуры).

Характеристики записи информации в архив (цикл, апертура и др.) задаются и изменяются с инженерной станции (без перезапуска контроллера).

Информация, записываемая в архив, сопровождается статусными признаками (недоверности, выхода за предупредительные и аварийные уставки и т.д.). Точность привязки по времени – период регистрации в архиве.

Защита информации, находящейся в архивах выполняется в соответствии с требованиями пункта данного тома в части информационной безопасности.

Сохранность информации в процессе ее хранения на машинном носителе должна обеспечиваться путем копирования информации на резервный носитель.

При записи информации в оперативный и постоянный архивы обеспечена синхронная запись информации на резервный носитель, в качестве которого может быть массив дисков (Raid Array), зеркальный сервер и т.д.

Информация, содержащаяся в архивах, предоставляется на мнемосхемах, в виде графиков, гистограмм, таблиц и отчетов (протоколов) на операторских станциях и экранах станций анализа информации, предназначенных для анализа хода технологического процесса, а также выводится на печать. При выводе на печать производится подготовка изображения таким образом, чтобы фоновые цвета были максимально исключены из области печати.

Принципы и вид представления ретроспективной информации аналогичен отображению текущей информации (см. пункт «Отображение информации»). Имеется возможность работы операторских станций только с архивными данными, начиная с текущего момента времени, или с возможностью задания времени начала просмотра. Ретроспективная информация изменяется в темпе процесса в соответствии с архивными данными.

Предусмотрено графическое представление, как входной информации, так и расчетной, получаемой от различных источников (контроллер, расчетная станция и др.). Предусмотрена возможность на одном графическом фрагменте изображать графики различных типов информации, возможность наложения на графики входной информации графиков нормативной или расчетной информации.

В таблицах имеется возможность задания обработка сигналов – суммирование, усреднение и т.п.

Для графиков и таблиц следует предусмотрена возможность одновременного вывода в поле, свободное от графика или таблицы, информации из файла событий, синхронизированной с графиком или таблицей.

Обеспечена возможность включения в отчеты и протоколы данных различных типов – аналоговых сигналов (в виде таблиц или графиков), данные о событиях и т.д. Кроме того, в отчетах и протоколах имеется возможность выводить данные, полученные в результате обработки исходных данных.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

Фиксированные отчеты и протоколы формируются в процессе разработки программного обеспечения и впоследствии могут корректироваться силами инженера АСУ ТП. Фиксированные протоколы и отчеты включают:

- часовые, сменные и суточные ведомости;
- протоколы действия защит;
- протоколы пусков-остановов котла, блока;
- протоколы наработки моточасов оборудования;
- протоколы технико-экономических показателей;
- режимные карты;
- протоколы действий оперативного персонала;
- протоколы событий (сигнализации, изменения состояния исполнительных механизмов, команд управления, состояния автоматики и т.п.) и др.
- протоколы изменения режимов работы (автомат/дистанционный/местный) оборудования (за смену);
- протоколы состояния режимов работы (автомат/дистанционный/местный) оборудования (на конец смены).

Помимо фиксированных протоколов имеется возможность оперативного формирования необходимых пользователю протоколов из любой, имеющейся текущей или ретроспективной информации, с возможностью сохранения для последующего вызова. Программное обеспечение ПТК содержит соответствующие средства.

Также предусмотрен вывод различных списков, характеризующих работу технологического оборудования и ПТК в целом на произвольный момент времени:

- недостоверных сигналов (с возможностью выборки по типам недостоверности);
- параметров, отклонившихся за уставки;
- сигналов и/или каналов, ведённых в режим подмены;
- введенных/выведенных блокировок и защит, дискретных органов, находящихся в состоянии «открыто» или «закрыто» и т.п., т.е. списков, сгруппированных по состоянию арматуры;
- сигналов, находящихся в режиме имитации (подмены) входного параметра;
- диагностики функционирования АСУ ТМО, действий оперативного персонала по управлению системой, действий персонала по перепрограммированию контроллеров с инженерной станции АСУ ТП;
- и др.

Предусмотрен вывод протоколов по вызову оператора и вывод с автоматическим запуском (по событию или по произвольному моменту времени, как абсолютному, так и относительному).

Архивная информация доступна для использования в расчетных или других задачах. Предусмотрены:

- поддержка экспорта архивных данных в приложения Microsoft Office и Excel;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧH-PD	Лист 32
------	--------	------	-------	---------	------	---	------------

- передача архивных данных через сервер обмена данными;
- предоставление возможности доступа к архивным данным для разработки пользовательских приложений на универсальных языках программирования.

5.2 Функции управления

Управляющие функции АСУ ТМО по своему содержанию можно разделить на следующие группы:

- дистанционное управление;
- автоматическое регулирование;
- логическое управление (функционально-групповое, пошаговые программы);
- технологические защиты.

Все команды управления распределяются по приоритетам:

- команды от защит;
- команды автоматического и логического управления;
- команды дистанционного управления.

Реализация управляющих функций должна соответствовать требованиям, приведенным в РД 153-34.1-35.127-2002, включая Приложения А-Г.

Время представления режимной и сигнальной информации на экранах рабочих мест, а также время от подачи команды управления до получения отзыва о ее исполнении в условиях наибольшей загрузки контроллеров нижнего уровня и сети не превышает 1с (без учета собственного времени срабатывания исполнительного механизма).

ПТК АСУ ТМО обеспечивает совместно с ЛСАУ ГТУ и другими ЛСАУ функцию автоматического запуска/останова энергоблока, синхронизацию и доведение нагрузки до заданной величины посредством автоматической последовательности действий. Поддерживается функция быстрого запуска энергоблока, в котором при остановленном основном оборудовании все вспомогательные системы должны находиться в рабочем режиме.

Управляющие функции обеспечивают пуск оборудования энергоблоков из различных тепловых состояний, включая пуск из холодного, неостывшего и горячего состояний.

5.2.1 Дистанционное управление

Дистанционное управление предназначено для реализации команд машиниста блока по управлению оборудованием.

Машинист блока выполняет:

- дистанционное управление и контроль с использованием операторских станций и традиционных средств, т.е. выполнение неавтоматизированных операций по непосредственному (или через устройства автоматического управления нижнего уровня) управлению исполнительными органами, коммутационными аппаратами и т.д.;
- перевод на ручное управление при отказе или недопустимости выполнения функций автоматического управления;
- резервирование функций, выполняемых автоматически, при отказах на любых уровнях

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист
							33

иерархии управления;

- воздействие на технологический процесс в нештатных режимах;
- оптимизацию статических и динамических режимов работы оборудования путем изменения заданных значений регулируемых параметров или другой коррекции алгоритмов автоматического управления;
- выбор программ и алгоритмов пошагового и/или функционально-группового управления и выдачу команд или разрешений на их отработку;
- выбор режима работы тех узлов и установок автоматического управления, где функция выбора оставлена за оператором;
- выбор режима работы механизмов с АВР;
- оптимизация состава работающего оборудования;
- для обеспечения надежности управления небольшим числом наиболее ответственных объектов необходимого для отключения блока при аварийных ситуациях на аварийном пульте управления (АПУ) устанавливаются индивидуальные ключи управления. Информацию о положении ключей ввести в ПТК АСУ ТМО.

Все исполнительные устройства имеют возможность индивидуального управления с рабочего места машиниста.

При выборе объекта управления открывается виртуальное окно, которое содержит клавиши управления и минимально необходимую информацию об объекте управления, при этом пиктограмма выбранного объекта должна выделяться рамкой.

Дистанционное управление осуществляется через виртуальные клавиши, находящиеся в окне управления. Кроме клавиш окно управления содержит специальные кнопки, позволяющие получить полную информацию о состоянии объекта управления и действующих на него командах автоматики, а также изменять режим управления данным объектом.

Одновременно на одной операторской станции АРМ имеется возможность открытия не менее 8 (в пределах поля экрана) рабочих окон.

Необходимо обеспечить возможность управления каждым объектом с нескольких операторских станций.

При невозможности выполнения команды оператора (наличие команд защит или блокировок, или отсутствие технологического разрешения и т.д.) управления объектом блокируется, и клавиши управления должны становиться «неактивными». При этом по запросу оператора должна выводиться информация об условиях блокировки данной команды (цветовое выделение).

Дистанционное управление регулирующей и запорной арматурой выполнено как непрерывным воздействием на исполнительный механизм, так и через импульсные команды заданной длительностью.

При резервировании дисплейного управления особо ответственных исполнительных механизмов и двигателей ключами управления, на АПУ, соблюдается принцип резервирования на схемном уровне. Все действия ключами аварийного останова фиксируются в ПТК АСУ ТМО Иркинской ГТЭС.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист 34
------	--------	------	-------	---------	------	---	------------

Аварийное отключение «по месту» механизмами собственных нужд осуществляется посредством кнопок, устанавливаемых непосредственно у механизмов. Команды от кнопок (только на отключение) поступают в схемы управления механизмами, информация о нажатии на кнопку поступает в ПТК для регистрации.

Факт передачи дистанционного управления на управление с ключей и кнопок на аварийном пульте управления (АПУ) квалифицируется как событие, регистрируется функцией "Регистрация событий" и отображаться на экранах операторских станций.

Групповое управление используется для управления несколькими объектами одной командой. Любой объект, входящий в группу, имеет возможность индивидуального управления.

Реализован механизм блокировки от ошибочных действий при управлении устройствами.

Информация о текущем состоянии объектов управления представляется на экранах операторских станций согласно библиотеке мнемосимволов.

5.2.2 Автоматическое регулирование

На автоматическое регулирование возлагается выполнение задач непрерывного управления технологическими процессами энергоблока в допустимых режимах его работы.

Автоматическое регулирование обеспечивает следующие функции:

- локальное аналоговое и импульсное регулирование;
- каскадное регулирование;
- статическую и динамическую балансировку задания;
- ограничения задания и выхода;
- запреты и переключения контуров регулирования.

Данные функции автоматического регулирования реализуются в контроллерах, которые получают необходимую информацию и после соответствующего ее преобразования воздействовать на регулирующие органы.

Управление системами автоматического регулирования осуществляется с операторских станций посредством виртуальных окон управления. В данном окне отображается следующая информация о каждом регуляторе:

- входные сигналы;
- действующее задание регулируемого параметра;
- текущее значение регулируемого параметра;
- текущее задание по положению регулирующего органа (в случае аналогового регулятора);
- текущее положение регулирующего органа;
- режимы работы (автоматический и ручной режимы работы, а также режим балансировки и работы от программного задатчика);
- разность между действительным и заданным значениями;
- уставки и ограничения.

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

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧH-PD	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		35

Отображение положения исполнительных органов осуществляется на дисплеях операторских станций в процентном отношении.

При отключении регулятора защитой, блокировкой или из-за диагностированной неисправности в контуре измерения регулируемого параметра оператору предоставляется полная информация о причинах отключения:

- позицию регулятора;
- название регулятора;
- причину отключения;
- величину уставки срабатывания блокировки и т.д.

Аварийное отключение регулятора сопровождается сигнализацией, квалифицируется как событие, регистрируется функцией "Регистрация событий" и отображается на экранах операторских станций.

Для удобства эксплуатации и проверки качества настройки, из окна управления регулятором возможен вызов на экраны инженерных станций трендов следующих сигналов:

- значений входных сигналов регулятора;
- значений выходных сигналов регулятора;
- значений промежуточных сигналов алгоритма регулятора и связанных с ним параметров;
- значения задания регулятора;
- значения сигнала рассогласования;
- положения регулирующего органа;
- отображение текущих значений всех этих величин в цифровом виде по визиру на трендах.

Оператор может сохранить полученные тренды в архивной станции, в т.ч. в отдельном текстовом файле и вывести на печать в цвете.

Имеется возможность наложения любого данного графика на общую систему координат.

Автоматическое регулирование осуществляется по стандартным законам регулирования (П, ПИ, ПИД) с необходимыми алгебраическими и динамическими преобразованиями входной информации. Для повышения качества регулирования возможно:

- применение многоконтурных автоматических систем регулирования;
- применение опережающих исчезающих обратных связей;
- использование динамических связей между контурами регулирования для компенсации взаимосвязей через объект регулирования, опережающих исчезающих связей по возмущению, форсирующих связей по заданию;
- автоподстройка параметров настройки регулятора;
- безударное изменение структуры регулятора при изменении режима работы объекта регулирования и при возникновении технологических ограничений;
- изменение коэффициентов настройки регулятора без перезагрузки прикладного программного обеспечения контролера, с операторской станции, при наличии специальных

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

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧ-ПД	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		36

прав доступа.

Контуры автоматического регулирования обслуживаются в режиме реального времени. Имеется возможность установки времени цикла в пределах 0,2-5,0 с в зависимости от функции автоматического регулирования.

Диапазон настройки коэффициента пропорциональности регуляторов не менее 0,1-100 с шагом установки не более 0,01.

Диапазон изменения масштабных коэффициентов регулирующих устройств не менее 0-2 с шагом изменения масштабного коэффициента не более 0,001.

Диапазон изменения длительности импульсов, подаваемых от регулятора на исполнительный механизм, находится в пределах 0,125-3,0сек. с шагом изменения не более 0,1сек.

Для улучшения обзорного представления информации о структуре и состоянии сложных систем автоматического регулирования предусмотрены специальные видеодиаграммы, представляющие собой динамизированные структурные схемы этих сложных АСР.

5.2.3 Логическое управление

Логическое управление предназначается для организации автоматического управления агрегатами, автоматическими устройствами и функционально связанными группами технологического оборудования по заранее заданным алгоритмам. Задачи логического управления можно разбить на три группы:

- задачи обеспечения всережимного автоматического регулирования;
- задачи блокировок;
- задачи пошагового управления.

Задачи логического управления первой группы работают на основе информации о положении регулирующих органов, состоянии регуляторов, направлении их действия, достижении пороговых значений технологических параметров и т.п. Данные алгоритмы должны обеспечивать работу систем регулирования оборудования в автоматическом режиме независимо от технологического режима данного оборудования. Эти алгоритмы входят в состав схем автоматического регулирования. К алгоритмам первой группы относятся статическая и динамическая балансировка регулятора, изменение параметров настройки регулятора при изменении режима работы оборудования (автоматическая подстройка регулятора).

Ко второй группе задач логического управления относятся блокировки. При изменении условий работы оборудования данные задачи должны осуществлять необходимые переключения в технологических узлах, пуски/остановы отдельных агрегатов и узлов, а также предотвращать оперативные переключения, которые могут привести к аварийным ситуациям.

Предусмотрена возможность вывода (с сопровождающим звуковым сигналом) информации о работе блокировок, связанных с пуском/остановом механизмов. Блокировки действуют по простым алгоритмам, состоящим из логических преобразований и не требующим контроля выполнения каждой из последовательно выполняемых операций по ходу управления.

Для автоматических блокировок объектами управления служат группы исполнительных органов, которые по единой входной команде должны быть переведены из одного состояния в другое. При этом команда может быть подана оператором или поступить от того или иного ав-

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

томатического устройства. Процесс перехода из одного состояния в другое осуществляется как единое целое без возможности прервать его во время отработки. Переход может осуществляться однократно или по «цепочке», образуемой логическими связями «если – то» между первым действием, вызванным входной командой, и последующими, от него зависящими. При этом незавершенность перехода в конечное состояние за обусловленное время принимается как отказ блокировки.

В алгоритме предусмотрена возможность ввода-вывода блокировки по командам оператора или автоматических устройств и выдача оператору информации о невыполнении команды за заданное время.

Отдельные виды блокировок образуют алгоритмы аварийного включения резерва (АВР). Они обеспечивают подключение резервного механизма данной группы, при аварийном отключении работающего механизма или при недопустимом отклонении технологического параметра, характеризующего нормальную работу управляемых АВР механизмов. Характерным для алгоритмов АВР является наличие внутренней памяти, фиксирующей факт включения рабочего механизма и достижения заданного уровня контролируемого параметра. При наступлении событий, при котором происходит выполнение АВР своих функций, на экран монитора оператора выводится соответствующая сигнализация (сообщения, динамический текст о срабатывании АВР). При наличии более двух МСН, систему АВР необходимо разработать таким образом, чтобы была возможность определить порядок ввода резерва.

Управление АВР осуществляется через специальное окно управления, содержащее виртуальные клавиши, позволяющие, с одной стороны, произвести выбор рабочего/резервного механизма и включить/отключить АВР и, с другой стороны, получить информацию о текущем состоянии АВР (сообщений, динамических текстов рядом с механизмами типа: «АВР Введен», «Выведен из АВР» и т.д.) и подчиненных ему механизмов. При обнаружении невозможности выполнения АВР своих функций, он автоматически отключается с выдачей соответствующей сигнализации (сообщений и динамических текстов типа «Неуспешный АВР» и т.д.). Данное отключение квалифицируется как событие и регистрируется в архиве с соответствующей сигнализацией оператору. Электропитание одноименных МСН осуществляется от разных секций питания. Управляющие сигналы формируются в разных модулях УСО, а кабели по возможности разнесены в пространстве.

К третьей группе задач логического управления относятся пошаговые алгоритмы. Алгоритм шаговых программ (ШП) используется для управления технологически связанным оборудованием, когда это управление представляет собой последовательность шагов, на каждом из которых выполняются определенные действия с оборудованием или алгоритмами нижнего иерархического уровня, причем возможность выполнения действий на последующем шаге, как правило, определяется результатом выполнения действий на шаге предыдущем.

Шаговая программа состоит из двух подпрограмм: программы пуска («Пуск») и программы останова («Останов»), - каждая из которых имеет возможность выполняться как от команд оператора, так и от команд автоматики, т.е. имеет два основных режима: режим «ДИСТ» и режим «АВТ».

Кроме того, имеется возможность запуска программы в тестовом режиме («ТЕСТ») без воздействия на оборудование или алгоритмы нижнего иерархического уровня.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист
							38

Для запуска программы в сторону «Пуск» или «Останов» необходимо, помимо наличия соответствующей команды и отсутствия более приоритетных команд противоположного направления, иметь сигнал технологического разрешения на выполнение программы в нужную сторону. Только команды защит могут выполняться без технологического разрешения.

После активизации какой-либо из программ («Пуск» или «Останов») пошаговая программа начинает последовательно обрабатывать каждый шаг. Шаг программы может быть простой (после окончания которого безусловно выполняется следующий по порядку шаг) или с ветвлением (когда в зависимости от сформировавшихся на шаге условий программа пойдет по той или иной ветви).

Алгоритм выполнения шага пошаговой программы заключается в выдаче команд к технологическому оборудованию и/или к подчиненным алгоритмам более низкого иерархического уровня (блокировка, АВР, регуляторам и т.д.) и проверке условий возможности перехода к следующему шагу. Для каждого шага существует возможность установки "Контрольного времени выполнения шага" и "Времени ожидания сбора условий перехода к следующему шагу". Если по истечении "Времени ожидания сбора условий перехода к следующему шагу" условия для перехода к какому-либо следующему шагу не будут выполнены или по истечении "Контрольного времени выполнения шага" шаг не выполнен, должна возникать сигнализация неисправности. Данная неисправность должна квалифицироваться как событие и регистрироваться в архиве.

Все команды, выдаваемые на каком-либо шаге пошаговой программы, при переходе на очередной шаг будут сброшены.

Если при прохождении программы в каком-либо направлении («Пуск»/«Останов») подать команду противоположного направления, то выполнение программы в первоначальном направлении должно прерваться и начаться выполнение пошаговой программы в противоположном направлении с первого шага.

Любое состояние пошаговой программы: режим дистанционный, автоматический, тестовый, направление работы («Пуск»/«Останов»), неисправность отображаются на операторской станции, квалифицируются как событие и регистрируются в архиве.

При прохождении пошаговой программы в каком-либо направлении оператору через пиктограмму ШП или ее окно управления будет предоставлена информация:

- название ШП
- направление движения программы («Пуск»/«Останов»);
- режим (нормальный, тестовый и т.д.);
- состояние («АВТ»/«ДИСТ»)
- номер текущего шага
- остаток времени ожидания;
- остаток контрольного времени.

Если пошаговая программа "зависнет" на шаге, то оператору будет предоставлен простой способ проверить, какие именно условия не выполнены.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист
							39

Все сигналы неисправностей, разрешений, команд и состояний отображаются в окне управления ШП. Кроме того, все вышеперечисленные сигналы, а также действия оператора, подлежат протоколированию и архивированию.

5.2.4 Технологические защиты

Подсистема технологических защит (далее – подсистема ТЗ) тепломеханического оборудования (ТМО) является составной частью АСУ ТМО и служит для перевода оборудования и энергоблоков в безопасное состояние при возникновении аварийных режимов на нем.

Выполняются основные защиты:

1. Защиты ГТУ:

Система автоматических защит ЛСАУ ГТУ обеспечивает немедленное отключение ГТУ в случаях:

- недопустимого повышения температуры газов перед (и/или за) ГТ;
- повышения частоты вращения ротора сверх допустимого предела;
- недопустимого понижения давления масла в системе смазки или уровня масла в маслобаке;
- недопустимого повышения температуры газов перед (и/или за) ГТ;
- повышения частоты вращения ротора сверх допустимого предела;
- недопустимого понижения давления масла в системе смазки или уровня масла в маслобаке;
- недопустимого повышения температуры масла на сливе из любого подшипника или любой из колодок упорного подшипника;
- погасания факела в камере сгорания;
- возрастания вибрации подшипниковых опор выше допустимых значений;
- недопустимого понижения давления топлива;
- отключения всех вентиляторов подачи воздуха в укрытие ГТУ;
- исчезновения напряжения на устройствах системы автоматического регулирования или на всех КИП;
- возникновения помпажа компрессора или недопустимого приближения к границе помпажа;
- возникновения или опасности пожара или взрыва;
- недопустимого увеличения перепада давления воздуха на фильтрах;
- недопустимого изменения давления воздуха за компрессором;
- отключения электрического генератора вследствие внутреннего повреждения;
- срабатывания защит вспомогательного оборудования ГТУ.

Предельные значения параметров ГТУ (значения параметров срабатывания защит) устанавливаются заводом-изготовителем ГТУ.

2. Защиты котельного оборудования:

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

Изн.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист
							40

В соответствии с СП 89.13330.2016В в АСУ ТМО и ЛСАУ горелок котлов выполняются защиты, автоматически прекращающие подачу топлива к горелкам при:

- достижении загазованности помещения 10% нижнего предела взрываемости природного газа и содержании в воздухе концентрации СО более 20 мг/м³;
- повышении или понижении давления газообразного топлива перед горелками;
- понижении давления жидкого топлива перед горелками за регулирующей арматурой;
- понижении давления воздуха перед горелками;
- повышении давления в топке;
- погасании факелов горелок, отключение которых при работе котла не допускается;
- повышении температуры воды на выходе из котла;
- повышении или понижении давления воды на выходе из котла;
- уменьшении расхода воды через котел;
- остановке ротора форсунки;
- неисправности цепей защиты.

5.2.4.1 Технические требования

Подсистема ТЗ выполнена как распределённая и соответствует требованиям п. 2.1.1 РД 153-34.1-35.137-00.

5.2.4.2 Структура подсистемы защит

Подсистема/устройства технологических защит является неотъемлемой частью ПТК и реализована на тех же аппаратных средствах, что и остальные функции ПТК.

Подсистема/устройства технологических защит должна работать в едином с остальными функциями ПТК реальном времени и соблюдать условия однократного ввода информации в ПТК. Функции подсистемы/устройств защит обладают высшим приоритетом.

Подсистема ТЗ объединяет следующие основные узлы:

- аналоговые и дискретные датчики. Для топологии защиты «2 из 3-х» три аналоговых датчика должны подключаются к разным модулям УСО разных реек УСО. Электропитание трёх датчиков осуществляется от различных источников. Для топологии защиты, построенной на дискретных датчиках, осуществляется контроль целостности цепи и наличия короткого замыкания в измерительном канале;
- модули УСО для ввода информации не должны объединять одноимённые датчики.

Для повышения надежности и живучести подсистемы ТЗ применяется дублирование контроллеров подсистемы ТЗ. Модули УСО для вывода информации на выходные элементы должны постоянно находиться под контролем системы диагностики. Время передачи информации алгоритмов подсистемы ТЗ из одного контроллера в другой превышает 100 мс.

Концепция реализации технологических защит основного и вспомогательного оборудования единообразна для всего технологического оборудования.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист
							41

5.2.4.3 Функции подсистемы защит

Ввод аналоговой информации от защитных датчиков осуществляется только в контроллер выполняющий функцию подсистемы ТЗ, размножение сигналов защитных датчиков запрещается.

При построении системы защит отдается предпочтение топологии защит «2 из 3^x». Благодаря применению топологии защит «2 из 3^x» осуществлять в каждом цикле контроль на метрологическую достоверность каждого аналогового датчика защит.

При обнаружении неисправностях в цепи измерения одноимённых параметров осуществляется деградация топологии защит «2 из 3^x» на «2 из 2^x» и «1 из 1» и формировать соответствующее сообщение на операторскую станцию с выдачей сигнализации, данное сообщение регистрируется в архиве.

Имеется возможность проверять исправность дискретных датчиков путём контроля протекания тока на предмет состояния короткого замыкания или обрыва линий связи через параллельно-последовательное (относительно контакта дискретного датчика) шунтирующее соединение электрических сопротивлений на контактных группах дискретного датчика. Обнаружение неисправности сопровождается сообщением на ОС и регистрироваться в архиве.

Защиты, которые требуют технологического ввода и вывода, обеспечены функционалом автоматического ввода и вывода (АВВ). Действия машиниста при вводе и выводе защит сведены к минимуму. Информация об АВВ, может передаваться в защитный контроллер по каналу цифровой связи из контроллеров общего назначения. АВВ сопровождается сообщением и отображением на операторскую станцию и регистрировать в архиве.

Имеется возможность вывода каждой защиты в пассивное состояние со станции оперативного персонала с помощью виртуальной накладки (НКЛ). Для защиты функции НКЛ от ошибочного или несанкционированного использования применяется защита персональными ключами, паролем или другими способами защиты от несанкционированного доступа. Операции с НКЛ сопровождаются сообщением и отображением на операторскую станцию и регистрировать в архиве.

Срабатывание защит должно происходить при совпадении условий:

- НКЛ не введена;
- осуществлен технологический автоввод;
- 2 из 3х одноимённых параметров защит достигли уставки или 1 из 2х дискретных сигналов перешёл в замкнутое состояние в случае работы защиты по принципу 1 из 2х;
- выдержка времени истекла.

Событие – срабатывание защиты с меткой времени, именем защиты и именем выходного органа защиты (программы отключения), должны фиксироваться в архиве. Имя первой сработавшей защиты и имя выходного органа защиты («Отключение котла», «Отключение топлива газ» и др.) должны выводиться на операторскую станцию в сопровождении аварийного звукового сигнала. Первая сработавшая защита однозначно идентифицируется на видеограмме технологических защит.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧ-ПД	Лист
							42

Подсистема ТЗ обеспечивает автоматический ввод и вывод технологических защит по уровням нагрузки, событиям включения/отключения узлов и др. Предусмотрена возможность автоматического формирования протокола состояния защит на момент сдачи смены.

5.2.4.4 Диагностика и опробование

Комплекс ПТК АСУ ТМО позволяет осуществлять опробование технологических защит с воздействием на арматуру, выполняемое перед каждым пуском путём имитации аварийного режима и кнопкой аварийного останова. При этом должен опробоваться весь комплекс, включая датчик (при имитации параметра), контроллеры, входные и выходные цепи и исполнительные органы технологического объекта.

Предусмотрены специальные видеogramмы для обеспечения контроля и управления защитами, а также видеogramмы обеспечивающие контроль действия защит.

Действие защиты регистрируется в виде меток времени, имени первой сработавшей защиты. Точность привязки времени должна быть не хуже 10 мс.

Предусмотрена возможность опробования каждой из защит как на работающем, так и на остановленном оборудовании без подачи выходных команд на объект в соответствии с РД 153-34.1-35.142-00. Подсистема ТЗ должна производить периодическую автоматическую проверку системы защит без подачи выходных команд на объект с выдачей протокола на инженерную станцию. Периодичность автоматической проверки – не реже одного раза в смену.

5.2.4.5 Достоверность

Достоверность аналоговой входной информации проверяется до передачи в технологическую подпрограмму защиты по граничным значениям и, как правило, сравнением 3^x одноименных датчиков. При невозможности установки 3^x одноименных датчиков по согласованию с Заказчиком могут применяться другие способы диагностики датчиков.

Достоверность дискретной входной информации проверяется путём определения целостности цепей и наличия электропитания цепей дискретного датчика.

Датчики, объявленные недостоверными, не вызывают срабатывание защиты, и защита должна автоматически перестраивается на низшую топологию (деградировать), например, 1 из 2^x вместо 2 из 3^x или 1 из 1^{го} вместо 1 из 2^x.

5.3 Сервисные функции

В состав сервисных функций включены:

- контроль и самодиагностика программных и технических средств ПТК. Набор тестов, контролирующих правильность передачи и обработки информации в АСУ ТМО Иркинской ГТЭС. Сигнализация на АРМ дежурного инженера АСУ об отказах программно-технических средств;
- отображение на операторских станциях АРМ машиниста энергоблока технологических событий и ошибок, возникающих в ходе технологического процесса, результатов работы функции АДЗ. Возможность отображения собственных (пользовательских) ошибок и событий (текст, цвет, назначение и др.);
- контроль действий оперативного и инженерного персонала станции на операторских станциях АРМ, включая АРМ инженера АСУ ТП;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	43

- встроенные возможности администрирования и конфигурирования программного обеспечения. Контроль целостности и защита от разрушения программного обеспечения и несанкционированного доступа к информации;
- ведение единой базы данных проекта, поддержка всех стадий проектирования и сопровождения АСУ ТМО Иркинской ГТЭС, автоматизация процесса проектирования, автоматическое отслеживание изменений. Разделение прав доступа клиентов к базе данных;
- графический конфигуратор мнемосхем с интуитивно-понятным многооконным интерфейсом разработчика, широким выбором типовых элементов изображения, простотой динамизации изображений, возможностью создания собственных элементов изображения и пользовательских палитр;
- система технологического программирования, использующая объектный подход, включающая библиотеки типовых решений, средства отладки и возможность создания собственных алгоритмов;
- набор драйверов поддержки типовых протоколов цифровой передачи данных и устройств, включая, но не ограничиваясь Profibus, Profinet, Industrial Ethernet, ModbusTCP, IEC-61850, МЭК 60870-5-104, OPC и пр., возможность создания нестандартных драйверов для интеграции в единую систему ПТК других разработчиков;
- состав сервисных функций будет уточняться в процессе разработки системы.

Изн. № подл.	Подпись и дата					Взам. Изн. №
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧH-PD						Лист
						44

6 ОРГАНИЗАЦИЯ АСУ ТМО

В качестве средства организации интерфейса «человек-машина» используются взаимозаменяемые и равнозначные по возможностям автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора с использованием типовых промышленных персональных компьютеров. Контроль технологического процесса организован с помощью отображения на экранах динамических данных. Дистанционное управление исполнительными механизмами, запорно-регулирующей арматурой, функциональными алгоритмами и т.д. выполняются с помощью типовых манипуляторов типа «мышь». Для обобщения информации о технологических процессах и для повышения оперативности реагирования персонала на средства сигнализации (аварии) в оперативном контуре предусматриваются экраны коллективного пользования (ЭКП). ЭКП представляет собой видеостену с длиной не менее 4,8 м, построенную на нескольких LCD-модулях.

Все компоненты ПТК АСУ ТМО распределены по территории ГПЭС:

– в главном корпусе ГПЭС: шкафы ПЛК, УСО размещаются в помещении шкафов ПТК ГТУ №1,2, в помещении шкафов ПТК ГТУ №3,4, в помещении шкафов ПТК ГТУ №5, в помещении шкафов ПТК КА1 и ВПУ1, в помещении шкафов ПТК ГТУ №6,7, в помещении шкафов ПТК ГТУ №8,9, в помещении шкафов ПТК ГТУ №10,11, в помещении шкафов ПТК КА2 и ВПУ2;

– в здании ИБК №1 (для этапов 1...3): серверы и сетевое оборудование размещаются в помещении серверной; рабочие места неоперативного персонала АСУ ТП (инженеры АСУТП, РЗА и АСДУЭ) – в кабинете сотрудников оперативного персонала, группы АСУ ТП, группы КИПиА и РЗА; АРМ оперативного персонала размещаются на объединенном щите управления (ОЩУ).

– в здании ИБК №2 (для этапов 4...9): серверы и сетевое оборудование размещаются в помещении серверной; рабочие места неоперативного персонала АСУ ТП (инженеры АСУТП, РЗА и АСДУЭ) – в кабинете сотрудников оперативного персонала, группы АСУ ТП, группы КИПиА и РЗА; АРМ оперативного персонала размещаются на объединенном щите управления (ОЩУ);

– в ППГ №1 (для этапов 1...3): шкафы ПЛК с НМИ, УСО, НКУ ЗРА размещаются в отсеке управления ППГ1;

– в ППГ №2 (для этапов 1...3): шкафы ПЛК с НМИ, УСО, НКУ ЗРА размещаются в отсеке управления ППГ2;

– в насосной станции жидкого топлива со складом масла в таре: шкаф УСО с НМИ, НКУ ЗРА размещаются в помещении электрощитовой;

– в остальных зданиях и сооружениях ГПЭС: ЛСАУ и шкафы управления (ШУ).

Шкафы вентсистем зданий расположены в помещениях венткамер. Все шкафы ЛСАУ расположены рядом (в тех же зданиях, контейнерах) с управляемым ими технологическим оборудованием.

Перечень основных ЛСАУ:

- ЛСАУ ГТУ;
- ЛСАУ азотогенераторной станции;
- ЛСАУ пусковой котельной;
- ЛСАУ станции электрообогрева;
- ЛСАУ дизельгенераторных установок (ДГУ) №1...№6;
- ЛСАУ компрессорной сжатого воздуха с ресиверами;
- ЛСАУ станции электрообогрева.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист 45
------	---------	------	--------	---------	------	---	------------

Предусматриваются следующие ЛСАУ и местные щиты управления инженерных систем:

- систем вентиляции, кондиционирования и отопления;
- очистных сооружений поверхностных, бытовых и нефтесодержащих сточных вод (комплектная поставка с оборудованием);
- насосной станцией противопожарно-производственного водоснабжения (комплектная поставка с оборудованием);
- канализационными насосными станциями (комплектная поставка с оборудованием).

Контроль и управление теплотехническим (основным и вспомогательным), электротехническим оборудованием ГТУ и электрической частью станции в рамках первых трех этапов строительства будет осуществляться с объединенного щита управления (ОЩУ), расположенного в здании инженерно-бытового корпуса №1 (ИБК №1). На ОЩУ предусматривается наличие постоянного оперативного персонала. Рядом с помещениями ОЩУ располагается серверная, а также кабинет с рабочими местами инженеров АСУ ТП. На ОЩУ кроме оборудования ПТК АСУ ТМО и АСДУЭ ГТЭС также располагаются:

- аварийный пульт управления;
- АРМ пожарной сигнализации;
- АРМ технологического видеонаблюдения.

На аварийный пульт управления вынесены органы управления и контроля, необходимые для аварийного останова основного технологического и электротехнического оборудования и основных потоков топлива (газ, жидкое топливо) при отказе верхнего уровня АСУ ТМО Иркинской ГТЭС.

Протоколы будут уточнены и согласованы на этапе рабочего проектирования.

АСУ ТМО ГПЭС связана с ЛСАУ основного и вспомогательного оборудования, а также инженерных систем по согласованным цифровым интерфейсам, а также физическими сигналами. Объем передаваемых данных от ЛСАУ уточняется при рабочем проектировании и является достаточным для оперативного управления и представления информации о состоянии и параметрах работы контролируемого оборудования. Важнейшие сигналы обмена данными, задействованные в защитах и в аварийных ситуациях, дублируются физическими связями.

Отображение информации на автоматизированных рабочих местах и управление тепло-механическим и электротехническим оборудованием ГПЭС осуществляется через рабочие станции - АРМ оперативного персонала, а так же с использованием средств аварийного управления.

В оперативном контуре ОЩУ организована рабочая зона управления оборудованием ГПЭС, включающая рабочие места оперативного персонала, каждое из которых состоит из двух мониторов с диагональю 24”, стандартной буквенно-цифровой клавиатуры и манипулятора типа «мышь».

Все АРМ оперативного персонала, работающего круглосуточно, реализованы на базе типовых промышленных персональных компьютеров (ПК) предназначенных для режима работы 24/7. Рабочие места производственного персонала реализованы на базе типовых офисных ПК. Функциональность любого АРМ, будь то операторская станция, инженерная станция, станция контроля технологических параметров определяется системой паролей. Инженер АСУ ТП, в соответствии со своими правами доступа (логин, пароль), имеет возможность разрабатывать свои прикладные программы, используя базу данных ПТК и его стандартные средства разработки (программы и т.д.).

На рабочих местах руководителей (например, начальников цехов, главного инженера) и специалистов осуществляется отображение информации с пользовательским интерфейсом оператора-технолога АСУ ТМО ГПЭС, для чего в объем поставки ПТК включены соответствующие лицензии и технические средства (шлюзы) безопасного подключения локальной вычислительной

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

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

сети предприятия к АСУ ТП ГПЭС. Решения по информационной безопасности см. пункт Защита информации.

Предусматривается следующее распределение функций контроля и управления оборудованием ГПЭС между постами управления:

- АРМ машинистов энергоблоков (АРМ МЭБ №1... АРМ МЭБ №11), осуществляется контроль и управление основным тепломеханическим и вспомогательным оборудованием ГТУ;

- АРМ начальника смены котлотурбинного цеха (АРМ НС КТЦ), осуществляется отображение информации в реальном масштабе времени по котлотурбинному оборудованию ГПЭС;

- АРМ инженерных систем (АРМ ИС) для контроля и управления оборудованием инженерных систем (отопления, вентиляции, кондиционирования, ИТП, систем канализации, водоснабжения зданий и т.д.);

- АРМ вибромониторинга и АРМ ГТУ №1...5, АРМ ГТУ №6...11 для сервисных функций и эпизодического детального контроля работы ГТУ;

- АРМ общестанционного оборудования №1, №2 для контроля и управления общестанционным тепломеханическим и вспомогательным оборудованием ГТЭС и для контроля и управления котельным оборудованием и ВПУ;

- АРМ технологического видеонаблюдения №1, №2 (АРМ ВН) – для наблюдения за оборудованием в ЗРУ;

- АРМ пожарной сигнализации (АРМ ПС) для сервисных функций и контроля состояния оборудования пожарной сигнализации;

- ЭКП для контроля обобщенной информации о технологических процессах всей станции в целом;

- аварийные пульта управления энергоблоками №1...5, №6...11 (АПУ ЭБ №1...5, АПУ ЭБ №6...11);

- АРМ инженера ПТК АСУ ТП и инженерная станция АСУ ТП для контроля работы ПТК и АСУ ТП, а также возможности коррекции и внесения изменений в действующую систему;

Помещения и автоматизированные рабочие места оперативного персонала соответствуют СП 90.13330.2012 Электростанции тепловые. Актуализированная редакция СНиП II-58-75 (с Изменением N 1).

6.1 Организация электропитания АСУ ТМО

Электроснабжение технических средств ПТК АСУ ТМО удовлетворяет требованиям действующих ПТЭ и ПУЭ и соответствовать 1 (первой) категории, особой группе надежности электропитания согласно классификации ПУЭ.

В соответствии с РД 153-34.1-35.127-2002 «Общие технические требования к ПТК для АСУ ТМО тепловых электростанций» система электропитания оборудования АСУ ТМО должна иметь высокую степень надежности. Система электропитания обеспечивает автономное электропитание оборудования ПТК АСУ ТМО в течение времени не менее 60 минут после аварийного отключения электропитания собственных нужд ГТЭС.

Электропитание всех устройств АСУ ТМО производится от собственных источников электропитания, получающих энергию от электросети собственных нужд Иркинской ГТЭС.

Первичными источниками электропитания ПТК АСУ ТМО являются три независимые сети (количество фидеров определяется при проектировании):

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист 47
------	---------	------	--------	---------	------	---	------------

- первая и вторая – трёхфазная сеть переменного тока 400/380В, частотой 50+1 Гц 1 категории от резервируемых секций РУСН 0,4 кВ, к данным секциям подключены аварийные ДГУ;
- третья – сеть постоянного тока 220 В от системы постоянного тока (сеть СОПТ со стационарными аккумуляторными батареями для каждого энергоблока).

Источниками питания для потребителей 230 В верхнего уровня АСУ ТМО Иркинской ГТЭС (серверы приложений, операторские станции, мониторы и др.) являются резервированные источники бесперебойного питания (далее – ИБП, входят в комплект поставки с ПТК АСУ ТМО), имеющие собственные независимые аккумуляторные батареи и получающие первичное питание от «первой» и «второй» сети питания. Резервирование ИБП выполнено по схеме 2N. Вывод питания к потребителям выполнен от распределительного шкафа питания ПТК АСУ ТМО.

ИБП выдают в АСУ ТМО Иркинской ГТЭС сигналы и информацию о режимах работы и диагностические данные, включая возникающие неисправности, с выводом этих данных на видеодиаграммы операторских станций АСУ ТМО.

ИБП обеспечивают возможность безаварийного останова оборудования верхнего уровня ПТК в течении времени не менее 60 минут при исчезновении питания собственных нужд ИГТЭС и безударное переключение с одной сети на другую. ИБП имеют кроме внутреннего байпаса также и внешний сервисный байпас для ввода/вывода ИБП из работы не отключая потребителей.

ИБП должны удовлетворять требованиям п. 6.6.6 документа № ПЗ-04 Р-0389.

Для организации первичного электропитания переменного тока среднего уровня и не ответственных нагрузок верхнего уровня ПТК (принтеры, МФУ, ЭКП) применяется схема АВР для «первой» и «второй» сетей. В качестве резервного питания среднего уровня ПТК АСУ ТМО используется «третья» сеть.

Источниками электропитания технических средств нижнего и среднего уровней ПТК (контроллеры, УСО, сетевое оборудование и др.) являются блоки питания с выходным напряжением =24 В. Резервирование сети питания =24 В обеспечивается использованием для одной группы потребителей 2-х блоков питания с различными источниками первичного электропитания (один блок питания – от переменного тока резервируемых секций РУСН 0,4 кВ, другой – от постоянного тока сети СОПТ). Переключение на резервный источник питания выполняется внутри шкафа ПТК «безударно» на уровне =24 В. Система питания ПТК АСУ ТМО Иркинской ГТЭС потребителей =24 В не должна иметь своих собственных аккумуляторных батарей.

В системе электропитания ПТК обеспечен постоянный автоматический контроль состояния источников питания =24 В.

Первичное электропитание технических средств нижнего и среднего уровня ПТК АСУ ТМО, устанавливаемых в удаленных зданиях и сооружениях (удаленных от ИБК и главного корпуса), организуется от вводных распределительных устройств или сборок питания напряжением 230 В переменного тока. Для электропитания технических средств среднего уровня и КИП нижнего уровня в шкафах ПТК удаленных зданий и сооружений дополнительно устанавливаются резервированные источники бесперебойного питания (ИБП) с собственными аккумуляторными

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

Взам. Инв. №		Подпись и дата		Инв. № подл.		D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист
							48

батареями и резервированные блоки питания (раздельные для полевой части и электроники ПТК), преобразующие первичное напряжение ~230 В в рабочее =24 В.

Входящие в состав ПТК АСУ ТМО источники питания обеспечивают работоспособность технических средств и выполнения всех функций при:

- автоматическом или ручном переключении фидеров первичного питания;
- длительных перерывах электропитания в одной из сетей;
- на время не менее чем 60 минут при полном пропадании первичного питания для потребителей 230 В ПТК.

Электропитание дублированных устройств ПТК производится от независимых источников.

Электропитание датчиков положения исполнительных устройств и КИП с выходным унифицированным сигналом 4...20 мА обеспечивается от источников питания ПТК напряжением =24 В постоянного тока. Электропитание дискретных датчиков типа «сухой контакт» осуществляется от источников питания ПТК напряжением =24 В (=220 В для протяженных линий, при необходимости) постоянного тока.

Короткие замыкания в аппаратуре, линиях связи и цепях питания не должны приводить к иным последствиям, кроме отключения поврежденных линий связи и аппаратуры.

Электропитание исполнительных устройств и механизмов осуществляется через самостоятельные аппараты защиты, обеспечивающие селективное отключение поврежденных участков и ремонт элементов сети электропитания без останова основного оборудования, для каждой из групп оборудования. Группы оборудования организованы по технологическому принципу.

При организации электропитания вторичных источников питания в шкафах нижнего уровня АСУ ТМО непосредственно от секций переменного тока 400/230 В применяются источники питания, обеспечивающие надежную работу в условиях бросков напряжения на секциях (источники питания промышленного исполнения).

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ						Лист
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧ-ПД						
						49

7 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ.

На ИГТЭС система непрерывного экологического контроля газовых выбросов (СНКГВ) не предусматривается.

На Иркинской ГТЭС отсутствуют технические устройства, оборудование или их совокупности (установок) указанных в Распоряжении Правительства РФ от 13.03.2019 N 428-р «Об утверждении видов технических устройств, оборудования или их совокупности (установок) на объектах I категории, стационарные источники выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ которых подлежат оснащению автоматическими средствами измерения и учета показателей выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ, а также техническими средствами фиксации и передачи информации о показателях выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ в государственный реестр объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду», соответственно требование установки системы автоматического контроля не является обязательным.

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

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		50

8 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ.

Для обеспечения соблюдения установленных требований энергетической эффективности и технологический контроль концентрации выбросов

В соответствии с п. 4.6.10 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» проектом предусматривается непрерывный контроль содержания метана, монооксида углерода, оксидов азота, кислорода и диоксида углерода в газовом тракте после ГТУ. Организация технологического контроля соответствует требованиям, изложенным ГОСТ Р ИСО 11042-1-2001 «Установки газотурбинные. Методы определения выбросов вредных веществ».

Для обеспечения непрерывного автоматического мониторинга концентрации загрязняющих веществ, содержащихся в выхлопных газах каждой ГТУ, предусматриваются газоаналитические системы контроля выбросов, в общем случае включающие в себя:

- зонды для отбора проб газа для измерения содержания O₂, CO, CO₂, NO_x, метана CH₄;
- оборудование транспортировки и кондиционирования пробы;
- аналитическое оборудование: газоанализаторы, электронные модули контроля и управления, расположенные в шкафах;
- вспомогательное оборудование (монтажные материалы, трубные и кабельные соединения, калибровочные газы, ЗИП).

Аналитическое оборудование газоаналитической системы каждой ГТУ установлено в индивидуальном защитном шкафу рядом с дымовой трубой.

От электронного блока системы предусмотрена передача данных в АСУ ТМО по сети Ethernet (Modbus TCP) с предоставлением измерений оперативному, административному и другому персоналу ГТЭС.

В уходящих газах за водогрейными котлами контролируется содержание кислорода в уходящих газах. Дополнительно для наблюдения и оптимизации эффективности процесса сжигания топлива кроме O₂ предусматривается контроль CO в уходящих газах. Газоанализатор применяется двухкомпонентный. Передача измерений в АСУ ТМО предусматривается сигналами 4...20 мА или по каналу связи RS 485 (MODBUS RTU) с предоставлением измерений оперативному, административному и другому персоналу ГТЭС.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.TCH-PD		Лист
								51

9 АВТОМАТИЧЕСКИЙ ХИМКОНТРОЛЬ ВХР

Согласно п.9.3.4. СО 34.35.101-2003 для контроля состава воды для подпитки котлов и сетевой воды предусмотрены приборы автоматического химического контроля.

В здании ГК для контроля требуемых параметров измеряется автоматическим прибором:

– параметры сетевой воды:

- рН сетевой воды;
- содержание кислорода в сетевой воде;
- жесткость сетевой воды.

– параметры подпитки теплосети:

- рН подпиточной воды;
- содержание кислорода в подпиточной воде.

По п.5.5.2 СТО 70238424.27.100.013-2009 автоматическим прибором измеряется:

- рН и мутность исходной воды;
- рН и мутность очищенной воды.

Приборы автоматического химконтроля (АХК) параметров ВХР устанавливаются в здании ГК на панелях анализаторов, совмещенных с устройствами пробоподготовки (УПП) для лабораторного химконтроля. Импульсные линии, запорные вентили и холодильники на пробоотборных линиях до датчиков приборов АХК выполняются из нержавеющей стали.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ			
						D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД			

10 УЗЛЫ УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ НА ГТЭС

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

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

АИИС КУР реализуется как автономная система для сбора данных с узлов учета газа, дизельного топлива, воды, тепла, сточных вод, их обработки, производства расчетов, хранения, документирования, формирования отчетов и передачи данных на рабочие места планово-технического отдела (в ЛВС предприятия через систему сбора и передачи технологических параметров (ССПТИ), а также в ПТК АСУ ТМО на АРМ начальника смены станции и для расчета ТЭП. Между ПТК АСУ ТМО Иркинской ГТЭС и АИИС КУР выполняется обмен сигналами состав которых уточняются в процессе проектирования.

10.1 Узлы коммерческого учета газа (УКУГ)

Узлы коммерческого учета газа установлены на газопроводах высокого давления в ППП №1,2

УКУГ содержит:

- одну линию измерения расхода газа на базе ультразвукового расходомера;
- запорную арматуру с электроприводом дистанционного управления (с возможностью ручного привода) на входе газа;
- запорную арматуру с ручным приводом на выходе газа;
- поворотные заглушки для отсечки газопроводов во время обслуживания расходомера;
- байпасную линию УКУГ с запорной арматурой с электроприводом и поворотной заглушкой;
- контрольные и измерительные приборы (КИП);
- шкаф УКУГ.

На коммерческом узле учета с помощью средств измерений определяются:

- время работы узла учета;
- расход и количество газа в рабочих и стандартных условиях;
- среднечасовая и среднесуточная температура газа;
- среднечасовое и среднесуточное давление газа;
- низшая объемная теплота сгорания газа;

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

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

Лист

53

- плотность газа;
- влажность газа и температура точки росы.

Измерение и учет количества газа производится по методикам выполнения измерений в соответствии с ГОСТ 8.611-2013 и ГОСТ 30319.2-2015.

В комплект средств измерений узла учета входят:

- вычислитель (корректор) расхода газа с возможностью распечатки архивных данных и карты параметров на принтер;
- датчик расхода газа;
- датчик абсолютного давления;
- датчик температуры газа;
- хроматограф;
- прибор определения влажности газа (точки росы).

Интеграция УКУГ в АИИС КУР выполнена по цифровому каналу связи.

Первичные преобразователи установлены непосредственно на газопроводах, шкафы учета – в электрощитовой ППГ1 и ППГ2.

10.2 Узлы учета количества газа, потребляемого станцией по газопотребляющим объектам

С целью исполнения требований действующего нормативного законодательства, а также накопления статистических данных о расходе газа, по каждому газопотребляющему оборудованию на Иркинской ГТЭС предусмотрена установка расходомеров с выходным сигналом 4...20 мА.

Расходомеры устанавливаются непосредственно на газопроводах к водогрейным котлам и на входе в котельные. Учет расхода газа на каждую ГТУ входит в объем поставки ГТУ.

Пределы измерений первичных преобразователей обеспечивает измерение расхода во всем заданном диапазоне. Информация о расходе газа посредством аналоговых сигналов передается в АИИС КУР.

В качестве вычислителя (корректора) на данных узлах учёта используются вычислительные мощности АИИС КУР. Питание первичных преобразователей также осуществляется из АИИС КУР.

10.3 Узлы учета тепловой энергии

На Иркинской ГТЭС предусмотрены следующие технологические узлы учета тепловой энергии:

- отпущенной тепловой энергии водогрейными котельными №1,2;
- потребленной тепловой энергии различными объектами ГТЭС.

Узлы учёта тепловой энергии позволяют вычислять количество отпущенного и потребленного тепла и вести учёт расхода теплоносителя.

Технологический учёт тепловой энергии, в соответствии с п.13 «Методикой осуществления коммерческого учёта тепловой энергии, теплоносителя», подразумевает определение следующих основных параметров:

- количество тепловой энергии, расходуемой потребителем каждый час с нарастающим итогом;
- величину объёма теплоносителя по каждому трубопроводу за каждый час с нарастающим итогом;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист 54
------	---------	------	--------	---------	------	---	------------

- среднечасовую и среднесуточную температуру теплоносителя по каждому трубопроводу;
- время работы вычислителя в штатном и нештатном режимах.

В узлах учета на трубопроводах прямой (подающей) и обратной сетевой воды устанавливается комплект измерительного оборудования:

- расходомеры, основанные на электромагнитном принципе измерения;
- датчики температуры;
- датчики давления.

Узлы учёта соответствует требованиям действующих стандартов и правил РФ.

Расходомеры, датчики температуры и давления установлены непосредственно на трубопроводах сетевой воды. В качестве тепловычислителя на узлах учёта используются вычислительные мощности АИИС КУР. Питание первичных преобразователей также осуществляется из АИИС КУР.

10.4 Узел коммерческого учета жидкого топлива (УКУЖТ)

С целью учета поставляемого резервного топлива (дизельного топлива) и расчета ТЭП в насосной станции жидкого топлива предусматривается узел коммерческого учета жидкого топлива (УКУЖТ).

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

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

В состав УКУЖТ входит:

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

На коммерческом узле учета с помощью средств измерений определяются:

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

Интеграция УКУЖТ в АИИС КУР выполняется по цифровому каналу связи. В АСУ ТМО передаются, как минимум, сигналы измеряемых параметров (расходы массовые и объемные в рабочих и стандартных условиях, давление, температура) и сигналы состояния (неисправность, авария, требование обслуживания и т.д.).

10.5 Узлы учета резервного топлива, потребляемого станцией по топливопотребляющим объектам

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧH-PD	Лист 55
------	--------	------	-------	---------	------	---	------------

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

- на трубопроводах резервного топлива в котельных №1, 2;
- на обратных трубопроводах после модуля фильтрации для каждой ГТУ.

Учет расхода резервного топлива на каждую ГТУ входит в объем поставки ГТУ, данные о расходах передаются в АИИС КУР из ЛСАУ ГТУ.

Информация о расходе топлива в котельных №1, 2 посредством аналоговых сигналов передается в АИИС КУР. В качестве вычислителя (корректора) на данных узлах учёта используются вычислительные мощности АИИС КУР. Питание первичных преобразователей также осуществляется из АИИС КУР.

10.6 Узлы технологического учета ХВС у потребителей

На вводах водопровода В1 в здания устанавливаются водомерные узлы с устройством обводной линии. Передача показаний в АИИС КУР не предусматривается.

10.7 Узел учета технической воды на ГТЭС

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

10.8 Узел учета сбросных вод

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист
							56

11 СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ЗАГАЗОВАННОСТИ

Предусматриваются следующие автоматические системы контроля загазованности (АСКЗ):

- газового хозяйства ИГТЭС;
- хозяйства жидкого топлива ИГТЭС;
- ДГУ;
- главного корпуса в котельных, блоках отсечной арматуры ГТУ, помещениях подготовки жидкого топлива, в технологических отсеках ГТУ.

Датчики загазованности устанавливаются в непосредственной близости от оборудования в местах наиболее вероятного выделения и скопления взрывоопасных газов или паров. Датчики контроля паров жидкого топлива расположены на высоте 0,5...1 м от отметки земли или пола, датчики контроля СО расположены на высоте 1,8 м от площадок рабочей зоны, датчики контроля метана расположены над газоиспользующим оборудованием.

Датчики АСКЗ выбраны с выходным сигналом 4...20 мА+HART и с релейными выходами, что позволяет организовать схемы местной предупредительной и аварийной сигнализации и схемы управления оборудованием, участвующего в защите при превышении загазованности допустимых пределов, независимо от работы ПТК АСУ ТП. Измерения загазованности выдаются в АСУ ТМО ГТЭС и сигнализируются на АРМ оперативного персонала.

При достижении концентрации контролируемых газов предаварийных (предупредительных) значений в контролируемых помещениях запускается аварийная или общеобменная вентиляция на максимальную производительность с тем, чтобы достичь максимального разбавления концентрации обнаруженной утечки.

Для контроля загазованности взрывоопасными веществами оборудование СКЗ, установленное во взрывоопасных зонах применяется во взрывобезопасном исполнении.

Питание АСКЗ, предусматривается переменным током и от СОПТ =220 VDC. Для организации шинки гарантированного питания 24 VDC в шкафах АСКЗ предусмотрена установка 2-х блоков питания – для цепей постоянного и переменного тока, выход которых объединен через диодный модуль резервирования.

В АСУ ТМО ИГТЭС передаются диагностические сигналы от АСКЗ (неисправность датчиков СКЗ, неисправность в схемах питания и сигнализации).

Для проверки срабатывания сигнализации контроля загазованности в местах установки светозвуковой сигнализации устанавливаются кнопочные посты с воздействием непосредственно в схемы сигнализации загазованности.

11.1.1 АСКЗ газового хозяйства

Для контроля содержания в воздухе здания газового хозяйства довзрывных концентраций (10 %, 20 % НКПР) природного газа в соответствии с требованиями ВСН 64-80, РД 153-34.1-30.106-00 предусмотрена установка стационарных датчиков контроля загазованности в помещениях ППГ №1,2

Сигналы о концентрации природного газа в помещениях ППГ передаются в АСУ ТМО ИГТЭС на АРМ оперативного персонала для принятия решений о дальнейших действиях (отключение оборудования, переключение на резервные линии и резервное оборудование, осмотр персоналом места аварии). Для предупреждения персонала по месту, у входов снаружи и внутри контролируемых помещений устанавливаются светозвуковые табло, срабатывающие при выходе концентрации контролируемых газов за допустимые пределы (10 % НКПР, 20 % НКПР). Схемы питания и местной сигнализации систем контроля загазованности выполняются в шкафах системы контроля загазованности, расположенных в зданиях ППГ и ГРП.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ	Лист
									D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	57

В соответствии с ФНИП «Правила безопасности при производстве и потреблении продуктов разделения воздуха» предусмотрен автоматический контроль концентрации кислорода (контроль загазованности) внутри технологических отсеков азотогенераторной станции (АГС) с помощью стационарных датчиков. Установка датчиков контроля концентрации кислорода производится с учетом требований ВСН 64-86. При достижении концентрации кислорода в помещениях ниже 19 % и выше 23 % запускается аварийная вентиляция и срабатывает световая и звуковая сигнализация загазованности снаружи и внутри у входов в здание АГС. Сигналы о концентрации кислорода в помещениях АГС передаются в АСУ ТМО ИГТЭС на АРМ оперативного персонала для принятия решений о дальнейших действиях (отключение оборудования, переключение на резервные линии и резервное оборудование, осмотр персоналом места аварии). Схемы питания и местной сигнализации СКЗ выполняются в шкафу СКЗ АГС, расположенного в здании АГС.

АСКЗ газового хозяйства входят в состав систем безопасности блочно-модульных зданий ППП №1, №2, АГС и поставляются комплектно, сведения о количестве датчиков и местах их установки будут доступны на стадии РД.

11.1.2 АСКЗ хозяйства жидкого топлива

Для контроля содержания в воздухе зданий и сооружений хозяйства жидкого топлива дозврывных концентраций паров нефтепродуктов (дизельного топлива) в соответствии с требованиями ВСН 64-80, РД 34.44.102, ГОСТ 31385, «[Руководством по безопасности для нефтебаз и складов нефтепродуктов](#)» предусмотрена установка стационарных датчиков контроля загазованности:

- в насосной станции жидкого топлива;
- на складе жидкого топлива;
- в районе узлов запорно-регулирующей арматуры каждого резервуара жидкого топлива;
- на площадке слива жидкого топлива из автоцистерн.

Дополнительно на складе масла для обеспечения взрывопожаробезопасности устанавливаются сигнализаторы паров масла и система сигнализации загазованности.

В хозяйстве жидкого топлива предусмотрены защиты и блокировки по загазованности:

- блокировка включения приемо-сливных насосов при загазованности на площадке слива жидкого топлива из автоцистерн выше 20 % НКПР;
- включение аварийной вентиляции в насосной жидкого топлива при загазованности парами нефтепродуктов выше 10 % НКПР.

Сигналы о контролируемой концентрации паров жидкого топлива передаются в АСУ ТМО ИГТЭС на АРМ оперативного персонала для принятия решений о дальнейших действиях (отключение оборудования, переключение на резервные линии и резервное оборудование, осмотр персоналом места аварии) и в схемы управления оборудованием, участвующего в защите при выходе концентрации контролируемых газов за допустимые пределы (10 % НКПР, 20 % НКПР). Для предупреждения персонала по месту устанавливаются светозвуковые устройства (в помещениях и перед входом в них устанавливаются светозвуковые табло с надписями, на открытых площадках - проблесковые маячки со звуковой сигнализацией), срабатывающие при выходе концентрации контролируемых газов за допустимые пределы (10 % НКПР, 20 % НКПР). Схемы питания и местной сигнализации АСКЗ выполняются в шкафу АСКЗ хозяйства жидкого топлива, расположенном в насосной жидкого топлива.

АСКЗ в насосной станции жидкого топлива (НСЖТ) входит в состав систем безопасности блочно-модульного здания НСЖТ и поставляется комплектно, сведения о количестве датчиков и местах их установки будут доступны на стадии РД.

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

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		58

11.1.3 АСКЗ ДГУ

Для контроля содержания в воздухе ДГУ дозврывных концентраций паров нефтепродуктов (дизельного топлива) и СО в соответствии с требованиями ВСН 64-80, п. 4.2.4. ГОСТ 12.1.005-88 и СанПиН 1.2.3685-21 предусмотрена установка стационарных датчиков контроля загазованности СО (предупредительный и аварийный пороги равны 20 и 100 мг/м³, является веществом остронаправленного действия) и парами дизельного топлива (предупредительный и аварийный пороги равны 10 % и 20 % НКПР).

Сигналы о концентрациях СО и паров дизельного топлива в контролируемых помещениях передаются в ЛСАУ ДГУ и далее по сети в АСУ ТМО ИГТЭС на АРМ оперативного персонала. Сигналы при выходе концентрации СО (20 мг/м³, 100 мг/м³) и паров дизельного топлива (10 %, 20 % НКПР) за допустимые пределы передаются в схемы местной сигнализации для предупреждения персонала по месту. Для местной сигнализации у входов снаружи и внутри контролируемых помещений ДГУ устанавливаются светозвуковые табло. Схемы питания и местной сигнализации систем контроля загазованности выполняются в шкафу системы контроля загазованности, расположенном в здании ДГУ.

СКЗ ДГУ входит в состав систем безопасности блочно-модульного здания ДГУ и поставляется комплектно, сведения о количестве датчиков и местах их установки будут доступны на стадии РД.

11.1.4 СКЗ главного корпуса

Для контроля содержания в воздухе здания главного корпуса дозврывных концентраций паров дизельного топлива и природного газа, содержания в воздухе концентрации СО в соответствии с требованиями ВСН 64-80, п. 2.1.4.8 и п.3.6.4 РД 153-34.1-30.106-00, п. 6.5.7 СП 60.13330.2016, п.11.7 РД 34.44.102-97 предусмотрена установка стационарных датчиков контроля загазованности:

- СО и природным газом в воздухе в рядом с каждой ГТУ;
- природным газом в укрытиях каждой ГТУ;
- природным газом в воздухе в помещениях блоков отключающей арматуры (БОА) ГТУ;
- парами дизельного топлива в помещениях подготовки жидкого топлива;
- природным газом в котельном зале в районе горелок водогрейных котлов;
- СО в котельном зале в районе горелок и дымовой трубы водогрейных котлов;
- парами жидкого топлива в районе горелок котлов.

АСКЗ в воздухе в укрытиях каждой ГТУ входит в комплектную поставку с ГТУ.

При обнаружении предельной концентрации природного газа в укрытии ГТУ в целях безопасности формируется команда на останов ГТУ.

В АСУ ТМО выполняются защиты, автоматически прекращающие подачу топлива к горелкам котлов при:

- достижении загазованности метаном 10 % НКПР;
- содержании в воздухе концентрации СО более 20 мг/м³.

Сигналы о концентрации измеряемых газов и паров в контролируемых помещениях главного корпуса передаются в АСУ ТМО ИГТЭС на АРМ оперативного персонала для принятия решений о дальнейших действиях (отключение оборудования, переключение на и резервное оборудование, осмотр персоналом места аварии) при выходе концентрации контролируемых газов за допустимые пределы (для природного газа 10 % НКПР, для паров ДТ 10 % и 20 % НКПР, для СО 20 мг/м³). Для предупреждения персонала по месту, у входов снаружи и (или) внутри контролируемых помещений главного корпуса устанавливаются светозвуковые табло, срабатывающие при выходе концентрации контролируемых газов за допустимые пределы. Схемы пита-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.					Кол.уч.					Лист					№ док.					Подпись					Дата					D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ					D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД					Лист					59				
------	--	--	--	--	---------	--	--	--	--	------	--	--	--	--	--------	--	--	--	--	---------	--	--	--	--	------	--	--	--	--	--------------------------------------	--	--	--	--	-----------------------------------	--	--	--	--	------	--	--	--	--	----	--	--	--	--

ния и местной сигнализации АСКЗ выполняются в шкафах АСКЗ ГК, расположенных в «помещениях шкафов ПТК КА и ВПУ и в помещениях шкафов ПТК ГТУ.

АСКЗ в укрытиях ГТУ входят в состав систем безопасности ГТУ и поставляется комплектно, сведения о количестве датчиков и местах их установки будут доступны на стадии РД.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧ-РД

12 МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АСУ ТМО

Метрологическое обеспечение поставляемого оборудования и систем соответствует требованиям стандартов, норм и правил РФ. Все применяемые средства измерения (далее СИ) и измерительные системы (как разновидность СИ согласно ГОСТ Р 8.596-2002) зарегистрированы в Федеральном фонде обеспечения единства измерений (утверждены как тип средств измерений и допущены к применению в РФ, имеют методику поверки, сертификаты/декларации соответствия требованиям регламентов ТР ТС, действующие свидетельства о поверке/калибровке на момент ввода АСУ ТМО в эксплуатацию).

Все измерения производятся в единицах измерений Международной системы единиц СИ по ГОСТ 8.417-2002 (давление в Па, температура в градусах Цельсия и т.д.).

Все методики измерения, используемые в сфере государственного метрологического контроля и надзора, аттестованы.

При поверке/калибровке каналов имеется возможность доступа ко всем элементам АСУ ТМО для подключения образцовых приборов (калибраторов).

Первичная метрологическая аттестация измерительных каналов АСУ ТМО, подлежащих государственному контролю, производится Поставщиком АСУ ТМО до сдачи системы в промышленную эксплуатацию. Для измерительных каналов, не подлежащих государственному контролю, Поставщик проводит калибровку каналов (в части поставляемого оборудования) до передачи системы в промышленную эксплуатацию.

Поставщик ПТК АСУ ТМО поставит Заказчику все необходимые документы, свидетельствующие о том, что применённая ПТК АСУ ТМО внесена в Государственный реестр средств измерений РФ и имеет свидетельство об утверждении типа средства измерения.

На все средства измерений и программируемые контроллеры должна предоставляется нормативная и техническая документация на русском языке в составе:

- сертификат об утверждении типа средств измерений;
- описание типа средства измерения;
- методика поверки;
- техническое описание;
- руководство (инструкция) по эксплуатации (техническому обслуживанию);
- руководство (инструкция) по монтажу, пуску, наладке (если эти вопросы не изложены в инструкции по эксплуатации);
- руководство по ремонту;
- руководство оператора;
- руководство (инструкция) по программному обеспечению;
- формуляр (для приборов, у которых необходимо вести учет их технического состояния и данных по эксплуатации);
- паспорт;

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №							Лист
			D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТСН-ПД						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

- ведомость эксплуатационных документов (если эти вопросы не изложены в техническом описании);
- ведомость комплекта ЗИП (если эти вопросы не изложены в техническом описании);
- документы органов надзора;
- документы, подтверждающие поверку, калибровку.

Нормирование, расчет метрологических характеристик измерительных каналов средств измерения АСУ ТМО

Метрологическое обеспечение разрабатываемой системы отвечает требованиям ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем», ГОСТ Р 8.654-2015 «Требования к программному обеспечению средств измерений», РД 153-34.0-11.117-2001 и другим действующим НД. Поставщик ПТК АСУ ТМО предоставит Заказчику все необходимые документы, свидетельствующие о том, что средства ПТК на момент проектирования и сдачи в промышленную эксплуатацию внесены в Государственный реестр средств измерений РФ и имеют действующие сертификаты об утверждении типа.

Требования к точности каналов измерения технологических параметров должны соответствовать СТО 70238424.27.100.078-2009 «Системы КИП и тепловой автоматики ТЭС. Условия создания. Нормы и требования» и определяться значениями метрологических характеристик измерительных каналов, полученных в реальных условиях.

Полная приведенная погрешность каналов модулей (без учета погрешности датчиков) при температуре окружающего воздуха $20 \pm 5^\circ\text{C}$, относительной влажности воздуха от 40-60%, атмосферном давлении 640-800 мм.рт.ст., параметрах питающей сети 220 ± 5 В, 50 ± 1 Гц не должны превышать:

- по аналоговым сигналам - 0,25 %;
- по цифровым сигналам - единица младшего разряда.

Дополнительная погрешность, вызванная изменением температуры воздуха в пределах рабочего диапазона не превышает половины основной погрешности на каждые 10°C .

На стадии рабочего проектирования составляется полный перечень ИК разрабатываемой системы с указанием их структуры и метрологических требований к ним, перечень измерительных, связующих и вычислительных компонентов, образующих каждый ИК, методика расчета метрологических характеристик ИК ИИС по метрологическим характеристикам их компонентов.

Измерительные каналы разделены на группы:

- каналы, подлежащие поверке (входящие в сферу государственного регулирования обеспечения единства измерений);
- каналы, подлежащие калибровке; (не входящие в сферу государственного регулирования обеспечения единства измерений);
- каналы, используемые без нормируемой точности (индикаторные).

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

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ	Лист
						D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	62
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Поверка и калибровка ИК СИ АСУ ТМО

На момент монтажа системы и сдачи ее в промышленную эксплуатацию средства измерений входящие в состав системы, будут поверены или калиброваны и будут иметь действующие свидетельства и сертификаты о поверке или калибровке соответственно.

На стадии опытной эксплуатации ИК системы, попадающие в сферу государственного регулирования обеспечения единства измерений, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений с получением свидетельства об утверждении типа и поверены аккредитованной в установленном порядке организацией.

Метрологическая аттестация проводится на стадии опытной эксплуатации системы организацией, аккредитованной в системе калибровки СИ в электроэнергетике на право проведения аттестации измерительных систем.

Периодичность поверки устанавливается в ходе испытаний с целью утверждения типа.

По метрологическому обслуживанию системы Заказчику предоставляются:

- методика поверки ИК системы;
- проект методики калибровки ИК системы;
- свидетельство об утверждении типа для ИК, попадающих в сферу государственного регулирования обеспечения единства измерений;
- свидетельство о поверке вышеуказанных ИК системы;
- методика измерений с помощью ИК, попадающих в сферу государственного регулирования обеспечения единства измерений;
- свидетельство о метрологической аттестации ИК системы, не попадающих в сферу государственного регулирования обеспечения единства измерений;
- свидетельство об аттестации методики измерений.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. Изв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧ-ПД	

13 ПОЛЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

В состав полевого оборудования АСУ ТМО ИГТЭС входят:

– контрольно-измерительные приборы (КИП) и монтажно-установочное оборудование КИП;

– исполнительные механизмы ЗРА;

– кабельная продукция;

– шкафы НКУ.

13.1 Контрольно-измерительные приборы (КИП) и монтажно-установочное оборудование КИП

КИП должны соответствовать требованиям Положения Компании № ПЗ-04 Р-0389 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам» и МУК № П4-06 М-0158 «Единые технические требования. Контрольно-измерительные приборы для измерения температуры, давления, уровня, вибрации, осевого сдвига. Счетчик жидкости (газа)».

Градуировка КИП принята по системе СИ: давление в МПа (кПа), температура в градусах Цельсия (°С), расход газа в $\text{нм}^3/\text{ч}$, расход жидкости в $\text{м}^3/\text{ч}$, уровень в м (мм).

Электронные КИП, относящиеся к измерениям ответственных параметров (регулирование, защиты, защитные блокировки и сигнализация) и не являющиеся узкоспециализированными (например, аналитическое оборудование) и не встроенные в технологические блоки (датчики вибрации, температуры подшипников), дублируются КИП с показаниями по месту.

КИП с аналоговым выходом обеспечивают возможность выдачи информации в АСУ ТМО в виде сигнала 4...20 мА и по HART-протоколу. Сигналы дискретных датчиков должны быть типа «сухой контакт» с коммутируемыми цепями 24VDC/5 мА и 230 VAC В или универсальный NPN/PNP. Сигналы датчиков температуры - натуральные сигналы термопар НСХ ТХА (при $T > 500^\circ\text{C}$) и термосопротивлений НСХ Pt100 (при $T < 500^\circ\text{C}$).

КИП, установленные на оборудовании с повышенной вибрацией (в основном насосное оборудование), имеют вибростойкое исполнение.

Исполнение КИП соответствует климатическим условиям и категории взрывоопасности зоны, в которой они установлены. На трубопроводах и оборудовании жидкого топлива и природного газа КИП применяются во взрывозащищенном исполнении.

КИП, размещаемые в боксах, не должны выходить из строя под влиянием временного (до 1 часа) воздействия температуры (абсолютной минимальной минус 60°C /абсолютной максимальной 31°C) окружающего воздуха района строительства;

КИП преимущественно применяются отечественного или локализованного производства (если выпускаются российской промышленностью). Технические средства измерения занесены в Государственный реестр средств измерений РФ, имеют действующие сертификаты соответствия требованиям техническим регламентам Таможенного Союза «Электромагнитная совместимость технических средств», «О безопасности низковольтного оборудования», «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением», если попадают под действие данных регламентов. Все средства измерения поверены или откалиброваны в соответствии с законом РФ «Об обеспечении единства измерений», утв. 26.06.2008, № 102-ФЗ. Средства измерений во взрывозащищенном исполнении имеют документы, подтверждающие соответствие (сертификат либо декларация) требованиям технических регламентов Таможенного союза.

Степень защиты оболочки КИП, включая кабельные вводы и заглушки, размещаемые на открытом воздухе не ниже IP65, а для оборудования, размещаемого в укрытии, не ниже IP54. Для оборудования, расположенного в емкостях с жидкими продуктами степень защиты оболочки

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

Лист

65

не ниже IP66 (при расположении датчика в надводном пространстве) и IP68 (при погружении датчика в жидкость) в соответствии с требованиями ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013).

Монтаж приборов и преобразователей предусматривается непосредственно на технологических трубопроводах, стендах или оборудовании, либо с помощью закладных конструкций и отборных устройств. Все монтажные материалы должны серийно выпускаться отечественной промышленностью, либо изготавливаться монтажными организациями по типовым чертежам, действующим в ассоциации «Монтажавтоматика». Место установки отборных и закладных устройств на трубопроводах должно быть определено Поставщиком. Монтаж оборудования произвести в соответствии с требованиями ПУЭ, СП 77.13330.2016 и руководствами по эксплуатации на соответствующие приборы;

Закладные и защитные конструкции выбираются с учетом параметров технологического процесса (максимально возможного давления, при максимально возможных температурах среды, химической и коррозионной агрессивности измеряемой среды), температуры окружающей среды и воздействия массы устанавливаемого прибора. В целях повышения надежности монтажа закладных конструкций, преимущественно предусматриваются неразъемные соединения. Для таких соединений обеспечена свариваемость материала технологического трубопровода или аппарата со свариваемыми деталями закладной конструкции с необходимыми прочностными характеристиками.

Присоединение трубных проводок ко всем приборам, средствам автоматизации, щитам и пультам осуществляется разъемными соединениями.

Закладные устройства и отборные устройства КИП соответствуют принципам свариваемости и свинчиваемости деталей. Резьбовые соединения предпочтительно имеют преимущественно резьбу М20х1,5.

Датчики давления и манометры подключаются через 2-вентильный клапанный блок, датчики перепада – через 5-вентильный. Местные показывающие КИП расположить в удобном для визуального отображения месте.

Для приборов измерения давления точка врезки (сверху, сбоку трубопровода) и тип отборного устройства (прямое, угловое, с кольцеобразной трубкой) должно соответствовать требованиям РМ4-23-93.

Приборы автоматического химконтроля (АХК) параметров ВХР устанавливаются в зданиях ГК на панелях анализаторов, совмещенных с устройствами пробоподготовки (УПП) для лабораторного химконтроля.

Датчики давления и манометры выводятся на стенды только в районе вспомогательного оборудования ГТУ и котлов. Вне этого оборудования стенды не используются. Манометры в районе насосов и теплообменников также на стенды не выводятся. Дублированные датчики защит располагаются на разных стендах. На вводе импульсной трубки в датчики давления или манометр устанавливаются двухвентильные клапанные блоки для перекрытия линии, подсоединения контрольного манометра и сброса давления из прибора. На вводе импульсной трубки в датчик перепада давления комплектно устанавливаются пятивентильные клапанные блоки для перекрытия линий, уравнивания линий и сброса давления из прибора. Клапанные блоки выполняются из нержавеющей стали.

Предусмотрены, как минимум, следующие средства измерений:

- индикаторы давления - манометры показывающие. Диаметр корпуса 100 мм. Класс точности 1,0. Присоединительная резьба М20х1,5;
- индикаторы температуры - термометры биметаллические показывающие коррозионно-стойкие, универсальное присоединение (поворотной-откидной корпус), диаметр 100 мм, класс точности 1.5;
- преобразователи давления и перепада давления - датчики избыточного/ дифференциального давления, выход 4...20 мА +HART, с кабельным вводом под М/Р Ду 16, резьба наружная

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист 66
------	--------	------	-------	---------	------	---	------------

M20x1.5, диапазон перенастройки не менее 1:50, с блоком клапанным двухвентильным/пятивентильным;

– термометры сопротивления и термопары - термопреобразователи универсальные с подвижным штуцером, НСХ ТХА (при $T > 500$ °С) и термосопротивлений НСХ Pt100 (при $T < 500$ °С), с кабельным вводом под М/Р Ду 16, резьба М20x1.5, с гильзой защитной сварной, толщина стенки 2 мм, резьба М20x1,5, 12Х18Н10Т;

– газоанализаторы СН4 и паров ДТ - датчики-газоанализаторы инфракрасные диффузионные, стационарный, питание 10...28 Vdc, выход 4-20 мА +HART +2 реле, рабочая температура от минус 60 до +60 °С;

– газоанализаторы СО- датчики-газоанализаторы стационарные электрохимические, питание 10...28 Vdc, выход 4-20 мА +HART +2 реле;

– преобразователи расхода (вихревые, ультразвуковые, кориолисовые, электромагнитные расходомеры);

– уровнемеры (ультразвуковые, радарные, поплавковые, гидростатические погружные и мембранные);

– сигнализаторы уровня (поплавковые, вибрационные);

– приборы АХК ВХР(рН, электропроводность, мутность, жесткость);

– приборы газового анализа (O2, CO, CO2, NOx, СН4) дымовых и выхлопных газов.

Метрологическое обеспечение КИП

Измеряемые и расчетные параметры будут представлены в следующих единицах величин согласно Постановлению Правительства РФ №879 от 31.10.2009 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации»:

- масса - т;
- объем - м³;
- расход - т/ч; м³/ч;
- плотность - кг/м³;
- давление - МПа;
- температура - °С.

КИП должны иметь свидетельства о поверке со сроком окончания действия не менее 2/3 межповерочного интервала на дату поставки Заказчику.

КИП должны иметь следующие документы:

- сертификат соответствия ТР ТС 004 (если на СИ распространяется ТР);
- сертификат соответствия ТР ТС 012 (только для СИ во взрывоопасных зонах);
- сертификат соответствия ТР ТС 020;
- сертификат соответствия техническому регламенту таможенного союза ТР ТС 032 (если попадает под требование ТР);
- действующее свидетельство (сертификат) об утверждении типа средств измерений с описанием типа;
- действующее свидетельство о поверке СИ, со сроком окончания действия не менее 2/3 межповерочного интервала (МПИ) на дату приема-сдачи оборудования Заказчику;
- паспорт, руководство по монтажу, эксплуатации и техническому обслуживанию на русском языке;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист 67
------	---------	------	--------	---------	------	---	------------

- методика поверки СИ.
КИП должны:
- иметь отметку/свидетельство о действующей поверке или соответствующую отметку в паспорте о первичной поверке от аккредитованного центра в установленном порядке в области обеспечения единства измерений (в соответствии с требованиями Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»);
- иметь паспорт, техническое описание, инструкцию по эксплуатации, методику проверки;
- обеспечивать работоспособность в климатических условиях региона размещения;

13.1 Электроприводы ЗРА

Проектом предусмотрено использование электроприводов ЗРА без интеллектуальных блоков управления, управление и энергоснабжение электроприводов арматуры реализовано в сборках задвижек.

Электроприводы ЗРА рассчитаны на 10000 циклов с полным ходом и номинальным крутящим моментом, имеют ограничитель крутящего момента в обоих направлениях, имеют термореле в качестве тепловой защиты. Электроприводы имеют ручной дублер и механический индикатор положения, также электроприводы оснащены двумя настраиваемыми моментными выключателями для обоих направлений и четырьмя независимо настраиваемыми концевыми выключателями.

Исполнение электроприводов выбирается из возможности выполнять свои функции при параметрах окружающей среды по месту эксплуатации ЗРА. Для этого при низких температурах в электроприводы устанавливаются электрообогреватели в блок электроники и блок электродвигателя, при использовании во взрывоопасных зонах применяются электроприводы со взрывозащитой типа «взрывонепроницаемая оболочка», при угрозе затопления используется оболочка привода с повышенной пыле-влаги защитой (IP68).

Исполнение электроприводов ЗРА соответствует климатическим условиям и категории взрывоопасности зоны, в которой они установлены. На трубопроводах и оборудовании жидкого топлива и природного газа электроприводы ЗРА применяются во взрывозащищенном исполнении.

13.2 Кабельные и трубные проводки

Монтаж датчиков, трубных и кабельных проводок систем автоматизации осуществляется в соответствии с действующей нормативной документацией, включая требования, изложенные в документах СП 77.13330.2016 «Системы автоматизации», СП 48.13330.2019 «Организация строительства» и ВСН 329-78 «Инструкция по технике безопасности при монтаже и наладке приборов контроля и средств автоматизации».

Трубные проводки прокладываются по кратчайшим расстояниям между соединяемыми приборами, параллельно стенам, перекрытиям и колоннам возможно дальше от технологических агрегатов и электрооборудования, с минимальным количеством поворотов и пересечений, в местах, доступных для монтажа и обслуживания, не имеющих резких колебаний температуры окружающего воздуха, не подверженных сильному нагреванию или охлаждению, сотрясению и вибрации.

В проекте приняты следующие типы кабелей, в части исполнения по пожарной безопасности для систем автоматизации во внутренних и наружных электроустановках, отвечающие требованиям ГОСТ 31565:

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

						D822921/0052D-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ	Лист 68
						D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- кабельные изделия типа "нг(А)-LS", не распространяющие горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением (для цепей измерения, управления, питания, сигнализации);
- кабельные изделия типа "нг(А)-FRLS", не распространяющие горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением и наличием термического барьера в виде обмотки проводника двумя слюдосодержащими лентами (для цепей, задействованных в противопожарной автоматике);
- кабельные изделия типа "нг(А)-LS-ХЛ", не распространяющие горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением (для цепей измерения, управления, питания, сигнализации, которые прокладываются вне помещения).

Монтаж электропроводок во взрыво- и пожароопасных зонах, монтаж зануления (заземления) отвечает требованиям СП 76.13330.2016 «Электротехнические устройства» с учетом специфических особенностей монтажа систем автоматизации.

Во взрывоопасных зонах всех классов применяются кабели, соответствующие требованиям по нераспространению горения ГОСТ ИЕС 60332-2-2-2011 при одиночной прокладке и ГОСТ ИЕС 60332-3-22-2011 при групповой прокладке.

Во взрывоопасных зонах преимущественно применяется открытая прокладка. Кабели, прокладываемые открыто во взрывоопасных зонах всех классов, выбраны не распространяющими горение при групповой прокладке (исполнение "нг (А), (В), (С)" - для наружных установок; "нг (А), (В), (С)-LS", "нг (А), (В), (С)-HF" - в зонах с присутствием людей) и имеют разрешительный документ, подтверждающий пожарную безопасность.

Во взрывоопасных зонах заглубленных частей зданий и подвалов используются бронированные кабели.

Кабели, предназначенные для внутренней прокладки во взрывоопасных зонах производственных помещений, отвечают требованиям пониженного дымогазовыделения, дымообразования при горении и тлении.

Во взрывоопасных зонах классов 0, 1а, 1г, 2а, 2г, 20а, 20б, 20в, 21а, 21б, 21в применены кабели с медными жилами. Для искробезопасных цепей применяются кабели с медными жилами сечением не менее 0,5 мм².

Связи ПТК с источниками сигналов, панелями, силовых шкафов управления ЗРА, шкафами и сборками механизмов собственных нужд выполняются кабелями внешних связей. Кабели присоединяются к аппаратуре с помощью клеммных колодок. Все связи аппаратуры ПТК с датчиками (источниками аналоговой и дискретной информации), со сборками задвижек и другими системами выполняются кабелем с медными жилами, с изоляцией, не поддерживающей горение пониженным дымо- и газовыделением. Для слаботочных цепей кабель имеет общий экран или общий экран и попарное экранирование для разнородных цепей в кабеле (например, цепи питания 24 VDC и аналоговый сигнал 4...20 мА от датчика). Типы кабелей уточняются на стадии рабочего проектирования.

Сечения силовых кабелей выбираются в соответствии с номинальными данными электрической схемы, результатами расчетов токов короткого замыкания, условиями работы и методами прокладки. Сечение контрольных кабелей принято не менее 0,75 мм², а для кабелей, проложенных на улице или для магистральных кабелей – не менее 1,0 мм².

Конструкции для прокладки кабельных проводок устанавливаются с учетом:

- отдельной прокладки силовых, контрольных и интерфейсных кабельных проводок;
- отдельной прокладки кабельных проводок напряжением выше 24 В и ниже 24 В;
- отдельной прокладки кабеля для взаиморезервируемых механизмов и устройств (должны прокладываться по разным кабельным конструкциям).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист
							69

При совместной прокладке кабелей систем автоматизации выдерживаются приведенные в Таблице №105 ПЗ-04 Р-0389 расстояния между кабелями при открытой совместной прокладке.

Дублированные кабели прокладываются в отдельных коробах. Короба закрываются металлическими крышками. Участки кабелей, проходящие вне короба, прокладываются в стальных защитных трубах или лотках. Проектирование кабельных связей ведется таким образом, чтобы исключалось влияние силовых кабелей на кабели внешних связей комплекса технических средств (КТС) АСУ ТМО.

Для защиты кабелей от повреждения в местах выхода их из лотков, труб и т.п. применяется механическая защита (металлорукав и др.).

Короба для прокладки кабелей заземлены на общестанционную контур заземления.

13.3 Шкафы НКУ

Конструкция и функциональность шкафов удовлетворяет следующим требованиям:

- шкафы изготовлены из серийно выпускаемых комплектующих, имеющих все необходимые документы для их применения;
- конструкции шкафов удовлетворяют требованиям электробезопасности в соответствии с ПУЭ, ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.1.030-81;
- конструктивные элементы шкафа имеют острых кромок и углов;
- шкафы имеют строповые устройства;
- используются закрытые запираемые шкафы;
- дверцы шкафов съемные. Для шкафов шириной 800 мм и более используются двухстворчатые двери. Допускается использование прозрачных дверей. Все дверцы должны быть легкоъемными, содержать уплотнения и быть достаточно жесткими во избежание деформации и коробления. Минимальный угол открывания дверей должна быть 130°;
- класс защиты шкафа соответствует IP 42 (минимум);
- для монтажа оборудования в шкафах используются монтажные плиты или специальные профили.
- возможна установка на боковых стенках кабель-каналов для силовых и сетевых кабелей;
- шкафы, устанавливаемые рядом на одном основании, скреплены между собой. Крепление шкафов к раме (общему основанию) выполняется болтовым соединением;
- предусмотрено освещение внутри шкафов;
- на внутренних сторонах дверей, с каждой стороны шкафа, предусмотреть карманы для внутришкафной документации;
- на наружных сторонах шкафов, предусмотрена легко читаемая табличка с маркировкой шкафа, согласно проекту;
- все кабели, клеммники и зажимы промаркированы;
- все полевые линии (сигнальные и линии питания) имеют защиту от короткого замыкания. Короткое замыкание на любой линии не должно приводить к обесточиванию других линий.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

Изм. № подл.

Подпись и дата

Взам. Инв. №

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

14 ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

1.	ВСН 64-86/ Минхимпром	Методические указания по установке сигнализаторов и газоанализаторов контроля дозрывоопасных и предельно допустимых концентраций химических веществ в воздухе производственных помещений					
2.	ГОСТ Р 2.601-2019	Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Эксплуатационные документы (Переиздание)					
3.	ГОСТ Р 2.610-2019	Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Правила выполнения эксплуатационных документов (Переиздание)					
4.	ГОСТ Р 2.702-2011	Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Правила выполнения электрических схем (с Поправкой)					
5.	ГОСТ 21.408-2013	СПДС. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов (Издание с Поправками)					
6.	ГОСТ 24.104-85	Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования.					
7.	ГОСТ 24.701-86	Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем. Основные положения.					
8.	ГОСТ 34.201-2020	Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.					
9.	ГОСТ Р 59853-2021	Информационная технология (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.					
10.	ГОСТ 34.601-90	Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.					
11.	ГОСТ 34.602-2020	Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы.					
12.	ГОСТ 34.603-92	Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем.					
13.	ГОСТ Р ИСО/ МЭК 15408-1-2012	Информационная технология (ИТ). Методы и средства обеспечения безопасности. Критерии оценки безопасности информационных технологий. Часть 1. Введение и общая модель.					
14.	ГОСТ Р ИСО/ МЭК 15408-2-2013	Информационная технология (ИТ). Методы и средства обеспечения безопасности. Критерии оценки безопасности информационных технологий. Часть 2. Функциональные компоненты безопасности.					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТСН-ПД	Лист 71

15.	ГОСТ Р ИСО/ МЭК 15408-3-2013	Информационная технология (ИТ). Методы и средства обеспечения безопасности. Критерии оценки безопасности информационных технологий. Часть 3. Компоненты доверия к безопасности.
16.	ГОСТ Р 8.563-2009	ГСИ Методики (методы) измерений.
17.	ГОСТ Р 8.596-2002	ГСИ Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
18.	ГОСТ 13384-93	Преобразователи измерительные для термоэлектрических преобразователей и термопреобразователей сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний
19.	ГОСТ Р 8.585-2001	Термопары. Номинальные статические характеристики преобразования.
20.	ГОСТ Р 8.654-2015	Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения
21.	ГОСТ 6651-2009	Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний
22.	ГОСТ 26.011-80	Средства измерений и автоматизации. Сигналы тока и напряжения электрические непрерывные входные и выходные.
23.	ГОСТ 14691-69	Устройства исполнительные для систем автоматического регулирования. Термины.
24.	ГОСТ Р 52931-2008	Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия
25.	ГОСТ 7192-89	Механизмы исполнительные электрические постоянной скорости ГСП. Общие технические условия.
26.	ГОСТ Р 55265.2-2012	Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на не вращающихся частях. Часть 2. Стационарные паровые турбины и генераторы мощностью более 50 МВт с рабочими частотами вращения 1500, 1800, 3000 и 3600 мин в степени минус 1
27.	ГОСТ Р 55263-2012	Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Часть 2. Стационарные паровые турбины и генераторы мощностью более 50 МВт с рабочими частотами вращения 1500, 1800, 3000 и 3600 мин в степени минус 1
28.	ГОСТ ИСО 10816-1-97	Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений на не вращающихся частях. Часть 1. Общие требования.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТСН-ПД	Лист 72
------	--------	------	--------	---------	------	---	------------

29.	ГОСТ Р ИСО 10817-1-2002	Вибрация. Системы измерения вибрации вращающихся валов. Часть 1. Устройства для снятия сигналов относительной и абсолютной вибрации.												
30.	ГОСТ Р ИСО 10816-4-2002	Вибрация. Контроль состояний машин по результатам измерений вибраций на не вращающихся частях. Часть 4. Газотурбинные установки.												
31.	ГОСТ ИСО 2954-2014	Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на не вращающихся частях. Требования к средствам измерений												
32.	ГОСТ 30296-95	Аппаратура общего назначения для определения основных параметров вибрационного процесса. Общие технические требования.												
33.	ГОСТ 27.003-2016	Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности.												
34.	ГОСТ 27.301-95	Надежность в технике (ССНТ). Расчет надежности. Основные положения												
35.	ГОСТ 27883-88	Средства измерений и управления технологическими процессами. Надежность. Общие требования и методы испытаний.												
36.	ГОСТ 25861-83	Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования электрической и механической безопасности и методы испытаний.												
37.	ГОСТ Р МЭК 60073-2000	Интерфейс человек-машинный. Маркировка и обозначения органов управления и контрольных устройств. Правила кодирования информации.												
38.	ГОСТ 19781-90	Обеспечение систем обработки информации программное. Термины и определения												
39.	ГОСТ Р 50739-95	Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.												
40.	ГОСТ Р 50922-2006	Защита информации. Основные термины и определения.												
41.	ГОСТ Р 52069.0-2013	Защита информации. Система стандартов. Основные положения.												
42.	ГОСТ 22269-76	Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.												
43.	ГОСТ 24750-81	Средства технические вычислительной техники. Общие требования технической эстетики.												
44.	ГОСТ 27833-88	Средства отображения информации. Термины и определения.												
45.	ГОСТ Р 50948-2001	Средства отображения информации индивидуального пользования. Общие эргономические требования и требования безопасности.												
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%;"></td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч.</td> <td>Лист</td> <td>№ док.</td> <td>Подпись</td> <td>Дата</td> </tr> </table>									Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата									
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД					Лист 73									

46.	ГОСТ Р 50949-2001	Средства отображения информации индивидуального пользования. Методы измерений и оценки эргономических параметров и параметров безопасности.												
47.	ГОСТ Р 51341-99	Безопасность машин. Эргономические требования по конструированию средств отображения информации и органов управления. Часть 2. Средства отображения информации.												
48.	ГОСТ ИЕС 60255-5-2014	Реле электрические. Часть 5. Координация изоляции измерительных реле и защитных устройств. Требования и испытания												
49.	ГОСТ Р 50648-94	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты. Технические требования и методы испытаний.												
50.	ГОСТ Р 50649-94	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к импульсному магнитному полю. Технические требования и методы испытаний.												
51.	ГОСТ Р 50652-94	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к затухающему колебательному магнитному полю. Технические требования и методы испытаний.												
52.	ГОСТ 30804.4.2-2013	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний.												
53.	ГОСТ 30804.4.3-2013	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний.												
54.	ГОСТ 30804.4.4-2013	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний												
55.	ГОСТ Р 51317.4.1-2000	Совместимость технических средств электромагнитная. Испытания на помехоустойчивость. Виды испытаний.												
56.	ГОСТ Р 51317.4.5-99	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний.												
57.	ГОСТ Р 51317.4.17-2000	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к пульсациям напряжения электропитания постоянного тока. Требования и методы испытаний.												
58.	ГОСТ Р 51318.22-99	Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний (с Изменением N 1).												
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%;"></td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч.</td> <td>Лист</td> <td>№ док.</td> <td>Подпись</td> <td>Дата</td> </tr> </table>									Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата									
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТСН-PD					Лист 74									

Ивв. № подл.	Взам. Ивв. №
Подпись и дата	

59.	ГОСТ Р 50628-2000	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость машин электронных вычислительных персональных к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний.
60.	IEC 60255-26 (2013)	Реле измерительные и защитная аппаратура. Часть 26. Требования к электромагнитной совместимости
61.	ГОСТ 12.2.003-91	ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
62.	ГОСТ 12.2.049-80	ССБТ Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
63.	ГОСТ 21958-76	Система «человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.
64.	ГОСТ 21889-76	Система «человек-машина». Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования.
65.	ГОСТ 23000-78	Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования
66.	ГОСТ 12.2.020-76	ССБТ Энергооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка.
67.	ГОСТ 12.1.002-84	ССБТ Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.
68.	ГОСТ 12.1.003-2014	ССБТ Шум. Общие требования безопасности (Переиздание).
69.	ГОСТ 12.1.004-91	ССБТ Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).
70.	ГОСТ 12.1.005-88	ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).
71.	ГОСТ 12.1.006-84	ССБТ Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля (с Изменением N 1, с Поправкой).
72.	ГОСТ 12.1.010-76	ССБТ Взрывобезопасность. Общие требования безопасности (с Изменением N 1).
73.	ГОСТ 12.1.012-2004	ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования.
74.	ГОСТ 12.1.030-81	ССБТ Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1).
75.	ГОСТ 12.1.044-89	ССБТ Пожаровзрывобезопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения (с Изменением N 1).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТСН-ПД	Лист
							75

90.	ГОСТ 6.10.4-84	Придание юридической силы документам на машинном носителе и машинограмме, создаваемым средствами вычислительной техники. Основные положения												
91.	Закон РФ от 26.06.2008 № 102-ФЗ (с изменениями на 11 июня 2021 года) (редакция, действующая с 28 декабря 2021 года)	Об обеспечении единства измерений.												
92.	МЭК 61000-4-29-2016	Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-29: Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к провалам, коротким прерываниям и изменениям напряжения, воздействующим на входной порт сети электропитания постоянного тока.												
93.	МЭК 61000-5-2 (1997)	Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 5: Руководящие указания по установке устройств защиты и ослаблению помех. Раздел 2: Заземление и прокладка кабелей.												
94.	Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (с изменениями на 11 июня 2021 года) (редакция, действующая с 1 июля 2021 года)	О промышленной безопасности опасных производственных объектов.												
95.	ПТЭ (с изменениями на 13 февраля 2019 года)	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации- М.: СПО ОРГРЭС, 2003.												
96.	РД 153-34.1-30.106-00	Правила технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций – М.: СПО ОРГРЭС, 2001.												
97.	ПУЭ	Правило устройств электроустановок. 7-ое издание												
98.	ПРИКАЗ от 15 декабря 2020 года N 531	Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления"												
99.	РД 50-682-89	Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Общие положения.												
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%;"></td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч.</td> <td>Лист</td> <td>№ док.</td> <td>Подпись</td> <td>Дата</td> </tr> </table>									Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата									
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТСН-ПД					Лист 77									

100.	РД 153-34.1-35.104-2001	Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях с ПГУ, оснащенных АСУ ТП.												
101.	РД 153-34.1-35.127-2002	Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций.												
102.	РД 153-34.1-35.137-00	Технические требования к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники.												
103.	РД 153-34.0-11.117-2001	Основные положения. Информационно-измерительные системы. Метрологическое обеспечение.												
104.	РД 153-34.0-11.201-97	Методика определения обобщенных метрологических характеристик измерительных каналов ИИС и АСУ ТП по метрологическим характеристикам агрегатных средств измерений.												
105.	РД 153-34.0-11.204-97	Методика приемки из наладки в эксплуатацию измерительных каналов информационно-измерительных систем.												
106.	РД 153-34.0-11.205-98	Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения калибровки.												
107.	РД 34.11.103-95	Рекомендации по составлению перечня рабочих средств измерений, применяемых на энергопредприятиях, для наблюдения за технологическими параметрами, точность измерения которых не нормируется.												
108.	РД 34.11.202-95	Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации.												
109.	РД 34.11.206-94	Методические указания. Информационно-измерительные системы. Методика обработки экспериментальных данных метрологической аттестации												
110.	РД 34.11.321-96	Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций.												
111.	РД 34.11.410-95	Методические указания по установлению номенклатуры эксплуатируемых на энергопредприятиях электроэнергетики средств измерений, подлежащих поверке												
112.	РД 34.20.406	Правила организации и приемки пусконаладочных работ на тепловых электростанциях												
113.	РД 34.35.131-95	Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования электростанций с поперечными связями и водогрейных котлов												
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%;"></td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч.</td> <td>Лист</td> <td>№ док.</td> <td>Подпись</td> <td>Дата</td> </tr> </table>									Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата									
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД					Лист 78									

114.	РД 34.35.310-97	Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем.												
115.	РД 34.35.412-88	Правила приемки в эксплуатацию из монтажа и наладки систем управления технологическими процессами тепловых электрических станций												
116.	РД 34.35.414-91	Правила организации пусконаладочных работ по АСУ ТП на тепловых электростанциях												
117.	РД 34.45-51.300-97	Объем и нормы испытаний электрооборудования, 6-е издание (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.10.2006)												
118.	РД 153-34.1-35.142-00	Методические указания по эксплуатации технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники.												
119.	РД 153-34.1-35.144-2002	Рекомендации по применению современной универсальной системы кодирования оборудования и АСУ ТП ТЭС.												
120.	РД 153-34.1-35.145-2003	Технические требования к функции ПТК АСУ ТП ТЭС «Сбор и первичная обработка информации».												
121.	РД 153-34.1-35.522-98	Типовая инструкция по эксплуатации АСУ ТП теплоэнергетического оборудования ТЭС.												
122.	РД 153-34.1-35.523-2002	Методические указания по оснащению рациональным объемом резервных аппаратных средств контроля и управления котлотурбинным оборудованием ТЭС, оснащенным АСУ ТП.												
123.	РД 153-34.0-03.301-00	Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.												
124.	СО 34.35.105-2002	Методические указания по оснащению техническими средствами технологической защиты при повышении вибрации турбоагрегата.												
125.	СП 2.2.3670-20	Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда.												
126.	СП 62.13330.2011	Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76 (с Изменением N 1).												
127.	СП 77.13330.2016	Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85.												
128.	СП 89.13330.2016	Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76 (с Изменением N 1).												
129.	СП 90.13330.2012	Электростанции тепловые. Актуализированная редакция СНиП II-58-75 (с Изменением N 1)												
130.	СанПиН 1.2.3685-21	Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.												
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%;"></td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч.</td> <td>Лист</td> <td>№ док.</td> <td>Подпись</td> <td>Дата</td> </tr> </table>									Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата									
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ					Лист									
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД					79									

131.	СТО 70238424.27.100.010-2011	«Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) ТЭС. Условия создания. Нормы и требования».
132.	СТО 70238424.27.100.078-2009	Системы КИП и тепловой автоматики ТЭС. Условия создания. Нормы и требования.

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

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧ-PD	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата		80

15 ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АВР	Автоматическое включение резерва
АВО	Аппараты воздушного охлаждения
АДЭС	Аварийная дизельная электростанция
АЗС	Автомобильная заправочная станция
АИИС КУР	Автоматизированная информационно-измерительная система комплексного учета ресурсов
АКБ	Аккумуляторная батарея
АПУ	Аварийный пульт управления
АР	Автоматическое регулирование
АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСДУЭ	Автоматизированная система диспетчерского управления электроснабжением
АС	Аварийная сигнализация
АСР	Автоматическая система регулирования
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
БД	База данных
ВС	Вспомогательные системы
ГРП	Газораспределительный пункт
ГТУ	Газотурбинная установка
ГК	Главный корпус
ГХ	Газовое хозяйство
ДУ	Дистанционное управление
ДГУ	Дизель-генераторная установка
ЗРА	Запорная и регулирующая арматура
ЗИП	Запасные инструменты и приборы
ИБК	Инженерно-бытовой корпус

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Взам. Инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧH-PD

Лист

81

ИК	Измерительный канал
ИМ	Исполнительный механизм
ИП	Измерительный преобразователь
ИС	Инженерные системы
ИИС	Информационно-измерительные системы
ИУ	Исполнительное устройство
КА	Коммутационный аппарат
КВ	Концевой выключатель
РВК	Резервный водогрейный котел
КАЗС	Автомобильная заправочная станция в контейнерном исполнении
КВОУ	Комплексное воздухоочистительное устройство
КЗ	Короткое замыкание
КЛ	Кабельная линия (электропередач)
КРУ	Комплектное распределительное устройство
КРУЭ	Комплектное распределительное устройство элегазовое
КТС	Комплекс технических средств
КУВ	Котёл-утилизатор водогрейный
ЛВС	Локально-вычислительная сеть
ЛСАУ	Локальная система автоматического управления
МО	Метрологическое обеспечение
МП	Микропроцессорный
МПТ	Микропроцессорный терминал
МСН	Механизм собственных нужд
МХ	Маслохозяйство
МЭ	Межсетевой экран
НПРЧМ	Нормированное первичное регулирование частоты и мощности
НС	Начальник смены

И Inv. № подл.	Подпись и дата	Взам. Inv. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

НСЖТ	Насосная станция жидкого топлива
НСС	Начальник смены станции
НСЭ	Начальник смены электроцеха
ОС	Операторская станция
ОСО	Общестанционное оборудование
ОМП	Определение места повреждения
ОПРЧМ	Общее первичное регулирование частоты и мощности
ОЩУ	Объединенный щит управления
ПАА	Противоаварийная автоматика
ПЗ	Переносные заземления
ПК	Персональный компьютер
ПО	Программное обеспечение
ППГ	Пункт подготовки газа
ППАО	Прикладное программно-алгоритмическое обеспечение
ПС	Предупредительная сигнализация;
ПТК	Программно-технический комплекс
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
РАС	Регистрация аварийных ситуаций
РЗА	Релейная защита и автоматика
РВ	Реальное время
РД	Руководящий документ
РИ	Регистрация информации
РК	Регулирующий клапан
РУСН	Распределительное устройство собственных нужд
СВ/СВР	Система возбуждения (основная/резервная)
СН	Собственные нужды
СНКГВ	Система непрерывного контроля газовых выбросов

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

Лист

83

СОПТ	Система оперативного постоянного тока
СУБД	Система управления базами данных
СОЕВ	Система обеспечения единого времени
СТМ	Система телемеханики
ТМО	Тепломеханическое оборудование
ТМ	Телемеханика
ТИ	Телеизмерения
ТН	Трансформатор напряжения
ТТ	Технические требования
ТЗ	Технологическая защита
ТБ	Технологическая блокировка
ТС	Технологическая сигнализация
ТФ	Технологическая функция
УСО	Устройство связи с объектом
ФГУ	Функционально-групповое управление
ЧМИ (HMI)	Человеко-машинный интерфейс (Human-machine interface)
ШП	Шаговая программа
ЩСН	Щит собственных нужд
ЩПТ	Щит постоянного тока
ЩУ	Щит управления
ЭБ	Энергоблок
ЭКП	Экраны коллективного пользования
ЭМС	Электромагнитная совместимость
ЭТО	Электротехническое оборудование
ЭЦ	Электротехнический цех

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

						D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧH-PD	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		84

Приложение А

Технические условия на проектирование системы защиты информации для объекта «ГТЭС Иркинская 867МВт»

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель генерального директора
по производству - главный инженер
ООО «РН-Банкор»


 _____ К. В. Дворкин
 « 30 АПР 2021 » 2021 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ на проектирование системы защиты информации для объекта «ГТЭС Иркинская 867МВт».

При проектировании системы защиты информационной (далее СЗИ) для объекта ГТЭС Иркинская 867 МВт необходимо учесть возможность подключения СЗИ к системе АСДУ ИБ НПС Пайяха.

Требования к системе защиты информации объекта.

Система защиты информации объекта должна состоять из следующих подсистем:

1. идентификация и аутентификация субъектов доступа и объектов доступа;
2. управление доступом субъектов доступа к объектам доступа;
3. ограничение программной среды;
4. регистрация событий безопасности;
5. антивирусная защита;
6. обнаружение (предотвращение) вторжений;
7. контроль (анализ) защищенности информации;
8. обеспечение целостности автоматизированной системы и информации;
9. защита технических средств и оборудования;
10. периметральная система защиты.

Подсистемы защиты информации данного объекта должны обеспечивать выполнение следующих требований:

1. Оборудование СЗИ должно быть размещено в отдельном охраняемом помещении, оснащенном кондиционированием (возможно совмещение размещения в помещении с оборудованием связи). Оборудование СКЗИ (средств комплексной защиты информации) разместить в отдельной серверной стойке. Так же необходимо предусмотреть ИБП соответствующей мощности. Выполнить расчеты электропотребления и тепловыделения.

2. МЭ (межсетевые экраны) применить в кластерном исполнении. Конфигурацию и необходимое количество интерфейсов определить при проектировании. МЭ должны быть классифицированы по 4 уровню контроля отсутствия не декларированных возможностей.

3. МЭ должны соответствовать 4 классу защищенности от несанкционированного доступа к информации. Модель, конфигурацию и набор программных блейдов согласовать с Заказчиком.

4. Логические схемы включения МЭ должны обеспечивать полное прохождение входящего (из внешней сети) и исходящего (во внешнюю сеть) трафика через МЭ. Физическая схема должна быть максимально приближенной к классической трехуровневой модели (доступ—агрегация—ядро). Средства защиты информации (СЗИ) необходимо включить в разрыв между ядром и каналобразующим оборудованием через коммутатор в составе СЗИ под управлением лицензиата ФСТЭК. В случае СЗИ в кластерном исполнении, коммутатор в составе СЗИ обязателен. Не допускается объединение внешних и внутренних каналов передачи данных на одном физическом устройстве, за исключением сетевого оборудования, входящего в состав систем защиты информации». Сети АСУ ТП должны быть физически отделены от корпоративной вычислительной сети (КВС), сопряжение с КВС должно производиться через оборудование СЗИ.

5. При проектировании подсистемы межсетевого экранирования логические и физические схемы включения МЭ должны обеспечивать терминирование на МЭ следующих подсетей при их наличии (сетевых сегментов):

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

- 5.1. пользовательские подсети;
 - 5.2. подсети серверных группировок;
 - 5.3. подсети для доступа как из доверенных, так и из недоверенных сетей;
 - 5.4. подсеть внешней DMZ для серверов публичных ресурсов;
 - 5.5. "Гостевые" подсети для размещения в них сотрудников сторонних организаций;
 - 5.6. подсети для АРМ использующих туннелирование для подключения к внешним серверам;
 - 5.7. подсети IP телефонии;
 - 5.8. подсети принтеров, многофункциональных устройств;
 - 5.9. подсети, в которые выведены интерфейсы управления активного сетевого оборудования, сетевых KVM и серверов (iLO, LOM);
 - 5.10. подсистема антивирусной защиты должна обеспечивать потоковый антивирусный контроль входящего/исходящего трафика на МЭ, блокирование шпионского ПО, антивирусный контроль и контроль приложений на АРМ и серверах информационных систем объекта.
6. Проектируемые СКЗИ должны быть интегрированы в централизованную систему управления Check Point Multi-Domain Management Provider-1 для DMN (CMA) Общества. События безопасности должны логироваться на центральный лог-сервер Check Point Smart Event Общества для дальнейшей обработки SIEM системами.
7. При разработке документации на периметральную систему защиты информации руководствоваться требованиями Компании, а именно:
- 7.1. Инструкцией Компании «Формирование рабочих схем на системы защиты информации»;
 - 7.2. Инструкцией Компании «Формирование политики и настройка межсетевого экрана»;
 - 7.3. Положением Компании «Порядок изменения политики межсетевого экрана» № ПЗ-11.01 P-0127 версия 1.00;
 - 7.4. Положением Компании «Требования к защите ЛВС Компании, подключаемых в ЕКТС ПАО «НК «Роснефть» № ПЗ-11.01 P-0123 версия 1.00»;
 - 7.5. Методическими указаниями Компании «Проведение проектов создания и/или модернизации систем защиты информации»;
 - 7.6. Методическими указаниями Компании «Безопасность телекоммуникационной инфраструктуры»;

Требования по информационной безопасности, предъявляемые к системам ИТСО.

1. При проектировании Систем ИТСО для объекта необходимо учитывать требования внутренних ЛНД и ЛНД ОАО «НК «Роснефть» по информационной безопасности.
2. Системы ИТСО должны быть отделены МЭ от других информационных систем («Специальные требования и рекомендации по технической защите конфиденциальной информации ОАО «НК «Роснефть» п. 5.8.2 и п. 5.8.5 данных требований).
3. Системы ИТСО должны удовлетворять требованиям защиты от несанкционированного доступа (НСД) на уровне, не ниже установленного требованиями, предъявляемыми к категории 1Г по классификации действующего руководящего документа Гостехкомиссии России «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем» 1992 г.
4. Уровень защищенности от несанкционированного доступа средств вычислительной техники, обрабатывающих информацию в системах ИТСО, должны соответствовать требованиям к классу защищенности 5 согласно требованиям действующего руководящего документа Гостехкомиссии России «Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Показатели защищенности от несанкционированного доступа к информации», 1992г.
5. На Системы ИТСО должен быть разработан пакет документации в соответствии с Положением Компании «Порядок ввода информационных систем в промышленную эксплуатацию» № ПЗ-11.01 P-0085 Версия 1.00.

Требования к системе безопасности АСУ ТП объекта.

1. На стадии разработки проектной документации необходимо:
 - 1.1. Определить категорию значимости объекта согласно требованиям Федерального закона от 26.07.2017 №187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» на основании постановления Правительства Российской Федерации от 8 февраля 2018 г. N 127

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

"Об утверждении Правил категорирования объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, а также перечня показателей критериев значимости объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и их значений". Предоставить проект Акта категорирования с описанием наиболее опасных сценариев аварий и оценками возможного ущерба относительно соответствующих показателей, представленных в перечне показателей критериев значимости объектов критической информационной инфраструктуры российской федерации и их значения ППРФ от 8февраля 2018 г. №127. В случае отсутствия категории значимости определить уровень значимости (критичности) информации, обрабатываемой в системе регистрации аварийных событий, в соответствии с Приказом ФСТЭК от 14.03.2014г. №31 «Об утверждении Требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды». Предоставить расчеты степени возможного ущерба в результате чрезвычайной ситуации, возникшей в результате нарушения свойств безопасности информации (целостности, доступности, конфиденциальности) для определения класса защищенности.

1.2. Выполнить разработку модель угроз безопасности информации согласно методическому документу «Методика оценки угроз безопасности информации», утверждённому ФСТЭК России от 05.02.2021, на основе которой произвести оценку актуальных угроз безопасности информации определить компенсирующие меры защиты, согласно Приказу ФСТЭК от 14.03.2014г. №31 или Приказу ФСТЭК России №239 от 25.12.2017 в зависимости от присвоенной категории.

1.3. Требования по ИБ систем АСУ ТП изложить в соответствии с письмом Компании ПАО «НК «Роснефть» ИСХ-95-62782-21 от 30.11.2021 (Приложение 1).

2. Проектную и рабочую документации выполнить в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013 «Национальный стандарт Российской Федерации. Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации».

3. На системы АСУ ТП должны быть разработаны комплекты документации в соответствии с Положением Компании «Порядок ввода информационных систем в промышленную эксплуатацию» № ПЗ-11.01 Р-0085 Версия 1.00.

4. В случае отнесения АСУ ТП к значимым объектам критической информационной инфраструктуры и присвоению объекту категории значимости согласно требованиям Федерального закона №187-ФЗ от 26.07.2017 документацию разработать в соответствие с (Приложением №2)

5. При разработке документации на систему защиты АСУ ТП руководствоваться требованиям Компании, а именно:

5.1. Положением документа «Методические рекомендации по организации безопасных сетевых взаимодействий АСУ ТП и измерительных систем с производственными системами».

5.2. Положением Компании № ПЗ-11 Р-0012 «Информационная безопасность. Автоматизированные системы Управления технологическими процессами».

5.3. Положением Компании № ПЗ-11.01 Р-0220 «Обеспечение безопасности объектов Критической информационной инфраструктуры»

6. Рассмотреть возможность импорта замещения согласно «Проект Постановления Правительства РФ «Об утверждении требований к программному обеспечению и оборудованию, используемому на объектах критической информационной инфраструктуры, и порядка перехода на преимущественное использование российского программного обеспечения и оборудования».

Общие требования безопасности к беспроводным Wi-Fi-сетям.

1. Требования к системе безопасности беспроводной сети (далее - БС)

1.1. Общие требования по безопасности:

1.1.1. Пароли доступа, установленные по умолчанию, должны быть изменены на соответствующие корпоративным требованиям.

1.1.2. Должны использоваться индивидуальные учетные записи для доступа к техническим средствам БС для административного персонала, обеспечивающего эксплуатацию БС. Должна быть возможность разграничения прав доступа административного персонала, обеспечивающего эксплуатацию БС, на управление БС.

1.1.3. Небезопасные протоколы управления беспроводными устройствами, такие как HTTP, SNMP, TELNET и т.п. должны быть отключены.

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

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

- 1.1.4. Пользовательский и управляющий трафик должен быть разграничен на канальном (VLAN) и на сетевом уровне.
- 1.1.5. Точки доступа (далее - ТД) должны разграничивать трафик между пользователями в одном или разных WLAN путем кодирования широковещательных и не широковещательных пакетов разными ключами, а также кодирования пакетов в разных WLAN разными наборами ключей.
- 1.1.6. Необходимо исключить широковещательную рассылку SSID.
- 1.1.7. Должно быть обеспечено использование разных SSID для разных групп корпоративных пользователей и посетителей.
- 1.1.8. Должно быть обеспечено разделение трафика отдельных SSID на канальном уровне.
- 1.1.9. Система БС должна обеспечивать аутентификацию корпоративных пользователей по протоколу 802.1x. При этом должна поддерживаться аутентификация с использованием сертификатов, «bonded» аутентификация.
- 1.1.10. Система БС должна поддерживать аутентификацию пользователей с использованием Web-браузера.
- 1.1.11. Для защиты трафика беспроводные устройства должны использовать стандарты безопасности 802.1 Q.
- 1.1.12. Для кодирования трафика должен применяться крипто алгоритм AES.
- 1.2. Требования к настройкам безопасности клиентского оборудования беспроводной сети.
- 1.2.1. Должны быть учтены требования и конфигурации устройств с поддержкой беспроводного доступа для типовой конфигурации клиентского места корпоративных пользователей.
- 1.3. Требования по безопасности взаимодействию с проводной ЛВС:
- 1.3.1. Подключение БС и корпоративной (проводной) ЛВС должно осуществляться через существующий межсетевой экран. Должен осуществляться контроль траффика меж сетевого взаимодействия средствами обнаружения/предупреждения вторжений.
- 1.3.2. Должны быть предусмотрены порты на сетевом оборудовании, входящем в состав БС, обеспечивающие возможность подключения системы обнаружения вторжений.
- 1.4. Требования по взаимодействию между точками доступа и коммутаторами БС.
- 1.4.1. Управляющее взаимодействие между коммутатором БС и точками доступа (обмен конфигурационной информацией, получение данных мониторинга сети) должно осуществляться по выделенной для управления виртуальной сети (VLAN) с кодированием пакетов.
- 1.4.2. Система БС должна обеспечивать туннелирование и кодирование трафика между точками доступа и коммутаторами БС.
- 1.5. Требования по обнаружению, идентификации и подавлению сторонних (несанкционированных) беспроводных устройств.
- 1.6. Система БС должна обеспечивать обнаружение вторжений на физическом уровне (на уровне радиопередачи) и уведомлять администратора о них на консоль оператора, специализированного ПО управления БС.
- 1.7. Система БС должна обеспечивать администратору возможность отслеживать и подавлять соединения клиентских устройств в режиме «AD HOC» с помощью имеющихся ТД по командам управляющего ПО.
- 1.8. Обнаружение сторонних (несанкционированных) беспроводных устройств должно осуществляться ТД как в нормальном режиме работы взаимодействия с клиентскими устройствами (прием-передача), так и в специальном режиме обнаружения (только прием). В последнем случае обнаружение происходит 100% времени. Администратор системы должен иметь возможность выбора ТД, осуществляющих функции обнаружения сторонних (несанкционированных) беспроводных устройств, а так же выбора режима обнаружения (постоянно, периодически по расписанию, по требованию). Допускается установка дополнительных ТД для поддержки данного режима работы.
- 1.9. Система БС должна уведомлять администраторов БС об обнаружении сторонних (несанкционированных) беспроводных устройств и позволять автоматически подавлять, любые взаимодействия с устройством-нарушителем.
- 1.10. Система БС должна обеспечивать поиск пользователей, в том числе физическое местоположение на поэтажных планах.
- 1.11. Требования к системе управления.
- 1.11.1. Система управления БС должна поддерживать административное отключение пользователей от сети.
- 1.11.2. Система БС должна поддерживать журналирование сессий пользователей.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

1.11.3. Система БС должна автоматически отправлять администратору уведомления об изменениях в конфигурации оборудования БС на консоль оператора специализированного ПО управления БС.

2. Требования к системе планирования и развертыванию сети:

2.1. Специализированное программное обеспечение (ПО) управления БС должно обеспечивать планирование радио покрытия помещений на основании поэтажных планов и типов строительных материалов из которых изготовлены этажные перегородки и межэтажные перекрытия.

2.2. Специализированное ПО управления БС должно поддерживать импорт поэтажных планов в формате AutoCAD DXF/DWG (с возможностью указания типов строительных материалов из которых изготовлены этажные перегородки и межэтажные перекрытия) или в растровых форматах JPEG, GIF.

2.3. Специализированное ПО управления БС должно поддерживать создание чертежей поэтажных планов с возможностью указания типов строительных материалов из которых изготовлены этажные перегородки и межэтажные перекрытия.

3. Должна обеспечиваться отказоустойчивость системы.

4. Функциональные требования:

4.1. ТД устанавливаются в труднодоступных для обслуживания местах (под или за фальшь-потолками, на потолке, на стенах под потолком), поэтому должны быть не обслуживаемыми:

4.1.2 не иметь консольных портов;

4.1.3. не хранить конфигурационные файлы локально, а получать их при включении ТД с коммутатора БС.

4.2. ТД должны подключаться к коммутаторам БС как напрямую, так и через существующую корпоративную ЛВС.

4.3. ТД должны поддерживать связь с коммутатором БС по протоколу IP, обеспечивая удаленный вынос радиопокрытия через IP-сеть.

4.4. Требования по взаимодействию с проводной ЛВС:

4.4.1. БС должна поддерживать виртуальные сети стандарта 802.1Q.

4.4.2. Коммутаторы БС должны обеспечивать возможность выбора номера VLAN.

4.4.3. БС должна поддерживать возможность назначения пользователя БС во VLAN по результатам прохождения аутентификации пользователя.

4.5. Требования к роумингу пользователей:

4.5.1. После аутентификации, система должна поддерживать у пользователя постоянный IP-адрес в процессе роуминга.

4.5.2. Система должна позволять ограничивать роуминг для определенных пользователей и групп пользователей с помощью назначения администратором правил, основанных на местоположении пользователей.

Приложения:

Приложение 1. Требования по ИБ систем АСУ ТП изложить в соответствии с письмом Компании ПАО «НК «Роснефть» от 30.11.2021 ИСХ-95-62782-21.

Приложение 2. Перечень ОРД КИИ.

Заместитель начальника управления УМАИТиТ

 Ю. К. Чернышев

Начальника отдела информационной безопасности УМАИТиТ

В. Н. Слюсарев

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД



**ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ «РОСНЕФТЬ»**
(ПАО «НК «Роснефть»)

Почтовый адрес: Софийская наб., д. 26/1, г. Москва, 117997
Тел.: (499) 517-88-88, факс: (499) 517-72-35
e-mail: postman@rosneft.ru, http://www.rosneft.ru
ОКПО 00044428; ОГРН 1027700043502; ИНН/КПП 7706107510/997250001

30.11.2021 ИСХ-95-62782-21
от _____ № _____

на № _____ от _____

О технических требованиях по ИБ к АСУ ТП

Приложение 1

Генеральным директорам
Обществ Группы
ПАО «НК «Роснефть»
(по списку)

Уважаемые коллеги!

В целях исполнения требований Положения Компании «Информационная безопасность. Автоматизированные системы управления технологическими процессами» № ПЗ-11 Р-0012 Департаментом информатизации и развития бизнес-процессов разработан обновленный типовой раздел «Требования по обеспечению информационной безопасности АСУ ТП, измерительных систем и систем телемеханики» (далее – Требования по ИБ АСУ ТП) (Приложение) взамен типового раздела по ИБ АСУ ТП, направленного письмом от 03.11.2017 № АФ-63895.

Прошу Вас обеспечить включение обновленного раздела Требования по ИБ АСУ ТП в состав технических требований на создание/модернизацию АСУ ТП, измерительных систем и на проектирование/комплектацию программно-технического комплекса систем телемеханики для распределенных технологических объектов.

Приложение: Типовой раздел «Требования по обеспечению информационной безопасности АСУ ТП, измерительных систем и систем телемеханики», на 25 л.

С уважением,

Директор Департамента информатизации и
развития бизнес-процессов

О.В. Босенко

СОГЛАСОВАНО:

Главный метролог

Ж.И. Елоза

Исп.: Фарафонова Ксения Владимировна
Тел.: 8 (499) 517-88-88, доб. 32071
Исп.: Спирин Евгений Юрьевич
Тел.: +7 (499) 517-88-88, доб. 33413



0000000000359534125



0000000000359525522



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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

Приложение 1

ПРИЛОЖЕНИЕ №. ТИПОВОЙ РАЗДЕЛ «ТРЕБОВАНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ АСУ ТП, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ И СИСТЕМ ТЕЛЕМЕХАНИКИ»

Требования, изложенные в настоящем Типовом разделе, должны быть адаптированы под конкретную АСУ ТП, измерительную систему или систему телемеханики (далее – АСУ ТП).

Защита информации в АСУ ТП является составной частью работ по созданию (модернизации) и эксплуатации АСУ ТП и должна обеспечиваться на всех стадиях ее жизненного цикла.

Принимаемые организационные и технические меры защиты информации:

- должны обеспечивать доступность обрабатываемой в автоматизированной системе управления информации (исключение неправомерного блокирования информации), ее целостность (исключение неправомерного уничтожения, модифицирования информации), а также, при необходимости, конфиденциальность (исключение неправомерного доступа, копирования, предоставления или распространения информации);
- должны соотноситься с мерами по промышленной, физической, пожарной, экологической, радиационной безопасности, иными мерами по обеспечению безопасности автоматизированной системы управления и управляемого (контролируемого) объекта и/или технологического процесса;
- не должны оказывать отрицательного влияния на штатный режим функционирования автоматизированной системы управления.

1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

АУТЕНТИФИКАЦИЯ Проверка принадлежности субъекту доступа предъявленного им идентификатора (подтверждение подлинности субъекта доступа в АСУ ТП). [Стандарт Компании № ПЗ-11.1 СЦ-001.02 ЮЛ-001]

БАЗОВЫЙ НАБОР МЕР ЗАЩИТЫ ИНФОРМАЦИИ Минимальный набор мер защиты информации, установленный для соответствующего класса защищенности/категории значимости АСУ ТП. [Термины и определения настоящего документа]

ВЛАДЕЛЕЦ АСУ ТП Юридическое лицо, осуществляющие деятельность по эксплуатации АСУ ТП, в том числе по обработке информации, содержащейся в ее базах данных. [Термины и определения настоящего документа]

НУЛЕВОЙ УРОВЕНЬ АСУ ТП Уровень, реализующий функции получения и первичного преобразования информации о протекании технологических процессов и об оперативном состоянии оборудования. [Положение Компании № ПЗ-04 Р-0389]

ПЕРВЫЙ УРОВЕНЬ АСУ ТП Уровень, реализующий функции регулирования, противоаварийной защиты и блокировок. [Положение Компании № ПЗ-04 Р-0389]

ВТОРОЙ УРОВЕНЬ АСУ ТП Уровень, реализующий функции оперативного (диспетчерского) контроля и управления технологическими объектами. [Положение Компании № ПЗ-04 Р-0389]

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

Лист

91

ДЕМИЛИТАРИЗОВАННАЯ ЗОНА АСУ ТП Пограничный сегмент сети автоматизированной системы управления технологическим процессом с внешними по отношению к ней сетями (также известный как защищенная подсеть), выполняющий функции «нейтральной зоны» между указанными сетями. [Положение Компании № ПЗ-11 Р-0012]

ДОСТУПНОСТЬ ИНФОРМАЦИИ Состояние информации, характеризующее способность автоматизированной системы обеспечивать беспрепятственный доступ к информации субъектов, имеющих на это полномочия. [Термины и определения корпоративного глоссария]

ЗНАЧИМЫЙ ОБЪЕКТ КРИТИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ Объект критической информационной инфраструктуры, которому присвоена одна из категорий значимости и который включен в реестр значимых объектов критической информационной инфраструктуры. [Федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ]

ИДЕНТИФИКАТОР Уникальный признак субъекта или объекта доступа. [Стандарт Компании № ПЗ-11.1 СЦ-001.02 ЮЛ-001]

ИДЕНТИФИКАЦИЯ Присвоение субъектам доступа (пользователям, процессам) и объектам доступа (информационным ресурсам, устройствам) идентификатора и (или) сравнение предъявляемого идентификатора с перечнем присвоенных идентификаторов. [Стандарт Компании № ПЗ-11.1 СЦ-001.02 ЮЛ-001]

ИНФОРМАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ АСУ ТП Составная часть безопасности, отражающая влияние свойств (целостности, доступности, конфиденциальности и др.) информации, обрабатываемой и производимой автоматизированной системы управления технологическим процессом, на безопасность и надежность ее функционирования. [Положение Компании № ПЗ-11 Р-0012]

ИНЦИДЕНТ Появление одного или нескольких нежелательных, или неожиданных событий информационной безопасности, с которыми связана значительная вероятность компрометации бизнес-операций, нарушения штатного функционирования автоматизированной системы управления технологическим процессом и создания угрозы информационной безопасности. [Термины и определения корпоративного глоссария]

КОМПЕНСИРУЮЩАЯ МЕРА Мера по защите информации в автоматизированной системе управления технологическим процессом, дополнительно предпринимаемая в связи с практической невозможностью безусловно применить набор мер, формально определенных установленным классом защищенности автоматизированной системы управления технологическим процессом. [Положение Компании № ПЗ-11 Р-0012]

КОНТРОЛИРУЕМАЯ ЗОНА Пространство (территория, здание, часть здания), в котором исключено неконтролируемое пребывание лиц, а также транспортных, технических или иных средств. [Методический документ ФСТЭК России утв.11.02.2014]

КОНФИДЕНЦИАЛЬНОСТЬ ИНФОРМАЦИИ Обязательное для выполнения лицом, получившим доступ к определенной информации, требование не передавать такую информацию третьим лицам без согласия ее обладателя.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

[Термины и определения корпоративного глоссария]

**КРИТИЧЕСКАЯ
ИНФОРМАЦИОННАЯ
ИНФРАСТРУКТУРА**

Объекты критической информационной инфраструктуры, а также сети электросвязи, используемые для организации взаимодействия таких объектов. [Федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ]

**НАРУШИТЕЛЬ
ИНФОРМАЦИОННОЙ
БЕЗОПАСНОСТИ**

Лицо, которое в результате умышленных или неумышленных действий может нанести ущерб информационным активам, в том числе информационным системам, информационным ресурсам и т.п. [Термины и определения корпоративного глоссария]

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ
ИНФОРМАЦИОННОЙ
БЕЗОПАСНОСТИ**

Реализация комплекса организационных и технических мер по защите информации и систем автоматизации от широкого спектра угроз (в отношении целостности, доступности и конфиденциальности обрабатываемой и хранящейся информации) с целью обеспечения функционирования автоматизированной системы управления технологическим процессом. [Положение Компании № ПЗ-11 Р-0012]

**ОБЪЕКТЫ
КРИТИЧЕСКОЙ
ИНФОРМАЦИОННОЙ
ИНФРАСТРУКТУРЫ**

Информационные системы, информационно-телекоммуникационные сети, автоматизированные системы управления субъектов критической информационной инфраструктуры. [Федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ]

ПЕРИМЕТР АСУ ТП

Физическая и (или) логическая граница АСУ ТП (сегмента АСУ ТП), в пределах которой Владельцем АСУ ТП обеспечивается защита информации в соответствии с едиными правилами и процедурами, а также контроль за реализованными мерами защиты информации. [Термины и определения настоящего документа]

**ПОЛЬЗОВАТЕЛЬ
АСУ ТП**

Любой работник, который в процессе своей трудовой деятельности обращается к средствам вычислительной техники, применяемым в автоматизированных системах управления технологическими процессами, с запросом на выполнение работ. [Положение Компании № ПЗ-04 Р-0389]

РОЛЬ

Предопределенная совокупность правил, устанавливающих допустимое взаимодействие между пользователем и АСУ ТП. [Термины и определения настоящего документа]

СЕГМЕНТ АСУ ТП

Совокупность нескольких компонентов АСУ ТП, использующих общую (в том числе разделяемую) среду передачи и объединенных для единства решения функциональных задач. [Термины и определения настоящего документа]

**СИСТЕМНОЕ
ПРОГРАММНОЕ
ОБЕСПЕЧЕНИЕ АСУ ТП**

Программное обеспечение, предназначенное для разработки или обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления (SCADA - системы, специализированное ПО, необходимое для корректной работы данных систем, среды разработки и т.п.). [Термины и определения настоящего документа]

**СОБЫТИЕ
БЕЗОПАСНОСТИ
(ИНФОРМАЦИОННОЙ)**

Идентифицированное возникновение состояния АСУ ТП (сегмента, компонента АСУ ТП), сервиса или сети, указывающее на возможное нарушение безопасности информации, или сбой

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

средств защиты информации, или ранее неизвестную ситуацию, которая может быть значимой для безопасности информации. [Положение Компании № ПЗ-11 Р-0012]

СУБЪЕКТ ДОСТУПА

Пользователь, процесс, выполняющие операции (действия) над объектами доступа и действия которых регламентируются правилами разграничения доступа. [Методический документ ФСТЭК России утв.11.02.2014]

СУБЪЕКТЫ КРИТИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Государственные органы, государственные учреждения, российские юридические лица и (или) индивидуальные предприниматели, которым на праве собственности, аренды или на ином законном основании принадлежат информационные системы, информационно-телекоммуникационные сети, автоматизированные системы управления, функционирующие в сфере здравоохранения, науки, транспорта, связи, энергетики, банковской сфере и иных сферах финансового рынка, топливно-энергетического комплекса, в области атомной энергии, оборонной, ракетно-космической, горнодобывающей, металлургической и химической промышленности, российские юридические лица и (или) индивидуальные предприниматели, которые обеспечивают взаимодействие указанных систем или сетей. [Федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ]

УДАЛЕННЫЙ ДОСТУП

Процесс получения доступа (через внешнюю сеть) к объектам доступа АСУ ТП из другой информационной системы (сети) или со средства вычислительной техники, не являющегося постоянно (непосредственно) соединенным физически или логически с АСУ ТП, к которой он получает доступ. [Термины и определения настоящего документа]

УПРАВЛЕНИЕ ДОСТУПОМ

Ограничение и контроль доступа субъектов доступа к объектам доступа в АСУ ТП в соответствии с установленными правилами разграничения доступа. [Термины и определения настоящего документа]

УЯЗВИМОСТЬ

Свойство информационной системы, обуславливающее возможность реализации угроз безопасности, обрабатываемой в ней информации. [Термины и определения корпоративного глоссария]

ЦЕЛОСТНОСТЬ ИНФОРМАЦИИ

Свойство безопасности информации, при котором отсутствует любое ее изменение, либо изменение осуществляется только преднамеренно субъектами, имеющими на него право. [Термины и определения корпоративного глоссария]

2. СОКРАЩЕНИЯ

АВЗ	Антивирусная защита
АСО	Активное сетевое оборудование
АУД	Аудит безопасности
ДМЗ	Демилитаризованная зона

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

ДНС	Обеспечение действий в нештатных (непредвиденных) ситуациях
ЗИС	Защита автоматизированной системы и ее компонентов
ЗНИ	Защита машинных носителей информации
ЗТС	Защита технических средств и систем
ИАФ	Идентификация и аутентификация субъектов доступа и объектов доступа
ИНЦ	Реагирование на компьютерные инциденты
КИИ	Критическая информационная инфраструктура
ОКИИ	Объект(ы) критической информационной инфраструктуры
МЭ	Межсетевой экран
ОДТ	Обеспечение доступности
ОПО	Управление обновлениями программного обеспечения
ОПС	Ограничение программной среды
ОС	Операционная система
ОЦЛ	Обеспечение целостности
ППО	Прикладное (в том числе системное) программное обеспечение АСУ ТП
СОВ	Система обнаружения вторжений
СОПВ	Система обнаружения и предотвращения вторжений
СрЗИ	Средство защиты информации
УЗ	Учетная запись
УКФ	Управление конфигурацией автоматизированной системы управления и ее системы защиты
УПД	Управление доступом субъектов доступа к объектам доступа
BIOS	Базовая система ввода-вывода

3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Требования к обеспечению информационной безопасности в АСУ ТП определяются в зависимости от установленной в следующем разделе класса защищенности / категории значимости автоматизированной системы управления, а также в соответствии со следующими нормативными документами:

- Федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»;
- Приказ ФСТЭК России от 14.03.2014 г. № 31 «Об утверждении Требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧH-PD

и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды»;

- Приказ ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»;
- Приказ ФСТЭК России от 21.12.2017 № 235 «Об утверждении Требований к созданию систем безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и обеспечению их функционирования»;
- ГОСТ Р 8.654-2015 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения»;
- Политика Компании «В области информационной безопасности» № ПЗ-11.01 П-01 версия 2.00;
- Положение Компании «Информационная безопасность. Автоматизированные системы управления технологическими процессами» № ПЗ-11 Р-0012;
- Положение Компании № ПЗ-11.01 Р-0123 «Требования к защите локальных вычислительных сетей Компании, подключаемых в единую корпоративную телекоммуникационную систему ПАО «НК «Роснефть».

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

4. КЛАССИФИКАЦИОННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИСПОЛНИТЕЛЮ

Для всех АСУТП/ОКИИ, в случае если Исполнителем при реализации проекта планируется осуществлять работы по проектированию и внедрению (модернизации) (под)системы защиты информации.

Исполнитель должен обладать практическим опытом выполнения работ по обеспечению информационной безопасности не менее 3 лет.

Для выполнения работ по проектированию и внедрению системы защиты информации, Исполнителем должны быть включены в проектную команду специалисты, удовлетворяющие следующим требованиям к квалификации:

- имеющие высшее образование по направлению подготовки (специальности) в области информационной безопасности и стаж в области проводимых работ не менее 5 лет – не менее 1 специалиста.
- имеющие высшее образование по направлению подготовки (специальности) в области информационной безопасности и стаж в области проводимых работ не менее 3 лет – не менее 1 специалиста.

5. КЛАСС ЗАЩИЩЁННОСТИ / КАТЕГОРИЯ ЗНАЧИМОСТИ АСУ ТП

В соответствии с требованиями Приказа ФСТЭК России от 14.03.2014 № 31 АСУ ТП присвоен класс защищённости «указать класс защищённости АСУ ТП».

Или, в случае отнесения АСУ ТП к категории значимых или подлежащих категорированию ОКИИ:

В соответствии с требованиями Федерального закона «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» от 26.07.2017 №187-ФЗ, АСУ ТП присвоена категория значимости «указать категорию значимости АСУ ТП».

6. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ МЕРАМ ЗАЩИТЫ ИНФОРМАЦИИ В АСУ ТП

Информационная безопасность компонентов АСУ ТП должна обеспечиваться такими техническими, программными и организационными мерами и решениями, которые полностью исключают или эффективно ограничивают возможности как самопроизвольного, так и умышленного искажения сигналов и данных в системе, способного приводить к неблагоприятным последствиям.

Базовый набор технических мер защиты информации¹ для АСУ ТП формируется на основе присвоенного класса защищённости / категории значимости (п.5) и включает следующие классы мер (надстрочные индексы в идентификаторах конкретных мер указывают на необходимость рассмотрения для соответствующего класса защищённости / категории значимости; меры с идентификаторами без надстрочных индексов должны быть рассмотрены для любого класса защищённости / категории значимости):

¹ Обозначение и наименование мер защиты даны в соответствии с требованиями Приказа ФСТЭК России от 14.03.2014 г. № 31 и требованиями Приказа ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239.

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

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

6.1. ИДЕНТИФИКАЦИЯ И АУТЕНТИФИКАЦИЯ СУБЪЕКТОВ ДОСТУПА И ОБЪЕКТОВ ДОСТУПА

(ИАФ.1, ИАФ.2, ИАФ.3, ИАФ.4, ИАФ.5, ИАФ.7)

Для обеспечения идентификации и аутентификации СрЗИ АСУ ТП должны выполняться:

- идентификацию и аутентификацию пользователей и инициируемых ими процессов (ИАФ.1);
- идентификацию и аутентификацию устройств (ИАФ.2);
- управление идентификаторами (ИАФ.3);
- управление средствами аутентификации (ИАФ.4);
- идентификацию и аутентификацию внешних пользователей (ИАФ.5);
- защиту аутентификационной информации при передаче (ИАФ.7).

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования встроенных в BIOS, операционную систему (ОС) или прикладное программное обеспечение (ППО) АСУ ТП механизмов защиты информации, средств антивирусной защиты (АВЗ), активного сетевого оборудования (АСО), средств межсетевого экранирования (МЭ), организационных мер и иных СрЗИ.

Примечание:

Учётные данные, используемые в АСУ ТП и её СрЗИ, должны создаваться в соответствии с требованиями локально-нормативных документов Компании в области обеспечения защиты информации в АСУ ТП. Механизмы идентификации и аутентификации ОС, ППО, АСО, АВЗ, МЭ должны обладать следующими функциональными характеристиками:

- возможность задания произвольной длины пароля, состоящего из цифро-буквенных символов верхнего и нижнего регистра, а также специальных символов, минимальной сложности пароля (длина пароля должна быть не менее 8 символов и состоять из цифр, букв и специальных символов);
- возможность ограничения срока действия пароля;
- возможность запрета повторного использования пароля;
- возможность уведомления пользователя АСУ ТП о необходимости смены пароля;
- хранение паролей доступа в АСУ ТП в защищенном виде;
- ограничение неуспешных попыток входа в АСУ ТП (блокировка УЗ после 5 неуспешных попыток доступа);
- при смене пароля:
 - a) возможность двойного подтверждения при самостоятельной смене пароля;
 - b) возможность автоматического сброса поля ввода после каждой проверки введенного пароля;
- парольный ввод в АСУ ТП должен осуществляться:
 - a) без отображения истинных символов в поле ввода;
 - b) с двойным подтверждением при самостоятельной смене;
 - c) со сбросом поля ввода после каждой проверки введенного пароля;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

Лист

98

- хранение и передача по сети паролей доступа в АСУ ТП должно осуществляться в защищенном виде. Запрещается хранить и передавать пароли в незащищенном виде;
- пароли, создаваемые по умолчанию, в том числе к системным и служебным учетным записям, а также служебные коды доступа к контроллерам и оборудованию КИПиА должны быть изменены после инсталляции системы и/или монтажа оборудования перед запуском АСУ ТП в эксплуатацию.

6.2. УПРАВЛЕНИЕ ДОСТУПОМ СУБЪЕКТОВ ДОСТУПА К ОБЪЕКТАМ ДОСТУПА

(УПД.1, УПД.2, УПД.3^{1,2}, УПД.4, УПД.5, УПД.6, УПД.8¹, УПД.9¹, УПД.10, УПД.11, УПД.13, УПД. 14)

Для управления доступом СрЗИ АСУ ТП должны выполнять:

- управление учетными записями пользователей (УПД.1);
- реализацию политик управления доступом (УПД.2);
- доверенную загрузку (УПД.3);
- разделение полномочий (ролей) пользователей (УПД.4);
- назначение минимально необходимых прав и привилегий (УПД.5);
- ограничение неуспешных попыток доступа к автоматизированной системе (УПД.6);
- оповещение пользователей при успешном входе о предыдущем доступе к автоматизированной системе (УПД.8);
- ограничение числа параллельных сеансов доступа (УПД.9);
- блокирование сеанса доступа пользователя при неактивности (УПД.10);
- управление действиями пользователей до идентификации и аутентификации (УПД.11);
- реализацию защищенного удаленного доступа (УПД.13);
- контроль доступа из внешних информационных (автоматизированных) систем (УПД.14).

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования встроенных в ОС, ППО механизмов защиты информации, средств антивирусной защиты (АВЗ), активного сетевого оборудования (АСО) и средств межсетевого экранирования (МЭ) и иных СрЗИ.

Примечание:

При реализации доступа работников к компонентам АСУ ТП необходимо наличие:

- возможности настройки минимально необходимых полномочий для решения производственных задач;
- возможности отключения всех дополнительных прав работников и функционала систем;
- возможности настройки права доступа на уровне модулей ППО АСУ ТП;
- возможности настройки права доступа на уровне баз данных АСУ ТП, при этом доступ работников к базам данных, используемых в АСУ ТП, должен быть ограничен. Доступ к базам данных должен быть разрешен только администраторам АСУ ТП и только при условии регистрации всех событий и действий работника в базе данных. Все действия, совершаемые работниками в базах данных должны регистрироваться в журналах баз данных либо в специальных системах контроля действий пользователей баз данных;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

Лист

99

- возможности настройки права доступа на уровне операционных систем серверов управления и АРМ;
- возможности настройки права доступа на уровне контроллеров и оборудования нижнего уровня АСУ ТП (уровня КИПиА);
- при предоставлении прав и привилегий по доступу к компонентам АСУ ТП:
- возможность разделять права таким образом, чтобы у одного лица не было полного контроля над всеми компонентами АСУ ТП;
- возможность разделения прав администрирования по компонентам АСУ ТП – РСУ, ПАЗ, КИПиА;
- исключение неконтролируемого совершения операций в АСУ ТП другими лицами;
- возможность управления доступом на уровне ролей. При этом минимальный набор ролей на уровне ППО АСУ ТП должен включать:
 - a) роль, реализующую функции администратора АСУ ТП, включающие внесение изменений в состав и конфигурацию АСУ ТП, установку и инициализацию модулей ПО, создание учетных записей работников и управление правами доступа;
 - b) роль, реализующую функции оператора АСУ ТП, включающие осуществление задач по контролю и управлению технологическим процессом, без возможностей внесения изменений в состав и конфигурацию компонентов АСУ ТП.
- возможность мониторинга и контроля средствами ОС и АВЗ за применением мобильных технических средств (флэш-накопители, внешние накопители на жестких дисках, ноутбуки, нетбуки, планшеты, сотовые телефоны, цифровые камеры, звукозаписывающие устройства и иные устройства);
- все действия по созданию учетных записей (идентификаторов), присвоения и изменения прав доступа к компонентам АСУ ТП должны регистрироваться в журналах АСУ ТП.

6.3. ОГРАНИЧЕНИЕ ПРОГРАММНОЙ СРЕДЫ

(ОПС.1¹, ОПС. 2^{1,2})

Для ограничения программной среды СрЗИ АСУ ТП должны выполнять:

- управление запуском (обращениями) компонентов программного обеспечения (ОПС.1);
- управление установкой (инсталляцией) компонентов программного обеспечения (ОПС.2).

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования встроенных в ОС, ППО, АВЗ механизмов защиты информации.

Примечание:

Для АСУ ТП должен быть определен и документирован перечень ПО, устанавливаемого на АРМ и серверы, входящие в ее состав. В состав ПО АСУ ТП должны входить только те программные средства и модули, которые необходимы для реализации функций АСУ ТП на конкретном АРМ или сервере с учетом решаемых ими задач, а также применяемые в целях обеспечения ИБ программные средства и модули.

Учетные записи, имеющие права доступа к прикладному ПО в качестве операторов АСУ ТП, не должны иметь доступ к системным утилитам, к файлам конфигурации, к системным и исполняемым файлам компонентов АСУ ТП. При организации работы операторов на АРМ и серверах управления АСУ ТП рабочая среда операторов должна быть

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

ограничена только перечнем приложений, необходимых для решения ими своих производственных задач. Все случаи получения доступа к системным утилитам и их использования должны протоколироваться в соответствующих журналах компонентов АСУ ТП.

Применяемые программные средства должны отвечать следующим условиям:

- являться официальной версией разработчика/вендора ПО;
- иметь официальное подтверждение совместимости (прикладных систем с общесистемным ПО) от разработчика/вендора, либо иметь документально подтвержденное заключение об успешных испытаниях на совместимость от поставщиков АСУ ТП;
- отвечать требованиям по лицензионной чистоте, не нарушать чьи-либо права интеллектуальной собственности;
- иметь комплект эксплуатационной документации, включая руководства пользователя (оператора) и администратора.

6.4. ЗАЩИТА МАШИННЫХ НОСИТЕЛЕЙ ИНФОРМАЦИИ

(ЗНИ.1, ЗНИ.2, ЗНИ.5, ЗНИ.6¹, ЗНИ.7, ЗНИ.8)

Для обеспечения защиты машинных носителей информации СрЗИ АСУ ТП должны выполнять:

- учёт машинных носителей информации (ЗНИ.1);
- управление физическим доступом к машинным носителям информации (ЗНИ.2);
- контроль использования интерфейсов ввода (вывода) информации на машинные носители информации (ЗНИ.5);
- контроль ввода (вывода) информации на машинные носители информации (ЗНИ.6);
- контроль подключения машинных носителей информации (ЗНИ.7);
- уничтожение (стирание) информации на машинных носителях информации (ЗНИ.8).

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования встроенных в ОС и BIOS механизмов защиты информации, средств антивирусной защиты (АВЗ).

Примечание:

В BIOS АРМ операторов и инженерных станций АСУ ТП, серверов управления АСУ ТП должна быть запрещена загрузка операционных систем с иных носителей, кроме жесткого диска компьютеров и серверов.

При отсутствии производственной необходимости, все интерфейсы и устройства ввода-вывода на съемные носители, включая порты USB, IEEE 1394, порты карт памяти, устройства чтения и записи на оптические и магнитные диски должны быть отключены, а возможность чтения/записи с/на съемные носители должна быть заблокирована с использованием механизмов защиты ОС или АВЗ. Должна быть предусмотрена возможность физического ограничения доступа к машинным носителям информации устройств (АРМ, серверы, ПЛК, КИПиА) посредством опломбирования корпусов и интерфейсов (пломбировочные материалы должны быть включены в состав поставки АСУ ТП).

Все факты использования съемных носителей информации, с указанием совершенных операций (чтения/записи с/на носитель) должны регистрироваться в соответствующих системных журналах (ОС, АВЗ) с указанием времени регистрации события, совершенной операции, имени активного пользователя в ОС компонента АСУ ТП.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

6.5. АУДИТ БЕЗОПАСНОСТИ

(АУД.1, АУД.2, АУД.3, АУД.4, АУД.5¹, АУД.6, АУД.7, АУД.8, АУД.9¹)

Для обеспечения аудита СрЗИ АСУ ТП должны выполнять:

- инвентаризацию информационных ресурсов (АУД.1);
- анализ уязвимостей и их устранение (АУД.2);
- генерирование временных меток и (или) синхронизация системного времени (АУД.3);
- регистрацию событий безопасности (АУД.4);
- контроль и анализ сетевого трафика (АУД.5);
- защиту информации о событиях безопасности (АУД.6);
- мониторинг безопасности (АУД.7);
- реагирование на сбои при регистрации событий безопасности (АУД.8);
- анализ действий пользователей (АУД.9).

Данные меры защиты должны быть реализованы за счет использования встроенных в ОС, ППО, АСО механизмов защиты, АВЗ, МЭ и иных СрЗИ.

Примечание: В ОС и ППО АСУ ТП должна осуществляться регистрация:

- событий безопасности;
- вход/выход пользователей, включая неуспешные попытки доступа, с указанием идентификатора пользователя, даты и времени события;
- создание, удаление, изменение привилегий пользователей;
- действия операторов, администраторов АСУ ТП, по внесению изменений в конфигурацию и настройки АСУ ТП, формирование команд и операций в АСУ ТП, операции с журналами регистрации;
- совершаемые технологические операции, транзакции в АСУ ТП и параметры операций, включая дату и время совершения операции, и иные параметры;
- системные ошибки;
- изменение параметров конфигурации ПО, состава компонентов АСУ ТП, установка/удаление программ и обновлений;
- старт/стоп событий и процессов, запуск/останов особых режимов работы ПО и оборудования АСУ ТП;
- доступ к объектам системы – файлам конфигурации, файлам данных, файлам журналов регистрации.

Средства АВЗ должны регистрировать следующие виды событий:

- факт отключения защиты;
- обнаружение вирусов и дальнейшие действия с объектом;
- изменение состояния антивирусных средств;
- установку и распространение обновлений.

Время хранения журналов событий:

- на антивирусном сервере – не менее 2 месяцев;
- журналов событий ОС, ППО – не менее 1 года (со дня фиксации последнего события).

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

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

6.6. АНТИВИРУСНАЯ ЗАЩИТА

(АВЗ.1, АВЗ.2, АВЗ.3¹, АВЗ.4, АВЗ.5¹)

Для обеспечения антивирусной защиты СрЗИ АСУ ТП должны выполнять:

- реализация антивирусной защиты (АВЗ.1);
- антивирусная защита электронной почты и иных сервисов (АВЗ.2);
- контроль использования архивных, исполняемых и зашифрованных файлов (АВЗ.3);
- обновление базы данных признаков вредоносных компьютерных программ (вирусов) (АВЗ.4);
- использование средств антивирусной защиты различных производителей (АВЗ.5).

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования средств АВЗ и МЭ.

Примечание: Антивирусная защита:

- должна быть реализована на уровне файловой системы АРМ и серверов АСУ ТП, а также МЭ (в случае его применения);
- должны применяться средства АВЗ не ниже 5 класса защищённости по классификации ФСТЭК России;
- средства АВЗ должны поставляться исходя из количественного состава технических средств АСУ ТП, на которых предполагается их применение, с лицензиями на срок эксплуатации АСУ ТП.
- должны применяться следующие средства АВЗ по классификации ФСТЭК России:
 - а) в автоматизированных системах управления 1 класса защищённости/категории значимости - средства АВЗ не ниже 3 класса защиты;
 - б) в автоматизированных системах управления 2 класса защищённости/категории значимости - средства АВЗ не ниже 4 класса защиты;
 - с) в автоматизированных системах управления 3 класса защищённости/категории значимости - средства АВЗ не ниже 5 класса защиты.

Средства антивирусной защиты должны обладать возможностью:

- отключения автоматического обновления и сканирования;
- отключения дополнительных функций АВЗ, за исключением файлового антивируса;
- обновление компонентов ПО и сигнатур вирусов только в «ручном» режиме;
- выполнение сканирования файловой системы только в «ручном» режиме;
- отключение автоматических действий с файлами (таких как их удаление, блокирование или перемещение). При обнаружении вредоносного ПО допускается только соответствующее оповещение на экран АРМ или сервера АСУ ТП со звуковым оповещением;
- анализ архивных, исполняемых файлов;
- запрет доступа к административным функциям АВЗ под любыми учетными записями, за исключением привилегированных. Доступ к настройкам АВЗ для учетных записей администраторов должен предоставляться только после ввода пароля доступа;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

- возможность исключения конкретных папок и файлов из области проверки средствами АВЗ, для исключения негативного влияния на работоспособность компонентов АСУ ТП.

Для всех применяемых на АРМ и серверах АСУ ТП (коммутационные серверы, SCADA-системы, серверы приложений и баз данных) антивирусных средств обязательно официальное подтверждение поставщиком АСУ ТП и/или организацией, осуществляющей внедрение, техническую поддержку и/или сопровождение АСУ ТП, программной совместимости с ППО АСУ ТП.

6.7. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ВТОРЖЕНИЙ (КОМПЬЮТЕРНЫХ АТАК)

(СОВ.1^{1,2}, СОВ.2^{1,2})

Для предотвращения вторжений (компьютерных атак) СрЗИ АСУ ТП должны выполнять:

- обнаружение и предотвращение компьютерных атак (СОВ.1);
- обновление базы решающих правил (СОВ.2).

Данные меры должны быть реализованы за счет использования встроенных механизмов защиты МЭ и АВЗ.

Примечание:

Реализуется средствами межсетевого экранирования, размещаемыми на периметре технологической сети АСУ ТП. Рекомендуемые технические характеристики указаны в Разделе 8.

Для снижения риска блокирования сетевых соединений компонентов или трафика в технологической сети АСУ ТП в случае ошибочного фиксирования компьютерной атаки запрещено настраивать компоненты СОПВ, входящие в состав АВЗ, на режим блокирования трафика, блокирования соответствующих сетевых адресов/узлов.

6.8. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТИ

(ОЦЛ.1, ОЦЛ.3¹, ОЦЛ.4^{1,2}, ОЦЛ.5^{1,2})

Для обеспечения целостности компонентов АСУ ТП СрЗИ должны выполнять:

- контроль целостности программного обеспечения (ОЦЛ.1);
- ограничения по вводу информации в автоматизированную систему (ОЦЛ.3);
- контроль данных, вводимых в автоматизированную систему (ОЦЛ.4);
- контроль ошибочных действий пользователей по вводу и (или) передаче информации и предупреждение пользователей об ошибочных действиях (ОЦЛ.5).

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования встроенных в ППО и ОС механизмов защиты информации.

Примечание:

В АСУ ТП и её СрЗИ должна быть реализована возможность контроля целостности ПО, включая их обновления, с использованием контрольных сумм, хэши-функции или электронной подписи в процессе загрузки или динамически в процессе работы АСУ ТП.

Использование автоматизированных средств контроля состава и целостности ПО, при их наличии, не должно каким-либо образом влиять на работу ПО (блокировать или останавливать работу программ, удалять файлы), только регистрировать факт

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-PD

Лист
104

нарушения с указанием названия измененного программного модуля или не вошедшего в перечень разрешенного ПО.

6.9. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДОСТУПНОСТИ

(ОДТ.1^{1,2}, ОДТ.2^{1,2}, ОДТ.3^{1,2}, ОДТ.4, ОДТ.5, ОДТ.6, ОДТ.8)

Для обеспечения доступности компонентов в АСУ ТП должно выполняться:

- использование отказоустойчивых технических средств (ОДТ.1);
- резервирование средств и систем (ОДТ.2);
- контроль безотказного функционирования средств и систем (ОДТ.3);
- резервное копирование информации (ОДТ.4);
- обеспечение возможности восстановления информации (ОДТ.5);
- обеспечение возможности восстановления программного обеспечения при нештатных ситуациях (ОДТ.6);
- контроль предоставляемых вычислительных ресурсов и каналов связи (ОДТ.8).

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования встроенных в ОС, ППО механизмов защиты информации, МЭ, организационных мер и наложенных средств, в том числе СрЗИ и средств резервного копирования.

Примечание:

МЭ должны обладать возможностью конфигурирования в отказоустойчивом кластере. Для обеспечения резервного копирования компонентов АСУТП, СрЗИ, наряду со встроенными возможностями ППО АСУ ТП, ОС, должны применяться специализированные средства резервного копирования, включенные в состав СрЗИ. Средства защиты информации АСУ ТП должны обладать функциональной возможностью выполнения резервного копирования с сохранением резервных копий на машинные носители информации и сетевые ресурсы.

Резервному копированию подлежат:

- файлы и базы данных АСУ ТП и СрЗИ - не реже одного раза в неделю;
- электронные журналы регистрации событий АСУ ТП - не реже одного раза в неделю;
- конфигурационные файлы компонентов АСУ ТП и СрЗИ – при каждом внесении изменений в конфигурационные настройки АСУ ТП и её средств защиты, но не реже одного раза в месяц;
- образы системных жестких дисков АРМ, серверов АСУ ТП и СрЗИ - не реже одного раза в месяц (неделя, в случае использования виртуальной инфраструктуры);
- должна быть обеспечена возможность просмотра/восстановления данных из резервных копий.

6.10. ЗАЩИТА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И СИСТЕМ

(ЗТС.2, ЗТС.3, ЗТС.4, ЗТС.5)

Для обеспечения защиты технических средств и систем АСУ ТП необходимо:

- организация контролируемой зоны (ЗТС.2);
- управление физическим доступом (ЗТС.3);

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

- размещение устройств вывода (отображения) информации, исключающее ее несанкционированный просмотр (ЗТС.4);
- защита от внешних воздействий (ЗТС.5).

Данные меры защиты должны быть реализованы за счет применения организационных и технических мер.

Примечание:

Оборудование АСУ ТП (АРМ, сервера, активное сетевое оборудование, МЭ, ПЛК, КИПиА) должно размещаться в запираемых шкафах, либо должно быть обеспечено пломбирование корпусов оборудования. В случае размещения в запираемых шкафах, в АСУ ТП должен быть реализован контроль доступа и оповещение оперативного персонала о вскрытии шкафа, с последующей регистрацией события в ПО верхнего уровня, а также, при наличии технической возможности, с передачей в системы охранной сигнализации.

6.11. ЗАЩИТА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ И ЕЕ КОМПОНЕНТОВ

(ЗИС.1, ЗИС.2, ЗИС.3, ЗИС.4^{1,2}, ЗИС.5, ЗИС.8, ЗИС.13^{1,2}, ЗИС.16^{1,2}, ЗИС.19, ЗИС.20, ЗИС.21, ЗИС.23^{1,2}, ЗИС.24^{1,2}, ЗИС.25^{1,2}, ЗИС.27^{1,2}, ЗИС.28^{1,2}, ЗИС.29^{1,2}, ЗИС.31¹, ЗИС.32, ЗИС.33¹, ЗИС.34, ЗИС.35^{1,2}, ЗИС.38, ЗИС.39)

Для защиты автоматизированной системы и ее компонентов АСУ ТП СрЗИ должны обеспечить:

- разделение функций по управлению (администрированию) автоматизированной системой с иными функциями (ЗИС.1);
- защиту периметра автоматизированной системы (ЗИС.2);
- эшелонированную защиту автоматизированной системы (ЗИС.3);
- сегментирование автоматизированной системы (ЗИС.4);
- организацию демилитаризованной зоны (ЗИС.5);
- сокрытие архитектуры и конфигурации автоматизированной системы (ЗИС.8);
- защиту неизменяемых данных (ЗИС.13);
- защиту от спама (ЗИС.16);
- защиту информации при ее передаче по каналам связи (ЗИС.19);
- обеспечение доверенных канала, маршрута (ЗИС.20);
- запрет несанкционированной удаленной активации периферийных устройств (ЗИС.21);
- контроль использования мобильного кода (ЗИС.23);
- контроль передачи речевой информации (ЗИС.24);
- контроль передачи видеoinформации (ЗИС.25);
- обеспечение подлинности сетевых соединений (ЗИС.27);
- исключение возможности отрицания отправки информации (ЗИС.28);
- исключение возможности отрицания получения информации (ЗИС.29);
- защиту от скрытых каналов передачи информации (ЗИС.31);
- защиту беспроводного соединения (ЗИС.32);
- исключение доступа через общие ресурсы (ЗИС.33);

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД	Лист 106
------	--------	------	-------	---------	------	---	-------------

- защиту от угроз отказа в обслуживании (DOS, DDOS-атак) (ЗИС.34);
- управление сетевыми соединениями (ЗИС.35);
- защиту информации при использовании мобильных устройств (ЗИС.38);
- управление перемещением виртуальных машин (контейнеров) и обрабатываемых на них данных (ЗИС.39).

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования встроенных в ППО и ОС механизмов защиты информации, АВЗ и МЭ.

Примечание:

В АСУ ТП и её СрЗИ должна быть реализована возможность локального, либо с использованием защищенных протоколов сетевого взаимодействия администрирования и конфигурирования компонентов сетевой инфраструктуры АСУ ТП. Административный доступ должен быть разрешен только с сетевых адресов, специально выделенных для этого административных консолей.

Для снижения сложности администрирования при разграничении доступа к компонентам АСУ ТП необходима возможность реализации доступа, основанном на ролевом подходе. В соответствии с типовым уровнем полномочий для персонала АСУ ТП с одинаковыми должностными обязанностями формируется роль, основанная на принципе наименьших полномочий, необходимых для решения производственных задач.

При применении в технологических сетях АСУ ТП систем беспроводной связи должно обеспечиваться:

- выделение беспроводных сетей связи в отдельный сетевой сегмент с обеспечением его защиты с использованием МЭ;
- аутентификация беспроводных устройств при доступе к беспроводной сети с использованием криптографических алгоритмов;
- шифрование данных в каналах связи беспроводной сети с использованием криптографических алгоритмов.

6.12. РЕАГИРОВАНИЕ НА КОМПЬЮТЕРНЫЕ ИНЦИДЕНТЫ (ИНЦ)

(ИНЦ.1, ИНЦ.2, ИНЦ.3, ИНЦ.4, ИНЦ.5, ИНЦ.6¹)

Для реагирования на компьютерные инциденты СрЗИ АСУ ТП должны выполнять:

- выявление компьютерных инцидентов (ИНЦ.1);
- информирование о компьютерных инцидентах (ИНЦ.2);
- анализ компьютерных инцидентов (ИНЦ.3);
- устранение последствий компьютерных инцидентов (ИНЦ.4);
- принятие мер по предотвращению повторного возникновения компьютерных инцидентов (ИНЦ.5);
- хранение и защиту информации о компьютерных инцидентах (ИНЦ.6).

Данные меры должны быть реализованы за счет использования встроенных в ОС, ППО механизмов, а также с помощью СрЗИ.

Примечание:

В АСУ ТП и её СрЗИ должна быть реализована возможность обнаружения и идентификации инцидентов ИБ, в том числе отказов в обслуживании, сбоев (перезагрузок) в работе технических средств, ПО и СрЗИ, нарушений правил разграничения доступа,

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

неправомерных действий по сбору информации, внедрения вредоносных компьютерных программ (вирусов) и иных событий, приводящих к возникновению инцидентов ИБ.

6.13. УПРАВЛЕНИЕ КОНФИГУРАЦИЕЙ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И ЕЕ СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ

(УКФ.2, УКФ.3)

Для управления конфигурацией компонентов АСУ ТП СрЗИ должны выполнять:

- управление изменениями (УКФ.2);
- установку (инсталляцию) только разрешенного к использованию программного обеспечения (УКФ.3).

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования встроенных в ОС, ППО механизмов защиты информации, АВЗ и МЭ.

Примечание:

Встроенные механизмы защиты СПО, ОС, АВЗ и МЭ должны обладать возможностями:

- санкционирования внесения изменений в базовую конфигурацию АСУ ТП и ее системы защиты;
- регистрации действий по внесению изменений в базовую конфигурацию АСУ ТП и ее системы защиты;
- сохранения данных об изменениях базовой конфигурации АСУ ТП и ее системы защиты;
- контроль действий по внесению изменений в базовую конфигурацию АСУ ТП и ее системы защиты.

Конфигурация параметров АСУ ТП должна быть документирована.

Все действия по внесению изменений в конфигурации АСУ ТП (изменения состава и параметров тегов, добавление/удаление оборудования, изменения в калибровочных/градуировочных таблицах, изменения алгоритмов работы АСУ ТП, изменения в параметрах защиты – изменение ролей и состава пользователей, параметров аутентификации и пр.) должны регистрироваться в журналах регистрации АСУ ТП с указанием:

- даты и времени изменения;
- учетной записи пользователя;
- названия и значения изменяемого параметра.

Для программных прошивок контроллеров и микроконтроллеров должен поддерживаться архив версий встроенного ПО, с указанием истории вносимых изменений.

6.14. УПРАВЛЕНИЕ ОБНОВЛЕНИЯМИ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

(ОПО.1, ОПО.2, ОПО.3, ОПО.4)

Для управления обновлениями программного обеспечения компонентов в АСУ ТП должно выполняться:

- поиск, получение обновлений программного обеспечения от доверенного источника (ОПО.1);
- контроль целостности обновлений программного обеспечения (ОПО.2);
- тестирование обновлений программного обеспечения (ОПО.3);

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

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

- установка обновлений программного обеспечения (ОПО.4).

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования встроенных в ОС, ППО механизмов защиты информации, АВЗ, МЭ, организационных мер и прочих наложенных средств.

Примечание: В комплект поставки АСУ ТП должны входить инструкции по обновлению ОС, СПО, средств АВЗ и средств МЭ, а также регламенты (инструкции) по установке обновлений ОС и ППО от разработчика АСУ ТП.

6.15. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЕЙСТВИЙ В НЕШТАТНЫХ (НЕПРЕДВИДЕННЫХ) СИТУАЦИЯХ

(ДНС.3^{1,2}, ДНС.4^{1,2}, ДНС.5)

Для обеспечения действий в нештатных ситуациях, в АСУ ТП должно быть обеспечено:

- создание альтернативных мест хранения и обработки информации на случай возникновения нештатных ситуаций (ДНС.3);
- резервирование программного обеспечения, технических средств, каналов связи на случай возникновения нештатных ситуаций (ДНС.4);
- обеспечение возможности восстановления АСУ ТП в случае возникновения нештатных ситуаций (ДНС.5).

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования встроенных в ОС, ППО механизмов защиты информации, МЭ.

Примечание:

В дополнение к указанным мерам защиты информации для обеспечения действий в нештатных (непредвиденных) ситуациях (ДНС) необходимо учитывать меры защиты информации и обязательные дополнительные функциональные возможности АСУ ТП и её СрЗИ для обеспечения доступности (ОДТ).

6.16. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ МЕРАМ ЗАЩИТЫ ИНФОРМАЦИИ КИПиА И СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Программируемые компоненты КИПиА и средств измерений должны иметь парольную защиту от несанкционированного доступа к просмотру и изменению настроек и конфигурации, а также изменению технологических параметров средства измерения.

Метрологически значимое ПО, включая микропрограммное обеспечение оборудования КИПиА, должно быть защищено от несанкционированного доступа, иметь идентификационные данные (версия и контрольная сумма CRC32, MD5, SHA1 или специально разработанный алгоритм с указанием способа их вычисления), подтверждаемые при проведении испытаний в целях утверждения типа средства измерения.

Команды и данные, введенные через интерфейс пользователя оборудования КИПиА, не должны оказывать недопустимое влияние на метрологически значимое ПО и данные. Должно быть предусмотрено однозначное назначение каждой команды для инициирования функции или изменения данных в соответствии с сопроводительной технической документацией.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

Конструкция оборудования КИПиА должна обеспечивать ограничение доступа к определенным частям средства измерения (включая ПО), в целях предотвращения несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут привести к искажениям результатов измерений.

Защиту ПО и данных в оборудовании КИПиА обеспечить в соответствии с ГОСТ Р 8.654-2015.

В эксплуатационной документации на оборудование КИПиА должны быть описаны:

- все интерфейсы, посредством которых возможно изменение метрологически значимых параметров средства измерения, а также средства контроля доступа к указанным интерфейсам (в том числе фактов использования конфигурационного ПО);
- возможности независимой, т.е. выполняемой сторонним ПО, проверки идентификационных данных (контрольной суммы CRC32, md5, SHA1 или специально разработанный алгоритм с указанием способа их вычисления) микропрограммного обеспечения средства измерения, а также метрологически значимой части ПО для подтверждения подлинности ПО.

6.17. ОБОСНОВАНИЕ ДОСТАТОЧНОСТИ ПРИНЯТЫХ МЕР ЗАЩИТЫ И ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЕНСИРУЮЩИХ МЕР

При отсутствии возможности реализации отдельных мер защиты информации на каком-либо из уровней АСУ ТП и (или) невозможности их применения к отдельным объектам и субъектам доступа, в том числе вследствие их негативного влияния на штатный режим функционирования АСУ ТП, Исполнителем должны быть предложены иные средства защиты информации, с представлением документального обоснования их применимости, либо разработаны компенсирующие меры, обеспечивающие адекватное блокирование (нейтрализацию) угроз ИБ и необходимый уровень защищенности АСУ ТП с учётом присвоенного класса защищённости / категории значимости АСУ ТП (см. п.5) и актуальной модели угроз и нарушителя.

В этом случае в ходе разработки системы защиты АСУ ТП должно быть проведено обоснование применения компенсирующих мер защиты информации, а при приемочных испытаниях оценена достаточность и адекватность данных компенсирующих мер для блокирования (нейтрализации) угроз ИБ.

7. ТРЕБОВАНИЯ К РАЗДЕЛЕНИЮ КОРПОРАТИВНЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Технологические сети АСУ ТП должны быть логически или физически выделены в отдельный сетевой сегмент. При этом:

- точки доступа в технологическую сеть АСУ ТП из других сетей связи должны быть минимальны и документированы, в том числе с указанием резервных точек доступа при выходе из строя основных;
- устройство, обеспечивающее сегментацию и фильтрацию сетевых соединений между технологической сетью АСУ ТП и прочими сетями связи, должно быть настроено на запрет любых сетевых соединений, кроме явно разрешенных;
- правила фильтрации сетевых соединений с сетью АСУ ТП, должны обеспечивать фильтрацию на основе сетевых адресов, портов и прикладных протоколов.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТСН-ПД

Для предоставления данных из технологической сети АСУ ТП в сети смежных или вышестоящих систем (MES, ERP) должен быть реализован подход по размещению серверов с данными АСУ ТП (серверы отчетов, серверы БД реального времени, серверы с историческими данными параметров технологических процессов, сообщений и сигнализации) в отдельной промежуточной сети ДМЗ.

Не разрешается использовать для разделения корпоративной и технологической сетей рабочие станции с двумя сетевыми картами (dual-homed), за исключением случая, когда функционал МЭ является их единственным задействованным функционалом.

Альтернативой использованию МЭ при организации периметральной защиты технологических сетей АСУ ТП является применение технологий однонаправленной передачи для информационного взаимодействия с информационными системами уровня ОГ (MES-системы): однонаправленных шлюзов или дата-диодов. При этом, помимо повышенной сетевой безопасности за счет исключения возможности компьютерных атак со стороны зоны с меньшим уровнем безопасности, достигается значительное упрощение построения и обслуживания сетевой защиты периметра.

Все сервисы, необходимые АСУ ТП, должны быть размещены в пределах технологической сети (AD, серверы АВЗ и обновлений и т.д.). При сбоях МЭ, а также в целях предотвращения компьютерной атаки, МЭ должен иметь возможность перехода в режим полной блокировки трафика через границу технологической сети.

8. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ

В рамках обеспечения требований законодательства, нормативно-правовых актов РФ (Приказ ФСТЭК России № 31 от 14.03.2014 г., Приказ ФСТЭК России № 239 от 25.12.2017) и ЛНД Компании основные проектные решения, комплекты проектной и рабочей документации АСУ ТП/ОКИИ должны быть дополнены разделами по информационной безопасности.

Разделы информационной безопасности указанных документов могут быть оформлены как в виде отдельных томов, так и в виде дополнения соответствующих томов документации на АСУ ТП/ОКИИ.

Допускается добавление перечня документов, требуемых для описания подсистемы информационной безопасности, внедряемой АСУ ТП/ОКИИ. Конкретный перечень необходимых документов должен быть явно указан при разработке и согласовании Частного технического задания на подсистему защиты.

Эксплуатационная и организационно-распорядительная документация в части ИБ АСУ ТП/ОКИИ должна быть разработана по факту проведения пуско-наладочных работ.

9. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ АСУ ТП И ОТДЕЛЬНЫМ СРЕДСТВАМ ЗАЩИТЫ ИНФОРМАЦИИ (РЕКОМЕНДУЕМЫЕ)

9.1. МАШИННЫЕ НОСИТЕЛИ ИНФОРМАЦИИ

Машинные носители информации, используемые для хранения резервных копий должны удовлетворять следующим техническим характеристикам:

- иметь ёмкость для резервных копий баз данных, журналов событий, конфигурационных файлов ППО АСУ ТП, активного коммутационного оборудования, средств АВЗ, средств МЭ, образов жестких дисков АРМ и серверов

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.TCH-PD	Лист 111
------	--------	------	-------	---------	------	---	-------------

АСУ ТП, обеспечивающую срок хранения журналов (глубина архива) событий не менее 1 года со дня фиксации последнего события;

- иметь ёмкость не менее 1000 ГБ (1 ТБ) для резервных копий баз данных, журналов событий, образов жестких дисков АРМ и серверов АСУ ТП;
- иметь ёмкость не менее 128 ГБ для резервных копий конфигурационных файлов ППО АСУТП, активного коммутационного оборудования, средств АВЗ и средств МЭ.

9.2. СРЕДСТВА МЕЖСЕТЕВОГО ЭКРАНИРОВАНИЯ

Межсетевое экранирование является основным механизмом обеспечения защиты и сегментации технологических сетей АСУ ТП.

Конфигурация МЭ, установленных между технологическими сетями АСУ ТП и прочими сетями ОГ, а также МЭ промышленных сетей связи должна отвечать следующим требованиям:

- должны быть запрещены любые соединения, кроме явно разрешенных;
- входящие сетевые соединения в технологические сети АСУ ТП из прочих сетей ОГ должны быть запрещены;
- порты и сервисы между корпоративными сетями и технологическими сетями АСУ ТП предоставляются на индивидуальной основе под конкретный случай. Обоснованием должна служить согласованная с СБ ОГ заявка на открытие порта или сервиса;
- все правила политик безопасности МЭ должны содержать сетевые адреса (группы адресов) или идентификаторы (группы идентификаторов) источников и назначений сетевых соединений, порты и протоколы;
- должен быть разрешен минимально необходимый исходящий трафик из технологических сетей АСУ ТП. Например, только для предоставления данных технологических процессов на серверы исторических данных и отчетов, к OPC-интерфейсам.

Средства межсетевого экранирования должны удовлетворять следующим техническим характеристикам:

- L2/L3;
- межсетевое экранирование (FW) и NAT;
- IPsec VPN контроль на прикладном уровне (Application Control) на стыке корпоративной сети и сети АСУТП;
- фильтрацию URL (URL filtering);
- механизмы защиты: Firewall/Antivirus/IDS;
- должно быть предусмотрено резервирование средств МЭ на стыке корпоративной сети и сети АСУТП.

Применяемый МЭ должен выполнять следующие основные функции:

- обеспечение фильтрации входящего и исходящего сетевого трафика на сетевом, транспортном и прикладном уровнях на основе заданных правил фильтрации;
- регистрация и учет фильтруемых входящих и исходящих пакетов (данных) коммуникационных протоколов сетевого уровня с указанием атрибутов фильтруемых пакетов, времени, результата фильтрации и др.;
- идентификация и аутентификация входящих и исходящих запросов на установление соединений (протокольных блоков данных коммуникационных протоколов транспортного уровня);

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

- фильтрация запросов на установление соединений на основе заданных правил фильтрации;
- регистрация и учет фильтруемых входящих и исходящих запросов на установление соединений с указанием атрибутов фильтруемых пакетов, времени, результата фильтрации и др.;
- обеспечение трансляции на транспортном и прикладном уровнях (прокси) для определенных протоколов;
- регистрация и учет попыток нарушения заданных в МЭ правил фильтрации;
- идентификация и аутентификация инженера по эксплуатации СрЗИ при попытке доступа к МЭ;
- регистрация и учет входа/выхода инженера по эксплуатации СрЗИ в систему/из системы МЭ с указанием атрибутов субъекта, результата регистрируемого события и др.;
- контроль и анализ легитимности действий, выполняемых с административными полномочиями;
- контроль целостности программной части МЭ;
- фильтрация вредоносного ПО;
- блокирование внешних атак.

Для защиты сетевой инфраструктуры АСУ ТП от несанкционированного доступа на периметре технологической сети рекомендуется применение МЭ, сертифицированных по требованиям безопасности информации:

- АСУ ТП класса защищенности/категории значимости К1 – МЭ, соответствующие 4 классу защиты;
- АСУ ТП класса защищенности/категории значимости К2 – МЭ, соответствующие 5 классу защиты;
- АСУ ТП класса защищенности/категории значимости К3 – МЭ, соответствующие 6 классу защиты.

Администрирование и конфигурирование МЭ должно осуществляться с локальной консоли, доступ к которой физически ограничен, либо с использованием защищенных протоколов сетевого взаимодействия. Административный доступ к МЭ должен быть разрешен только с сетевых адресов специально выделенных для этого рабочих станций.

При выборе средств МЭ, следует учитывать рекомендованные производителем или поставщиком АСУ ТП технические и программные средства защиты.

В качестве пограничных МЭ между корпоративной и технологическими сетями должны применяться МЭ, утвержденные для применения в сетях связи Компании.

9.3. СРЕДСТВА АКТИВНОГО СЕТЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Активное сетевое оборудование должно размещаться в защищенных помещениях, в запираемых шкафах. Логический доступ к любому активному сетевому оборудованию должен предоставляться только после успешного прохождения процедур идентификации. Все порты и сетевые интерфейсы, не используемые в ходе эксплуатации оборудования, должны быть отключены или опечатаны.

Удаленное управление активным сетевым оборудованием должно осуществляться при условии выполнения следующих требований:

- безопасной идентификации и аутентификации администраторов;
- по защищенному протоколу;

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

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

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧН-ПД

- с фиксированных сетевых адресов;
- с обязательной регистрацией всех событий входа, а также вводимых администраторами команд в журналах регистрации.

Все соединения с активным сетевым оборудованием должны быть защищены паролем. Консольные порты активного сетевого оборудования должны отключаться после установленного периода неактивности.

На всём активном сетевом оборудовании должны быть отключены все неиспользуемые сервисы и должна быть включена регистрация событий. В обязательном порядке должны регистрироваться события:

- доступа администраторов к активному сетевому оборудованию;
- действия администраторов, включая внесение изменений в конфигурации;
- установка обновлений;
- ошибки и сбои в работе оборудования;
- сетевые события, такие как результат попытки установления соединения, результаты аутентификации, включение и отключение каналов связи и пр.

Хранение журналов регистрации должно осуществляться на выделенном сервере. Для быстрого восстановления конфигурации активного сетевого оборудования технологической сети АСУ ТП ее резервные копии должны быть сохранены на соответствующих носителях.

Средства АСО, применяемые для защиты на втором уровне АСУ ТП, должны удовлетворять следующим техническим и функциональным характеристикам:

- интерфейсы:
 - a) 10/100/1000Base-T количество портов на коммутаторе выбирается исходя из потребностей работы АСУ ТП, с учётом наличия не менее 50% свободных портов от числа использованных для возможности расширения АСУ ТП;
 - b) 10/100/1000Base-T/SFP не менее 2 портов.
- VLAN:
 - a) группы VLAN;
 - b) 802.1Q Tagged VLAN;
 - c) VLAN на основе порта;
 - d) 802.1v Protocol VLAN;
 - e) VLAN на основе MAC-адресов;
 - f) VLAN Trunking.
- безопасность:
 - a) SSH v2;
 - b) SSL v1/v2/v3;
 - c) Port Security;
 - d) привязка IP-MAC-Port;
 - e) защита от широковещательного/многоадресного/одноадресного шторма;
 - f) сегментация трафика.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧ-ПД	Лист
							114

9.4. ИСТОЧНИКИ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ

Все активное серверное и сетевое оборудование, СрЗИ должно обеспечиваться источниками бесперебойного питания (ИБП). ИБП должны обладать следующими техническими и функциональными характеристиками:

- в случае сбоя постоянного источника электропитания должен обеспечить работоспособность технических средств защиты АСУ ТП не менее 60 минут;
- должна быть предусмотрена предупредительная сигнализация о необходимости замены аккумулятора;
- должна быть предусмотрена визуальная и звуковая сигнализация нештатного состояния;
- должен быть предусмотрен механизм автоматического включения зарядного устройства ИБП при восстановлении подачи электроснабжения;
- должна быть предусмотрена возможность контроля и управления ИБП через ЛВС с использованием протокола SNMPv3;
- должна быть предусмотрена возможность отключения неиспользуемых сетевых протоколов.

Надежность электроснабжения СрЗИ АСУ ТП должна соответствовать требованиям нормативных и технических документов к устройству электроустановок, относимых к особой группе энергоприемников первой категории.

9.5. ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА

Программно-технические средства в АСУ ТП должны обладать следующими возможностями:

- отключение всех служб и сервисов на АРМ и серверах управления АСУ ТП, не используемых в процессе эксплуатации и сопровождения АСУ ТП (при наличии технической возможности). При необходимости данные службы, сервисы и функции должны иметь возможность включения на определенный период времени в соответствии с требованиями по управлению конфигурацией АСУ ТП;
- все коммуникационные порты, порты ввода-вывода и интерфейсы на оборудовании АСУ ТП, включая АРМ, серверы управления, коммуникационное оборудование, не используемые в процессе эксплуатации и сопровождения АСУ ТП, должны иметь возможность отключения или блокировки;
- в BIOS АРМ операторов и инженерных станций АСУ ТП, серверов управления АСУ ТП должна быть возможность запрета загрузки операционных систем с иных носителей, кроме жесткого диска компьютеров и серверов;
- безопасная конфигурация параметров АСУ ТП и СрЗИ АСУ ТП должна быть документирована.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

Изм. № подл.

Подпись и дата

Взам. Инв. №

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ТЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.ТЧH-PD

Ведомость графической части

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	
2	Схема структурная комплекса технических устройств АСУ ТМО	

Согласовано		

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

Данный материал не подлежит размножению или передаче другим организациям и лицам без согласия ООО "ИТЭ-Проект" г. Москва



D822921/0052Д-95-ПД-270000-ИОС7.4.ГЧ
D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.GCH-PD

ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВт

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Опарин		<i>О.П.</i>	30.05.22
Проверил		Жуков		<i>М.Ж.</i>	30.05.22
Гл. спец.		Опарин		<i>О.П.</i>	30.05.22
Нач. отд.		Никитина		<i>В.Н.</i>	30.05.22
Н. контр.		Никитина		<i>В.Н.</i>	30.05.22
ГИП		Курис			

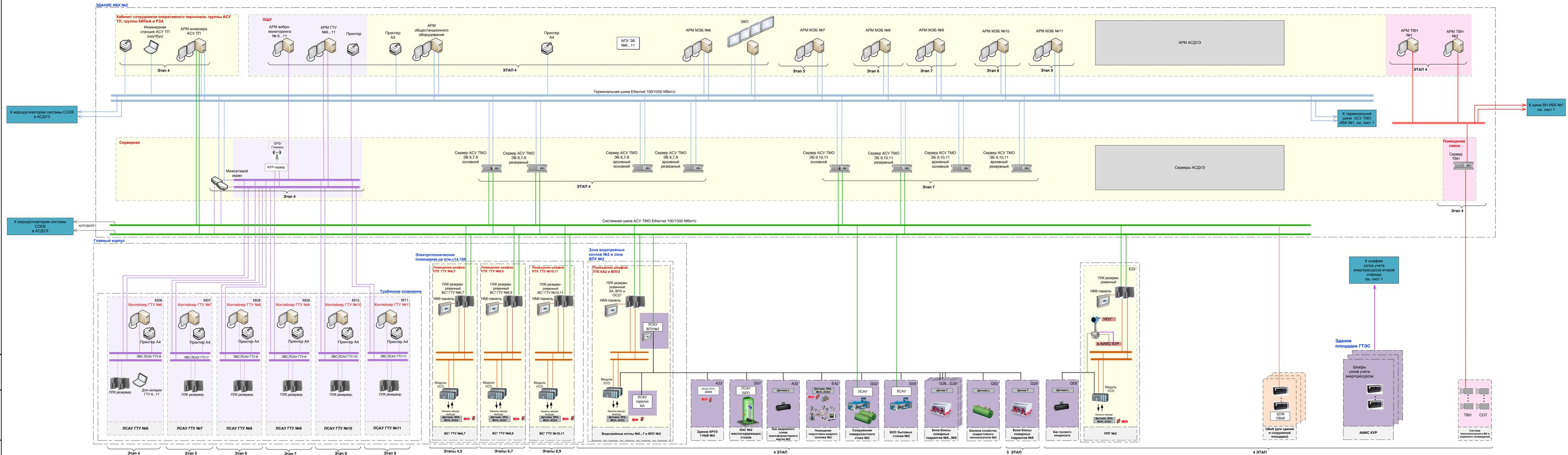
Стадия	Лист	Листов
П	1	2

Графическая часть

Филиал
ООО «ИТЭ-Проект»
в г. Екатеринбурге

Структурная схема ПТК АСУ ТМО Иркинской ГТЭС. Этапы 4-9

- Перечень используемых сокращений:**
- АГ – азотогенератор
 - АГС – азотогенераторная станция
 - АИИС КУР – автоматизированная информационно-измерительная система комплексного учета ресурсов
 - АОС – антиобледенительная система
 - АПУ – аварийный путь управления
 - АРМ – автоматизированное рабочее место
 - АСДУЗ – автоматизированная система диспетчерского управления электроснабжением
 - АСКС – автоматизированная система контроля загазованности
 - АСУ ТМО – автоматизированная система управления тепломеханическими объектами
 - АЦ – автоцистерна
 - БА – блок отключающей арматуры
 - БОС – блочное очистное сооружение
 - ВН – видеонаблюдение
 - ВПУ – водоподготовительная установка
 - ВС* – вспомогательные системы
 - ГК – главный корпус
 - ГТУ – газотурбинная установка
 - ДУ – дизель-генераторная установка
 - ДМЗ – демилитаризованная зона
 - ЗРА – запорно-регулирующая арматура
 - ИБК – инженерно-бытовой корпус
 - ИТП – индивидуальный тепловой пункт
 - КА – котлоагрегат
 - КАС – канализационные насосные станции
 - КО – котельное отделение
 - ЛСАУ – локальная система автоматического управления
 - МЭБ – машинист энергоблока
 - НС КТЦ – начальная смена котлоурбинного цеха
 - НСППВ – насосная станция производственно-противопожарного водоснабжения
 - ОВИК – отопление, вентиляция и кондиционирование
 - ОСО** – общестанционное оборудование
 - ОЩУ – объединенный щит управления
 - ПЛК – программируемый логический контроллер
 - ПГП – пункт подготовки газа
 - ПС – пожарная сигнализация
 - СОЕБ – система обеспечения единого времени
 - СОПТ – система оперативного постоянного тока
 - СОТ – система охранного телевидения
 - ТБН – технологическое видеонаблюдение
 - ТС – телесигнализация
 - ТЭП – технико-экономические показатели
 - УКУГ – узел коммерческого учета газа
 - УСО – устройство связи с объектом (модули ввода/вывода для передачи сигналов в ПЛК верхнего уровня)
 - ШКЗ – шкаф контроля загазованности
 - ШУ – шкаф управления
 - ШУВ – шкаф управления системой вентиляции
 - ЭБ – энергоблок
 - ЭКП – экран коллективного пользования
 - НМ – Human-Machine Interface (человеко-машинный интерфейс)
 - NTP – Network Time Protocol
 - SNTP – Simple Network Time Protocol



1. * В ВС ГТУ входят следующие системы:
- АСКЗ;
 - замкнутый контур АОС и подогрева воздуха вентиляции кожуха ГТУ;
 - система охлаждения ГТУ с СВП (общая для ГТУ №8.7, общая для ГТУ №10.11);
 - бак аварийного слива турбинного масла ГТУ (общий для ГТУ №8.7, общий для ГТУ №8.9, общий для ГТУ №10.11);
 - БОА (оборудование вне поставки ГТУ);
 - дымовая труба ГТУ
2. ** В ОСО входят все технологические и инженерное оборудование на площадке ТЭЦ вне ГК (кроме подключенного к ПГП и насосной станции жидкого топлива)

Данный материал не подлежит размножению или передаче другим организациям и лицам без согласия ООО «Интертехэлектро-Проект» г. Москва

ИНТЕРТЕХЭЛЕКТРО ПРОЕКТ
 D822921/0052D-95-ПД-270000-ИОС7.4.ГЧ
 D822921/0052D-0-0-0-ИОС7.4.GCH-PD

ГТЭС Иркинская 867 МВт

Изм.	Коп. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бачурина			<i>Бачурина</i>	06.05.22
Разраб.	Опарин			<i>Опарин</i>	06.05.22
Проверил	Владимиров			<i>Владимиров</i>	06.05.22
Нач. отд.	Никитина			<i>Никитина</i>	06.05.22
Н. контр.	Никитина			<i>Никитина</i>	06.05.22

Автоматизированные системы управления технологическими процессами

Стадия Лист Листов

П 2

Схема структурная комплекса технических устройств АСУ ТМО

Филиал ООО «ИТЭ-Проект» в г. Екатеринбург

Формат А2х5