ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ПАО «ФСК ЕЭС»

СТО 56947007-
29.240.10.256-2018

Технические требования к аппаратно-программным средствам и электротехническому оборудованию ЦПС

Стандарт организации

Дата введения: 21.09.2018

ПАО «ФСК ЕЭС»
2018

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации – ГОСТ Р 1.5-2012.

Сведения о стандарте организации

1. РАЗРАБОТАН: ООО «Интер РАО - Инжиниринг», АО «НТЦ ФСК ЕЭС».

2. ВНЕСЁН: Департаментом инновационного развития.

3. УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ: Приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 21.09.2018 № 355.

4. ВВЕДЕН: ВПЕРВЫЕ.

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Департамент инновационного развития ПАО «ФСК ЕЭС» по адресу: 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, д. 5А, электронной почтой по адресу: gost.e-ecolog.ru

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «ФСК ЕЭС».

Содержание

1 Область применения 5
2 Нормативные ссылки 5
3 Термины и определения 8
4 Обозначения и сокращения 8
5 Общие сведения 12
6 Общие технические требования к аппаратно-программным средствам ЦПС 14
6.1 Требования устойчивости к климатическим воздействиям 14
6.2 Требования устойчивости к механическим воздействиям 16
6.3 Требования к диэлектрическим свойствам 16
6.4 Требования к электромагнитной совместимости 17
6.5 Требования к электропитанию постоянным оперативным током 19
6.6 Требования к надежности 20
6.7 Требования электробезопасности 21
6.8 Требования пожаробезопасности 21
6.9 Требования информационной безопасности 21
7 Требования к средствам контроля, защиты и управления ЦПС 22
7.1 Устройства полевого уровня ЦПС: средства измерения токов и напряжений. Требования к ПАС 22
7.2 Устройства полевого уровня ЦПС: средства измерения токов и напряжений. Требования к электронным ТТ 30
7.3 Устройства полевого уровня ЦПС: средства измерения токов и напряжений. Требования к электронным ТН 38
7.4 Устройства полевого уровня ЦПС: средства преобразования сигналов коммутационных аппаратов и маслонаполненного оборудования. Требования к ПДС КА и ПДС МО 45
7.5 Устройства уровня присоединения ЦПС. Требования к устройствам РЗА 54
7.6 Устройства уровня присоединения ЦПС. Требования к УПАСК 63
7.7 Устройства уровня присоединения ЦПС. Требования к контроллерам присоединения 67
7.8 Устройства уровня присоединения ЦПС. Требования к регистраторам аварийных событий 75
7.9 Устройства уровня присоединения ЦПС. Требования к измерительным преобразователям 80
7.10 Устройства подстанционного уровня ЦПС. Требования к коммуникационным серверам 84
7.11 Устройства подстанционного уровня ЦПС. Требования к файловым серверам 86
8 Требования к устройствам, обеспечивающим информационные связи 88
8.1 Требования к сетевым коммутаторам 88
8.2 Требования к структурированным кабельным системам 89
9 Требования к устройствам и системам синхронизации времени 91
9.1 Общие сведения 91
9.2 Требования к календарной синхронизации времени 91
9.3 Требования к инструментальной синхронизации времени 92

9.6 Источники глобальной (внешней) синхронизации 94
10 Требования к основному электротехническому (первичному) оборудованию ЦПС 95
10.1 Общие сведения 95
10.2 Требования к коммутационным аппаратам 96
10.3 Требования к маслонаполненному трансформаторному оборудованию 98
10.4 Требования к оборудованию СОПТ 101
10.5 Требования к оборудованию ЩСН 102
Приложение А (Обязательное) 104
Приложение Б (Обязательное) 108
Приложение В (Обязательное) 111
Приложение Г (Обязательное) 116
Библиография 126

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает нормы и требования к программно-аппаратным средствам контроля, защиты и управления ЦПС, устройствам, обеспечивающим информационные связи на ЦПС, устройствам и системам синхронизации времени, а также к основному электротехническому (первичному) оборудованию в части его интеграции в ЦПС. В настоящей редакции стандарта не устанавливаются нормы и требования к программно-аппаратным средствам систем мониторинга качества электроэнергии, мониторинга переходных процессов, мониторинга и диагностики первичного оборудования и АИИС КУЭ.

1.2 Использование данных норм и требований обеспечит:

– согласование технических характеристик аппаратно-программных средств ЦПС полевого уровня (уровня процесса), уровня присоединения и подстанционного уровня различных самостоятельных производителей;

– согласование вышеперечисленных средств с основным электротехническим оборудованием и коммуникационной инфраструктурой ЦПС.

1.3 Настоящий стандарт рассчитан на разработчиков, проектировщиков и эксплуатирующий персонал, имеющий дело с оборудованием для ЦПС, и распространяется на следующие субъекты:

– организации, занимающиеся разработкой устройств, использующих для связи протоколы серии стандартов МЭК 61850;

– проектные организации;

– заводы-изготовители;

– электросетевые предприятия.

2 Нормативные ссылки

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением № 1).

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности (с Изменениями № 1 – 4).

ГОСТ 27.002-15 Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения.

ГОСТ 27.003-16 Надежность в технике (ССНТ). Состав и общие правила задания требований по надежности.

ГОСТ 7746-15 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 14254-15 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP).

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с Изменениями № 1 – 5).

ГОСТ 17516.1-90 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам (с Изменениями № 1 – 2).

ГОСТ 18397-86 Выключатели переменного тока на номинальные напряжения 6-220 кВ для частых коммутационных операций. Общие технические условия (с Изменением № 1).

ГОСТ 18685-73 Трансформаторы тока и напряжения Термины и определения.

ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения.

ГОСТ 1983-15 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ 23216-78 Изделия электротехнические. Хранение, транспортирование, временная противокоррозионная защита, упаковка. Общие требования и методы испытаний (с Изменениями № 1 – 3).

ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения.

ГОСТ 27483-87 (МЭК 695-2-1-80) Испытания на пожароопасность. Методы испытаний. Испытания нагретой проволокой.

ГОСТ 27484-87 (МЭК 695-2-2-80) Испытания на пожароопасность. Методы испытаний. Испытания горелкой с игольчатым пламенем.

ГОСТ 27924-88 (МЭК 695-2-3-84) Испытания на пожароопасность Методы испытаний. Испытания на плохой контакт при помощи накальных элементов.

ГОСТ 30336-95 (МЭК 1000-4-9-93) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к импульсному магнитному полю. Технические требования и методы испытаний.

ГОСТ 30804.4.2-13 (IEC 61000-4-2:2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний.

ГОСТ 30804.4.3-13 (IEC 61000-4-3:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний.

ГОСТ 30804.4.4-13 (IEC 61000-4-4:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний.

ГОСТ 30805.22-13 (CISPR 22:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудоаание информационных технологий. Радиопомехи индустриальные. Нормы и методы измерений.

ГОСТ 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний.

ГОСТ 51317.4.6-99 (МЭК 61000-4-6-96) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к кондуктивным помехам,

наведенным радиочастотными электромагнитными полями. Требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 56939-16 Защита информации. Разработка безопасного программного обеспечения. Общие требования.

ГОСТ IEC 60255-5-14 Реле электрические. Часть 5. Координация изоляции измерительных реле и защитных устройств. Требования и испытания.

ГОСТ IEC 61000-4-12-16 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-12. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к звенящей волне.

ГОСТ Р 8.714-10 (МЭК 61260:1995) ГСИ. Фильтры полосовые октавные и на доли октавы. Технические требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 50652-94 (МЭК 1000-4-10-93) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к затухающему колебательному магнитному полю. Требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 51317.4.16-00 (МЭК 61000-4-16-98) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к кондуктивным помехам в полосе частот от 0 до 150 кГц. Требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 51317.4.17-00 (МЭК 61000-4-17-99) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к пульсациям напряжения электропитания постоянного тока. Требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 51317.6.5-06 (МЭК 61000-6-5:2001) Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электрических станциях и подстанциях. Технические требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 52565-06 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия.

ГОСТ Р 54325-11 (IEC/TS 61850-2:2003). Сети и системы связи на подстанциях. Часть 2. Термины и определения.

ГОСТ Р 56735-15 (IEC/TS 60815-1:2008). Изоляторы высокого напряжения для работы в загрязненных условиях. Выбор и определение размеров. Часть 1. Определения, информация и общие принципы.

ГОСТ Р МЭК 60044-7-10 Трансформаторы измерительные. Часть 7. Электронные трансформаторы напряжения.

ГОСТ Р МЭК 60044-8-10 Трансформаторы измерительные. Часть 8. Электронные трансформаторы тока.

ГОСТ Р МЭК 60085-11 Электрическая изоляция. Классификация и обозначение по термическим свойствам.

ГОСТ Р МЭК 60870-5-104–04 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей.

ГОСТ Р МЭК 61850-7-2-09 Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 2. Абстрактный интерфейс услуг связи (ACSI).

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 18685, ГОСТ 19431, ГОСТ 24291, ГОСТ 27.002, ГОСТ Р 54325, ГОСТ Р 8.714, СТО 17330282.27.010.001-2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **Коммуникационный интерфейс**: конструктивно оформленная граница между устройством и сетью передачи данных, через которую осуществляется обмен данными устройства с абонентами сети по заданному протоколу.

3.2 **Преобразователь аналоговых сигналов**: устройство управления уровня процесса цифровой подстанции, которое осуществляет преобразование аналоговых сигналов от электромагнитных измерительных трансформаторов тока и напряжения в потоки оцифрованных выборочных значений измеряемых электрических величин, передаваемые по коммуникационному интерфейсу в соответствии с протоколом МЭК 61850-9-2 и корпоративным профилем ПАО «ФСК ЕЭС» [2].

3.3 **Преобразователь дискретных сигналов**: устройство нижнего уровня (уровня процесса) управления цифровой подстанции, которое осуществляет преобразование команд управления, поступающих от устройств уровня присоединения в виде GOOSE-сообщений в соответствии с МЭК 61850-8-1 и корпоративным профилем ПАО «ФСК ЕЭС» [2], в дискретные контактные сигналы, подаваемые на коммутационные аппараты и маслонаполненное оборудование, а также преобразование дискретных контактных сигналов от коммутационных аппаратов и маслонаполненного оборудования в GOOSE-сообщения.

3.3 **Электронный трансформатор**: измерительный трансформатор тока или напряжения, содержащий первичный датчик тока или напряжения, электронный конвертер измеряемой электрической величины в поток выборочных (мгновенных) значений, оптоволоконную систему передачи данных об измеряемой электрической величине между компонентами электронного трансформатора, установленными вблизи контролируемого присоединения, и компонентами электронного трансформатора или коммуникационным оборудованием, установленными в общеподстанционном пункте управления.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения и обозначения:

АВР	автоматический ввод резерва;
АО	акционерное общество;
АПВ	автоматическое повторное включение;
АРМ	автоматизированное рабочее место;
АС	аварийная сигнализация;

АИИС КУЭ	автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;
АСУ ТП	автоматизированная система управления технологическим процессом;
АТ	автотрансформатор;
АУВ	автоматика управления выключателем;
АЦП	аналого-цифровое преобразование;
БСК	батарея статических конденсаторов;
ВН	высшее напряжение;
ВОЛС	волоконно-оптическая линия связи;
ВЧ	высокочастотный;
ГЛОНАСС	глобальная навигационная спутниковая система;
ДЦ	диспетчерское центр;
ЗКМП	затухающее колебательное магнитное поле;
ЗН	заземляющий нож;
ЗНФ	защита от непереключения фаз;
ЗНФР	защита от неполнофазного режима;
ИМП	импульсное магнитное поле;
ИП	измерительный преобразователь;
ИЭУ	интеллектуальное электронное устройство;
КА	коммутационный аппарат;
КЗ	короткое замыкание;
КИВ	контроль изоляции вводов;
КИГЗ	контроль изоляции газовой защиты;
КИИ	критическая информационная инфраструктура;
ККЭЭ	контроль качества электроэнергии;
КП	контроллер присоединения;
КПЗ	камера переключения задвижек;
КР	компенсационный реактор;
КСЗ	комплект ступенчатых защит;
ЛВС	локальная вычислительная сеть;
ЛЭП	линия электропередачи;
МППЧ	магнитное поле промышленной частоты;
НСП	насосная станция пожаротушения;
НЧ	низкочастотный;
ОАПВ	однофазное автоматическое повторное включение;
ОБР	оперативные блокировки разъединителей;
ОЗУ	оперативное запоминающее устройство;
ОН	отбор напряжения;
ОПУ	общеподстанционный пункт управления;
ОРУ	открытое распределительное устройство;
ОС	оперативное состояние;
ПАС	преобразователь аналоговых сигналов;
ПДС	преобразователь дискретных сигналов;

ПЗУ постоянное запоминающее устройство;
ПК персональный компьютер;
ПО программное обеспечение;
ППД приемо-передатчик;
ПС подстанция;
ПС1 предупредительная сигнализация первого уровня;
ПС2 предупредительная сигнализация второго уровня;
ПТК КЗ программно-технический комплекс кибернетической защиты;
Р разъединитель;
РАС регистратор/регистрация аварийных событий;
РЗА релейная защита и сетевая автоматика;
РПВ реле положения включено;
РПН регулирование под нагрузкой;
РПО реле положения отключено;
СКС структурированная кабельная система;
СКСУ станционный контроллер связи и управления;
СН среднее напряжение;
АО «СО ЕЭС» Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»;
СОПТ система оперативного постоянного тока;
СПЛ свободно-программируемая логика;
ССАС сервер сбора и анализа событий;
СТО стандарт организации;
СЭТО силовое электротехническое оборудование;
Т трансформатор;
ТАПВ трехфазное автоматическое повторное включение;
ТИ телеизмерения;
ТМ телемеханика;
ТН трансформатор напряжения;
ТПС трансформатор промежуточный согласующий;
ТС телесигнализация;
ТТ трансформатор тока;
ТЭЗ типовой элемент замены;
УПАСК устройство приема-передачи аварийных сигналов и команд;
УРОВ устройство резервирования при отказе выключателя;
УШР управляемый шунтирующий реактор;
ФСТЭК Федеральная служба по техническому и экспортному контролю;
ЦН цепи напряжения;
ЦП центральный процессор;
ЦПС цифровая подстанция;
ЦСПИ цифровая система передачи информации;
ЦУС центр управления сетями;
ЧМИ человеко-машинный интерфейс;
ШАОТ шкаф автоматики охлаждения трансформатора;

ШИП	шкаф измерительных преобразователей;
ШКП	шкаф контроллеров присоединений;
ШОН	шкаф отбора напряжения;
ШПАС	шкаф преобразователей аналоговых сигналов;
ШПДС	шкаф преобразователей дискретных сигналов;
ШПДС МО	шкаф преобразователей дискретных сигналов маслонаполненного оборудования;
ШР	шунтирующий реактор;
ШСО	шкаф серверного оборудования;
ЩСН	щит собственных нужд;
ЭВ	электровентилятор;
ЭДС	электродвижущая сила;
ЭМС	электромагнитная совместимость;
ЭН	электронасос;
ЭТ	электронный трансформатор;
ЭТН	электронный трансформатор напряжения;
ЭТТ	электронный трансформатор тока;
CAN	Controller Area Network (сеть контроллеров – англ.);
E2E	End To End Delay Mechanism (метод вычисления задержки точка-точка – англ.);
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event (общие объектно-ориентированные события на подстанции – англ.);
GPS	Global Positioning System (Система глобального позиционирования – англ.);
IP	Internet Protocol (межсетевой протокол – англ.);
LVDS	low-voltage differential signaling (низковольтная дифференциальная передача сигналов – англ.);
NMEA	National Marine Electronics Association (Национальная Ассоциация Морской Электроники – англ.);
P2P	Peer To Peer Delay Mechanism (метод вычисления задержки равный-равному – англ.);
pcap	Packet Capture Data (перехваченные пакеты данных – англ.);
PDH	Plesiochronous Digital Hierarchy (плезиосинхронная цифровая иерархия – англ.);
QoS	Quality of Service (качество обслуживания – англ.);
SD	Start of frame delimeter (ограничитель начала кадра – англ.);
SDH	Synchronous Digital Hierarchy (синхронная цифровая иерархия – англ.);
SNTP	Simple Network Time Protocol (простой сетевой временной протокол – англ.);
TSIP	Trimble Standard Interface Protocol (протокол стандартного интерфейса Тримбл – англ.);
UPC	ultra physical contact (ультра физический контакт – англ.);

UTC Coordinated Universal Time (всемирное координированное время – англ.);

VLAN Virtual Local Area Network (логическая локальная вычислительная сеть – англ.).

5 Общие сведения

5.1 Настоящий стандарт организации устанавливает нормы и требования к аппаратно-программным средствам ЦПС и силовому электротехническому оборудованию в части его интеграции в коммуникационную среду ЦПС на основе протоколов группы стандартов МЭК 61850, корпоративного профиля МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» [2] и Типовой проектной документация на шкафы АСУ ТП [3 – 15][1].

5.2 Структура управляющей системы ЦПС, состоит из пяти подсистем как показано в Таблице 5.1.

Таблица 5.1

Наименование подсистемы	Состав подсистемы
1	2
1. Измерительная	ЭТТ, ЭТН, ТТ, ШПАС ТТ, ТН, ШПАС ТН, ОН, ШПАС ОН, ШИП, измерительные датчики технологических параметров
2. Сбора дискретной информации и выдачи управляющих воздействий	ШПДС
3. Коммуникационная	Коммутаторы, кросс-панели, структурированные кабельные системы
4. Организации единого времени	Серверы времени, активные спутниковые антенны
5. Управляющая и обработки информации	РЗА, ПА, КП, АСУ ТП (коммуникационные и файловые серверы)

Примечание. Настоящий СТО не устанавливает технические нормы и требования к системам ККЭЭ, мониторинга переходных процессов и АИИС КУЭ.

5.3 Измерительная подсистема требует метрологического обеспечения в виде первичной аттестации и периодического контроля целостности ПО либо периодической поверки/калибровки, а также проверки качества в рамках корпоративной процедуры ПАО «ФСК ЕЭС». Оборудование остальных подсистем требует только проверки качества в рамках корпоративной процедуры ПАО «ФСК ЕЭС».

5.4 Аппаратно-программные средства ЦПС включают:

- средства контроля, измерений, защиты и управления ЦПС;
- устройства, обеспечивающие информационные связи на ЦПС;
- устройства и системы синхронизации времени.

5.5 В настоящем стандарте устанавливаются общие технические требования и требования в части информационного обмена к следующим средствам контроля, защиты и управления ЦПС:

[1] Допускается, в связи с индивидуальными особенностями проекта, по согласованию с Заказчиком, уточнить требования, соответствующие Приказу от 17.05.2018 № 170 «О внесении изменений в приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 № 373».

– устройствам уровня технологического процесса:
  - преобразователям аналоговых сигналов (ПАС);
  - электронным ТТ и ТН;
  - шкафам преобразователей дискретных сигналов коммутационных аппаратов и маслонаполненного оборудования;
– устройствам уровня присоединения:
  - устройствам РЗА;
  - УПАСК;
  - контроллерам присоединения (КП);
  - регистраторам аварийных событий (РАС);
  - шкафам измерительных преобразователей;
– устройствам станционного уровня:
  - коммуникационным серверам;
  - файловым серверам.

Устройства уровня технологического процесса относятся к полевому уровню иерархии управления ЦПС и осуществляют информационный обмен с устройствами уровня присоединения посредством шины процесса и шины станции.

Устройства уровня присоединения осуществляют информационный обмен с устройствами полевого уровня посредством шины процесса и устройствами верхнего уровня посредством станционной шины.

Устройства станционного уровня относятся к уровню подстанции иерархии управления ЦПС и осуществляют информационный обмен с устройствами уровня присоединения посредством станционной шины и с удаленными центрами управления посредством коммуникационных серверов.

5.6 В настоящем стандарте устанавливаются общие технические требования и требования в части организации информационного обмена к следующим устройствам, обеспечивающим информационные связи на ЦПС:

– сетевым коммутаторам;

– структурированным кабельным сетям (в том числе оптическим коммутационным панелям (патч-панелям), волоконно-оптическим кабелям и патч-кордам).

Устройства, обеспечивающие информационные связи на ЦПС, составляют коммуникационную локальную сеть, с помощью которой реализуются шина процесса для информационного обмена устройств нижнего и среднего уровня и станционная шина для информационного обмена устройств среднего и верхнего уровня иерархии управления ЦПС.

5.7 В настоящем стандарте устанавливаются общие технические требования и требования в части информационного обмена к следующим устройствам и системам синхронизации времени на ЦПС:

– серверам, выполняющим функции ведущих часов в соответствии со стандартом IEEE Std 1588;

– источникам глобальной (внешней) синхронизации;

– приемникам (активным антеннам) спутникового сигнала точного времени.

Устройства и системы синхронизации времени относятся к инфраструктуре ЦПС и обеспечивают ведение единого времени для устройств нижнего, среднего и верхнего уровня иерархии управления ЦПС.

5.8 В настоящем стандарте организации устанавливаются требования к ПДС как к встраиваемым в шкафы (п. 5.3), так и к встраиваемым в следующее силовое электротехническое оборудование для обеспечения его интеграции в коммуникационную среду ЦПС:

– коммутационные аппараты (воздушные, масляные, элегазовые высоковольтные выключатели 110 – 750 кВ, разъединители, заземляющие ножи);

– маслонаполненное трансформаторное оборудование;

– оборудование СОПТ;

– оборудование ЩСН.

Основное силовое электротехническое электрооборудование со встроенными средствами интеграции в коммуникационную среду ЦПС относится к уровню технологического процесса – нижнему уровню иерархии управления ЦПС – и должно осуществлять информационный обмен с устройствами среднего уровня, используя шину процесса (передача SV-потоков) и подстанционную шину (обмен GOOSE-сообщениями).

6 Общие технические требования к аппаратно-программным средствам ЦПС

6.1 Требования устойчивости к климатическим воздействиям

6.1.1 Для шкафов ЦПС наружного исполнения (ШПАС, ШПДС, ЭТТ, ЭТН), категория размещения 1 по ГОСТ 15150, требования устойчивости к климатическим воздействиям в процессе функционирования приведены в Таблице 6.1.

Таблица 6.1

Наименование показателя	Значение
1	2
6. Климатическое исполнение по ГОСТ 15150	УХЛ; О
7. Верхнее предельное рабочее значение температуры воздуха, °С - исполнение УХЛ 1 - исполнение О 1	 + 45 + 60
8. Нижнее предельное рабочее значение температуры воздуха, °С	- 70
9. Верхнее значение относительной влажности - исполнение УХЛ 1 - исполнение О 1	 100 % при 25 °С 100 % при 35 °С

Для устройств ЦПС, расположенных в отапливаемом помещении (РЗА, ПА, ШИП, коммуникационное оборудование, серверное оборудование) категория размещения 4 по ГОСТ 15150, требования устойчивости к климатическим воздействиям в процессе функционирования приведены в

Таблице 6.2.

Таблица 6.2

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Климатическое исполнение по ГОСТ 15150	УХЛ; О
2. Верхнее предельное рабочее значение температуры воздуха, °С - исполнение УХЛ 4 - исполнение О 4	 + 40 + 55
3. Нижнее предельное рабочее значение температуры воздуха, °С	+ 1
4. Верхнее значение относительной влажности - исполнение УХЛ 4 - исполнение О 4	 80 % при 25 °С 98 % при 35 °С

Для устройств ЦПС, встраиваемых в основное электротехническое оборудование (ПАС, ПДС), категория размещения 2.1 по ГОСТ 15150, требования устойчивости к климатическим воздействиям в процессе функционирования приведены в Таблице 6.3.

Таблица 6.3

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Климатическое исполнение по ГОСТ 15150	УХЛ; О
2. Верхнее предельное рабочее значение температуры воздуха, °С - исполнение УХЛ 2.1 - исполнение О 2.1	 + 45 + 60
3. Нижнее предельное рабочее значение температуры воздуха, °С	- 70
4. Верхнее значение относительной влажности, - исполнение УХЛ 2.1 - исполнение О 2.1	 98 % при 25 °С 98 % при 35 °С

6.1.2 Устройства должны быть предназначены для эксплуатации в условиях промышленной атмосферы (тип II согласно ГОСТ 15150, п. 3.14).

6.1.3 Требования устойчивости устройств ЦПС к климатическим воздействиям в процессе хранения и транспортирования приведены в Таблице 6.4.

Таблица 6.4

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Условия хранения в неотапливаемых помещениях по ГОСТ 15150, п. 10.1 - исполнение УХЛ - исполнение О	 2 (-50 - +40) °С 3 (-50 - +50) °С
2. Условия транспортирования в закрытом транспорте по ГОСТ 15150, п. 10.3 - исполнение УХЛ - исполнение О	 5 (-60- +50) °С 6 (-60- +60) °С

6.1.4 Устройства ЦПС должны сохранять работоспособность при эксплуатации на высотах до 2000 м. над уровнем моря (при пониженном

давлении до 73,3 кПа или 550 мм рт. ст. согласно ГОСТ 15150 Приложение 7, Таблица 2).

6.2 Требования устойчивости к механическим воздействиям

6.2.1 Требования устойчивости устройств ЦПС к механическим воздействиям в процессе функционирования в зависимости от места расположения согласно ГОСТ 17516.1, п. 2, Таблице 1, 7 приведены в Таблице 6.5.

Таблица 6.5

Наименование показателя	Значение		
	для устройств, расположенных вблизи КА	для устройств, расположенных в ОПУ	для устройств, встраиваемых в СЭТО
1	2	3	4
1. Группа механического исполнения	М43	М40	М7
2. Синусоидальная вибрация, диапазон частот, Гц/максимальная амплитуда ускорения, м/с^2	1,0-100/10	0,5-100/2,5	0,5-100/10
3. Удары одиночного действия, пиковое ударное ускорение, м/с^2 /длительность действия ударного ускорения, мс	100/2-20	30/2-20	-
4. Удары многократного действия, пиковое ударное ускорение, м/с^2 /длительность действия ударного ускорения, мс	-	-	30/2-20
5. Сейсмостойкость, баллов, не хуже при уровне установки над нулевой отметкой, м	9 0-10		

6.2.2 Устройства ЦПС должны соответствовать условиям транспортирования С по ГОСТ 23216.

6.3 Требования к диэлектрическим свойствам

6.3.1 Сопротивление изоляции нового устройства между независимыми цепями и каждой независимой цепью и корпусом, при постоянном напряжении 500 В должно составлять не менее 100 Мом согласно ГОСТ IEC 60255-5, п. 6.2.2.

6.3.2 Требования к испытанию изоляции новых устройств приведены в Таблице 6.6.

Таблица 6.6

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Электрическая прочность изоляции цепей с рабочим напряжением более 60 В (до 690 В) по ГОСТ IEC 60255-5, п. 6.1.4	2000 В действующего значения, 50 Гц, 1 мин
2. Электрическая прочность изоляции цепей с рабочим напряжением не более 60 В по ГОСТ IEC 60255-5, п. 6.1.4	500 В действующего значения, 50 Гц, 1 мин

Таблица 6.6

Наименование показателя	Значение
1	2
3. Испытание импульсным напряжением согласно ГОСТ IEC 60255-5, п. 6.1.3.3 цепей питания от СОПТ и цепей, подключения ПАС к ТТ и ТН	3 импульса амплитудой 5 кВ положительной и 3 отрицательной полярности с шириной переднего фронта 1,2 мкс и шириной заднего фронта 50 мкс и интервалом повторения 5 с

6.4 Требования к электромагнитной совместимости

6.4.1 Устройства уровня технологического процесса на ЦПС могут иметь следующие порты прохождения помех: корпуса, электропитания, соединения с высоковольтным оборудованием, полевого соединения, функционального заземления.

Устройства уровня присоединения процесса на ЦПС могут иметь следующие порты прохождения помех: корпуса, электропитания, локального соединения.

Устройства станционного уровня на ЦПС могут иметь следующие порты прохождения помех: корпуса, электропитания, локального соединения, соединения с линиями связи.

6.4.2 Требования к электромагнитной совместимости устройств ЦПС согласно ГОСТ Р 51317.6.5 и СТО 56947007-29.240.044-2010 приведены в Таблице 6.7.

Таблица 6.7

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты по ГОСТ Р 50648, порт корпуса:	
- степень жесткости	СЖ5
- напряженность непрерывного МППЧ, А/м	100
- напряженность кратковременного (1 с) МППЧ, А/м	1000
2. Устойчивость к импульсному магнитному полю[1] по ГОСТ 50649, порт корпуса:	
- степень жесткости	СЖ4
- напряженность ИМП (пиковое значение), А/м	300
3. Устойчивость к затухающему колебательному магнитному полю по ГОСТ 50652[2], порт корпуса:	
- степень жесткости	СЖ5
- напряженность ЗКМП (пиковое значение), А/м	100
4. Устойчивость к электростатическим разрядам по ГОСТ 30804.4.2, порт корпуса:	
- степень жесткости	СЖ3
- контактный разряд: испытательное напряжение, кВ	6
- воздушный разряд: испытательное напряжение, кВ	8
5. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю по ГОСТ 30804.4.3, порт корпуса:	
- степень жесткости	СЖ3
- напряженность испытательного поля, В/м	10
- полоса частот немодулированного сигнала, МГц	80-1000 и 1400-6000

Таблица 6.7

Наименование показателя	Значение
1	2
6. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам по ГОСТ 30804.4.4, сигнальные порты соединения с высоковольтным оборудованием и линиями связи; порты электропитания переменного и постоянного тока; порт функционального заземления:	
- степень жесткости	СЖ X
- амплитуда импульсов, кВ	4
сигнальные порты локального соединения:	
- степень жесткости	СЖ3
- амплитуда импульсов, кВ	1
сигнальные порты полевого соединения:	
- степень жесткости	СЖ4
- амплитуда импульсов, кВ	2
7. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии по ГОСТ 51317.4.5, сигнальные порты соединения с высоковольтным оборудованием и линиями связи; порты электропитания переменного тока:	
- по схеме «провод - провод»:	СЖ 3
- степень жесткости	2
- амплитуда импульсов, кВ	
- по схеме «провод - земля»:	СЖ4
- степень жесткости	4
- амплитуда импульсов, кВ	
сигнальные порты локального соединения:	
- по схеме «провод - провод»:	СЖ1
- степень жесткости	0,5
- амплитуда импульсов, кВ	
- по схеме «провод - земля»:	СЖ2
- степень жесткости	1
- амплитуда импульсов, кВ	
сигнальные порты полевого соединения; порты электропитания постоянного тока:	
- по схеме «провод - провод»:	СЖ2
- степень жесткости	1
- амплитуда импульсов, кВ	
- по схеме «провод - земля»:	СЖ3
- степень жесткости	2
- амплитуда импульсов, кВ	
8. Устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями по ГОСТ 51317.4.6, все сигнальные порты; порты электропитания переменного и постоянного тока; порт функционального заземления:	
- степень жесткости	СЖ3
- испытательное напряжение, В	10
9. Устойчивость к колебательным затухающим помехам по ГОСТ 51317.4.12, повторяющиеся КЗП, сигнальные порты соединения с высоковольтным оборудованием и линиями связи; порты электропитания переменного и постоянного тока:	
- степень жесткости	СЖ3

Таблица 6.7

Наименование показателя	Значение
1	2
- частота колебаний, МГц	1 ± 10 %
- по схеме «провод-провод»: испытательное напряжение, кВ	1
- по схеме «провод-земля»: испытательное напряжение, кВ	2,5
сигнальные порты полевого соединения:	
- степень жесткости	СЖ2
- частота колебаний, МГц	1 ± 10 %
- по схеме «провод-провод»: испытательное напряжение, кВ	0,5
- по схеме «провод-земля»: испытательное напряжение, кВ	1
однократные КЗП, сигнальные порты соединения с высоковольтным оборудованием и линиями связи; порты электропитания переменного и постоянного тока:	
- степень жесткости	СЖ4
- частота колебаний, КГц	100 ± 10 %
- по схеме «провод-провод»: испытательное напряжение, кВ	2
- по схеме «провод-земля»: испытательное напряжение, кВ	4
сигнальные порты полевого соединения:	
- степень жесткости	СЖ3
- частота колебаний, КГц	100 ± 10 %
- по схеме «провод-провод»: испытательное напряжение, кВ	1
- по схеме «провод-земля»: испытательное напряжение, кВ	2
10. Устойчивость к кондуктивным помехам в полосе частот от 0 до 150 кГц по ГОСТ 51317.4.16, сигнальные порты (кроме локальных соединений); порты электропитания постоянного тока:	
- частота, Гц	50
- степень жесткости	СЖ4
- длительная помеха, испытательное напряжение, В	30
- кратковременная (1 с) помеха, испытательное напряжение, В	100
11. Эмиссия радиопомех по ГОСТ 30805.22, порт корпуса:	
- класс устройства, не ниже	А

Примечание.

[1] Для устройств, чувствительных к магнитным полям.

[2] Только при размещении на подстанциях с КРУЭ.

6.5 Требования к электропитанию постоянным оперативным током

6.5.1 Электропитание устройств ЦПС 110 – 750 кВ должно осуществляться от СОПТ. Питание устройств нижнего уровня (ПАС, оптические ТТ) допустимо осуществлять по волоконно-оптическому кабелю.

6.5.2 Требования к электропитанию устройств ЦПС постоянным оперативным током согласно ГОСТ Р 51317.6.5, СТО 56947007-29.240.044-2010 приведены в Таблице 6.8.

Таблица 6.8

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Номинальное напряжение, В	220
2. Допустимые длительные отклонения напряжения, %	–20 … +10
3. Допустимый размах пульсаций напряжения по ГОСТ Р 51317.4.17, %	10

Таблица 6.8

Наименование показателя	Значение
1	2
4. Провалы напряжения электропитания - в течение 0,1 с, % от номинального - в течение 1,0 с, % от номинального	 60 30
5. Допустимый перерыв питания без перезапуска, с	0,5

6.5.3 Устройства ЦПС должны иметь защиту от подачи напряжения питания обратной полярности.

6.6 Требования к надежности

6.6.1 Устройства ЦПС должны быть предназначены для функционирования в непрерывном длительном режиме с учетом периодического технического обслуживания. Регламент и периодичность технического обслуживания должна быть приведена производителем в комплекте эксплуатационной документации на устройство.

6.6.2 Надежность функционирования аппаратно-программных средств ЦПС должна обеспечиваться

- резервированием применяемых на ЦПС устройств (в том числе резервированием каналов передачи данных);
- диагностикой коммуникационной инфраструктуры ЦПС;
- функционированием систем самодиагностики применяемых на ЦПС устройств перед вводом этих устройств в работу и затем в постоянно в фоновом режиме;
- автоматическим восстановлением после сбоев (перезапуском);
- применением восстанавливаемых устройств (путем замены ТЭЗ);
- применением типовых проектных решений для проектирования и конфигурирования оборудования системы защиты и управления ЦПС;
- применением оборудования, имеющего сертификат соответствия стандарту МЭК 61850;
- проведением испытаний и проверки качества оборудования, предназначенного для применения на ЦПС, на соответствие техническим требованиям ПАО «ФСК ЕЭС».

6.6.3 Требования к надежности устройств ЦПС согласно ГОСТ 27.003 приведены в Таблице 6.9.

Таблица 6.9

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Среднее время наработки на отказ ТЭЗ, час, не менее	125 000
2. Полный средний срок службы, лет, не менее	25
3. Среднее время восстановления работоспособности путем замены ТЭЗ силами сервисной организации, час, не более	2
4. Гарантийное сопровождение с момента ввода в эксплуатацию, лет, не менее	3
5. Срок поставки запасных частей для оборудования в течение всего его срока	

Таблица 6.9

Наименование показателя	Значение
1	2
службы с момента подписания договора на их покупку, мес., не более	3

6.7 Требования электробезопасности

6.7.1 Требования электробезопасности МП устройств РЗА согласно ГОСТ 12.2.007.0 приведены в Таблице 6.10.

Таблица 6.10

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Значение сопротивления между заземляющим болтом (винтом, шпилькой) и каждой доступной прикосновению металлической нетоковедущей частью устройства, которая может оказаться под напряжением, Ом, не более	0,1
2. Класс (по способу защиты человека от поражения электрическим током)	0I

6.7.2 Устройства ЦПС должны иметь визуальную индикацию своей работоспособности: нормального режима – световой сигнал зеленого цвета, неисправности – световой сигнал красного цвета.

6.8 Требования пожаробезопасности

6.8.1 Требования пожаробезопасности устройств ЦПС согласно ГОСТ 12.1.004, п. 2.2 должны обеспечиваться применением негорючих и трудногорючих материалов, исключением использования легковоспламеняющихся материалов, а также проведением испытаний поставляемого оборудования ЦПС на пожароопасность.

6.8.2 Должны проводиться следующие испытания устройств ЦПС на пожароопасность:

- нагретой проволокой в соответствии с ГОСТ 27483;
- горелкой с игольчатым пламенем в соответствии с ГОСТ 27484;
- на плохой контакт при помощи накальных элементов в соответствии с ГОСТ 27924.

6.9 Требования информационной безопасности

6.9.1 Программно-аппаратные средства ЦПС должны разрабатываться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 56939 для предотвращения появления (или устранения) уязвимостей встроенного и пользовательского ПО.

6.9.2 Управляющая система ЦПС должна отвечать минимально необходимым организационным и техническим требованиям к обеспечению информационной безопасности автоматизированных систем технологического управления, используемых для функционирования электросетевого комплекса ПАО «ФСК ЕЭС» [1].

6.9.3 Перед формированием требований к подсистеме информационной безопасности ЦПС должна производиться оценка в соответствии с перечнем показателей критериев значимости масштаба возможных последствий в случае возникновения компьютерных инцидентов в порядке, указанном в Постановлении Правительства РФ от 08.02.2018 № 127 «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».

6.9.4 Требования к подсистеме безопасности ЦПС должны включаться в техническое задание на создание ЦПС и (или) техническое задание (частное техническое задание) на создание подсистемы безопасности ЦПС. Требования к обеспечению безопасности должны содержать:

6.9.4.1 цель и задачи обеспечения безопасности ЦПС или подсистемы безопасности ЦПС;

6.9.4.2 категорию значимости ЦПС, как объекта КИИ;

6.9.4.3 перечень нормативных правовых актов, методических документов и национальных стандартов, которым должен соответствовать ЦПС;

6.9.4.4 перечень типов объектов защиты ЦПС;

6.9.4.5 организационные и технические меры, применяемые для обеспечения безопасности ЦПС;

6.9.4.6 стадии (этапы работ) создания подсистемы безопасности ЦПС;

6.9.4.7 требования к применяемым программным и программно-аппаратным средствам, в том числе, средствам защиты информации;

6.9.4.8 требования к защите средств и систем, обеспечивающих функционирование ЦПС (обеспечивающей инфраструктуре);

6.9.4.9 требования к информационному взаимодействию ЦПС с иными объектами КИИ, а также иными информационными системами, автоматизированными системами управления или информационно-телекоммуникационными сетями.

6.9.5 Проектирование подсистемы безопасности ЦПС должно осуществляться в соответствии с техническим заданием на создание ЦПС и (или) техническим заданием (частным техническим заданием) на создание подсистемы безопасности ЦПС с учетом модели угроз безопасности информации и категории значимости ЦПС.

6.9.6 Формирования требований, разработки и внедрения подсистемы безопасности ЦПС должно производиться в соответствии с порядком, установленным приказом ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».

7 Требования к средствам контроля, защиты и управления ЦПС

7.1 Устройства полевого уровня ЦПС: средства измерения токов и напряжений. Требования к ПАС

7.1.1 Общие сведения

7.1.1.1 Преобразователи аналоговых сигналов относятся к устройствам нижнего уровня управления ЦПС и осуществляют преобразование аналоговых сигналов от электромагнитных измерительных ТТ и ТН в потоки выборочных значений измеряемых электрических величин (SV-потоки), передаваемые устройствам уровня присоединения по протоколу МЭК 61850-9-2 в соответствии с корпоративным профилем ПАО «ФСК ЕЭС» [2].

7.1.1.2 ПАС должны подключаться к релейным кернам ТТ и формировать SV-потоки для целей РЗА (защитные). ПАС для целей измерения не предусматривается и измерительные SV-потоки не формирует.

7.1.1.3 ПАС обязательно должны поддерживать сервис инструментальной синхронизации (п. 9.3).

7.1.1.4 Внутренние часы ПАС при потере внешней синхронизации должны обеспечить уход внутреннего времени не более чем на 1 мкс в течение 10 с. Переход на резервный источник внешней синхронизации должен осуществляться в течение не более чем 1 с.

7.1.1.5 ПАС должны входить в состав типовых шкафов. В один шкаф должно устанавливаться два ПАС ТТ или один ПАС ТН.

7.1.1.6 ШПАС должны устанавливаться на ОРУ в непосредственной близости от соответствующих ТТ и ТН.

7.1.1.7 На ЦПС, оборудованной традиционными электромагнитными измерительными ТТ и ТН должны применяться типовые ШПАС ТТ и ШПАС ТН или ШПАС ОН [3].

7.1.1.8 В состав ПАС должен входить ПДС, осуществляющий преобразование служебных дискретных сигналов (п. 7.1.2.7) в GOOSE-сообщения, передаваемые устройствам среднего уровня (уровня присоединения).

7.1.2 Функции ПАС

7.1.2.1 Функции ПАС подразделяются на:

– функции аналого-цифрового преобразования и передачи оцифрованных значений тока или напряжения;

– сервисные функции.

Выполнение сервисных функций не должно влиять на выполнение функций аналого-цифрового преобразования и передачи оцифрованных значений тока или напряжения.

7.1.2.2 Функции аналого-цифрового преобразования и передачи оцифрованных значений тока или напряжения:

– ввод аналоговых электрических величин от ТТ или ТН, ШОН;

– получение выборочных (мгновенных) значений тока или напряжения с заданной частотой дискретизации, синхронизированной с абсолютным (астрономическим) временем и присвоение полученным значениям меток времени (относительных);

– формирование кадров SV-потоков, содержащих полученные выборочные значения, и передача SV-потоков устройствам РЗА, КП и измерительным устройствам.

7.1.2.3 Выборки мгновенных значений измеряемых электрических величин для одной метки времени (срез мгновенных значений) должны производиться одновременно по всем измерительным каналам ПАС.

7.1.2.4 Время между моментом выборки входного аналогового сигнала и моментом формирования кадра выходного SV-потока (момент времени между передачей последнего бита байта SD (Start of frame delimeter) и первого

бита байта заголовка кадра), характеризующее производительность ПАС, должно составлять не более 1,5 мс для целей РЗА.

Производительность ПАС определяется задержкой антиалайзингового фильтра и временем формирования кадра SV-потока.

7.1.2.5 ПАС должен приводить получаемые выборочные значения к номиналу первичной цепи с учетом коэффициента трансформации измерительных ТТ или ТН и передавать значения токов в SV-потоках в значениях первичных величин.

7.1.2.6 ПАС должны выполнять следующие сервисные функции:

- сигнализация;
- самодиагностика;
- тестовый режим;
- самоописание;
- журналирование;
- конфигурирование.

7.1.2.7 Функция сигнализации ПАС должна реализовываться встроенным устройством ПДС и обеспечивать ввод служебных дискретных сигналов о состоянии оборудования шкафа ПАС, входных цепей аналоговых сигналов и ТН, формирование GOOSE-сообщений по изменению состояния дискретных внешних и внутренних сигналов и выдачу GOOSE-сообщений в шину процесса.

7.1.2.8 На лицевой панели ПАС должна иметься визуальная индикация работоспособности устройства.

7.1.2.9 Требования к дискретным входам ПАС для реализации встроенной функции ПДС (п. 7.4.4).

7.1.2.10 Функция самодиагностики должна контролировать работоспособность как узлов самого ПАС, так и его окружения.

Самодиагностика узлов устройства ПАС должна обеспечивать обнаружение отказа с точностью до отдельного модуля (блока), входящего в состав ПАС. Обнаруженные сбои и отказы функционирования узлов устройства должны фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде визуально-доступной сигнализации при наличии средств местного доступа к ПАС.

Функция самодиагностики ПАС должна осуществлять контроль Ethernet-соединений, используемых устройством (допускается не контролировать интерфейсы сконфигурированные как не используемые).

Обнаруженные сбои и отказы функционирования окружения устройства должны фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде визуально-доступной сигнализации при наличии средств местного доступа к ПДС.

Список сигналов самодиагностики (минимально необходимых) устройства ПАС приведен в Приложении А, Таблице А.1.

7.1.2.11 Функция самодиагностики ПАС ТН должна контролировать исправность цепей напряжения путем сравнения векторов напряжений,

снимаемых с обмоток, включенных по схеме «звезда», и с обмоток, включенных по схеме «разомкнутый треугольник» или «зведа» (при использовании ТН с 3-мя одинаковыми обмотками). Также должно выявляться место повреждения: в цепи «звезды» или в цепи «разомкнутого треугольника». При выявлении неисправности в цепях напряжения ПАС должен устанавливать флаг качества в выдаваемом SV-потоке в значение «invalid». Одновременно ПАС должен формировать GOOSE-сообщение с сигналом «Неисправность цепей напряжения» с указанием поврежденной цепи.

7.1.2.12 При отключении цепей напряжения, включенных по схеме «звезда», ПАС должен устанавливать флаг качества в выдаваемом SV-потоке в значение «invalid» и формировать GOOSE-сообщение с сигналом «Отключен КА ЦН «звезды».

7.1.2.13 При отключении цепей напряжения, включенных по схеме «разомкнутый треугольник», значение флага качества в выдаваемом SV-потоке должно оставаться прежним, ПАС должен формировать GOOSE-сообщение с сигналом «Отключен КА ЦН «треугольника».

7.1.2.14 ПАС должны поддерживать тестовый режим функционирования для проверки оборудования уровня присоединения (например, устройств РЗА). В тестовом режиме все сообщения (за исключением сигнализации о неисправности) устройством ПАС должны передаваться с установленным флагом «тест». Функции и сценарии тестирования должны соответствовать требованиям корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2, Раздел 5].

7.1.2.15 ПАС должен поддерживать режим моделирования (simulation) в соответствии с требованиями корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2, Раздел 5].

7.1.2.16 Функция самоописания ПАС должна предоставлять данные о ПАС через информационные сервисы устройства. Данные о ПАС должны содержать справочную информацию о:

– данном экземпляре устройства (серийный номер, дата производства, дата ввода в эксплуатацию и т.д.);

– комплектации устройства (тип устройства, модули, входящие в состав устройства);

– производителе устройства (наименование изготовителя, контактные данные изготовителя);

– функциональности устройства (описание функций выполняемых данным устройством, количественные характеристики устройства);

– месте установки устройства (наименование подстанции, диспетчерское наименование присоединения);

– измерительных ТТ или ТН, ШОН (тип, параметры);

– встраиваемом программном обеспечении (версия ПО, дата последнего обновления встраиваемого ПО).

7.1.2.17 Функция журналирования ПАС должна осуществлять записи в энергонезависимой памяти устройства о следующих событиях:

- замена модулей ПАС;
- изменение конфигурационных параметров ПАС;
- попытки несанкционированного доступа через информационные интерфейсы;
- изменение состояния дискретных входов;
- результаты самодиагностики;
- включение/отключение питания;
- обновление встраиваемого программного обеспечения.

Записи о событиях должны содержать метку времени и описание события. Разрешающая способность по очередности событий должна быть не хуже 1 мс. Точность задания метки времени должна быть не хуже 1 мс.

7.1.2.18 Функция конфигурирования должна обеспечивать:

- изменение параметров самоописания устройства;
- перезагрузку (перезапуск) устройства;
- включение/отключение тестового режима работы ПАС;
- изменение режима работы информационных сервисов ПАС.

Функция конфигурирования должна выполняться с соблюдением мер обеспечения информационной безопасности, включая разделение по правам доступа.

7.1.3 Метрологические характеристики ПАС

7.1.3.1 Должны нормироваться следующие метрологические характеристики ПАС:

- амплитудная погрешность;
- фазовая погрешность;
- измерительный диапазон по току;
- измерительный диапазон по напряжению.

7.1.3.2 Требования к точности ПАС по каналам тока (защитная обмотка ТТ) приведены в Таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1

Ток, % от $I_{ном}$	Фазовая погрешность, ′	Полная погрешность, %
0,2*100 … 2*100	± 6	± 0,5
2*100 … 40*100	–	± 2,5

7.1.3.3 Требования к точности ПАС по каналам напряжения для целей защиты приведены в Таблице 7.1.2.

Таблица 7.1.2

Напряжение, % от Uном	Предел амплитудной погрешности основной гармоники, %	Предел фазовой погрешности основной гармоники, ′
1	± 1	± 180
2	± 1	± 120
5	± 1	± 60
50	± 1	± 3

Таблица 7.1.2

Напряжение, % от Uном	Предел амплитудной погрешности основной гармоники, %	Предел фазовой погрешности основной гармоники, ′
80	± 0,5	± 3
100	± 0,5	± 3
120	± 0,5	± 3
200	± 0,5	± 3

7.1.4 Требования к конструктивному исполнению ПАС

7.1.4.1 Конструктивное исполнение ШПАС должно обеспечивать выполнение общих технических требований к аппаратно-программным средствам ЦПС для устройств наружного исполнения (п. 6).

7.1.4.2 Степень защиты оболочки ШПАС должна быть не хуже IP55 по ГОСТ 14254.

7.1.4.3 Конструктивно ШПАС должен представлять собой шкаф для наружной установки с двойными стенками, системой охлаждения (при необходимости) и обогрева (при необходимости).

7.1.4.4 При недостаточности кондуктивного (пассивного) охлаждения электронного оборудования ПАС в двойном шкафу, необходимо применять систему защитного (активного) охлаждения на основе термоэлектрических охладителей. Система активного охлаждения должна обеспечивать поддержание температуры в шкафу, не превышающей верхнюю границу рабочего температурного диапазона электронного оборудования ПАС, установленного в шкафу.

7.1.4.5 Система обогрева должна обеспечивать поддержание температуры в шкафу не ниже нижней границы рабочего диапазона электронного оборудования ПАС, установленного в шкафу.

7.1.4.6 ШПАС должен обеспечивать обслуживание с одной стороны. Дверь шкафа должна быть металлическая сплошная. Установка ламп сигнализации на дверь шкафа не допускается.

7.1.4.7 Типовые шкафы ПАС ТТ и ПАС ТН, ОН должны иметь габаритные размеры согласно [3].

7.1.4.8 В каждом ШПАС ТТ должно устанавливаться не менее двух устройств ПАС для резервирования каналов передачи выборочных значений тока.

7.1.4.9 Входные аналоговые цепи должны подключаться к ШПАС через испытательные блоки с сигнализацией их состояния.

7.1.5 Требования к аналоговым входам ПАС

7.1.5.1 ПАС ТТ должен иметь 3 аналоговых входа для подключения к релейным кернам ТТ для формирования защитного SV-потока.

7.1.5.2 Требования к аналоговым входам устройства ПАС ТТ приведены в Таблице 7.1.3.

Таблица 7.1.3

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Номинальный ток ($I_{НОМ}$), А	1 или 5
2. Максимальный ток рабочего режима (не более 1 с), $I_{НОМ}$	40
3. Перегрузочная способность токовых входов, не менее, $I_{НОМ}$ - длительно (не более 1 часа) - кратковременно (не более 1 с)	 4,0 40
4. Динамический диапазон, не менее, $I_{НОМ}$	0,1 – 40
5. Потребление на фазу при $I_{НОМ}$, ВА, не более	0,5

7.1.5.3 ПАС ТН должен иметь 6 аналоговых входов для ввода фазных напряжений с обмоток ТН, включенных по схеме «звезда», и напряжений с обмотки «разомкнутого треугольника» или или «зведа» (при использовании ТН с 3-мя одинаковыми обмотками).

7.1.5.4 Требования к аналоговым входам устройства ПАС ТН приведены в Таблице 7.1.4.

Таблица 7.1.4

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Номинальное напряжение ($U_{НОМ}$), В - по фазным входам - по входу «разомкнутый треугольник»	 100/√3 100
2. Частота, Гц	45 – 55
3. Минимальное измеряемое напряжение рабочего режима, $U_{НОМ}$	0,01
4. Максимальное напряжение рабочего режима, $U_{НОМ}$	2
5. Перегрузочная способность входов напряжения, не менее, $U_{НОМ}$ - длительно (не более 8 часов) - кратковременно (не более 60 с)	 2,5 4,0
6. Потребление на фазу по цепям переменного напряжения при $U_{НОМ}$, ВА, не более	0,5

7.1.6 Требования к параметрам выдаваемых SV-потоков

7.1.6.1 Параметры формируемых SV-потоков должны соответствовать требованиям МЭК 61850-9-2 и национального корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2].

7.1.6.2 ПАС ТТ и ТН должны обеспечивать передачу защитных SV-потоков класса производительности P1 (3 мс) по МЭК 61850-5.

7.1.6.3 ПАС ТТ и ТН должны передавать защитный SV-поток класса I-P согласно требованиям корпоративного профиля «ФСК ЕЭС» [2]. Требования к параметрам, выдаваемых SV-потоков приведены в Таблице 7.1.5.

Таблица 7.1.5

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Набор измеряемых электрических величин в одном SV-потоке - ПАС ТТ, класс I-P - ПАС ТН, класс I-P - ПАС ОН, класс I-P	 I_A, I_B, I_C U_A, U_B, U_C $U_{ОТБ}/I_{ОТБ}$[1]
2. Количество выборок за период промышленной частоты (smpRate)	96

Таблица 7.1.5

Наименование показателя	Значение
1	2
3. Количество выборочных значений электрической величины, передаваемых в одном кадре (noASDU), класс I-P	2

Примечание.

[1] При использовании однофазного ТН передаются значения напряжения, при использовании ШОН передаются значения тока.

7.1.7 Перечень выдаваемых GOOSE-сообщений

7.1.7.1 В соответствии с корпоративным профилем МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» [2, Таблица 15] ПАС должны выдавать GOOSE-сообщения класса I типа 1A (по МЭК 61850-5), содержащие сигналы неисправности цепей ТТ и ТН.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 4 мс, максимальный – 1000 мс.

7.1.7.2 ПАС должны выдавать GOOSE-сообщения класса II типа 1B (по МЭК 61850-5), содержащие внутренние сигналы о режиме работы ПАС, состоянии оборудования ПАС.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 50 мс, максимальный – 5000 мс.

7.1.7.3 ПАС должны выдавать GOOSE-сообщения класса III типа 1B (по МЭК 61850-5), содержащие служебные сигналы о состоянии шкафа ПАС.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 100 мс, максимальный – 10000 мс.

7.1.7.4 Все GOOSE-сообщения ПАС должны относиться к классу производительности P1 (3 мс) по МЭК 61850-5.

7.1.7.5 Перечень дискретных сигналов выдаваемых посредством GOOSE-сообщений для типовых шкафов ПАС приведен в Таблице 7.1.6, подробное описание дискретных сигналов типовых шкафов ШПАС ТТ и ШПАС ТН приведено в [3].

7.1.7.6 Количество GOOSE-сообщений, повторяемых с минимальным интервалом времени (при изменении данных в наборе данных GOOSE-сообщения), равно пяти. Далее интервал между передачей GOOSE-сообщений возрастает в два раза до тех пор, пока не достигнет максимального значения интервала между повторной передачей GOOSE-сообщений.

Таблица 7.1.6

Класс сообщения	Тип сообщения по МЭК 61850-5	Диапазон MAC-адресов назначения	Передаваемые сигналы ПАС ТТ и ПАС ТН	APPID	Min time, мс	Max time, мс
I	1A	01:0C:CD:01:00:00-01:0C:CD:01:00:FF	Неисправность ПАС Неисправность цепей напряжения	8000-BFFF	4	1000
II	1B	01:0C:CD:01:01:00-01:0C:CD:01:01:FF	Режим работы ПАС SG1. ток SG2. ток Отключен КА ЦН «звезды»	0000-3FFF	50	5000

Класс сообщения	Тип сообщения по МЭК 61850-5	Диапазон MAC-адресов назначения	Передаваемые сигналы ПАС ТТ и ПАС ТН	APPID	Min time, мс	Max time, мс
			Отключен КА ЦН «треугольника» Отключен КА ЦН учета Контроль цепей напряжения			
III	1B	01:0C:CD:01:01:00-01:0C:CD:01:01:FF	Дверь шкафа открыта Температура достигла верхней уставки Температура достигла нижней уставки Отключен автомат обогрева №1 Отключен автомат обогрева №2	0000-3FFF	100	10000

7.1.8 Требования к коммуникационным интерфейсам

7.1.8.1 Коммуникационный интерфейс ПАС должен быть выполнен на базе волоконно-оптических каналов связи. Коммуникационный интерфейс должен соответствовать требованиям IEEE 802.3 в части интерфейса 100BASE-FX. В обоснованных при проектировании случаях могут применяться коммуникационные интерфейсы с более высокими скоростями передачи данных.

7.1.8.2 ПАС должен иметь не менее четырех коммуникационных интерфейсов, обеспечивающих функционирование двух каналов связи (по шине процесса и станционной шине) с параллельным резервированием по протоколу PRP согласно МЭК 62439-3.

7.1.8.3 Требования к характеристикам коммуникационных интерфейсов ПАС приведены в Таблице 7.1.7.

Таблица 7.1.7

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Режим работы	полный дуплекс (full-duplex)
2. Тип оптического коннектора	LC
3. Тип оптического волокна (МЭК 60794-1-1)	50/125 ММ[1]
4. Среда прокладки кабеля	вне помещений (прокладка в кабельной канализации)
5. Длина волны, нм	1300

Примечание.

[1] Многомодовый кабель используется при максимальном расстоянии передачи до 2 км.

7.1.8.4 Должна быть предусмотрена визуальная индикация работоспособности коммутационных интерфейсов ПАС.

7.2 Устройства полевого уровня ЦПС: средства измерения токов и напряжений. Требования к электронным ТТ

7.2.1 Общие сведения

7.2.1.1 ЭТТ представляет собой измерительный ТТ произвольного принципа действия. В качестве первичного датчика ЭТТ используются:

– оптические датчики тока на основе магниточувствительного

оптоволокна, в котором поворот плоскости поляризации монохроматического светового потока пропорционален напряженности магнитного поля (эффект Фарадея) в измеряемом диапазоне токов;

– катушка Роговского на основе намотанного на воздушный сердечник соленоида, один из выводов которого возвращается к другому вдоль линии вращения центра образующей окружности соленоида, при этом ЭДС на выводах пропорциональна изменению силы тока, проходящего по проводнику, проложенному вдоль оси соленоида;

– электромагнитный ТТ, вторичная обмотка которого нагружена на шунт и соединена с первичной цепью (в комбинации с магнитотранзисторным преобразователем тока или без);

– магнитотранзисторные преобразователи тока (в комбинации с электромагнитными ТТ или без).

7.2.1.2 Первичный датчик ЭТТ подключается к электронному конвертеру, который выполняет преобразование выходной величины датчика, пропорциональной измеряемой величине тока, в выборочные (мгновенные) значения измеряемого первичного тока, формирует кадр данных SV-потока согласно МЭК 61850-9-2 и корпоративному профилю МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» [2] и осуществляет передачу SV-потока в шину процесса ЦПС.

7.2.1.3 ЭТТ обязательно должны поддерживать сервис инструментальной синхронизации (п. 9.3).

7.2.1.4 Внутренние часы ЭТТ при потере внешней синхронизации должны обеспечить уход внутреннего времени не более чем на 1 мкс в течение 10 с. Переход на резервный источник внешней синхронизации должен осуществляться в течение не более чем 1 с.

7.2.1.5 ЭТТ должен иметь электронный блок (конвертер) для выдачи измерительных SV-потоков и два электронных блока (конвертера) для выдачи защитных SV-потоков (устройствам РЗА и ПА).

Каждый электронный блок должен иметь раздельные каналы и отдельные резервируемые коммуникационные интерфейсы для передачи выборочных значений в шину процесса и станционную шину.

7.2.1.6 Обобщенная структурно-функциональная схема одного канала ЭТТ приведена на Рис. 7.1. Электронный конвертер для оптических первичных датчиков тока устанавливается либо в помещении ОПУ, либо вместе с первичным датчиком тока или в непосредственной близости от него.

В первом случае по оптоволоконной системе передается поляризованный монохроматический световой сигнал. Во втором случае по оптоволоконной системе в шину процесса передается SV-поток, содержащий выборочные значения $I_Ф$, и сигнал инструментальной синхронизации для электронного конвертера.

7.2.1.7 Гальваническая развязка первичных цепей ЭТТ и коммуникационного оборудования шины процесса должна обеспечиваться применением оптоволоконной системы передачи данных.

7.2.1.8 ЭТТ должен иметь трехфазное или однофазное исполнение.

7.2.1.9 Электронный конвертер ЭТТ должен состоять из трех отдельных электронных блоков со своими источниками питания и интерфейсами с коммуникационной сетью ЦПС:

– электронный блок, выдающий измерительный SV-поток;

– электронный блок, выдающий защитный SV-поток для основных защит;

– электронный блок, выдающий защитный SV-поток для резервных защит.

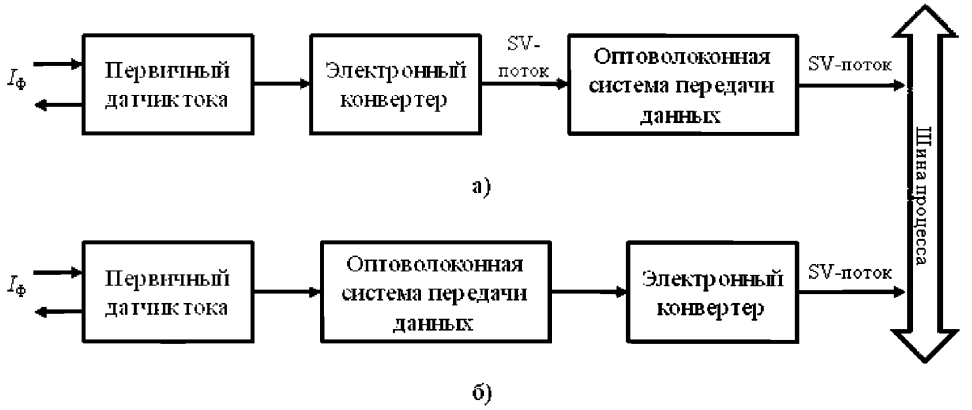

Рисунок 7.1. Обобщенная структурно-функциональная схема однофазного ЭТТ
а) с электронным конвертером, расположенным вблизи первичного датчика;
б) с электронным конвертером, расположенным в помещении ОПУ
$I_Ф$ – измеряемый фазный ток

7.2.2 Функции

7.2.2.1 Функции ЭТТ подразделяются на:

– функции измерения первичного переменного тока и передачи оцифрованных выборочных значений тока по каналу связи;

– сервисные функции.

Выполнение сервисных функций не должно влиять на выполнение функций измерения первичного переменного тока и передачи оцифрованных выборочных значений тока по каналу связи.

7.2.2.2 Функции измерения первичного переменного тока и передачи оцифрованных выборочных значений тока:

– преобразование величины первичного тока в аналоговый сигнал, пропорциональный значению первичного тока (или его изменению) и согласованный с электронной схемой ТТ;

– получение выборочных (мгновенных) значений тока с заданной частотой дискретизации, синхронизированной с абсолютным (астрономическим) временем и присвоение полученным значениям меток времени (относительных);

– компенсация систематической погрешности первичного датчика

тока, нормализация полученных значений в соответствии с заданным коэффициентом трансформации, для дифференциальных первичных датчиков – интегрирование измеренной величины тока, приведение получаемых выборочных значений к номиналу первичной цепи с учетом коэффициента трансформации;

– формирование кадров защитных и измерительных SV-потоков, содержащих соответствующие нормализованные выборочные значения, и передача SV-потоков в шину процесса ЦПС.

7.2.2.3 Время между моментом выборки входного аналогового сигнала и моментом формирования кадра выходного SV-потока (момент времени между передачей последнего бита байта SD (Start of frame delimeter) и первого бита байта заголовка кадра), характеризующее производительность ЭТТ, должно составлять:

– не более 3 мс для измерительных целей;

– не более 1,5 мс для целей защиты.

Производительность ЭТТ определяется временем работы его электронного конвертера.

7.2.2.4 ЭТТ должны выполнять следующие сервисные функции:

– самодиагностика;

– сигнализация;

– тестовый режим;

– самоописание;

– журналирование;

– конфигурирование.

7.2.2.5 Функция самодиагностики должна контролировать работоспособность компонентов ЭТТ: первичного датчика тока и электронного конвертера. Самодиагностика устройства ЭТТ должна обеспечивать

– обнаружение неисправности первичного датчика тока;

– контроль температуры и обнаружение неисправности датчика температуры окружающего воздуха;

– обнаружение сбоев, перезапусков и неисправности электронного конвертера;

– контроль исправности электропитания;

– контроль исправности коммуникационного интерфейса.

Обнаруженные сбои и отказы функционирования узлов устройства ЭТТ должны фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде визуально-доступной сигнализации при наличии средств местного доступа к ЭТТ.

7.2.2.6 Функция сигнализации ЭТТ должна обеспечивать формирование и выдачу служебных GOOSE-сообщений о неисправности оборудования ЭТТ, недостоверности измерений, а также GOOSE-сообщений с запросом на обслуживание (ГОСТ Р МЭК 60044-8).

7.2.2.7 На лицевой панели электронного конвертера ЭТТ должна иметься визуальная индикация работоспособности устройства.

7.2.2.8 ЭТТ должны поддерживать тестовый режим функционирования для проверки оборудования уровня присоединения (например, устройств РЗА). В тестовом режиме все сообщения (за исключением сигнализации о неисправности) устройством ЭТТ должны передаваться с установленным флагом «тест». Функции и сценарии тестирования должны соответствовать требованиям корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2, Раздел 5].

7.2.2.9 ЭТТ должен поддерживать режим моделирования (simulation) в соответствии с требованиями корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2, Раздел 5].

7.2.2.10 Функция самоописания ЭТТ должна предоставлять данные об ЭТТ через информационные сервисы устройства. Данные об ЭТТ должны содержать справочную информацию о:

- данном экземпляре устройства (серийный номер, дата производства, дата ввода в эксплуатацию, дата последней калибровки и т.д.);
- комплектации устройства (тип устройства, блоки, входящие в состав устройства);
- производителе устройства (наименование изготовителя, контактные данные изготовителя);
- метрологические характеристики устройства;
- месте установки устройства (наименование подстанции, диспетчерское наименование присоединения);
- встраиваемом программном обеспечении (версия ПО, дата последнего обновления встраиваемого ПО).

7.2.2.11 Функция журналирования ЭТТ должна осуществлять записи в энергонезависимой памяти устройства о следующих событиях:

- замена модулей/узлов ЭТТ;
- изменение конфигурационных параметров ЭТТ;
- попытки несанкционированного доступа через информационные интерфейсы;
- результаты самодиагностики;
- включение/отключение питания;
- обновление встраиваемого программного обеспечения.

Записи о событиях должны содержать метку времени и описание события. Разрешающая способность по очередности событий должна быть не хуже 1 мс. Точность задания метки времени должна быть не хуже 1 мс.

7.2.2.12 Функция конфигурирования должна обеспечивать:

- изменение настраиваемых параметров первичного датчика тока;
- изменение настраиваемых параметров электронного блока;
- изменение параметров самоописания устройства;
- перезагрузку (перезапуск) устройства;
- включение/отключение тестового режима работы ЭТТ;

– изменение режима работы информационных сервисов ЭТТ.

Функция конфигурирования должна выполняться с соблюдением мер обеспечения информационной безопасности, включая разделение по правам доступа и аппаратную блокировку внесения изменений в конфигурацию.

7.2.3 Метрологические характеристики электронных ТТ

7.2.3.1 ЭТТ согласно ГОСТ Р МЭК 60044-8 должны соответствовать требованиям класса точности в стандартном диапазоне частот: от 49,5 Гц до 50,5 Гц для измерительных целей; от 45 до 350 Гц для целей защиты.

7.2.3.2 На ЦПС должны применяться ЭТТ классов точности не хуже 0,2S для целей измерения. Требуемые метрологические характеристики ЭТТ для целей измерений приведены в Таблице 7.2.1.

Таблица 7.2.1

Диапазоны измерения тока	Исполнение 1И ($I_{МАКС}$ = 250 – 1000А)			Исполнение 2И ($I_{МАКС}$ = 800 – 4000А)		
	погрешность, %	значение тока, А действ.	Угловая погрешность	погрешность, %	значение тока, А действ.	Угловая погрешность
Нижний диапазон	0,75	2.5	30’	0,75	8	30’
	0,35	12,5	15’	0,35	40	15’
	0,2	50	10’	0,2	160	10’
Верхняя граница	0,2	1200	10’	0,2	4800[1]	10’
	0,5	1500	20’	0,5	6400	20’

Примечание.

[1] Для ЭТТ с номинальными токами в линии более 3000А должна поставляться медная первичная шина. Конструкция ЭТТ других отличий не имеет. Тип шины (АД31 или Cu) может быть выбран при заказе и изменен при монтаже трансформатора на объекте.

7.2.3.3 Требуемые метрологические характеристики ЭТТ для целей защиты приведены в Таблице 7.2.2.

Таблица 7.2.2

Диапазоны измерения тока	Исполнение 1Р (для РЗА ВЛ и Т)			Исполнение 2Р (для РЗА Низкой стороны АТ)		
	погрешность, %	значение тока, А действ.	Угловая погрешность	погрешность, %	значение тока, А действ.	Угловая погрешность
Нижняя граница точности	10	10	240’	10	30	240’
	5	20	120’	5	80	120’
	1	40	60’	1	110	60’
Верхняя граница точности	1	36000	60’	1	100000	60’
	5	50000	120’	5	126000	120’
	10	55000	240’	10	140000	240’

Примечание.

[1] При расчёте погрешностей ЭТТ необходимо учитывать, что приведены действующие значения токов без апериодической составляющей. Для расчёта погрешности ЭТТ в переходном режиме необходимо умножить значение тока КЗ на коэффициент апериодической составляющей.

7.2.3.4 Время готовности ЭТТ определяется как время, необходимое для достижения ЭТТ полной точности измерения после включения (подачи электропитания). Время готовности ЭТТ должно быть не более 10 с.

7.2.3.5 ЭТТ должен сохранять характеристики класса точности согласно Таблице 7.2.2 в переходных процессах, в том числе при воздействии апериодической составляющей тока короткого замыкания.

7.2.3.6 ЭТТ является средством измерения в части преобразования первичных величин тока в мгновенные значения тока. ЭТТ должны быть утверждены как тип средства измерения и зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. В состав документации, поставляемой с ЭТТ, должны входить: свидетельство (копия) об утверждении типа средства измерения, описание типа средства измерения (копия), методика поверки (оригинал), методика калибровки на месте эксплуатации, свидетельство о первичной поверке при выпуске из производства, паспорт.

7.2.3.7 Межповерочный интервал ЭТТ должен быть не менее 8 лет.

7.2.4 Требования к конструктивному исполнению

7.2.4.1 Конструктивное исполнение первичных вводов (высоковольтных компонентов) ЭТТ должно соответствовать требованиям ГОСТ Р МЭК 60044-8.

Конструктивное исполнение низковольтных компонентов ЭТТ (электронного конвертера, оптоволоконной системы передачи данных) должно обеспечивать выполнение общих технических требований к аппаратно-программным средствам ЦПС (п. 6) для устройств наружного исполнения (Рис. 7.1 а) или для устройств, размещаемых в помещении ОПУ (Рис. 7.1 б).

7.2.4.2 Степень защиты оболочки компонентов ЭТТ наружной установки должна быть не хуже IP55 по ГОСТ 14254.

Степень защиты оболочки компонентов ЭТТ устанавливаемых в помещении должна быть не хуже IP21 по ГОСТ 14254. Компоненты ЭТТ устанавливаемые в помещении должны предназначаться для установки в типовой шкаф со степенью защиты не хуже IP54 по ГОСТ 14254.

7.2.4.3 Компоненты ЭТТ наружной установки должны соответствовать классу изоляции Y по ГОСТ Р МЭК 60085.

7.2.4.4 Компоненты ЭТТ наружной установки должны удовлетворять требованиям устойчивости к статическим нагрузкам от ветра и наледи, соответствующим классу нагрузки II по ГОСТ Р МЭК 60044-8.

7.2.4.5 Конструкция компонентов ЭТТ наружной установки должна соответствовать требованиям функционирования по уровням загрязнения классу d по ГОСТ Р 56735.

7.2.5 Требования к параметрам выдаваемых SV-потоков

7.2.5.1 Параметры формируемых SV-потоков должны соответствовать требованиям МЭК 61850-9-2 и национального корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2].

7.2.5.2 ЭТТ должен обеспечивать передачу защитных SV-потоков класса производительности P1 (3 мс) по МЭК 61850-5 и измерительных SV-потоков класса производительности P2 (10 мс) по МЭК 61850-5.

7.2.5.3 ЭТТ должен передавать защитный SV-поток класса I-P и измерительный поток класса I-И согласно требованиям корпоративного профиля «ФСК ЕЭС» [2]. Требования к параметрам выдаваемых SV-потоков приведены в Таблице 7.2.3.

Таблица 7.2.3

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Набор измеряемых электрических величин в одном SV-потоке класс I-P, класс I-И - трехканальный ЭТТ - одноканальный ЭТТ	 I_A, I_B, I_C I^1
2. Количество выборок за период промышленной частоты (smpRate) - класс I-P, 2-P - класс I-И, 2-И	 96 288
3. Количество выборочных значений электрической величины, передаваемых в одном кадре (noASDU) - класс I-P, 2-P - класс I-И, 2-И	 2 6

Примечание.

[1] Одноканальный ЭТТ может применяться, например, для измерения тока в нейтрали трансформатора.

7.2.5.4 В случае обнаружения системой самодиагностики неисправности первичного датчика тока, неисправности токовых цепей, ЭТТ должен устанавливать флаг качества в выдаваемом SV-потоке в значение «invalid».

7.2.6 Перечень выдаваемых GOOSE-сообщений

7.2.6.1 ЭТТ должны выдавать GOOSE-сообщения типа 1A (по МЭК 61850-5), содержащие сигналы о недостоверности измерений, неисправности цепей ТТ.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 4 мс, максимальный – 1000 мс.

7.2.6.2 ЭТТ должны выдавать GOOSE-сообщения типа 1B (по МЭК 61850-5), содержащие внутренние сигналы о неисправности оборудования ЭТТ.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 50 мс, максимальный – 5000 мс.

7.2.6.3 ЭТТ должны выдавать GOOSE-сообщения типа 1B (по МЭК 61850-5), содержащие служебные сигналы с запросом на обслуживание.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 100 мс, максимальный – 10000 мс.

7.2.6.4 Все GOOSE-сообщения ЭТТ должны относиться к классу производительности P1 (3 мс) по МЭК 61850-5.

7.2.6.5 Подробный перечень дискретных сигналов выдаваемых посредством GOOSE-сообщений для конкретных типов ЭТТ должен приводиться в руководстве по эксплуатации ЭТТ.

7.2.7 Требования к коммуникационным интерфейсам

7.2.7.1 Коммуникационный интерфейс ЭТТ должен быть выполнен на базе волоконно-оптического канала связи и соответствовать требованиям IEEE 802.3 в части интерфейса 100BASE-FX. В обоснованных при проектировании случаях могут применяться коммуникационные интерфейсы с более высокими скоростями передачи данных.

7.2.7.2 Каждый электронный блок ЭТТ должен иметь не менее четырех коммуникационных интерфейсов, обеспечивающих функционирование двух каналов связи (по шине процесса и станционной шине) с параллельным резервированием по протоколу PRP согласно МЭК 62439-3.

7.2.7.3 Каждый электронный блок ЭТТ должен иметь отдельные коммуникационные интерфейсы с параллельным резервированием по протоколу PRP (согласно МЭК 62439-3) для передачи измерительных SV-потоков в АИИС КУЭ.

7.2.7.4 Требования к характеристикам коммуникационных интерфейсов ЭТТ, имеющего структуру как показано на Рис. 7.1 а), Таблица 7.1.8. Требования к характеристикам коммуникационных интерфейсов ЭТТ, имеющего структуру как показано на Рис. 7.1 б), приведены в Таблице 7.2.4.

Таблица 7.2.4

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Режим работы	полный дуплекс (full-duplex)
2. Тип оптического коннектора	LC
3. Тип оптического волокна (МЭК 60794-1-1)	50/125 ММ[1]
4. Среда прокладки кабеля	внутри помещения
5. Длина волны, нм	1300

7.2.7.5 Должна быть предусмотрена визуальная индикация работоспособности коммутационных интерфейсов ЭТТ.

7.3 Устройства полевого уровня ЦПС: средства измерения токов и напряжений. Требования к электронным ТН

7.3.1 Общие сведения

7.3.1.1 ЭТН представляет собой измерительный ТН произвольного принципа действия. В качестве первичного датчика ЭТН используются:

– оптические датчики напряжения на основе кристаллов, в которых показатель преломления пропорционален напряженности электрического поля (эффект Поккельса) в измеряемом диапазоне напряжений, который задается емкостным делителем;

– емкостной делитель в комбинации с электромагнитным трансформатором;

– конденсатор связи с последовательно включенным электромагнитным трансформатором отбора напряжения.

7.3.1.2 Первичный датчик ЭТН подключается к электронному конвертеру, который выполняет преобразование выходной величины датчика, пропорциональной измеряемой величине напряжения, в выборочные (мгновенные) значения измеряемого первичного напряжения, формирует кадр

данных SV-потока согласно МЭК 61850-9-2 и корпоративному профилю МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» [2] и осуществляет передачу SV-потока в шину процесса ЦПС.

7.3.1.3 Электронный конвертер ЭТН должен компенсировать систематические погрешности первичных датчиков напряжения, определяемые типом применяемого датчика.

7.3.1.4 Внутренние часы ЭТН при потере внешней синхронизации должны обеспечить уход внутреннего времени не более чем на 1 мкс в течение 10 с. Переход на резервный источник внешней синхронизации должен осуществляться в течение не более чем 1 с.

7.3.1.5 ЭТН обязательно должны поддерживать сервис инструментальной синхронизации (п. 9.3).

7.3.1.6 ЭТН должны иметь единый канал и коммуникационные интерфейс для передачи выборочных значений устройствам РЗА и ПА и системам учета электроэнергии, системам измерений параметров и контроля качества электроэнергии, устройствам синхронизированных векторных измерений.

7.3.1.7 Обобщенная структурно-функциональная схема одного канала ЭТН приведена на Рис. 7.2. Электронный конвертер для оптических первичных датчиков напряжения устанавливается в помещении ОПУ или вместе с первичным датчиком напряжения.

В первом случае по оптоволоконной системе передается световой сигнал. Во втором случае по оптоволоконной системе в шину процесса передается SV-поток, содержащий выборочные значения $U_Ф$, и сигнал инструментальной синхронизации для электронного конвертера.

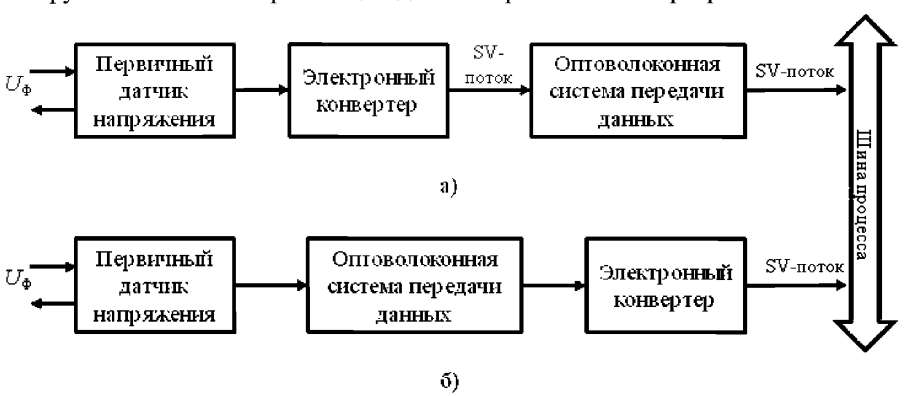

Рисунок 7.2. Обобщенная структурно-функциональная схема однофазного ЭТН
а) с электронным конвертером, расположенным вблизи первичного датчика;
б) с электронным конвертером, расположенным в помещении ОПУ
$U_Ф$ – измеряемое фазное напряжение

7.3.1.8 Гальваническая развязка первичных цепей ЭТН и коммуникационного оборудования шины процесса должна обеспечиваться применением оптоволоконной системы передачи данных.

7.3.1.9 Электронный конвертер ЭТН должен состоять из двух резервирующих друг друга отдельных электронных блоков со своими источниками питания и резервируемыми интерфейсами с коммуникационной сетью ЦПС.

7.3.2 Функции

7.3.2.1 Функции ЭТН подразделяются на:

– функции измерения первичного переменного напряжения и передачи оцифрованных выборочных значений напряжения по каналу связи;

– сервисные функции.

Выполнение сервисных функций не должно влиять на выполнение функций измерения первичного переменного напряжения и передачи оцифрованных выборочных значений напряжения по каналу связи.

7.3.2.2 Функции измерения первичного переменного напряжения и передачи оцифрованных выборочных значений напряжения:

– преобразование величины первичного напряжения в аналоговый сигнал, пропорциональный значению первичного напряжения и согласованный с электронной схемой ТН;

– получение выборочных (мгновенных) значений напряжения с заданной частотой дискретизации, синхронизированной с абсолютным (астрономическим) временем и присвоение полученным значениям меток времени (относительных);

– компенсация систематической погрешности первичного датчика напряжения, нормализация полученных значений в соответствии с заданным коэффициентом трансформации и приведение получаемых выборочных значений к номиналу первичной цепи;

– формирование кадров SV-потоков, содержащих соответствующие нормализованные выборочные значения, и передача SV-потоков в шину процесса ЦПС.

7.3.2.3 Время между моментом выборки входного аналогового сигнала и моментом формирования кадра выходного SV-потока (момент времени между передачей последнего бита байта SD (Start of frame delimeter) и первого бита байта заголовка кадра), характеризующее производительность ЭТН, должно составлять не более 1,5 мс.

Производительность ЭТН определяется временем работы его электронного конвертера.

7.3.2.4 ЭТН должны выполнять следующие сервисные функции:

– самодиагностика;

– сигнализация;

– тестовый режим;

– самоописание;

– журналирование;

– конфигурирование.

7.3.2.5 Функция самодиагностики должна контролировать работоспособность компонентов ЭТН: первичного датчика напряжения и электронного конвертера. Самодиагностика устройства ЭТН должна обеспечивать:

– обнаружение неисправности первичного датчика напряжения;

– обнаружение сбоев, перезапусков и неисправности электронного конвертера;

– контроль исправности электропитания;

– контроль исправности коммуникационного интерфейса.

Обнаруженные сбои и отказы функционирования узлов устройства ЭТН должны фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде визуально-доступной сигнализации при наличии средств местного доступа к ЭТН.

7.3.2.6 Функция сигнализации ЭТН должна обеспечивать формирование и выдачу служебных GOOSE-сообщений о неисправности оборудования ЭТН (в том числе о снижении давления в колонне ТН), недостоверности измерений, а также GOOSE-сообщений с запросом на обслуживание (ГОСТ Р МЭК 60044-7).

7.3.2.7 На лицевой панели электронного конвертера ЭТН должна иметься визуальная индикация работоспособности устройства.

7.3.2.8 ЭТН должны поддерживать тестовый режим функционирования для проверки оборудования уровня присоединения (например, устройств РЗА). В тестовом режиме все сообщения (за исключением сигнализации о неисправности) устройством ЭТН должны передаваться с установленным флагом «тест». Функции и сценарии тестирования должны соответствовать требованиям корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2, Раздел 5].

7.3.2.9 ЭТН должен поддерживать режим моделирования (simulation) в соответствии с требованиями корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2, Раздел 5].

7.3.2.10 Функция самоописания ЭТН должна предоставлять данные об ЭТН через информационные сервисы устройства. Данные об ЭТН должны содержать справочную информацию о:

– данном экземпляре устройства (серийный номер, дата производства, дата ввода в эксплуатацию, дата последней калибровки и т.д.);

– комплектации устройства (тип устройства, блоки, входящие в состав устройства);

– производителе устройства (наименование изготовителя, контактные данные изготовителя);

– метрологические характеристики устройства;

– месте установки устройства (наименование подстанции, диспетчерское наименование присоединения);

– встраиваемом программном обеспечении (версия ПО, дата последнего обновления встраиваемого ПО).

7.3.2.11 Функция журналирования ЭТН должна осуществлять записи в энергонезависимой памяти устройства о следующих событиях:

– замена модулей/узлов ЭТН;
– заправка колонн ЭТН изолирующим газом;
– изменение конфигурационных параметров ЭТН;
– попытки несанкционированного доступа через информационные интерфейсы;
– результаты самодиагностики;
– включение/отключение питания;
– обновление встраиваемого программного обеспечения.

Записи о событиях должны содержать метку времени и описание события. Разрешающая способность по очередности событий должна быть не хуже 1 мс. Точность задания метки времени должна быть не хуже 1 мс.

7.3.2.12 Функция конфигурирования должна обеспечивать:

– изменение настраиваемых параметров первичного датчика напряжения;
– изменение настраиваемых параметров электронного блока;
– изменение параметров самоописания устройства;
– перезагрузку (перезапуск) устройства;
– включение/отключение тестового режима работы ЭТН;
– изменение режима работы информационных сервисов ЭТН.

Функция конфигурирования должна выполняться с соблюдением мер обеспечения информационной безопасности, включая разделение по правам доступа и аппаратную блокировку внесения изменений в конфигурацию.

7.3.3 Метрологические характеристики электронных ТН

7.3.3.1 ЭТН должны соответствовать требованиям класса точности в диапазоне частот от 45 до 55 Гц.

7.3.3.2 На ЦПС должны применяться ЭТН класса точности не хуже 0,2 для целей измерения и защиты.

7.3.3.3 Требуемые метрологические характеристики ЭТН для класса точности 0,2 согласно ГОСТ Р МЭК 60044-7 приведены в Таблице 7.3.1.

Таблица 7.3.1

Напряжение, % от $U_{ном}$	Полная погрешность, %
1. 5 … 80	± 0,5
2. 80 … 120	± 0,2
3. 120 … 250	± 0,5

7.3.3.4 Время готовности ЭТН определяется как время, необходимое для достижения ЭТН полной точности измерения после включения (подачи электропитания). Время готовности ЭТН должно быть не более 10 с.

7.3.3.5 ЭТН является средством измерения в части преобразования первичных величин напряжения в мгновенные значения напряжения. ЭТН

должны быть утверждены как тип средства измерения и зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. В состав документации, поставляемой с ЭТН, должны входить: свидетельство (копия) об утверждении типа средства измерения, описание типа средства измерения (копия), методика поверки (оригинал), методика калибровки на месте эксплуатации, свидетельство о первичной поверке при выпуске из производства, паспорт.

7.3.3.6 Межповерочный интервал ЭТН должен быть не менее 8 лет.

7.3.4 Требования к конструктивному исполнению

7.3.4.1 Конструктивное исполнение первичных вводов (высоковольтных компонентов) ЭТН должно соответствовать требованиям ГОСТ Р МЭК 60044-7.

Конструктивное исполнение низковольтных компонентов ЭТН (электронного конвертера, оптоволоконной системы передачи данных) должно обеспечивать выполнение общих технических требований к аппаратно-программным средствам ЦПС (п. 6) для устройств наружного исполнения (Рис. 7.2 а) или для устройств, размещаемых в помещении ОПУ (Рис. 7.2 б).

7.3.4.2 Степень защиты оболочки компонентов ЭТН наружной установки должна быть не хуже IP55 по ГОСТ 14254.

Степень защиты оболочки компонентов ЭТН устанавливаемых в помещении должна быть не хуже IP21 по ГОСТ 14254. Компоненты ЭТН устанавливаемые в помещении должны предназначаться для установки в типовой шкаф со степенью защиты не хуже IP54 по ГОСТ 14254.

7.3.4.3 Компоненты ЭТН наружной установки должны соответствовать классу изоляции Y по ГОСТ Р МЭК 60085.

7.3.4.4 Компоненты ЭТН наружной установки должны удовлетворять требованиям устойчивости к статическим нагрузкам от ветра и льда, соответствующим классу нагрузки II по ГОСТ Р МЭК 60044-7.

7.3.4.5 Конструкция компонентов ЭТН наружной установки должна соответствовать требованиям функционирования по уровням загрязнения классу d по ГОСТ Р 56735.

7.3.4.6 В ЭТН должны использоваться изолирующие материалы, не требующие применения встроенных средств мониторинга и контроля.

7.3.5 Требования к параметрам выдаваемых SV-потоков

7.3.5.1 Параметры формируемых SV-потоков должны соответствовать требованиям МЭК 61850-9-2 и национального корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2].

7.3.5.2 ЭТН должен обеспечивать передачу защитных SV-потоков класса производительности P1 (3 мс) по МЭК 61850-5 и измерительных SV-потоков класса производительности P2 (10 мс) по МЭК 61850-5.

7.3.5.3 ЭТН должен передавать защитный SV-поток класса I-Р и измерительный поток класса I-И согласно требованиям корпоративного

профиля «ФСК ЕЭС» [2]. Требования к параметрам выдаваемых SV-потоков приведены в Таблице 7.3.2.

Таблица 7.3.2

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Набор измеряемых электрических величин в одном SV-потоке класс I-P, класс I-И	U_A, U_B, U_C
2. Количество выборок за период промышленной частоты (smpRate) - класс I-P - класс I-И	 96 288
3. Количество выборочных значений электрической величины, передаваемых в одном кадре (noASDU) - класс I-P - класс I-И	 2 6

7.3.5.4 В случае обнаружения системой самодиагностики неисправности первичного датчика напряжения, неисправности цепей напряжения ЭТН должен устанавливать флаг качества в выдаваемом SV-потоке в значение «invalid». При отсутствии синхронизации ЭТН должен устанавливать соответствующий флаг качества в значение «invalid».

7.3.6 Перечень выдаваемых GOOSE-сообщений

7.3.6.1 ЭТН должны выдавать GOOSE-сообщения типа 1A (по МЭК 61850-5), содержащие сигналы о недостоверности измерений, неисправности цепей ТН.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 4 мс, максимальный – 1000 мс.

7.3.6.2 ЭТН должны выдавать GOOSE-сообщения типа 1B (по МЭК 61850-5), содержащие внутренние сигналы о неисправности оборудования ЭТН (в том числе о снижении давления в колонне ТН).

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 50 мс, максимальный – 5000 мс.

7.3.6.3 ЭТН должны выдавать GOOSE-сообщения типа 1B (по МЭК 61850-5), содержащие служебные сигналы с запросом на обслуживание.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 100 мс, максимальный – 10000 мс.

7.3.6.4 Все GOOSE-сообщения ЭТН должны относиться к классу производительности P1 (3 мс) по МЭК 61850-5.

7.3.6.5 Подробный перечень дискретных сигналов выдаваемых посредством GOOSE-сообщений для конкретных типов ЭТН должен приводиться в руководстве по эксплуатации ЭТН.

7.3.7 Требования к коммуникационным интерфейсам

7.3.7.1 Коммуникационный интерфейс ЭТН должен быть выполнен на базе волоконно-оптического канала связи и соответствовать требованиям IEEE 802.3 в части интерфейса 100BASE-FX. В обоснованных при проектировании случаях могут применяться коммуникационные интерфейсы с более высокими скоростями передачи данных.

7.3.7.2 Каждый электронный блок ЭТН должен иметь не менее четырех коммуникационных интерфейсов, обеспечивающих функционирование двух каналов связи (по шине процесса и станционной шине) с параллельным резервированием по протоколу PRP согласно МЭК 62439-3.

7.3.7.3 Каждый электронный блок ЭТН должен иметь отдельные коммуникационные интерфейсы с параллельным резервированием по протоколу PRP (согласно МЭК 62439-3) для передачи измерительных SV-потоков в АИИС КУЭ.

7.3.7.4 Требования к характеристикам коммуникационных интерфейсов ЭТН, имеющего структуру как показано на Рис. 7.2 а), Таблица 7.1.8. Требования к характеристикам коммуникационных интерфейсов ЭТН, имеющего структуру как показано на Рис. 7.2 б), Таблица 7.2.4.

7.3.7.5 Должна быть предусмотрена визуальная индикация работоспособности коммутационных интерфейсов ЭТН.

7.4 Устройства полевого уровня ЦПС: средства преобразования сигналов коммутационных аппаратов и маслонаполненного оборудования. Требования к ПДС КА и ПДС МО

7.4.1 Общие сведения

7.4.1.1 ПДС КА и ПДС МО относятся к устройствам полевого уровня управления ЦПС и осуществляют:

– преобразование команд управления КА и маслонаполненного оборудования, поступающих от устройств уровня присоединения в виде GOOSE-сообщений, в дискретные контактные сигналы, подаваемые на КА и маслонаполненного оборудования;

– преобразование дискретных контактных сигналов от КА и маслонаполненного оборудования в GOOSE-сообщения, передаваемые устройствам уровня присоединения.

7.4.1.2 ПДС обязательно должны поддерживать сервис календарной синхронизации по протоколу SNTP в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850-8-1 (п. 9.2). ПДС должны поддерживать дополнительно сервис календарной синхронизации по протоколу PTP (IEEE 1588).

7.4.1.3 Внутренние часы ПДС при потере внешней синхронизации должны обеспечить уход внутреннего времени не более чем на 1 мс в течение 10 с. Переход на резервный источник внешней синхронизации должен осуществляться в течение не более чем 1 с.

7.4.1.4 ПДС должны входить в состав типовых шкафов. В один шкаф должно устанавливаться два ПДС.

7.4.1.5 При наличии функции КИВ (для маслонаполненных вводов трансформаторов 500 – 750 кВ) в состав ШПДС МО должен входить ПАС, осуществляющий преобразование соответствующих сигналов тока.

7.4.1.6 ШПДС должны устанавливаться на ОРУ в непосредственной близости от соответствующих КА (выключатель, Р, ЗН) и маслонаполненного оборудования (Т, АТ, КР).

7.4.1.7 На ЦПС должны применяться типовые ШПДС для контроля и управления однополюсных и трехполюсных выключателей, а также разъединителей и заземляющих ножей [4, Приложение 1 - 15].

7.4.1.8 На ЦПС должны применяться типовые ШПДС для контроля и управления маслонаполненным оборудованием [4, Приложение 16 - 21] и КР [4, Приложение 22].

7.4.1.9 Логическая структура ПДС должна соответствовать требованиям [5, 6].

7.4.2 Функции ПДС.

7.4.2.1 Функции ПДС подразделяются на:

– функции сигнализации и управления;

– сервисные функции.

Выполнение сервисных функций не должно влиять на выполнение функций сигнализации и управления.

7.4.2.2 Функции сигнализации и управления ПДС:

– ввод дискретных сигналов от КА или маслонаполненного оборудования, формирование GOOSE-сообщений по изменению состояния дискретных сигналов и передача GOOSE-сообщений КП и устройствам РЗА;

– прием GOOSE-сообщений, содержащих команды управления КА или маслонаполненным оборудованием, от КП или устройств РЗА и выдача команд управления посредством выходных контактов, соединенных с цепями управления КА или маслонаполненного оборудования.

В ШПДС, осуществляющих контроль и управление выключателем, должны быть реализованы функции РПВ и РПО.

7.4.2.3 ПДС должен иметь возможность подписки на GOOSE-сообщения разных ИЭУ, содержащие одинаковые по назначению логические сигналы, и обрабатывать все полученные сигналы в соответствии с их назначением.

7.4.2.4 Время от момента изменения состояния входного дискретного сигнала ПДС до формирования GOOSE-сообщения должно составлять не более 1,2 мс (без учета времени фильтрации от дребезга).

Время от получения GOOSE-сообщения до срабатывания управляемого им дискретного выхода должно составлять не более 1,2 мс.

7.4.2.5 ПДС должны выполнять следующие сервисные функции:

– самодиагностика;

– тестовый режим;

– самоописание;

– журналирование;

– конфигурирование.

7.4.2.6 Функция самодиагностики должна контролировать работоспособность как узлов самого ПДС, так и его окружения.

Самодиагностика узлов устройства ПДС должна обеспечивать обнаружение отказа с точностью до отдельного модуля (блока), входящего в состав ПДС. Обнаруженные сбои и отказы функционирования узлов

устройства должны фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде визуально-доступной сигнализации при наличии средств местного доступа к ПДС.

Функция самодиагностики ПДС должна осуществлять контроль Ethernet-соединений, используемых устройством (допускается не контролировать интерфейсы сконфигурированные как не используемые). Обнаруженные сбои и отказы функционирования окружения устройства должны фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде визуально-доступной сигнализации при наличии средств местного доступа к ПДС.

Список сигналов самодиагностики (минимально необходимых) устройства ПАС приведен в Приложении Б, Таблица Б.1.

7.4.2.7 ПДС должны поддерживать тестовый режим функционирования для проверки оборудования уровня присоединения (например, устройств РЗА). Команды управления, полученные посредством GOOSE-сообщений с установленным тестовым флагом, должны фиксироваться в журнале устройства, но не должны выполняться. Функции и сценарии тестирования должны соответствовать требованиям корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2, Раздел 5].

7.4.2.8 ПДС должен поддерживать режим моделирования (simulation) в соответствии с требованиями корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2, Раздел 5].

7.4.2.9 Функция самоописания ПДС должна предоставлять данные о ПДС через информационные сервисы устройства. Данные о ПДС должны содержать справочную информацию о:

- данном экземпляре устройства (серийный номер, дата производства, дата ввода в эксплуатацию и т.д.);
- комплектации устройства (тип устройства, модули, входящие в состав устройства);
- производителе устройства (наименование изготовителя, контактные данные изготовителя);
- функциональности устройства (описание функций выполняемых данным устройством, количественные характеристики устройства);
- месте установки устройства (наименование подстанции, диспетчерское наименование присоединения);
- коммутационных аппаратах или маслонаполненного оборудования (тип, параметры);
- встраиваемом программном обеспечении (версия ПО, дата последнего обновления встраиваемого ПО).

7.4.2.10 Функция журналирования ПДС должна осуществлять записи в энергонезависимой памяти устройства о следующих событиях:

- замена модулей ПДС;
- изменение конфигурационных параметров ПДС, влияющих на

выполнение управляющих функций;

– попытки несанкционированного доступа через информационные интерфейсы;

– изменение состояния дискретных входов;

– получение команд управления КА или маслонаполненного оборудования;

– результаты самодиагностики;

– включение/отключение питания;

– обновление встраиваемого программного обеспечения.

Записи о событиях должны содержать метку времени и описание события. Разрешающая способность по очередности событий должна быть не хуже 1 мс. Точность задания метки времени должна быть не хуже 1 мс.

7.4.2.11 Функция конфигурирования должна обеспечивать:

– изменение параметров самоописания устройства;

– перезагрузку (перезапуск) устройства;

– включение/отключение тестового режима работы ПДС;

– изменение режима работы информационных сервисов ПДС.

Функция конфигурирования должна выполняться с соблюдением мер обеспечения информационной безопасности, включая разделение по правам доступа.

7.4.3 Требования к конструктивному исполнению

7.4.3.1 Конструктивное исполнение ШПДС должно обеспечивать выполнение общих технических требований к аппаратно-программным средствам ЦПС для устройств наружного исполнения (п. 6).

7.4.3.2 Степень защиты оболочки ШПДС должна быть не хуже IP55 по ГОСТ 14254.

7.4.3.3 Конструктивно ШПДС должен представлять собой шкаф для наружной установки с двойными стенками, системой охлаждения (при необходимости) и обогрева (при необходимости).

7.4.3.4 При недостаточности кондуктивного (пассивного) охлаждения электронного оборудования ПДС в двойном шкафу, необходимо применять систему защитного (активного) охлаждения на основе термоэлектрических охладителей. Система активного охлаждения должна обеспечивать поддержание температуры в шкафу, не превышающей верхнюю границу рабочего температурного диапазона электронного оборудования ПДС, установленного в шкафу.

7.4.3.5 Система обогрева должна обеспечивать поддержание температуры в шкафу не ниже нижней границы рабочего диапазона электронного оборудования ПДС, установленного в шкафу.

7.4.3.6 ШПДС должен обеспечивать обслуживание с одной стороны. Дверь шкафа должна быть металлическая сплошная. Установка ламп сигнализации на дверь шкафа не допускается.

7.4.3.7 Типовые шкафы ПДС должны иметь габаритные размеры в зависимости от типа согласно [4].

7.4.3.8 В каждом ШПДС должно устанавливаться не менее двух устройств ПДС для резервирования цепей контроля и управления выключателем и маслонаполненным оборудованием, а также цепей команд включения и отключения выключателя.

7.4.3.9 ШПДС должен иметь клеммное поле для подключения цепей сигнализации и управления. Клеммное поле ПДС должно иметь штатные средства для заземления экранов кабелей. Назначение клемм типовых шкафов ПДС приведено в [4, Приложения 1 – 22].

7.4.3.10 На лицевой панели ПДС должна иметься визуальная индикация работоспособности устройства.

7.4.4 Требования к дискретным входам ПДС

7.4.4.1 ПДС должен иметь дискретные входы, обеспечивающие ввод дискретных сигналов типа «сухой контакт». Питание цепей дискретных входов должно обеспечиваться со стороны ПДС от источника постоянного напряжения с номинальным значением 220 В.

7.4.4.2 Требования к дискретным входам устройств ПДС согласно СТО 56947007-29.120.40.102-2011 приведены в Таблице 7.4.1.

Таблица 7.4.1

Наименование показателя	**Значение**
1	**2**
1. Напряжение срабатывания, В	158 – 170
2. Напряжение возврата, В	132 – 154
3. Диапазон регулировки программной задержки срабатывания, мс	0 – 20
4. Аппаратная задержка срабатывания не более, мс	5
5. Шаг регулировки задержки срабатывания, не более, мс	1
6. Входное сопротивление при закрытом рабочем состоянии дискретного входа не более, кОм	60
7. Количество электричества импульса режекции[1], не менее, мкКл	200

Примечание.

[1] Количество электричества импульса режекции, формируемого при замыкании «сухого» контакта, определяется емкостью сети постоянного тока на землю. Длительность импульса режекции определяется аппаратной задержкой срабатывания дискретного входа.

7.4.4.3 Дискретные входы не должны срабатывать и повреждаться при подаче на них напряжения обратной полярности.

7.4.4.4 При формировании метки времени, присваиваемой вводимому дискретному сигналу, устройство ПДС должно фиксировать момент времени начала процесса переключения (первое замыкание). Формирование дискретных сигналов и присвоение меток времени должны осуществляться только дискретным сигналам, прошедшим фильтрацию (Рисунок 7.3).

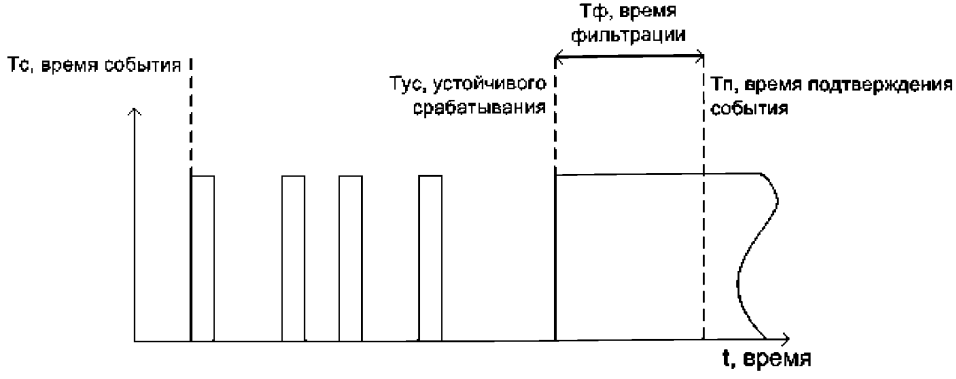

Рисунок 7.3. Фильтрация дребезга контактов

7.4.4.5 Устройство ПДС должно обеспечивать возможность конфигурирования времени фильтрации ($Т_Ф$) и времени отстройки от случайных помех ($Т_{ОСП}$, рис. 7.4). Параметры $Т_Ф$ $Т_{ОСП}$ должны задаваться при настройке устройства в диапазоне от 0 до 100 мс с шагом не более 5 мс.

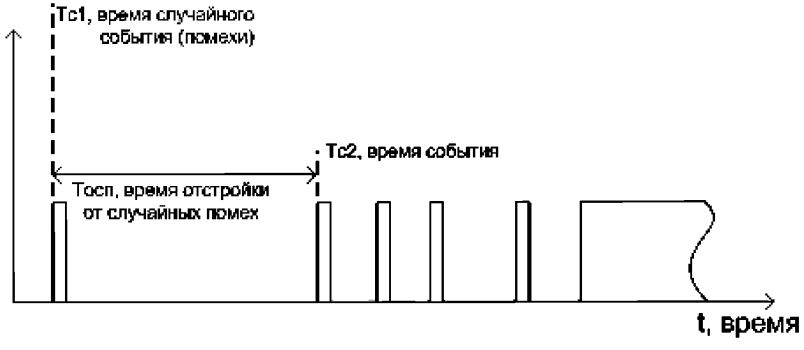

Рисунок 7.4. Фильтрация случайных помех

7.4.5 Требования к дискретным выходам ПДС

7.4.5.1 Дискретные выходы ПДС должны коммутировать цепь с индуктивной нагрузкой с постоянной времени не менее 50 мс при номинальном постоянном напряжении 220 В.

7.4.5.2 Дискретные выходы ПДС КА, предназначенные для управления электромагнитами отключения должны быть рассчитаны на работу в диапазоне рабочих напряжений не хуже 65 – 120 % от номинального напряжения.

7.4.5.3 Дискретные выходы ПДС КА, предназначенные для управления электромагнитами включения должны быть рассчитаны на работу в диапазоне рабочих напряжений не хуже 80 – 110 % от номинального напряжения.

7.4.5.4 Требования к дискретным выходам в цепях управления выключателем постоянного тока напряжением 220 В, $\tau = 50$ мс приведены в Таблице 7.4.2.

Таблица 7.4.2

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Длительно допустимый ток А в цепи дискретного выхода, не менее	5
2. Коммутационная способность контактов на замыкание: - при токе до 10 А в течение, с - при токе до 15 А в течение, с - при токе до 30 А в течение, с - при токе до 40 А в течение, с	 1,0 0,3 0,2 0,03
3. Коммутационная способность контактов на размыкание, А, не менее	0,25[1]
4. Коммутационная износостойкость контактов при выполнении пунктов 2, 3, циклов, не менее	2000

Примечание. Для выключателей, имеющих коммутационную способность более 440 Вт, при отказах в операциях включения/отключения должны предусматриваться дополнительные меры с целью предотвращения повреждения выходных контактов ПДС при разрыве тока соленоида, например, применение независимого расцепителя для отключения автомата цепей управления.

7.4.5.5 В цепях управления выключателем может применяться модуль управления выключателем на базе твердотельных реле. Твердотельный модуль управления выключателем должен:

– при получении сигнала отключения/включения от логического органа устройства РЗА замыкать цепь ЭМО/ЭМВ;

– определять ток в цепи электромагнитов ЭМО/ЭМВ с помощью шунт-резистора, сравнивать ток с заданной уставкой;

– вести отсчет времени наличия тока в коммутируемой цепи;

– прерывать ток в цепи ЭМО по истечении заданного времени;

– прерывать ток в цепи ЭМО при его снижении ниже уставки;

– контролировать исправность каждого транзистора в цепи отключения с выдачей сигнала о неисправности;

– выдавать сигнал о протекании тока в цепи ЭМО;

– контролировать наличие «пробоя» транзистора в цепи ЭМО с выдачей сигнала о неисправности.

7.4.5.6 Требования к твердотельному модулю управления выключателем приведены в Таблице 7.4.3.

Таблица 7.4.3

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Соответствие стандартам	ГОСТ Р МЭК 61557-1, ГОСТ Р МЭК 61010-1
2. Степень защиты по ГОСТ 14254 (МЭК 60529)	IP20
3. Требования электромагнитной совместимости	п. 6.4.2
4. Диапазон напряжения питания, В, постоянного тока	12 - 24 ±10 %
5. Задержка включения коммутируемой цепи, мс, не более	1
6. Длительность импульса управления, мс, не менее	40
7. Задержка отключения, мс, не более	10

Таблица 7.4.3

Наименование показателя	Значение
1	2
8. Монтаж блока	на печатную плату пайкой
9. Принудительное охлаждение	отсутствует
10. Датчик системы контроля тока	шунт-резистор
11. Задержка принудительного разрыва коммутируемой цепи после появления управляющего сигнала, мс, не более	500 ±10 %
12. Требования к диэлектрическим свойствам	п. 6.3
13. Резервирование цепей	2-а транзистора последовательно для предотвращения излишних отключений
14. Минимальное управляющее напряжение, В, постоянного тока / длительностью, мс, не менее	12 ± 10 % / 40
15. Максимальное управляющее напряжение напряжение, В, постоянного тока/ длительностью, мс, не менее	24 ± 10 % / 40
16. Минимальный пороговый уровень тока в коммутируемой цепи, А	0,1
17. Максимальный ток при включении нагрузки, А /в течение, мс, не более	22 /30
18. Номинальное коммутируемое напряжение, В, постоянного тока	110 / 220
19. Максимальное коммутируемое напряжение, В, постоянного тока	400
20. Цифровой выход для проверки статуса режима работы	ВКЛ - гальванически изолирован
21. Цифровой выход для проверки состояния коммутирующих элементов	ВКЛ - гальванически изолирован
22. Обслуживание модуля	необслуживаемый
23. Требования устойчивости к климатическим воздействиям	п. 6.1.1
24. Температура хранения	-40 °С...+85 °С
25. Срок службы	100000 циклов

7.4.6 Требования к параметрам выдаваемых SV-потоков (для КИВ)

7.4.6.1 Для реализации функции КИВ маслонаполненного оборудования в ШПДС должно устанавливаться устройство ПАС, осуществляющее преобразование аналоговых величин (токов и напряжения) в поток выборочных значений по МЭК 61850-9-2, передаваемый по шине процесса устройствам РЗА или КП.

7.4.6.2 В зависимости от типа исполнения ШПДС встраиваемый в него ПАС может иметь 1 (для одной фазы АТ, Т), 2 (для Т с заземленной нейтралью) или 3 (для трехфазного АТ и КР) аналоговых входа [4]. Параметры преобразуемых аналоговых величин приведены в Таблице 7.4.4.

Таблица 7.4.4

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Ток проводимости для КИВ, мА	5 - 1000
2. Класс точности, %	2,5
3. Номинальный ток КР, А	1; 5
4. Номинальное напряжение КР, В	100

7.4.6.3 Параметры формируемых SV-потоков должны соответствовать требованиям национального корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2]. ПАС, встраиваемый в ШПДС, должен передавать SV-потоки классов I-P (значения 3 электрических величин) и II-P (передача 1 электрической величины) по 2 выборки каждой электрической величины в кадре с частотой дискретизации 96 выборок за период промышленной частоты.

7.4.6.4 ПАС, встроенный в ШПДС для одной фазы АТ, Т должен измерять ток КИВ.

ПАС ШПДС для Т с заземленной нейтралью должен измерять ток нейтрали №1 и ток нейтрали № 2.

ПАС ШПДС для трехфазного АТ должен измерять токи КИВ фаз А, В, С.

ПАС ШПДС КР должен измерять ток со стороны высоковольтного ввода КР, ток ТТ1 со стороны нейтрали и напряжение ТН со стороны высоковольтного ввода КР.

7.4.7 Перечень выдаваемых и получаемых GOOSE-сообщений

7.4.7.1 ПДС должны выдавать GOOSE-сообщения типа 1А (по МЭК 61850-5), содержащие сигналы о положении выключателя и исправности цепей электромагнитов отключения и включения выключателя, сигналы неисправности цепей ТТ и ТН.

ПДС должны принимать GOOSE-сообщения типа 1А (по МЭК 61850-5), содержащие команды отключения и включения выключателя.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 4 мс, максимальный – 1000 мс.

7.4.7.2 ПДС должны выдавать GOOSE-сообщения типа 1В (по МЭК 61850-5), содержащие сигналы о состоянии маслонаполненного оборудования, в том числе сигналы о неисправности оборудования; сигналы о состоянии цепей электромагнитов отключения/включения выключателей.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 50 мс, максимальный – 5000 мс.

7.4.7.3 ПДС должны выдавать GOOSE-сообщения типа 1В (по МЭК 61850-5), содержащие сигналы о положении разъединителей, заземляющих ножей и тележек выключателей, о состоянии блокировки управления КА.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 100 мс, максимальный – 10000 мс.

7.4.7.4 Все GOOSE-сообщения ПДС должны относиться к классу производительности Р1 (3 мс) по МЭК 61850-5.

7.4.7.5 Подробный перечень выдаваемых и получаемых GOOSE-сообщений для типовых шкафов ПДС приведен в [4, Приложения 1 – 22].

7.4.8 Требования к коммуникационным интерфейсам

7.4.8.1 Коммуникационный интерфейс ПДС должен быть выполнен на базе волоконно-оптических каналов связи. Коммуникационный интерфейс должен соответствовать требованиям IEEE 802.3 в части интерфейса 100BASE-FX. В обоснованных при проектировании случаях могут применяться коммуникационные интерфейсы с более высокими скоростями передачи данных.

7.4.8.2 ПДС должен иметь не менее двух коммуникационных интерфейсов, обеспечивающих функционирование канала связи с параллельным резервированием по протоколу PRP согласно МЭК 62439-3.

7.4.8.3 Требования к характеристикам коммуникационных интерфейсов ПДС приведены в Таблице 7.4.5.

Таблица 7.4.5

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Режим работы	Полный дуплекс (full-duplex)
2. Тип оптического коннектора	LC
3. Тип оптического волокна (МЭК 60794-1-1)	50/125 ММ[1]
4. Среда прокладки кабеля	вне помещений (прокладка в кабельной канализации)
5. Длина волны, нм	1300

Примечание.

[1] Многомодовый кабель используется при максимальном расстоянии передачи до 2 км.

7.5 Устройства уровня присоединения ЦПС. Требования к устройствам РЗА

7.5.1 Общие сведения

7.5.1.1 Устройства РЗА должны составлять автоматическую автономную подсистему уровня присоединения программно-аппаратного комплекса ЦПС. Коммуникационная сеть системы РЗА ЦПС должна быть максимально автономна (физически, структурно, логически).

7.5.1.2 Устройство РЗА взаимодействует с ЭТТ, ЭТН, ПАС, ПДС КА, ПДС МО, являющимися устройствами полевого уровня ЦПС (уровень процесса).

Устройство РЗА должно получать и передавать данные и обмениваться сигналами с другими ИЭУ уровня присоединения ЦПС. Должны быть предусмотрены прием и передача логических сигналов для взаимодействия с устройствами защиты и автоматики среднего уровня своей ПС, а также обмен данными и сигналами с устройствами РЗА смежных ПС.

Устройство РЗА должно передавать данные на подстанционный уровень ЦПС и принимать данные и управляющие воздействия от устройств подстанционного уровня ЦПС.

Таблица 7.5.1. Использование протоколов МЭК 61850 для обмена данными аппаратно-программных средств ЦПС

Приемники	Источники											
	ПДС	ЭТТ, ЭТН	ПАС	КП	ИЭУ РЗА, ПА	ШИП	РАС	Серверы АСУ ТП	СКСУ	АРМ	Система синхронизации времени	ЛВС[1]
ПДС	-	-	-	GOOSE - команды управления	GOOSE - команды управления	-	-	-	-	-	SNTP или PTPv2 - календарная синхронизация времени	-
ЭТТ, ЭТН	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	PTPv2 - инструментальная синхронизация	-
ПАС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	PTPv2 - инструментальная синхронизация	-
КП	GOOSE – сигналы положения КА	SV - мгновенные значения тока и напряжения	SV - мгновенные значения тока и напряжения, GOOSE – сигналы положения переключающих устройств (Испытательные Блоки, Ключи, Автоматы)	GOOSE - сигналы оперативных блокировок	GOOSE – команд и ТС , MMS , Report	MMS – ТС, ТИ	MMS , Report	MMS - команды управления	MMS - команды управления	-	SNTP или PTPv2 - календарная синхронизация времени	-
ИЭУ РЗА, ПА	GOOSE – сигналы положения КА	SV - мгновенные значения тока и напряжения	SV - мгновенные значения тока и напряжения, GOOSE – сигналы положения переключающих устройств (Испытательные Блоки, Ключи, Автоматы)	GOOSE - сигналы команд управления	GOOSE - сигналы РЗА		GOOSE - команды управления	MMS - команды управления	MMS - команды управления	-	SNTP или PTPv2 - календарная синхронизация времени	

Приемники	Источники											
	ПДС	ЭТТ, ЭТН	ПАС	КП	ИЭУ РЗА, ПА	ШИП	РАС	Серверы АСУ ТП	СКСУ	АРМ	Система синхронизации времени	ЛВС[1]
ШИП	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	SNTP или PTPv2 - календарная и инструментальная синхронизация времени	-
РАС	GOOSE – ТС	SV потоки	- GOOSE – ТС, SV потоки	GOOSE – ТС	GOOSE – ТС MMS , Report– ТС, ТИ, Comtrade	-	GOOSE – ТС MMS, Report – ТС, ТИ			-	SNTP или PTPv2 - календарная синхронизация времени	-
Серверы АСУ ТП	MMS – сигналы самодиагностики	MMS – сигналы самодиагностики	MMS – сигналы самодиагностики	MMS – ТС, ТИ, Файлы	MMS – ТС, ТИ, Файлы	MMS – ТС, ТИ	MMS – ТС, ТИ, Файлы	-	MMS – ТС, ТИ, Файлы	MMS – ТУ	SNTP или PTPv2 - календарная синхронизация времени	MMS – ТС, ТИ
СКСУ	MMS – сигналы самодиагностики	MMS – сигналы самодиагностики	MMS – сигналы самодиагностики	MMS – ТС, ТИ, Файлы	MMS – ТС, ТИ, Файлы	MMS – ТС, ТИ	MMS – ТС, ТИ, Файлы	-	MMS – ТС, ТИ, Файлы	MMS – ТУ	SNTP или PTPv2 - синхронизация времени	MMS – ТС, ТИ
АРМ	-	-	-	-	-	-	-	MMS – ТС, ТИ, Файлы	MMS – ТС, ТИ, Файлы	-	SNTP или PTPv2 - календарная синхронизация времени	-
ЛВС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	SNTP или PTPv2 - синхронизация времени	-

Примечание.

[1] ЛВС составляют структурированная кабельная система и сетевые коммутаторы.

7.5.1.3 Входная и выходная информация ИЭУ РЗА представлена в обобщенной форме в Таблице 7.5.1.

7.5.1.4 Устройства РЗА обязательно должны поддерживать сервис календарной синхронизации по протоколу SNTP в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850-8-1 (п. 9.2). Устройства РЗА должны поддерживать дополнительно сервис календарной синхронизации по протоколу PTP (IEEE 1588).

7.5.1.5 Внутренние часы устройства РЗА при потере внешней синхронизации должны обеспечить уход внутреннего времени не более чем на 1 мс в течение 10 с. Переход на резервный источник внешней синхронизации должен осуществляться в течение не более чем 1 с.

7.5.1.6 ИЭУ РЗА должны входить в состав типовых шкафов. Классификация и описание типовых шкафов приведено в [7]. Если необходимо выполнять ОАПВ на ЛЭП 220 кВ, необходимо использовать типовые шкафы РЗА, предназначенные для ЛЭП 330 - 750 кВ.

7.5.2 Функции устройств РЗА

7.5.2.1 Функции устройств РЗА подразделяются на:

– основные, к которым относятся функция автоматического отключения присоединения от остальной части электрической сети в случае его электрического повреждения или возникновения опасного, ненормального режима работы, который может привести к его повреждению и функция подачи сигнала в случае возникновения ненормального режима, который может сохраняться достаточно продолжительное время не приводя к повреждению присоединения.

– сервисные (вспомогательные).

Выполнение или сбои в выполнении сервисных функций не должны влиять на выполнение основных функций устройством РЗА.

7.5.2.2 Перечень основных функций РЗА и требований к ним приведен в СТО 56947007-29.120.70.241-2017.

7.5.2.3 Функция АУВ должна предусматриваться в:

– защитах ЛЭП для выключателей линий;

– защите ошиновки для выключателей, соединяющих ошиновку с системой сборных шин;

– защитах трансформаторов и автотрансформаторов для выключателей, через которые они подключаются к системе сборных шин (при подключении стороны ВН Т или стороны ВН/СН АТ через один выключатель);

– защитах ШР, УШР для реакторного выключателя;

– защитах БСК для выключателя БСК.

7.5.2.4 Функция УРОВ должна предусматриваться в каждом из комплектов защит и пускаться от своих защит, без перекрестного пуска, с действием на выключатели смежного присоединения через его защиты. Если устройства РЗА не контролируют ток в цепи отключаемого от них выключателя (к примеру, КСЗ ВН АТ, КСЗ СН АТ), то в этом случае должен использоваться внешний пуск функции УРОВ, имеющейся в защитах ЛЭП, ошиновки, трансформатора или автотрансформатора.

7.5.2.5 Устройства РЗА должны выполнять следующие сервисные функции:

- сигнализация;
- осциллографирование;
- самодиагностика;
- тестовый режим;
- самоописание;
- журналирование;
- конфигурирование.

7.5.2.6 Функция сигнализации устройств РЗА должна обеспечивать ввод служебных дискретных сигналов о состоянии оборудования шкафа РЗА, формирование отчетов по изменению состояния дискретных внешних и внутренних сигналов и выдачу отчетов в станционную шину для АСУ ТП ЦПС.

7.5.2.7 ИЭУ РЗА должны выдавать сигналы о срабатывании защит на отключение защищаемого присоединения (АС), о срабатывании защит на сигнал (ПС1), о блокировках, пусках, неисправностях входных цепей тока или напряжения (ПС1), неисправностях, обнаруженных системой самодиагностики (ПС2), изменении конфигурации (ПС2), оперативном состоянии шкафа РЗА (ОС). Для типовых шкафов РЗА перечни сигналов, передаваемых в АСУ ТП ЦПС, с указанием группы каждого сигнала приведены в [8, 9, 10].

7.5.2.8 Типы отчетов по МЭК 61850-8-1, которые должны использоваться для передачи каждой группы сигналов, приведены в [2, Таблице 12]. Передача отчетов должна инициироваться появлением сигналов (Data Change) или изменением бита качества сигнала (Quality Change). Также должна иметься возможность передачи буферированных отчетов по запросу (polling).

7.5.2.9 На лицевой панели ИЭУ РЗА должна иметься визуальная индикация работоспособности устройства.

7.5.2.10 Требования к дискретным входам устройства РЗА для ввода служебных дискретных сигналов о состоянии шкафа (п. 7.4.4).

7.5.2.11 Осциллографирование в устройстве РЗА осуществляется при помощи функции встроенного РАС. Требования к встроенному РАС соответствуют СТО 56947007-29.120.70.241-2017, п. 6.1.21 за исключением требования к частоте дискретизации, которая должна составлять не менее 1200 Гц.

7.5.2.12 Перечень осциллографируемых сигналов типовыми шкафами РЗА приведен в [8, 9, 10].

7.5.2.13 Структура обозначения сигнала в составе осциллограммы (в файле .cfg) формата COMTRADE приведена в [7, п. 1.4.10].

7.5.2.14 Функция самодиагностики должна контролировать работоспособность как самого устройства РЗА, так и его окружения.

Самодиагностика устройства РЗА должна обеспечивать обнаружение отказа с точностью до отдельного модуля (блока), входящего в состав устройства. Обнаруженные сбои и отказы функционирования устройства должны фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде визуально-доступной сигнализации (п. 7.5.3.6).

Функция самодиагностики устройства РЗА должна осуществлять контроль используемых Ethernet-соединений (допускается не контролировать интерфейсы сконфигурированные как не используемые).

Обнаруженные сбои и отказы функционирования окружения устройства должны фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде визуально-доступной сигнализации (п. 7.5.3.6).

7.5.2.15 Функция самодиагностики устройства РЗА должна осуществлять контроль принимаемых SV-потоков и вести статистику приема в объеме:

- количество пропущенных пакетов;
- количество полученных пакетов;
- количество секунд с пропуском пакетов;
- количество секунд без потока.

Примечание. Если в рамках одной секундой последовательности (идентификатор потока увеличивается от 0 до smpCnt) отсутствует часть пакетов, то увеличивается счетчик пропущенных пакетов и секунд с пропуском пакетов, если в течении секундой последовательности не пришло ни одного пакета, то увеличивается только счетчик секунд без потока.

7.5.2.16 Функция самодиагностики устройства РЗА, использующего значения напряжений, должна контролировать исправность цепей напряжения с первичной стороны измерительного ТН, которые не выявляются путем сравнения векторов напряжений, снимаемых с обмоток, включенных по схеме «звезда», и с обмоток, включенных по схеме «разомкнутый треугольник», осуществляемого в ЭТН или ПАС ТН.

7.5.2.17 Устройство РЗА должно контролировать флаг качества в принимаемых SV-потоках со значениями тока или напряжения. Если флаг качества имеет значение «invalid», то устройство РЗА должно формировать сигнал «Неисправность цепей тока» или «Неисправность цепей напряжения» соответственно.

7.5.2.18 При отсутствии синхронизации получаемых устройством РЗА SV-потоков должны быть выведены из работы все функции РЗА, кроме максимальной токовой защиты, максимального реле напряжения.

7.5.2.19 Устройство РЗА должно поддерживать тестовый режим функционирования: контролировать флаг «тест» в принимаемых SV-потоках и GOOSE-сообщениях; выдавать все GOOSE-сообщения с установленным флагом «тест». Функции и сценарии тестирования должны соответствовать требованиям корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2, Раздел 5].

7.5.2.20 Тестовый режим не должен распространяться на систему самодиагностики устройства РЗА.

7.5.2.21 На лицевой панели ИЭУ РЗА должна предусматриваться светодиодная индикация тестового режима (светодиод «Режим теста»).

7.5.2.22 Устройство РЗА должно поддерживать режим моделирования (simulation) в соответствии с требованиями корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2, Раздел 5].

7.5.2.23 Функция самоописания устройства РЗА должна предоставлять данные об устройстве РЗА через информационные сервисы устройства. Данные об устройстве РЗА должны содержать справочную информацию о:

– данном экземпляре устройства (серийный номер, дата производства, дата ввода в эксплуатацию и т.д.);

– комплектации устройства (тип устройства, модули, входящие в состав устройства);

– производителе устройства (наименование изготовителя, контактные данные изготовителя);

– функциональности устройства (описание функций РЗА, выполняемых данным устройством, количественные характеристики устройства);

– месте установки устройства (наименование ПС, диспетчерское наименование присоединения);

– измерительных ТТ или ТН (тип, параметры);

– встраиваемом программном обеспечении (версия ПО, дата последнего обновления встраиваемого ПО).

7.5.2.24 Функция журналирования устройства РЗА должна осуществлять записи в энергонезависимой памяти устройства о следующих событиях:

– замена модулей устройства РЗА;

– изменение конфигурационных параметров (уставок) устройства РЗА;

– попытки несанкционированного доступа через информационные интерфейсы;

– изменение состояния дискретных входов;

– результаты самодиагностики;

– включение/отключение питания;

– обновление встраиваемого программного обеспечения.

Записи о событиях должны содержать метку времени и описание события. Разрешающая способность по очередности событий должна быть не хуже 1 мс. Точность задания метки времени должна быть не хуже 1 мс.

7.5.2.25 Функция конфигурирования устройства РЗА должна обеспечивать:

– задание/переключение уставок;

– ввод в работу/вывод из работы;

– изменение параметров самоописания устройства;

– перезагрузку (перезапуск) устройства;

– включение/отключение тестового режима работы;

– изменение режима работы информационных сервисов.

Функция конфигурирования должна выполняться с соблюдением мер обеспечения информационной безопасности, включая разделение по правам доступа.

7.5.3 Требования к конструктивному исполнению

7.5.3.1 Конструктивное исполнение шкафов РЗА должно обеспечивать выполнение общих технических требований к аппаратно-программным средствам ЦПС для устройств, размещаемых в помещении ОПУ (п. 6).

7.5.3.2 Степень защиты оболочки ИЭУ РЗА, устанавливаемых в помещении, должна быть не хуже IP21 по ГОСТ 14254. ИЭУ РЗА, устанавливаемые в помещении, должны предназначаться для установки в типовой шкаф со степенью защиты не хуже IP54 по ГОСТ 14254.

7.5.3.3 Конструктивно шкаф РЗА должен представлять собой шкаф для установки в помещении с прозрачной передней дверью и предусматривать одностороннее обслуживание с расположением элементов на монтажной панели с поворотной рамой.

7.5.3.4 Типовые шкафы устройств РЗА должны иметь габаритные размеры согласно [7].

7.5.3.5 При отсутствии в архитектуре ЦПС шины процесса шкаф РЗА должен быть выполнен с возможностью двустороннего доступа для обслуживания. При наличии шины процесса в архитектуре ЦПС должна предусматриваться возможность одностороннего доступа к шкафу РЗА для обслуживания.

7.5.3.6 Устройство РЗА должно иметь на лицевой панели светодиодную индикацию, управляемую функцией сигнализации устройства. Применяется три вида светодиодной сигнализации: с фиксацией, без фиксации, мигающая.

7.5.3.7 Перечень сигналов, имеющих светодиодную сигнализацию, для устройств РЗА, входящих в состав типовых шкафов РЗА, приведен в [8, 9, 10].

7.5.3.8 Для местного управления режимами работы устройство РЗА должно иметь на лицевой панели функциональные кнопки управления. Перечень кнопок для устройств РЗА, входящих в состав типовых шкафов РЗА, приведен в [8, 9, 10].

7.5.4 Требования к параметрам получаемых SV-потоков

7.5.4.1 Параметры получаемых SV-потоков должны соответствовать требованиям МЭК 61850-9-2 и национального корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2].

7.5.4.2 Устройство РЗА должно обеспечивать прием защитных SV-потоков класса производительности P1 (3 мс) по МЭК 61850-5.

7.5.4.3 Устройство РЗА должно обеспечивать прием защитных SV-потоков класса I-P согласно требованиям корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2]. Требования к параметрам принимаемых SV-потоков (Таблица 7.5.2).

Таблица 7.5.2

Наименование показателя	**Значение**
1	**2**
1. Набор измеряемых электрических величин в одном SV-потоке класса I-P - от ЭТТ/ПАС ТТ - от ЭТН/ПАС ТН	 I_A, I_B, I_C U_A, U_B, U_C
2. Количество выборок за период промышленной частоты (smpRate)	96
3. Количество выборочных значений электрической величины, передаваемых в одном кадре (noASDU)	2

7.5.4.4 Устройство РЗА должно подписываться на все имеющиеся SV-потоки токов и напряжений, которые могут использоваться функцией РЗА защищаемого присоединения. Для основного и резервного комплекта защит

должен быть определен свой основной поток, являющийся рабочим по умолчанию и различный для каждого из комплектов защит. Не основные потоки определяются как резервные, и ИЭУ РЗА может переходить на них при неисправности основного потока, а так же по оперативной команде (если предусмотрена такая возможность).

7.5.4.5 Перечень SV-потоков тока и напряжения для всех устройств РЗА, входящих в состав типовых шкафов РЗА, приведен в [7].

7.5.5 Перечень выдаваемых и получаемых GOOSE-сообщений

7.5.5.1 ИЭУ РЗА должно иметь возможность подписки на GOOSE-сообщения разных ИЭУ, содержащие одинаковые по назначению логические сигналы, и обрабатывать все полученные сигналы в соответствии с их назначением.

7.5.5.2 ИЭУ РЗА должны принимать GOOSE-сообщения типа 1А (по МЭК 61850-5), содержащие сигналы о положении выключателя и исправности цепей электромагнитов отключения и включения выключателя, сигналы выдаваемые с УПАСК, сигналы неисправности цепей ТТ и ТН.

ИЭУ РЗА должны выдавать GOOSE-сообщения типа 1А (по МЭК 61850-5), содержащие команды отключения и включения выключателя, сигналы, действующие на пуск команд УПАСК, сигналы пуска УРОВ, запрета АПВ.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 4 мс, максимальный – 1000 мс.

7.5.5.3 ИЭУ РЗА должны принимать GOOSE-сообщения типа 1В (по МЭК 61850-5), содержащие сигналы о состоянии цепей электромагнитов отключения/включения выключателей, готовности выключателей.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 50 мс, максимальный – 5000 мс.

7.5.5.4 ИЭУ РЗА должны принимать GOOSE-сообщения типа 1В (по МЭК 61850-5), содержащие сигналы о положении разъединителей, заземляющих ножей, о состоянии блокировки управления КА.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 100 мс, максимальный – 10000 мс.

7.5.5.5 Подробный перечень выдаваемых и получаемых GOOSE-сообщений для типовых шкафов РЗА приведен в [8, 9, 10].

7.5.5.6 Устройство РЗА должно переходить на прием GOOSE-сообщений от 2го ПДС в случае выхода из строя одного из ПДС.

7.5.6Требования к коммуникационным интерфейсам

7.5.6.1 Коммуникационные интерфейсы устройств РЗА для связи с устройствами нижнего и среднего уровня (по шине процесса) и верхнего уровня (по станционной шине) должны быть выполнены на базе волоконно-оптического канала связи и соответствовать требованиям IEEE 802.3 в части интерфейса 100BASE-FX. В обоснованных при проектировании случаях могут применяться коммуникационные интерфейсы с более высокими скоростями передачи данных.

7.5.6.2 Коммуникационные интерфейсы устройств РЗА обязательно должны поддерживать механизмы QoS (IEEE 802.1p) и VLAN (IEEE 802.1Q).

7.5.6.3 Количество коммуникационных интерфейсов устройств РЗА (без учета резервных) должно быть таким, чтобы расчетный трафик по каждому интерфейсу, как на прием, так и на передачу не превышал 2/3 от номинальной пропускной способности канала связи.

7.5.6.4 Устройство РЗА должно иметь не менее четырех коммуникационных интерфейсов, обеспечивающих функционирование двух каналов связи с параллельным резервированием по протоколу PRP согласно МЭК 62439-3 для подключения к шине процесса и станционной шине.

7.5.6.5 Требования к характеристикам коммуникационных интерфейсов ИЭУ РЗА приведены в Таблице 7.2.4.

7.6 Устройства уровня присоединения ЦПС. Требования к УПАСК

7.6.1 Общие сведения

7.6.1.1 УПАСК относятся к уровню присоединения ЦПС и предназначены для приема и передачи сигналов и команд устройств РЗА и ПА, расположенных на разных подстанциях, по различным каналам связи.

7.6.1.2 В рамках ЦПС УПАСК взаимодействуют с устройствами РЗА и ПА, обмениваясь с ними GOOSE-сообщениями, и с коммуникационным сервером АСУ ТП ПС по протоколу МЭК61850-8-1 (MMS).

7.6.1.3 УПАСК передает коммуникационному серверу АСУ ТП ПС отчеты, используя сервис Report, и файлы осциллограмм в формате COMTRADE с помощью сервиса File Transfer.

От сервера АСУ ТП УПАСК получает команды по управлению каналами передачи и изменению настроек устройства, используя сервисы Operate, Settings Group.

7.6.1.4 УПАСК должны поддерживать сервис календарной синхронизации по протоколу SNTP в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850-8-1 (п. 9.2).

7.6.1.5 УПАСК должны быть выполнены в виде типовых шкафов. Описание типовых шкафов приведено в [11].

7.6.2Функции УПАСК

7.6.2.1 Функции УПАСК подразделяются на:

– основные, к которым относятся функция приема и передачи аварийных сигналов и команд устройств РЗА и ПА, находящихся на смежных ПС;

– сервисные (вспомогательные).

Выполнение или сбои в выполнении сервисных функций не должны влиять на выполнение основных функций устройством РЗА.

7.6.2.2 К основной функции УПАСК относится функция передачи и приема команд релейной защиты и противоаварийной автоматики между смежными ПС по

– высокочастотным трактам по ЛЭП 35-1150 кВ;

– выделенной оптоволоконной линии связи;

– по цифровым каналам связи.

7.6.2.3 УПАСК должны выполнять следующие сервисные функции:

– сигнализация;
– осциллографирование;
– самодиагностика;
– самоописание;
– журналирование;
– конфигурирование.

7.6.2.4 Функция сигнализации УПАСК должна обеспечивать ввод служебных дискретных сигналов о состоянии оборудования шкафа УПАСК, формирование отчетов по изменению состояния дискретных внешних и внутренних сигналов и выдачу отчетов в станционную шину для АСУ ТП ЦПС.

7.6.2.5 УПАСК должны выдавать сигналы о:
– программных входных и выходных командах;
– режимах и положении программных ключей;
– командах управления ключами от АСУ ТП ПС;
– неисправностях ВЧ канала УПАСК при передаче и приеме команд;
– неисправностей канала УПАСК по ВОЛС при передаче и приеме команд;
– приеме и передаче команд.

Для типовых шкафов УПАСК перечни сигналов, передаваемых в АСУ ТП ЦПС, с указанием группы каждого сигнала приведены в [11, 12].

7.6.2.6 Функция сигнализации УПАСК должна обеспечивать регистрацию прохождения команд РЗА и ПА и передачу этой информации в АСУ ТП ЦПС по протоколу МЭК 61850-8-1 (MMS).

7.6.2.7 Типы отчетов по МЭК 61850-8-1, которые должны использоваться для передачи каждой группы сигналов, приведены в [2, Таблице 12]. Передача отчетов должна инициироваться появлением сигналов (Data Change) или изменением бита качества сигнала (Quality Change). Также должна иметься возможность передачи буферированных отчетов по запросу (polling).

7.6.2.8 Функция осциллографирования УПАСК должна обеспечивать формирование осциллограмм дискретных сигналов, выдаваемых УПАСК при передаче команд. Типовой перечень осциллографируемых сигналов приведен в [12, Таблице 2.17, 2.18, 2.19].

7.6.2.9 Функция самодиагностики УПАСК должна осуществлять контроль Ethernet-соединений, используемых устройством (допускается не контролировать интерфейсы сконфигурированные как не используемые).

7.6.2.10 Обнаруженные сбои и отказы функционирования окружения устройства должны фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде визуально-доступной сигнализации при наличии средств местного доступа к УПАСК.

7.6.2.11 Функция самоописания УПАСК должна предоставлять данные об устройстве через информационные сервисы устройства. Данные об УПАСК должны содержать справочную информацию о:
– данном экземпляре устройства (серийный номер, дата производства, дата ввода в эксплуатацию и т.д.);

– комплектации устройства (тип устройства, модули, входящие в состав устройства);

– производителе устройства (наименование изготовителя, контактные данные изготовителя);

– функциональности устройства (описание функций УПАСК, выполняемых данным устройством, количественные характеристики устройства);

– месте установки устройства (наименование ПС, диспетчерское наименование присоединения);

– линейных интерфейсах (тип, параметры);

– встраиваемом программном обеспечении (версия ПО, дата последнего обновления встраиваемого ПО).

7.6.2.12 Функция журналирования УПАСК должна осуществлять записи в энергонезависимой памяти устройства о следующих событиях:

– замена модулей УПАСК;

– изменение конфигурационных параметров УПАСК;

– попытки несанкционированного доступа через информационные интерфейсы;

– изменение состояния дискретных входов;

– результаты самодиагностики;

– включение/отключение питания;

– обновление встраиваемого программного обеспечения.

Записи о событиях должны содержать метку времени и описание события. Разрешающая способность по очередности событий должна быть не хуже 1 мс. Точность задания метки времени должна быть не хуже 1 мс.

7.6.2.13 Функция конфигурирования УПАСК должна обеспечивать:

– задание/переключение параметров;

– ввод в работу/вывод из работы;

– изменение параметров самоописания устройства;

– перезагрузку (перезапуск) устройства;

– изменение режима работы информационных сервисов.

Функция конфигурирования должна выполняться с соблюдением мер обеспечения информационной безопасности, включая разделение по правам доступа.

7.6.3 Требования к конструктивному исполнению

7.6.3.1 Конструктивное исполнение шкафов УПАСК должно обеспечивать выполнение общих технических требований к аппаратно-программным средствам ЦПС для устройств, размещаемых в помещении ОПУ (п. 6).

7.6.3.2 Степень защиты оболочки УПАСК, устанавливаемых в помещении, должна быть не хуже IP21 по ГОСТ 14254. УПАСК, устанавливаемые в помещении, должны предназначаться для установки в типовой шкаф со степенью защиты не хуже IP54 по ГОСТ 14254.

7.6.3.3 Конструктивно шкаф УПАСК должен представлять собой шкаф для установки в помещении с прозрачной передней дверью. При отсутствии в архитектуре ЦПС шины процесса шкаф УПАСК должен быть выполнен с возможностью двустороннего доступа для обслуживания. При наличии шины процесса в архитектуре ЦПС должна предусматриваться возможность одностороннего доступа к шкафу УПАСК.

7.6.3.4 Типовые шкафы УПАСК должны иметь габаритные размеры согласно [12].

7.6.3.5 УПАСК должно иметь на лицевой панели светодиодную индикацию, управляемую функцией сигнализации устройства. Применяется три вида светодиодной сигнализации: с фиксацией, без фиксации, мигающая.

7.6.3.6 Перечень сигналов, имеющих светодиодную сигнализацию, для УПАСК, входящих в состав типовых шкафов УПАСК, приведен в [11, Таблице 2.55, и 12, Таблице 2.49 и 2.50].

7.6.3.7 На лицевой панели УПАСК должна иметься визуальная индикация работоспособности устройства.

7.6.3.8 Управление приемом/передачей должно осуществляться с помощью GOOSE-сообщений. Если используемый ППД не поддерживает протокол МЭК 60870-8-1 (GOOSE), то должны использоваться ШПДС.

7.6.3.9 В УПАСК должна обеспечиваться возможность введения задержки на прекращение передачи GOOSE-сообщения об установленных в единицу дискретных выходных сигналах (выдача команды с фиксированной длительностью) на время от 0,05 до 1,0 с, с шагом не менее 0,1 с. Задержка должна вводиться или исключаться программно отдельно для каждой команды.

7.6.4 Перечень выдаваемых и получаемых GOOSE-сообщений

7.6.4.1 УПАСК должны выдавать и принимать GOOSE-сообщения типа 1А (по МЭК 61850-5), содержащие команды релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 4 мс, максимальный – 1000 мс.

7.6.4.2 УПАСК должны выдавать и принимать GOOSE-сообщения типа 1В (по МЭК 61850-5), содержащие сигналы о состоянии аппаратуры приема и передачи команд РЗА и ПА, в том числе сигналы о неисправности этого оборудования и каналов связи.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 50 мс, максимальный – 5000 мс.

7.6.4.3 Все GOOSE-сообщения УПАСК на ЦПС должны относиться к классу производительности Р1 (3 мс) по МЭК 61850-5.

7.6.4.4 Подробный перечень выдаваемых и получаемых GOOSE-сообщений для типовых шкафов УПАСК приведен в [12].

7.6.4.5 В УПАСК должна быть предусмотрена возможность программной обработки логических сигналов, принимаемых в разных GOOSE-сообщениях, например, объединение по схеме ИЛИ сигналов, принятых в разных GOOSE-сообщениях.

7.6.5 Требования к коммуникационным интерфейсам

7.6.5.1 Коммуникационные интерфейсы УПАСК для связи с устройствами среднего уровня (по шине процесса) и верхнего уровня (по станционной шине) должны быть выполнены на базе волоконно-оптического канала связи и соответствовать требованиям IEEE 802.3 в части интерфейса 100BASE-FX. В обоснованных при проектировании случаях могут применяться коммуникационные интерфейсы с более высокими скоростями передачи данных.

7.6.5.2 Коммуникационные интерфейсы УПАСК обязательно должны поддерживать механизмы QoS (IEEE 802.1p) и VLAN (IEEE 802.1Q).

7.6.5.3 Требования к характеристикам коммуникационных интерфейсов УПАСК приведены в Таблице 7.2.4.

7.6.6 Перечень кнопок и светодиодов

7.6.6.1 В типовом шкафу УПАСК должна быть установлена кнопка «Сброс сигнализации».

7.6.6.2 В типовом шкафу УПАСК должна быть предусмотрена следующая светодиодная сигнализация:

- сигнализация нормального состояния, например, при наличии всех вторичных напряжений на выходе источника питания;
- сигнализация срабатывания УПАСК на прием и передачу (прохождения входных и выходных команд, для каждой принимаемой или передаваемой команды);
- предупредительная сигнализация, например, для ВЧ-канала при снижении уровня принимаемого контрольного сигнала ниже заранее заданного или для ВОЛС при вероятности битовых ошибок в цифровом канале выше 10^{-6};
- сигнализация неисправностей двух уровней (высокого и низкого);
- сигнализация оперативного вывода приемника команд;
- сигнализация положения виртуальных ключей в шкафах УПАСК.

7.7 Устройства уровня присоединения ЦПС. Требования к контроллерам присоединения

7.7.1 Общие сведения

7.7.1.1 Контроллеры присоединения относятся к устройствам уровня присоединения ЦПС и осуществляют контроль оборудования присоединений, управление КА присоединений, расчет электрических величин, относящихся к присоединениям одной или нескольких секции шин распределительного устройства, и передачу данных о присоединении на подстанционный уровень ЦПС по протоколу МЭК 61850-8-1 (MMS) в соответствии с требованиями корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2] к сервисам передачи данных, отображаемым на протокол MMS.

7.7.1.2 Погрешность вычисления электрических величин в КП должна быть не более 0,05 %.

7.7.1.3 КП должен обеспечивать возможность отображения мнемосхемы присоединения средствами местного ЧМИ и возможность управления КА присоединений (резервный способ управления при неисправности оборудования АСУ ТП подстанционного уровня).

7.7.1.4 Входная и выходная информация КП представлена в обобщенной форме в Таблице 7.5.1.

7.7.1.5 КП обязательно должны поддерживать сервис календарной синхронизации по протоколу SNTP в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850-8-1 (п. 9.2).

7.7.1.6 Внутренние часы КП при потере внешней синхронизации должны обеспечить уход внутреннего времени не более чем на 1 мс в течение 10 секунд. Переход на резервный источник внешней синхронизации должен осуществляться в течение не более чем 1 с.

7.7.2 Функции КП

7.7.2.1 Функции КП подразделяются на:

– основные, к которым относятся функции контроля состояния оборудования присоединений и управления им;

– сервисные (вспомогательные).

Выполнение или сбои в выполнении сервисных функций не должны влиять на выполнение основных функций КП.

7.7.2.2 Основные функции КП:

– получение измерительных SV-потоков тока и напряжения от ЭТТ/ЭТН присоединения, обработка мгновенных значений тока и напряжения и регистрация параметров полученных и рассчитанных (согласно СТО 56947007-29.200.80.210-2015, п. 9.5) электрических величин;

– прием GOOSE-сообщений и регистрация дискретных сигналов, полученных от ПДС контролируемого присоединения (ПДС КА/ МО/ КР/ КПЗ/ НСП);

– получение GOOSE-сообщений от смежных ИЭУ;

– контроль состояния и разрешение/запрет управления КА;

– передача на подстанционный уровень ЦПС двухбитных сигналов состояния КА;

– получение команд управления от подстанционного уровня ЦПС с использованием сервиса управление с улучшенным уровнем безопасности по ГОСТ Р МЭК 61850-7-2;

– выдача на ПДС контролируемого присоединения команд управления КА/РПН посредством GOOSE-сообщений;

– ЗНФ выключателя и ЗНФР (при реализации в КП функции АУВ);

– выполнение алгоритмов ОБР в соответствии с СТО 56947007-25.040.40.227-2016, п. 7.1.5;

– выдача на УПАСК команд телеуправления;

– отображение состояния КА, схемы присоединения в виде мнемосхемы и процесса функционирования КА (в том числе оперативных блокировок) на дисплее ЧМИ КП;

– ТАПВ с контролем напряжения или улавливанием синхронизма; (при реализации в КП функции АУВ);

– УРОВ; (при реализации в КП функции АУВ);

– расчет ресурса КА по ГОСТ 18397, ГОСТ Р 52565;

– подсчет циклов коммутаций КА (включение/отключение);

– контроль времени выполнения переключения КА;

7.7.2.3 КП должны выполнять следующие сервисные функции:

- сигнализация;
- самодиагностика;
- тестовый режим;
- самоописание;
- журналирование;
- конфигурирование.

7.7.2.4 Функция сигнализации КП должна обеспечивать ввод служебных дискретных сигналов о состоянии оборудования шкафа КП, формирование отчетов по изменению состояния дискретных внешних и внутренних сигналов и выдачу отчетов в станционную шину для подстанционного уровня АСУ ТП ЦПС.

7.7.2.5 ИЭУ КП должны выдавать сигналы об аварийном выводе ОБР, неисправностях, обнаруженных системой самодиагностики, изменении конфигурации, оперативном состоянии шкафа КП. Типовой перечень сигналов, которые должен вырабатывать КП и передавать в АСУ ТП ЦПС с указанием группы каждого сигнала приведен в [13].

7.7.2.6 Типы отчетов по МЭК 61850-8-1, МЭК 61850-7-2, которые должны использоваться для передачи каждой группы сигналов, приведены в [2, Таблице 12]. Передача отчетов должна инициироваться появлением сигналов (Data Change) или изменением бита качества сигнала (Quality Change).

7.7.2.7 Требования к дискретным входам КП для ввода служебных дискретных сигналов о состоянии шкафа, п. 7.4.4.

7.7.2.8 Функция самодиагностики должна контролировать работоспособность как самого КП, так и его окружения.

Самодиагностика КП должна обеспечивать обнаружение отказа с точностью до отдельного модуля (блока), входящего в состав контроллера. Обнаруженные сбои и отказы функционирования устройства должны фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде визуально-доступной светодиодной сигнализации и на дисплее ЧМИ КП (п. 7.7.4).

Функция самодиагностики КП должна осуществлять контроль используемых Ethernet-соединений (допускается не контролировать интерфейсы, сконфигурированные как не используемые).

Обнаруженные сбои и отказы функционирования окружения устройства должны фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде визуально-доступной светодиодной сигнализации и на дисплее ЧМИ КП (п. 7.7.4).

7.7.2.9 Функция самодиагностики КП должна осуществлять контроль принимаемых SV-потоков и вести статистику приема в объеме:

- количество пропущенных пакетов;
- количество полученных пакетов;
- количество секунд с пропуском пакетов;
- количество секунд без потока.

Примечание. Если в рамках одной секундой последовательности (идентификатор потока

увеличивается от 0 до smpCnt) отсутствует часть пакетов, то увеличивается счетчик пропущенных пакетов и секунд с пропуском пакетов, если в течении секундой последовательности не пришло ни одного пакета, то увеличивается только счетчик секунд без потока.

7.7.2.10 КП должен контролировать флаг качества в принимаемых SV-потоках со значениями тока и напряжения. Если флаг качества имеет значение «invalid», то КП должен формировать сигнал «Неисправность цепей тока» или «Неисправность цепей напряжения» соответственно.

7.7.2.11 КП должен поддерживать тестовый режим функционирования: контролировать флаг «тест» в принимаемых SV-потоках и GOOSE-сообщениях; выдавать все GOOSE-сообщения с установленным флагом «тест». Функции и сценарии тестирования должны соответствовать требованиям корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2, Раздел 5].

7.7.2.12 Тестовый режим не должен распространяться на систему самодиагностики КП.

7.7.2.13 Визуальная индикация тестового режима должна предусматриваться на дисплее ЧМИ КП и с использование светодиода «Режим теста».

7.7.2.14 КП должен поддерживать режим моделирования (simulation) в соответствии с требованиями корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2, Раздел 5].

7.7.2.15 Функция самоописания КП должна предоставлять данные о КП через информационные сервисы устройства. Данные о КП должны содержать справочную информацию о:

– данном экземпляре устройства (серийный номер, дата производства, дата ввода в эксплуатацию и т.д.);

– комплектации устройства (тип устройства, модули, входящие в состав устройства);

– производителе устройства (наименование изготовителя, контактные данные изготовителя);

– функциональности устройства (описание основных функций КП, выполняемых данным устройством, количественные характеристики устройства);

– месте установки устройства (наименование ПС, диспетчерское наименование присоединения);

– измерительных ТТ и ТН (тип, параметры);

– встраиваемом программном обеспечении (версия ПО, дата последнего обновления встраиваемого ПО).

7.7.2.16 Функция журналирования КП должна осуществлять записи в энергонезависимой памяти устройства о следующих событиях:

– замена модулей КП;

– изменение конфигурационных параметров КП, в том числе уставок основных функций;

– попытки несанкционированного доступа через информационные интерфейсы;

– изменение состояния дискретных входов;
– результаты самодиагностики;
– включение/отключение питания;
– обновление встраиваемого программного обеспечения.

Записи о событиях должны содержать метку времени и описание события. Разрешающая способность по очередности событий должна быть не хуже 1 мс. Точность задания метки времени должна быть не хуже 1 мс.

7.7.2.17 Требования к объему хранимых данных журнала КП приведены в СТО 56947007-29.200.80.210-2015, п. 21.3.

7.7.2.18 Данные журнала КП должны передаваться на подстанционный уровень АСУ ТП ЦПС в форме отчетов по МЭК 61850-8-1, -7-2 соответствующих типов согласно [2, Таблице 12]. Передача отчетов должна инициироваться появлением сигналов (Data Change) или изменением бита качества сигнала (Quality Change). Также должна иметься возможность передачи буферированных отчетов по запросу (polling).

7.7.2.19 Функция конфигурирования КП должна удовлетворять требованиям, приведенным СТО 56947007-29.200.80.210-2015, п. 22.1, п. 27.1, а также обеспечивать:

– задание/переключение уставок основных функций КП;
– ввод в работу/вывод из работы;
– изменение параметров самоописания устройства;
– перезагрузку (перезапуск) устройства;
– включение/отключение тестового режима работы;
– изменение режима работы информационных сервисов.

7.7.2.20 Функция конфигурирования должна выполняться с соблюдением мер обеспечения информационной безопасности и отвечать требованиям СТО 56947007-29.200.80.210-2015, п. 23.

7.7.3 Требования к конструктивному исполнению

7.7.3.1 Конструктивное исполнение типовых шкафов КП должно обеспечивать выполнение общих технических требований к аппаратно-программным средствам ЦПС для устройств, размещаемых в помещении ОПУ (п. 6).

7.7.3.2 Степень защиты оболочки ИЭУ КП, устанавливаемых в помещении, должна быть не хуже IP21 по ГОСТ 14254. ИЭУ КП, устанавливаемые в помещении, должны предназначаться для установки в типовой шкаф со степенью защиты не хуже IP54 по ГОСТ 14254.

7.7.3.3 Конструктивно типовой шкаф КП должен представлять собой шкаф для установки в помещении с прозрачной передней дверью и предусматривать одностороннее обслуживание с расположением элементов на монтажной панели с поворотной рамой.

7.7.3.4 Типовые шкафы КП должны иметь габаритные размеры 2200 мм х 800 мм х 600 мм (с учетом цоколя 200 мм).

7.7.3.5 На лицевой панели КП должен располагаться сенсорный графический дисплей ЧМИ КП.

7.7.4 Требования к местному человеко-машинному интерфейсу КП

7.7.4.1 ЧМИ КП должен удовлетворять требованиям СТО 56947007-29.200.80.210-2015, п. 20.

7.7.4.2 ЧМИ КП должен иметь цветной графический дисплей разрешением не менее 240х320 пикселей, поддерживающий не менее 4096 цветов.

7.7.4.3 Управление ЧМИ должно реализовываться либо на базе виртуальных органов управления на сенсорном дисплее, либо при помощи ограниченной функциональной клавиатуры.

7.7.4.4 ЧМИ должен иметь визуальную индикацию работоспособности устройства КП.

7.7.5 Принимаемые и выдаваемые GOOSE-сообщения

7.7.5.1 ИЭУ КП должны принимать GOOSE-сообщения типа 1А (по МЭК 61850-5), содержащие сигналы о положении выключателя и исправности цепей электромагнитов отключения и включения выключателя, сигналы о положении Р, ЗН, сигналы выдаваемые с УПАСК, сигналы неисправности цепей ТТ и ТН.

ИЭУ КП должны выдавать GOOSE-сообщения типа 1А (по МЭК 61850-5), содержащие команды отключения и включения выключателя, Р, ЗН, сигналы, действующие на пуск команд УПАСК.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 4 мс, максимальный – 1000 мс.

7.7.5.2 ИЭУ КП должны принимать GOOSE-сообщения типа 1В (по МЭК 61850-5), содержащие сигналы о состоянии цепей электромагнитов отключения/включения выключателей, готовности выключателей, сигналы о состоянии маслонаполненного оборудования, КР, системы пожаротушения, оборудования КПЗ, в том числе, сигналы о неисправности оборудования.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 50 мс, максимальный – 5000 мс.

7.7.5.3 ИЭУ КП должны принимать GOOSE-сообщения типа 1В (по МЭК 61850-5), содержащие сигналы о положении разъединителей, заземляющих ножей, о состоянии блокировки управления КА.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 100 мс, максимальный – 10000 мс.

7.7.5.4 Примерный перечень выдаваемых и получаемых GOOSE-сообщений для типовых ШКП приведен в [13].

7.7.5.5 КП должен переходить на прием GOOSE-сообщений от 2го ПДС в случае выхода из строя одного из ПДС.

7.7.6 Свободно-программируемая логика

7.7.6.1 КП должен предоставлять возможность создания свободно-программируемых связей между внутренними и внешними логическими (дискретными) сигналами для реализации пользовательских логических функций (например, блокировок).

7.7.6.2 Программное обеспечение КП должно предоставлять для свободного программирования набор логических функций для реализации Булевых и математических уравнений.

7.7.6.3 Логические и математические элементы свободно-программируемой логики, которые должны быть программным обеспечением КП, приведены в Таблице 7.7.1.

Таблица 7.7.1

Назначение элемента	Наименование
1	2
1. Вычисление абсолютного значения величины	ABSVALUE
2. Сложение	ADD
3. Сигнализация	ALARM
4. Логический элемент «И»	AND
5. Элемент блинкер (индикация с фиксацией)	BLINK
6. Преобразование типа: булевый в команду управления	BOOL_TO_CO
7. Преобразование типа: булевый в двухбитный	BOOL_TO_DI
8. Преобразование типа: булевый во внутреннюю команду	BOOL_TO_IC
9. Создание двухбитного сигнала	BUILD_DI
10. Отмена команды	CMD_CANCEL
11. Последовательность команда переключений	CMD_CHAIN
12. Команда выдачи информации	CMD_INF
13. Сравнение	COMPARE
14. Подключение	CONNECT
15. Счетчик	COUNTER
16. Получить значение счетчика	CV_GET
17. D-триггер	D_FF
18. D-триггер с запоминанием состояния	D_FF_MEMO
19. Получить состояние двухбитного сигнала	DI_GET_STATUS
20. Установить двухбитный сигнал с состоянием	DI_SET_STATUS
21. Преобразование типа: двухбитный в булевый	DI_TO_BOOL
22. Преобразование типа: целый в число с плавающей точкой	DINT_TO_REAL
23. Преобразовать двухбитный сигнал в 4 однобитных сигнала с текущим состоянием	DIST_DECODE
24. Деление	DIV
25. Преобразовать двухбитный сигнал в 4 однобитных сигнала без передачи текущего состояния	DM_DECODE
26. Динамическое «ИЛИ» (двухбитный выход)	DYN_OR
27. Сравнение с нулевой точкой	LIVE_ZERO
28. Длительная выдержка времени (до 1193 часов)	LONG_TIMER
29. Обратная связь	LOOP
30. Определить нижний предел	LOWER_SETPOINT
31. Запоминание	MEMORY
32. Умножение	MUL
33. Получить измеряемую величину и ее состояние	MV_GET_STATUS
34. Установить состояние в измеряемой величине	MV_SET_STATUS
35. Логический элемент «НЕ-И»	NAND
36. Инвертор (логический элемент «НЕ»)	NEG
37. Логический элемент «НЕ-ИЛИ»	NOR
38. Логический элемент «ИЛИ»	OR
39. Преобразование типа: число с плавающей точкой в целое	REAL_TO_DINT
40. Преобразование типа: число с плавающей точкой в целое без знака	REAL_TO_UINT
41. Определение фронта дискретногосигнала	RISE_DETECT
42. RS-триггер	RS_FF

Таблица 7.7.1

Назначение элемента	Наименование
1	2
43. RS-триггер с запоминанием состояния	RS_FF_MEMO
44. Получить состояние однобитного сигнала	SI_GET_STATUS
45. Установить состояние однобитного сигнала	SI_SET_STATUS
46. Извлечение квадратного корня	SQUARE_ROOT
47. SR-триггер	SR_FF
48. SR-триггер с запоминанием состояния	SR_FF_MEMO
49. Логический элемент «И» с состоянием	ST_AND
50. Инвертор (логический элемент «НЕ») с состоянием	ST_NOT
51. Логический элемент «ИЛИ» с состоянием	ST_OR
52. Вычитание	SUB
53. Выдержка времени универсальная	TIMER
54. Выдержка времени простая (до 65,535 с)	TIMER_SHORT
55. Преобразование типа: целое без знака в число с плавающей точкой	UINT_TO_REAL
56. Определить верхний предел	UPPER_SETPOINT
57. Логический элемент «исключающее ИЛИ»	X_OR
58. Сброс в 0 незначащих разрядов	ZERO_POINT

7.7.6.4 Количественные ограничения свободно-программируемой логики определяются выделенной под нее памятью в КП и временем выполнения схем СПЛ. Требования к количественным параметрам программируемых схем СПЛ приведены в Таблице 7.7.2.

Таблица 7.7.2

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Максимальное число схем СПЛ, не менее	32
2. Максимальное число входов во всех схемах СПЛ, не менее	400
3. Максимальное количество не сбрасываемых D-триггеров (D_FF_MEMO), не менее	350
4. Максимальное количество длительных выдержек времени (LONG_TIMER), не менее	не ограничено
5. Максимальное количество универсальных выдержек времени (TIMER), не менее	20
6. Максимально допустимое количество блоков последовательностей команд переключений (CMD_CHAIN), не менее	40

7.7.7 Требования к коммуникационным интерфейсам

7.7.7.1 Коммуникационные интерфейсы КП для связи с устройствами уровня процесса (по шине процесса), полевого уровня, уровня присоединений и подстанционного уровня (по станционной шине) должны быть выполнены на базе волоконно-оптического канала связи и соответствовать требованиям IEEE 802.3 в части интерфейса 100BASE-FX. В обоснованных при проектировании случаях могут применяться коммуникационные интерфейсы с более высокими скоростями передачи данных.

7.7.7.2 Коммуникационные интерфейсы КП обязательно должны поддерживать механизмы QoS (IEEE 802.1p) и VLAN (IEEE 802.1Q).

7.7.7.3 Количество коммуникационных интерфейсов КП (без учета резервных) должно быть таким, чтобы расчетный трафик по каждому интерфейсу, как на прием, так и на передачу не превышал 2/3 от номинальной пропускной способности канала связи.

7.7.7.4 КП должен иметь не менее четырех коммуникационных интерфейсов, обеспечивающих функционирование двух каналов связи с параллельным резервированием по протоколу PRP согласно МЭК 62439-3 для подключения к шине процесса и станционной шине.

7.7.7.5 Требования к характеристикам коммуникационных интерфейсов ИЭУ КП приведены в Таблице 7.2.4.

7.8 Устройства уровня присоединения ЦПС. Требования к регистраторам аварийных событий

7.8.1 Общие сведения

7.8.1.1 Регистраторы аварийных событий относятся к устройствам уровня присоединения ЦПС и осуществляют запись SV-потоков токов и напряжений при переходных процессах, возникающих при КЗ и ненормальных режимах, регистрацию GOOSE-сообщений о срабатывании устройств РЗА и ПА, и передачу зарегистрированных данных об аварийном событии на подстанционный уровень АСУ ТП ЦПС по протоколу МЭК 61850-8-1 (MMS) в соответствии с требованиями корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2] к сервисам передачи данных, отображаемым на протокол MMS.

7.8.1.2 Устройство РАС взаимодействует с ЭТТ, ЭТН, ПАС, ПДС КА, ПДС МО, ПДС КР, являющимися устройствами полевого уровня ЦПС (уровень процесса).

РАС должен получать сообщения от ИЭУ уровня присоединения ЦПС: устройств РЗА, УПАСК, КП.

РАС должен передавать данные на верхний (станционный) уровень ЦПС и принимать данные и управляющие воздействия от устройств верхнего уровня ЦПС.

Входная и выходная информация РАС представлена в обобщенной форме в Таблице 7.5.1.

7.8.1.3 РАС обязательно должны поддерживать сервис календарной синхронизации по протоколу SNTP в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850-8-1 (п. 9.2).

7.8.1.4 Внутренние часы РАС при потере внешней синхронизации должны обеспечить уход внутреннего времени не более чем на 1 мс в течение 10 с. Переход на резервный источник внешней синхронизации должен осуществляться в течение не более чем 1 с.

7.8.2 Функции РАС

7.8.2.1 Функции устройств РАС подразделяются на:

– основные, к которым относятся функция регистрации SV-потоков токов и напряжений, записи GOOSE-сообщений о срабатывании КА, РЗА, ПА при КЗ и ненормальных режимах в прилегающей электрической сети и в первичном оборудовании ПС, функция формирования осциллограмм переходных процессов, функция архивирования зарегистрированной

информации и передачи ее на верхний уровень АСУ ТП ЦПС;

– сервисные (вспомогательные).

Выполнение или сбои в выполнении сервисных функций не должны влиять на выполнение основных функций устройством РАС.

7.8.2.2 Основные функции РАС должны отвечать требованиям СТО 34.01-4.1-002-2017 в части условий пуска, параметров и форматов хранения записи осциллограмм.

7.8.2.3 РАС должны распознавать флаг «Тест» в принимаемых сообщениях и помечать записанные в осциллограммах соответствующие сигналы как тестовые. Функции и сценарии тестового режима должны соответствовать требованиям корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2, Раздел 5].

7.8.2.4 РАС должен регистрировать выдаваемые устройствами ЭТТ, ЭТН, ПАС ТТ/ТН в шину процесса SV-потоки токов и напряжений (защитных и измерительных), устройствами ПДС КА/МО/КР/КПЗ/НСП, ПАС ТТ/ТН, устройствами РЗА, ПА, УПАСК GOOSE-сообщения и сохранять их в pcap-файле. Пуск и параметры длительности записи данных в pcap-файл должны соответствовать аналогичным параметрам записи осциллограмм согласно СТО 34.01-4.1-002-2017.

7.8.2.5 Устройства РАС должны выполнять следующие сервисные функции:

– сигнализация;

– самодиагностика;

– самоописание;

– журналирование;

– конфигурирование.

7.8.2.6 Функция сигнализации РАС должна обеспечивать ввод служебных дискретных сигналов о состоянии оборудования шкафа РАС, отображение состояния дискретных внешних и внутренних сигналов средствами визуально доступной светодиодной индикации на лицевой панели устройства и выдачу отчетов в станционную шину для АСУ ТП ЦПС.

7.8.2.7 На лицевой панели РАС должна иметься визуальная индикация работоспособности устройства.

7.8.2.8 ИЭУ РАС должны выдавать сигналы о неисправностях, обнаруженных системой самодиагностики (ПС2), изменении конфигурации (ПС2), оперативном состоянии шкафа РАС (ОС). Перечень сигналов, передаваемых в АСУ ТП ЦПС устройством РАС, с указанием группы каждого сигнала должен приводиться в руководстве по эксплуатации РАС.

7.8.2.9 Типы отчетов по МЭК 61850-8-1, которые должны использоваться для передачи каждой группы сигналов, приведены в [2, Таблице 12]. Передача отчетов должна инициироваться появлением сигналов (Data Change) или изменением бита качества сигнала (Quality Change).

7.8.2.10 Требования к дискретным входам РАС для ввода служебных дискретных сигналов о состоянии шкафа (п. 7.4.4).

7.8.2.11 Функция самодиагностики должна контролировать работоспособность как самого устройства РАС, так и его окружения.

Самодиагностика устройства РАС должна обеспечивать обнаружение отказа с точностью до отдельного модуля (блока), входящего в состав устройства. Обнаруженные сбои и отказы функционирования устройства должны фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде визуально-доступной светодиодной сигнализации.

Функция самодиагностики устройства РАС должна осуществлять контроль используемых Ethernet-соединений (допускается не контролировать интерфейсы сконфигурированные как не используемые).

Обнаруженные сбои и отказы функционирования окружения устройства должны фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде визуально-доступной светодиодной сигнализации.

7.8.2.12 Функция самодиагностики устройства РАС должна осуществлять контроль принимаемых SV-потоков и вести статистику приема в объеме:

- количество пропущенных пакетов;
- количество полученных пакетов;
- количество секунд с пропуском пакетов;
- количество секунд без потока.

Примечание. Если в рамках одной секундой последовательности (идентификатор потока увеличивается от 0 до smpCnt) отсутствует часть пакетов, то увеличивается счетчик пропущенных пакетов и секунд с пропуском пакетов, если в течении секундой последовательности не пришло ни одного пакета, то увеличивается только счетчик секунд без потока.

7.8.2.13 Устройство РАС должно контролировать флаг качества в принимаемых SV-потоках токов и напряжений. Если флаг качества имеет значение «invalid», то устройство РАС должно формировать сигнал «Неисправность цепей тока» или «Неисправность цепей напряжения» соответственно.

7.8.2.14 Функция самоописания РАС должна предоставлять данные об устройстве РАС через информационные сервисы устройства. Данные об устройстве РАС должны содержать справочную информацию о:

- данном экземпляре устройства (серийный номер, дата производства, дата ввода в эксплуатацию и т.д.);
- комплектации устройства (тип устройства, модули, входящие в состав устройства);
- производителе устройства (наименование изготовителя, контактные данные изготовителя);
- функциональности устройства (описание функций РАС, выполняемых данным устройством, количественные характеристики устройства);
- месте установки РАС (наименование ПС, диспетчерское наименование контролируемых присоединений);
- встраиваемом программном обеспечении (версия ПО, дата последнего обновления встраиваемого ПО).

7.8.2.15 Функция журналирования устройства РАС должна осуществлять записи в энергонезависимой памяти устройства о следующих событиях:

- замена модулей устройства РАС;
- изменение конфигурационных параметров устройства РАС;
- попытки несанкционированного доступа через информационные интерфейсы;
- изменение состояния дискретных входов;
- результаты самодиагностики;
- включение/отключение питания;
- обновление встраиваемого программного обеспечения.

Записи о событиях должны содержать метку времени и описание события. Разрешающая способность по очередности событий должна быть не хуже 1 мс. Точность задания метки времени должна быть не хуже 1 мс.

7.8.2.16 Функция конфигурирования устройства РАС должна обеспечивать:

- задание условий пуска, значений коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН, параметров записи осциллограмм и др. уставок;
- ввод в работу/вывод из работы;
- изменение параметров самоописания устройства;
- перезагрузку (перезапуск) устройства;
- изменение режима работы информационных сервисов.

Функция конфигурирования должна выполняться с соблюдением мер обеспечения информационной безопасности, включая разделение по правам доступа.

7.8.3 Требования к конструктивному исполнению

7.8.3.1 Конструктивное исполнение шкафов РАС должно обеспечивать выполнение общих технических требований к аппаратно-программным средствам ЦПС для устройств, размещаемых в помещении ОПУ (п. 6).

7.8.3.2 Степень защиты оболочки ИЭУ РАС, устанавливаемых в помещении, должна быть не хуже IP21 по ГОСТ 14254. ИЭУ РАС должны предназначаться для установки в типовой шкаф со степенью защиты не хуже IP54 по ГОСТ 14254.

7.8.3.3 Шкаф РАС должен удовлетворять требованиям, приведенным в СТО 34.01-4.1-002-2017.

7.8.3.4 Устройство РАС должно иметь на лицевой панели светодиодную индикацию, управляемую функцией сигнализации устройства. Применяется три вида светодиодной сигнализации: с фиксацией, без фиксации, мигающая.

7.8.3.5 Перечень сигналов, имеющих светодиодную сигнализацию, для устройства РАС должен приводиться в руководстве по эксплуатации РАС.

7.8.3.6 Для местного управления режимами работы устройство РАС должно иметь на лицевой панели функциональные кнопки управления. Перечень кнопок для устройств РЗА должен приводиться в руководстве по эксплуатации РАС.

7.8.4 Требования к количеству и параметрам регистрируемых SV-потоков

7.8.4.1 Параметры получаемых устройством РАС SV-потоков должны соответствовать требованиям МЭК 61850-9-2 и национального корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2].

7.8.4.2 Устройство РАС должно обеспечивать прием защитных SV-потоков класса производительности P1 (3 мс) и измерительных SV-потоков класса производительности P2 (10 мс) по МЭК 61850-5.

7.8.4.3 Устройство РАС должно обеспечивать прием защитных SV-потоков класса I-P и измерительных потоков класса I-И согласно требованиям корпоративного профиля «ФСК ЕЭС» [2]. Требования к параметрам принимаемых SV-потоков (Таблица 7.1.7).

7.8.4.4 РАС должен принимать не менее 110 защитных и 8 измерительных SV-потоков.

7.8.5 Требования к регистрации GOOSE-сообщений

7.8.5.1 ИЭУ РАС должны принимать GOOSE-сообщения типа 1А (по МЭК 61850-5). Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений составляет 4 мс, максимальный – 1000 мс).

7.8.5.2 ИЭУ РАС должны принимать GOOSE-сообщения типа 1В (по МЭК 61850-5). Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений составляет 50 мс, максимальный – 5000 мс.

7.8.5.3 ИЭУ РАС должны принимать GOOSE-сообщения типа 1В (по МЭК 61850-5). Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений составляет 100 мс, максимальный – 10000 мс.

7.8.5.4 РАС должен принимать до 128 GOOSE-сообщений, содержащих до 360 дискретных сигналов в сообщении.

Примечание. Максимальное количество принимаемых GOOSE-сообщений ограничивается только объемом энергонезависимой памяти и архитектурой коммуникационной сети ЦПС при использовании интерфейса 100BASE-FX.

7.8.5.5 Перечень получаемых устройством РАС GOOSE-сообщений определяется при проектировании ЦПС.

7.8.6 Требования к коммуникационным интерфейсам

7.8.6.1 Коммуникационные интерфейсы РАС должны быть выполнены на базе волоконно-оптических каналов связи. Коммуникационный интерфейс, обеспечивающий обмен по протоколам МЭК 61850-8-1 (GOOSE, MMS) должен соответствовать требованиям IEEE 802.3 в части интерфейса 100BASE-FX. Коммуникационный интерфейс, обеспечивающий прием по протоколу МЭК 61850-9-2 (SV-потоки) должен соответствовать требованиям IEEE 802.3 в части интерфейса 1000BASE-LX. В обоснованных при проектировании случаях могут применяться коммуникационные интерфейсы с более высокими скоростями передачи данных.

7.8.6.2 РАС должен иметь дублированные коммуникационные интерфейсы, обеспечивающих функционирование канала связи с параллельным резервированием по протоколу PRP согласно МЭК 62439-3.

7.8.6.3 Требования к характеристикам коммуникационных интерфейсов РАС приведены в Таблице 7.8.3.

Таблица 7.8.3

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Режим работы	полный дуплекс (full-duplex)
2. Тип оптического коннектора	LC
3. Тип оптического волокна (МЭК 60794-1-1) - 100BASE-FX - 1000BASE-LX	 50/125 ММ[1] 50/125 ММ[2]
4. Среда прокладки кабеля	внутри помещений
5. Длина волны, нм	1300

Примечание.

[1] Многомодовый кабель используется при максимальном расстоянии передачи до 2 км.

[2] Многомодовый кабель используется при максимальном расстоянии передачи до 550 м.

7.9 Устройства уровня присоединения ЦПС. Требования к измерительным преобразователям

7.9.1 Общие сведения

7.9.1.1 Измерительные преобразователи относятся к устройствам уровня присоединения ЦПС и осуществляют измерения значений всех параметров трехфазного переменного тока и напряжения присоединений ЦПС в реальном времени.

7.9.1.2 ИП имеют аналоговые входы и применяются в случае отсутствия ЭТТ и ЭТН на ЦПС. ИП должны подключаться к измерительным кернам электромагнитных измерительных ТТ и ТН.

7.9.1.3 ИП обязательно должны поддерживать сервис инструментальной синхронизации (п. 9.3).

7.9.1.4 ИП обязательно должны поддерживать сервис календарной синхронизации по протоколу SNTP в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850-8-1 (п. 9.2). ИП должны поддерживать дополнительно сервис календарной синхронизации по протоколу PTP (IEEE 1588).

7.9.1.5 ИП должны входить в состав типовых шкафов ШИП. Количество устанавливаемых в шкаф ИП зависит от количества уровней напряжения и количества присоединений каждого уровня напряжения на ЦПС, но должно быть не более 16.

7.9.1.6 Требования к типовым ШИП приведены в [18].

7.9.1.7 ШИП должны устанавливаться в помещении ОПУ.

7.9.2 Функции устройств ИП

7.9.2.1 Функции устройств ИП подразделяются на:

– основные, к которым относятся функция измерения параметров текущего режима и функция контроля качества электроэнергии (опционально);

– сервисные (вспомогательные).

Выполнение или сбои в выполнении сервисных функций не должны влиять на выполнение основных функций устройством ИП.

7.9.2.2 Основные функции ИП:

– ввод и измерение токов и напряжений с измерительных кернов электромагнитных ТТ и ТН;

– измерение частоты в первичной сети;

– расчет в реальном времени активной, реактивной, полной мощности, коэффициента мощности;

– расчет в реальном времени показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144, а также дополнительных характеристик качества электроэнергии по току и мощности (если в ИП реализована функция контроля качества электроэнергии);

– передача измеренных и расчетных параметров контроллеру присоединения по протоколу МЭК 61850-8-1 (MMS).

7.9.2.3 Параметры, передаваемые измерительным преобразователем контроллеру присоединения по протоколу МЭК 61850-8-1 (MMS) приведены в Таблице 7.9.1.

Таблица 7.9.1

Параметр	**Обозначение по МЭК 61850**
1	**2**
1. Ток фазы А	MMXU1.A.phsA
2. Ток фазы В	MMXU1.A.phsB
3. Ток фазы С	MMXU1.A.phsC
4. Активная мощность	MMXU1.TotW
5. Реактивная мощность	MMXU1.TotVAr
6. Полная мощность	MMXU1.TotVA
7. Коэффициент мощности	MMXU1.PF
8. Напряжение UA	MMXU1.PhV. phsA
9. Напряжение UB	MMXU1.PhV. phsB
10. Напряжение UC	MMXU1.PhV. phsC
11. Частота *f*	MMXU1.Hz

7.9.2.4 Дополнительные показатели, передаваемые ИП с функцией ККЭЭ контроллеру присоединения по протоколу МЭК 61850-8-1 (MMS) приведены в Таблице 7.9.2.

Таблица 7.9.2

Показатели	**Обозначение по МЭК 61850**
1	**2**
1. Установившееся отклонение напряжения	QVTR1.VTrs
2. Отклонение частоты	QFVR1.HzVaMag
3. Глубина провала напряжения	QVTR1.MaxVTrs
4. Длительность провала напряжения	QVTR1.VTrsTm
5. Коэффициент временного перенапряжения	QVTR1.KOvV
6. Длительность временного перенапряжения	QVTR1.OvVTm
7. Коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения	MHAI1.HfV
8. Коэффициент несимметрии напряжения обратной последовательности	MSQI1.NgVKf
9. Коэффициент несимметрии напряжения нулевой последовательности	MSQI1.ZroVKf
10. Коэффициент искажения синусоидального напряжения U_{AB}	MHAI1.ThdEvnPPV. phsAB
11. Коэффициент искажения синусоидального напряжения U_{BC}	MHAI1.ThdEvnPPV.

Таблица 7.9.2

Показатели	Обозначение по МЭК 61850
1	2
	phsBC
12. Коэффициент искажения синусоидального напряжения U_{CA}	MHAI1.ThdEvnPPV.phsCA
13. Кратковременная доза фликера при колебаниях напряжения U_{AB}	MFLK1.PPPst.phsAB
14. Кратковременная доза фликера при колебаниях напряжения U_{BC}	MFLK1.PPPst.phsBC
15. Кратковременная доза фликера при колебаниях напряжения U_{CA}	MFLK1.PPPst.phsCA
16. Длительная доза фликера при колебания напряжения U_{AB}	MFLK1.PPPlt.phsAB
17. Длительная доза фликера при колебания напряжения U_{BC}	MFLK1.PPPlt.phsBC
18. Длительная доза фликера при колебания напряжения U_{CA}	MFLK1.PPPlt.phsCA

Состав контролируемых ИП показателей качества электроэнергии и передаваемых на верхние уровни системы мониторинга и управления качеством электроэнергии должны соответствовать [38].

7.9.2.5 Устройства ИП должны выполнять следующие сервисные функции:

- сигнализация;
- самодиагностика;
- самоописание;
- журналирование;
- конфигурирование.

7.9.2.6 Функция сигнализации ИП должна обеспечивать ввод служебных дискретных сигналов о состоянии оборудования шкафа ИП, отображение состояния дискретных внешних и внутренних сигналов средствами визуально доступной светодиодной индикации на лицевой панели устройства и выдачу отчетов в станционную шину для АСУ ТП ЦПС.

7.9.2.7 На лицевой панели ИП должна иметься визуальная индикация работоспособности устройства.

7.9.2.8 ИП должны выдавать сигналы о неисправностях, обнаруженных системой самодиагностики (ПС2), изменении конфигурации (ПС2), оперативном состоянии шкафа ИП (ОС). Перечень сигналов, передаваемых в АСУ ТП ЦПС устройством ИП, с указанием группы каждого сигнала должен приводиться в руководстве по эксплуатации ИП. Необходимый перечень сигналов ШИП, передаваемых в АСУ ТП ЦПС приведен в [18].

Передача отчетов должна инициироваться появлением сигналов (Data Change) или изменением бита качества сигнала (Quality Change).

7.9.2.9 Для сбора диагностических сигналов ШИП должен использоваться ПДС, встраиваемый в шкаф. Требования к дискретным входам ПДС для ввода служебных дискретных сигналов о состоянии шкафа, п. 7.4.4.

7.9.2.10 GOOSE-сообщения, выдаваемые ПДС ШИП приведены в Приложении Г, Таблица Г.4.

7.9.2.11 Функция самодиагностики должна контролировать работоспособность как самого устройства ИП, так и его окружения.

Самодиагностика устройства ИП должна обеспечивать обнаружение отказа с точностью до отдельного модуля (блока), входящего в состав устройства. Обнаруженные сбои и отказы функционирования устройства должны фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде визуально-доступной светодиодной сигнализации.

Функция самодиагностики устройства ИП должна осуществлять контроль используемых Ethernet-соединений (допускается не контролировать интерфейсы сконфигурированные как не используемые).

Обнаруженные сбои и отказы функционирования окружения устройства должны фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде визуально-доступной светодиодной сигнализации.

7.9.2.12 Функция самоописания ИП должна предоставлять данные об устройстве ИП через информационные сервисы устройства. Данные об устройстве ИП должны содержать справочную информацию о:

- данном экземпляре устройства (серийный номер, дата производства, дата ввода в эксплуатацию и т.д.);
- комплектации устройства (тип устройства, модули, входящие в состав устройства);
- производителе устройства (наименование изготовителя, контактные данные изготовителя);
- функциональности устройства (описание измеряемых параметров, наличие функции ККЭЭ и рассчитываемых показателях);
- месте установки ИП (наименование ПС, диспетчерское наименование контролируемых присоединений);
- встраиваемом программном обеспечении (версия ПО, дата последнего обновления встраиваемого ПО).

7.9.2.13 Функция журналирования устройства ИП должна осуществлять записи в энергонезависимой памяти устройства о следующих событиях:

- замена модулей устройства ИП;
- изменение конфигурационных параметров устройства ИП;
- попытки несанкционированного доступа через информационные интерфейсы;
- результаты самодиагностики;
- включение/отключение питания;
- обновление встраиваемого программного обеспечения.

Записи о событиях должны содержать метку времени и описание события. Разрешающая способность по очередности событий должна быть не хуже 1 мс. Точность задания метки времени должна быть не хуже 1 мс.

7.9.2.14 Функция конфигурирования устройства ИП должна обеспечивать:

- задание значений коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН, параметров расчета значений электрических величин (интервал измерения частоты, интервал измерения действующих значений токов, напряжений, значений мощности, периодичность передачи результатов измерений, уставок для контроля качества электроэнергии и т.п.);

– ввод в работу/вывод из работы;
– изменение параметров самоописания устройства;
– перезагрузку (перезапуск) устройства;
– изменение режима работы информационных сервисов.

Функция конфигурирования должна выполняться с соблюдением мер обеспечения информационной безопасности, включая разделение по правам доступа.

7.9.3 Требования к конструктивному исполнению

7.9.3.1 Конструктивное исполнение шкафов ИП должно обеспечивать выполнение общих технических требований к аппаратно-программным средствам ЦПС для устройств, размещаемых в помещении ОПУ (п. 6).

7.9.3.2 Степень защиты оболочки ИП, устанавливаемых в помещении, должна быть не хуже IP21 по ГОСТ 14254. ИП должны предназначаться для установки в типовой шкаф со степенью защиты не хуже IP54 по ГОСТ 14254.

7.9.3.3 ШИП должен удовлетворять требованиям, приведенным в [18].

7.9.4 Метрологические характеристики

7.9.4.1 Метрологические характеристики ИП должны соответствовать требованиям СТО 56947007-29.240.01.244-2017.

7.9.5 Требования к коммуникационным интерфейсам

7.9.5.1 Коммуникационные интерфейсы ИП должны быть выполнены на базе волоконно-оптических каналов связи. Коммуникационный интерфейс, обеспечивающий обмен по протоколам МЭК 61850-8-1 (GOOSE, MMS) должен соответствовать требованиям IEEE 802.3 в части интерфейса 100BASE-FX. В обоснованных при проектировании случаях могут применяться коммуникационные интерфейсы с более высокими скоростями передачи данных.

7.9.5.2 ИП должен иметь дублированные коммуникационные интерфейсы, обеспечивающих функционирование канала связи с параллельным резервированием по протоколу PRP согласно МЭК 62439-3 с шиной станции.

7.9.5.3 Требования к характеристикам коммуникационных интерфейсов ИП аналогичны приведенным в Таблице 7.2.4.

7.10 Устройства подстанционного уровня ЦПС. Требования к коммуникационным серверам

7.10.1 Общие сведения

7.10.1.1 Коммуникационный сервер относится к устройствам подстанционного уровня управления ЦПС и выполняет функции станционного контроллера связи и управления и сервера ТМ.

Примечание. Допускается реализация серверов СКСУ и ТМ на двух разных физических устройствах.

7.10.1.2 Коммуникационный сервер (сервер СКСУ/ТМ) выполняет функции сбора информации с устройств уровня присоединения ЦПС, обмена данными с файловым сервером, передачи оперативно-диспетчерской информации по каналам ТИ, ТС в ЦУС и ДЦ АО «СО ЕЭС», а также прием команд ТУ из ЦУС и ДЦ АО «СО ЕЭС».

7.10.1.3 Коммуникационный сервер должен удовлетворять требованиям, приведенным в СТО 56947007-25.040.40.226-2016.

7.10.1.4 Коммуникационные серверы обязательно должны поддерживать сервис календарной синхронизации по протоколу SNTP в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850-8-1 (п. 9.2). Коммуникационные серверы должны быть рассчитаны на работу с не менее чем двумя серверами календарной синхронизации (основным и резервным).

7.10.1.5 Коммуникационные серверы (серверы СКСУ/ТМ) должны входить в состав типовых шкафов ШСО [14].

7.10.1.6 Коммуникационный сервер должен использовать шкаф ЦСПИ для обмена данными по каналам связи с ЦУС, ДЦ АО «СО ЕЭС».

7.10.2 Требования к протоколам

7.10.2.1 Коммуникационный сервер должен взаимодействовать с устройствами уровня присоединения ЦПС и файловыми серверами по станционной шине используя сервисы клиент-серверного обмена в соответствии с МЭК 61850-8-1 и корпоративным профилем МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» [2].

7.10.2.2 Коммуникационный сервер должен принимать данные от ИЭУ уровня присоединения с использованием сервисов отчетов (Report), передачи файлов (File transfer) в соответствии с МЭК 61850-7-2 и корпоративным профилем МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» [2].

7.10.2.3 Сервис приема данных должен обеспечивать контроль параметра «validity» (в составе атрибута «Quality») принимаемых объектов данных. В алгоритме работы коммуникационного сервера должны учитываться значения указанного параметра («good», «invalid» или «questionable») для каждого принимаемого объекта данных.

7.10.2.4 Коммуникационный сервер должен передавать устройствам уровня присоединения команды и параметры настройки с использованием сервисов управления с улучшенным уровнем безопасности (SelectWithValue, Cancel, Operate, TimeActivatedOperate и CommandTermination) и задания значений групп параметров (SetSGValues) в соответствии с МЭК 61850-7-2 и корпоративным профилем МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» [2].

7.10.2.5 Коммуникационный сервер должен соответствовать требованиям стандарта МЭК 61850-8-1 к клиенту клиент-серверного взаимодействия.

7.10.2.6 Коммуникационный сервер должен передавать данные файловым серверам по изменению данных (Data Change), а также по запросу (polling) с использованием сервисов отчетов (Report), передачи файлов (File transfer) в соответствии с МЭК 61850-7-2 и корпоративным профилем МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» [2].

7.10.2.7 Коммуникационный сервер должен соответствовать требованиям стандарта МЭК 61850-8-1 к серверу клиент-серверного взаимодействия.

7.10.2.8 Для обмена данными по каналам связи с ЦУС, ДЦ АО «СО ЕЭС» коммуникационный сервер должен использовать протокол ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 (далее, протокол 104).

7.10.2.9 Информационное взаимодействие по протоколу 104 должно осуществляться на базе информационной модели МЭК 61850. Для этой цели коммуникационный сервер должен:

– сформировать информационную модель протокола 104;

– сформировать модель опроса/получения данных – создать виртуальные объекты данных МЭК 61850.

– установить соответствие между виртуальными объектами МЭК 61850 и объектами протокола 104.

В качестве алгоритма взаимодействия информационных моделей протокола 104 и МЭК 61850 в коммуникационном сервере должен использоваться стандарт МЭК 61850-80-1.

7.10.2.10 Для обмена данными по каналам связи с ЦУС, ДЦ АО «СО ЕЭС», автоматизированные системы которых построены на базе группы стандартов МЭК 61850, коммуникационный сервер должен использовать протокол МЭК 61850-90-2.

7.10.3 Требования к коммуникационным интерфейсам

7.10.3.1 Коммуникационные интерфейсы серверов СКСУ/ТМ должны быть выполнены на базе волоконно-оптических каналов связи и соответствовать требованиям IEEE 802.3 в части интерфейса 1000BASE-LX. В обоснованных при проектировании случаях могут применяться коммуникационные интерфейсы с более высокими скоростями передачи данных.

7.10.3.2 Сервер СКСУ/ТМ должен иметь дублированные коммуникационные интерфейсы, обеспечивающие функционирование канала связи с параллельным резервированием по протоколу PRP согласно МЭК 62439-3.

7.10.3.3 Коммуникационные интерфейсы серверов СКСУ/ТМ обязательно должны поддерживать механизмы QoS (IEEE 802.1p) и VLAN (IEEE 802.1Q).

7.10.3.4 Требования к характеристикам коммуникационных интерфейсов серверов СКСУ/ТМ аналогичны приведенным в Таблице 7.2.4.

7.11 Устройства подстанционного уровня ЦПС. Требования к файловым серверам

7.11.1 Общие сведения

7.11.1.1 Файловый сервер относится к устройствам подстанционного уровня управления ЦПС и выполняет функции хранения, обработки полученной от коммуникационного сервера данных и их представления персоналу в виде экранных форм (процессов, таблиц, графиков и т.д.), а также функцию удаленного мониторинга, сбора и передачи осциллограмм на верхние уровни управления. К файловым серверам относятся серверы АСУ ТП и серверы сбора и анализа событий («шлюзы» дистанционного мониторинга РЗА и АСУТП, ССАС [19, 20]).

7.11.1.2 Файловый сервер (сервер АСУ ТП) должен удовлетворять требованиям, приведенным в СТО 56947007-25.040.40.226-2016.

7.11.1.3 Файловые серверы обязательно должны поддерживать сервис календарной синхронизации по протоколу SNTP в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850-8-1 (п. 9.2). Файловые серверы должны быть рассчитаны на работу с не менее чем двумя серверами календарной синхронизации (основным и резервным).

7.11.1.4 Файловые серверы должны входить в состав типовых шкафов ШСО [14].

7.11.2 Требования к протоколам

7.11.2.1 Файловый сервер должен взаимодействовать с коммуникационными серверами и АРМ персонала по станционной шине используя сервисы клиент-серверного обмена в соответствии с МЭК 61850-8-1 и корпоративным профилем МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» [2].

7.11.2.2 Файловый сервер должен принимать данные от коммуникационного сервера с использованием сервисов отчетов (Report), передачи файлов (File transfer) в соответствии с МЭК 61850-7-2 и корпоративным профилем МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» [2].

7.11.2.3 Файловый сервер должен соответствовать требованиям стандарта МЭК 61850-8-1 к клиенту клиент-серверного взаимодействия.

7.11.2.4 Файловый сервер должен передавать данные коммуникационным серверам и АРМ персонала по изменению данных (Data Change), а также по запросу (polling) с использованием сервисов отчетов (Report), передачи файлов (File transfer) в соответствии с МЭК 61850-7-2 и корпоративным профилем МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» [2].

7.11.2.5 Файловый сервер должен соответствовать требованиям стандарта МЭК 61850-8-1 к серверу клиент-серверного взаимодействия.

7.11.2.6 Для передачи данных от сервера АСУ ТП в ЦУС должен использоваться протокол 104.

7.11.2.7 Информационное взаимодействие по протоколу 104 должно осуществляться на базе информационной модели МЭК 61850. Для этой цели файловый сервер должен:

- сформировать информационную модель протокола 104;
- сформировать модель опроса/получения данных – создать виртуальные объекты данных МЭК 61850.
- установить соответствие между виртуальными объектами МЭК 61850 и объектами протокола 104.

В качестве алгоритма взаимодействия информационных моделей протокола 104 и МЭК 61850 в файловом сервере должен использоваться стандарт МЭК 61850-80-1.

7.11.3 Требования к коммуникационным интерфейсам

7.11.3.1 Коммуникационные интерфейсы файловых серверов должны быть выполнены на базе волоконно-оптических каналов связи и соответствовать требованиям IEEE 802.3 в части интерфейса 1000BASE-LX.

7.11.3.2 Файловый сервер должен иметь дублированные коммуникационные интерфейсы, обеспечивающих функционирование канала связи с параллельным резервированием по протоколу PRP согласно МЭК 62439-3.

7.11.3.3 Коммуникационные интерфейсы файловых серверов обязательно должны поддерживать механизмы QoS (IEEE 802.1p) и VLAN (IEEE 802.1Q).

7.11.3.4 Требования к характеристикам коммуникационных интерфейсов файловых серверов аналогичны приведенным в Таблице 7.2.4.

8 Требования к устройствам, обеспечивающим информационные связи

8.1 Требования к сетевым коммутаторам

8.1.1 Общие сведения

8.1.1.1 Сетевые коммутаторы относятся к активному сетевому оборудованию, обеспечивающему информационные связи устройств уровня процесса и уровня присоединения, устройств уровня присоединения и станционного уровня ЦПС, и вместе с структурированными кабельными сетями составляют инфраструктуру передачи информации, являющуюся неотъемлемым архитектурным элементом ЦПС.

8.1.1.2 Инфраструктура передачи информации ЦПС должна резервироваться путем полного физического дублирования, при этом основной и резервный комплекты сетевых коммутаторов не должны взаимодействовать между собой.

8.1.1.3 Сетевые коммутаторы шины процесса не должны иметь связей со станционной шиной. Сетевые коммутаторы станционной шины не должны иметь связей с шиной процесса.

8.1.1.4 Сетевые коммутаторы должны обеспечивать надежную передачу данных между источником и приемником с заданными параметрами (время доставки, приоритезация и др.).

8.1.1.5 Сетевые коммутаторы должны входить в состав типовых шкафов ШСК [15], а также ШСО [14].

8.1.1.6 Конструктивное исполнение шкафов сетевых коммутаторов должно обеспечивать выполнение общих технических требований к аппаратно-программным средствам ЦПС для устройств, размещаемых в помещении ОПУ (п. 6).

8.1.2 Требования к коммуникационным интерфейсам

8.1.2.1 Каждый сетевой коммутатор должен поддерживать собственный IP-профиль и логически единый IP-профиль для стека коммутаторов.

8.1.2.2 Каждый сетевой коммутатор должен поддерживать протокол синхронизации времени PTP (поддержка режимов master, slave, transparent clock) для шины станции – программно, для шины процесса – аппаратно.

8.1.2.3 Сетевые коммутаторы обязательно должны поддерживать механизмы QoS (IEEE 802.1p) и VLAN (IEEE 802.1Q).

8.1.2.4 Сетевые коммутаторы должны иметь коммуникационные интерфейсы, выполненные на базе волоконно-оптических каналов связи. Сетевые коммутаторы должны иметь коммуникационные интерфейсы, соответствующие требованиям IEEE 802.3 в части интерфейса 100BASE-FX и. коммуникационные интерфейсы, соответствующие требованиям IEEE 802.3 в части интерфейса 1000BASE-LX. Конкретный состав коммуникационных интерфейсов должен определяться при проектировании.

8.1.2.5 Требования к характеристикам коммуникационных интерфейсов сетевых коммутаторов приведены в Таблице 7.7.3.

8.1.2.6 Количество коммуникационных интерфейсов сетевого коммутатора должно выбираться при проектировании инфраструктуры передачи

информации ЦПС на основе величины трафика, создаваемого источниками информации, и производительностью коммутаторов.

8.1.3 Требования к производительности

8.1.3.1 Единичное соединение, связывающее техническое средство с коммутатором, должно обеспечивать пропускную способность не менее 100 Мбит/с.

8.1.3.2 Гарантированное время доставки сообщения, включая прием-передачу, между коммутатором и подключенным к нему конечным техническим средством не должно превышать 0,25 мс (при максимальной длине сообщения 1536 байт).

8.1.3.3 Соединения между коммутаторами должны обеспечивать пропускную способность не менее 1 Гбит/с.

8.1.3.4 Гарантированное время доставки сообщения, включая прием-передачу, между сетевыми коммутаторами не должно превышать 0,025 мс (при максимальной длине сообщения 1536 байт).

8.1.3.5 Задержки переключения пакетов по одному каналу (между входным и выходным портами) коммутатора при номинальной загрузке другого канала не должны превышать гарантированного времени доставки пакетов.

8.1.3.6 Сетевые коммутаторы, предназначенные для установки на ЦПС, должны проходить проверку качества, в ходе которой должны тестироваться их динамические характеристики.

8.2 Требования к структурированным кабельным системам

8.2.1 Общие сведения

8.2.1.1 Структурированные кабельные системы относятся к пассивному оборудованию, обеспечивающему информационные связи устройств уровня процесса и уровня присоединения, устройств уровня присоединения и станционного уровня ЦПС, и вместе с сетевыми коммутаторами составляют инфраструктуру передачи информации, являющуюся неотъемлемым архитектурным элементом ЦПС.

8.2.1.2 В состав инфраструктуры передачи информации ЦПС должны входить следующие структурированные кабельные системы:

- технологическая СКС передачи данных основная;
- технологическая СКС передачи данных резервная;
- станционная СКС передачи данных основная;
- станционная СКС передачи данных резервная.

8.2.1.3 Все соединения СКС на ЦПС должны выполняться волоконно-оптическим кабелем.

8.2.1.4 В состав СКС ЦПС входят оптические коммутационные панели, волоконно-оптические кабели и коммутационные шнуры (патч-корды).

8.2.2 Требования к оптическим коммутационным панелям

8.2.2.1 Оптические коммутационные панели служат для распределения оптического сигнала, подведенного к ней по магистральному кабелю, по портам, оборудованным разъемами, к которым подключаются коммутационные шнуры, передающие сигнал на Ethernet-порты активного сетевого оборудования ЦПС.

8.2.2.2 В оптической коммутационной панели должны использоваться разъемы типа LC.

8.2.2.3 Оптические коммутационные панели должны иметь конструкцию, предусматривающую монтаж в типовые шкафы ЦПС наружного и внутреннего исполнения.

8.2.2.4 Оптические коммутационные панели должны иметь количество портов из типового ряда: 4, 8, 12, 16, 24, 48. Количество портов, монтируемой в типовой шкаф оптической коммутационной панели определяется архитектурой локальной вычислительной сети ЦПС и устанавливается на этапе проектирования ЦПС.

8.2.3 Требования к волоконно-оптическим кабелям и коммутационным шнурам

8.2.3.1 Для соединения устройств уровня процесса, расположенных вблизи основного электротехнического (первичного) оборудования или встроенных в него, с коммутаторами шины процесса должен применяться бронированный волоконно-оптический кабель, конструктивно предназначенный для прокладки вне помещений в кабельной канализации (линейные).

8.2.3.2 Для соединения устройств уровня присоединения с коммутаторами шины процесса и коммутаторами станционной шины, устройств станционного уровня с коммутаторами станционной шины должен применяться волоконно-оптический кабель, конструктивно предназначенный для прокладки внутри помещений (станционные).

8.2.3.3 Волоконно-оптические кабели должны удовлетворять требованиям механической стойкости, приведенным в Таблице 8.1.

Таблица 8.1

Наименование показателя	**Значение**
1	**2**
1. Стойкость к раздавливающим усилиям на длине 1 см, не менее, Н - для линейных оптических кабелей - для станционных кабелей	 1000 50
2. Стойкость к изгибам в стационарном состоянии с радиусом изгиба, не менее, номинальных диаметров кабеля	20
3. Устойчивость к вибрационным нагрузкам, Гц/с ускорением м/с^2, не менее - для линейных кабелей	 10-80 / 40
4. Устойчивость к одиночным ударам с ускорением м/с^2, не менее - для линейных кабелей	 400
5. Устойчивость к многократным ударам с ускорением м/с^2, не менее - для линейных кабелей	 400

Линейные кабели также должны быть устойчивыми к повреждению грызунами.

8.2.3.4. Применяемые в СКС ЦПС оптоволоконные кабели должны быть стойкими к воздействию 20 циклов изгибов при температуре -10 °С на угол ±0,5 π при радиусе изгиба 250 мм.

8.2.3.5. Применяемые в СКС ЦПС оптоволоконные кабели должны выдерживать 10 циклов осевых закручиваний на угол ±2 π на длине 2 м при температуре -10 °С.

8.2.3.6. В качестве типового решения в СКС ЦПС рекомендуется применять дуплексные многомодовые волоконно-оптические кабели и коммутационные шнуры, рассчитанные на длину волны 1300 нм. В обоснованных случаях при проектировании могут применяться кабели и коммутационные шнуры, рассчитанные на другие длины волн.

8.2.3.7. В СКС ЦПС должны применяться соединительные LC/LC коммутационные шнуры длиной до 100 м.

8.2.3.8 Способ полировки оптического разъема должен быть не хуже UPC.

8.2.3.9. Допустимое затухание в многомодовом кабеле при частоте 1300 нм должно быть не больше 0,75 дБ/км, потери на одном разъемном соединении для многомодового волокна должны быть не больше 0,5 дБ, на одном сварном соединении – не более 0,1 дБ.

9 Требования к устройствам и системам синхронизации времени

9.1 Общие сведения

9.1.1 Основные требования к системе ведения времени на ЦПС приведены в стандарте МЭК 61850-5:2003, п. 13.2 / МЭК 61850-5:2013 (ред. 2.0), п. 11.1.1.2. Устройства синхронизации времени также должны поддерживать эти требования.

9.1.2 Система синхронизации времени на ЦПС состоит из:

– приемника (активной антенны) спутникового сигнала точного времени;

– сервера точного времени (ведущих часов);

– коммуникационной сети с аппаратной поддержкой протокола PTP;

– устройств ЦПС с синхронизируемыми часами точного времени.

Система синхронизации времени должна использовать коммуникационную сеть ЦПС для синхронизации ведомых часов в устройствах ЦПС. Коммутаторы коммуникационной сети ЦПС должны поддерживать протокол PTP.

9.1.3 Устройства и каналы синхронизации системы синхронизации времени должны резервироваться. В системе синхронизации должно иметься не менее 2 серверов точного времени.

9.1.4 Система синхронизации времени на ЦПС должна обеспечивать календарную синхронизацию времени и инструментальную синхронизацию времени.

9.2 Требования к календарной синхронизации времени

9.2.1 Календарная синхронизация обеспечивает для всех сигналов, регистрируемых на ЦПС, единые метки времени, соответствующие астрономическому времени в стандарте UTC (МЭК 61850-5:2003, п. 13.2 / МЭК 61850-5:2013 (ред. 2.0), п. 11.1.1.2.).

9.2.2 Согласно требованиям МЭК 61850-8-1:2004, п. 6.5 / МЭК 61850-8-1:2011 (ред. 2.0), п. 6.4. устройства ЦПС должны обязательно поддерживать протокол календарной синхронизации SNTP [16].

9.2.3 Сервис календарной синхронизации должен быть реализован во всех устройствах ЦПС.

9.2.4 Система календарной синхронизации должна соответствовать классу синхронизации времени T1 (не хуже 1 мс.) согласно МЭК 61850-5:2003 п.13.7.6.1 / МЭК 61850-5:2013 (ред. 2.0), п. 11.1.3.3.

9.3 Требования к инструментальной синхронизации времени

9.3.1 Инструментальная синхронизация обеспечивает для всех устройств нижнего уровня ЦПС, осуществляющих измерения токов и напряжений, единство моментов выборок мгновенных значений.

9.3.2 Система инструментальной синхронизации должна соответствовать классу синхронизации времени T5 (не хуже 1 мкс.) согласно МЭК 61850-5:2003, п.13.7.6.2 / МЭК 61850-5:2013 (ред. 2.0), п.11.1.3.3.

9.3.3 Для инструментальной синхронизации на ЦПС должен применяться протокол синхронизации времени PTP по IEEE Std 1588-2008, обеспечивающий поддержку синхронизации времени через сетевой интерфейс Ethernet.

9.3.4 Для реализации протокола PTP на ЦПС должен использоваться профиль Power Profile / Utility Profile (IEEE Std 1588-2008).

9.3.5 Система инструментальной синхронизации, использующая протокол PTP, должна строиться с использованием как минимум 2 ведущих часов Grandmaster.

9.4 Требования к приемникам (активным антеннам) спутникового сигнала точного времени

9.4.1 Антенна для системы синхронизации времени должна иметь встроенный приемник спутникового сигнала глобальной (внешней) синхронизации, который непрерывно отслеживает сигнал глобальной навигационной спутниковой системы и циклически определяет значения времени. Период определения значения времени должен быть не менее 1 с.

9.4.2 Приемник (активная антенна) должен поддерживать одно-спутниковый режим определения времени и осуществлять автономный мониторинг целостности времени приемника.

9.4.3 Технические требования к приемнику (активной антенне) приведены в Таблице 9.1.

Таблица 9.1

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Протоколы обмена с сервером	NMEA, TSIP
2. Количество портов приема-передачи, не менее	2
3. Скорость приема-передачи, бит/с, не менее	115200
4. Тип передаваемых данных	8-битные с контролем четности
5. Время до выдачи первого пакета с точным значением времени после подачи питания, с, не более - при погрешности 50 %	14

Таблица 9.1

Наименование показателя	Значение
1	2
- при погрешности 90 %	18
6. Время до выдачи первого пакета с точным значением времени после 60-секундной потери сигнала, с, не более - при погрешности 90 %	2
7. Тип интерфейса	RS-422 (водонепроницаемый)
8. Максимальная длина интерфейсного кабеля, м, не менее	250
9. Степень защиты по ГОСТ 14254	IP67
10. Напряжение питания, В, постоянного тока	24
11. Потребляемая мощность, Вт, не более	1

9.5 Требования к серверу точного времени

9.5.1 Сервер точного времени является основным устройством, входящим в состав системы синхронизации времени на ЦПС. Сервер точного времени периодически получает от приемника (активной антенны) сигналы точного времени от источника глобальной (внешней) синхронизации (п. 9.6) и синхронизирует свои часы, которые являются ведущими часами в системе синхронизации.

9.5.2 Сервер точного времени должен обеспечивать поддержку стандартных сетевых протоколов SNTP, PTP. Протоколы SNTP и PTP должны обрабатываться независимо и не влиять друг на друга в процессе одновременной работы.

9.5.3 Сервер точного времени должен иметь возможность получать сведения о точности синхронизации ведомых часов по запросам DelayReq и PDelayReq и сохранять их в файле.

9.5.4 Требования к SNTP-серверу приведены в Таблице 9.2.

Таблица 9.2

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Режим передачи	широковещательный, многоадресный, одноадресный
2. Количество SNTP клиентов	не ограничено
3. Время обработки одного клиентского запроса, мкс, не более	8
4. Диапазон периодичности синхронизации в режиме широковещательной передачи, с	8 - 3600

9.5.5 Требования к PTP-серверу приведены в Таблице 9.3.

Таблица 9.3

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Режим работы (Delay Mechanism)	E2E / P2P
2. Поддерживаемые сообщения	Sync, Follow_up, Delay_Req, Delay_Resp, PDelay_Req, PDelay_Resp, PDelay_RespFollow_Up, Announce
3. Периодичность выдачи сообщений Sync, Follow Up, с	1
4. Периодичность выдачи сообщений Announce, с	1

Таблица 9.3

Наименование показателя	Значение
1	2
5. Точность синхронизации времени (P2P/E2E) в режиме PTP Grandmaster – PTP Slave (ОС), нс, не хуже	150
6. Количество часов GrandMaster в сети, не более	5

9.5.6 Общие требования к серверу точного времени приведены в Таблице 9.4.

Таблица 9.4

Наименование показателя	Значение
1	2
1. Количество независимых Ethernet-портов, не менее	2
2. Время готовности сервера после подачи питания, с, не более	3
3. Время обнаружения спутников при «холодном» старте, с, не более	30
4. «Уход» времени собственных часов при потере сигнала внешней синхронизации, мс/сутки, не более	5
5. Максимальная потребляемая мощность, Вт, не более	10
6. Способ монтажа/установки	типовой шкаф

9.5.7 Сервер точного времени должен входить в состав типового шкафа ШСК [15].

9.6 Источники глобальной (внешней) синхронизации

9.6.1 Система синхронизации времени ЦПС как для календарной, так и для инструментальной синхронизации должна поддерживать как минимум один из следующих глобальных (внешних) источников точного времени: GPS, ГЛОНАСС.

9.6.2 Для определения времени приемнику должно быть достаточно получить сигнал с одного спутника любой из навигационных систем.

9.6.3 Ошибки при передаче данных времени в Службе стандартного определения местоположения системы GPS не превышают 40 нс для 95 % времени. Ошибки при передаче данных времени канала стандартной точности ГЛОНАСС не превышают 700 нс для 95 % времени [17].

10 Требования к основному электротехническому (первичному) оборудованию ЦПС

10.1 Общие сведения

10.1.1 Основное силовое электротехническое электрооборудование (СЭТО) относится к уровню технологического процесса наряду со средствами интеграции указанного электрооборудования в комплекс ЦПС.

В настоящем документе рассматриваются следующие основные виды устройств СЭТО ЦПС в части реализации информационного и управляющего взаимодействия посредством шины процесса с устройствами уровня присоединения ЦПС:

– коммутационные аппараты (высоковольтные выключатели 110 - 750 кВ; разъединители, заземляющие ножи);

– трансформаторы и автотрансформаторы;

– оборудование системы оперативного постоянного тока;

– оборудование щитов собственных нужд.

10.1.2 Интеграцию компонента СЭТО в шину процесса ЦПС должны обеспечивать встраиваемые в устройства СЭТО преобразователи дискретных и аналоговых сигналов (ПДС и ПАС).

10.1.3 Встраиваемые ПДС и ПАС должны обеспечивать:

– ввод первичной технологической информации от устройств СЭТО в шину процесса ЦПС с использованием протоколов МЭК 61850 Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» [2];

– синхронизацию (календарную и инструментальную) данных первичной технологической информации, источником которой являются компоненты СЭТО с единым временем ЦПС;

– передачу управляющих воздействий (команд управления) устройствам СЭТО со стороны ИЭУ уровня присоединения в цифровом виде, в соответствии с протоколами МЭК 61850;

– ведение актуализируемой информационной модели процесса функционирования устройства СЭТО в соответствии со стандартом МЭК 61850, на основании которой реализуются алгоритмы контроля и управления данным устройством СЭТО со стороны устройств среднего и верхнего уровня ЦПС;

– визуальную индикацию своей работоспособности.

10.1.4 В общем случае модернизация силового электрооборудования, предназначенного для использования на ЦПС, заключается в:

– доработке конструкции узлов электрооборудования для размещения новых или модернизированных устройств;

– дооснащении датчиками тока и напряжения или замене датчиков на цифровые, прежде всего, оптические;

– замене исполнительных электромеханических элементов (пускателей) твердотельными коммутаторами;

– резервировании устройств системы связи СЭТО с оборудованием ЦПС (датчиков, контроллеров, исполнительных устройств, цифровых сетей) с целью обеспечения требуемой надежности.

10.2 Требования к коммутационным аппаратам

10.2.1 Общие сведения

10.2.1.1 Для выключателя необходимо применять два взаиморезервируемых ПДС, каждый из которых должен работать от своего оперативного тока и на свой соленоид отключения.

10.2.1.2 Для двухразрывных выключателей ПДС должен устанавливаться на каждый полукомплект.

10.2.2 Требования к ПДС, встроенным в КА

10.2.2.1 КА со встроенными ПДС относятся к устройствам нижнего уровня управления ЦПС. ПДС КА осуществляют:

– преобразование команд управления КА, поступающих от устройств среднего уровня (уровня присоединения) в виде GOOSE-сообщений, в дискретные контактные сигналы, подаваемые на привод КА;

– преобразование дискретных контактных сигналов от привода КА в GOOSE-сообщения, передаваемые устройствам среднего уровня (уровня присоединения).

10.2.2.2 ПДС КА обязательно должны поддерживать сервис календарной синхронизации по протоколу SNTP в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850-8-1 (п. 9.2).

10.2.2.3 Логическая структура ПДС должна соответствовать требованиям [5, 6].

10.2.2.4 Функции ПДС КА подразделяются на:

– функции сигнализации и управления;

– сервисные функции.

Выполнение сервисных функций не должно влиять на выполнение функций сигнализации и управления.

10.2.2.5 Функции сигнализации и управления ПДС КА:

– ввод дискретных сигналов от привода КА, формирование GOOSE-сообщений по изменению состояния дискретных сигналов и передача GOOSE-сообщений КП и устройствам РЗА;

– прием GOOSE-сообщений, содержащих команды управления КА, от КП или устройств РЗА и выдача команд управления посредством выходных контактов, соединенных с цепями управления КА.

В ПДС КА, осуществляющих контроль и управление выключателя, должны быть реализованы функции РПВ и РПО.

10.2.2.6 Производительность встроенного в КА ПДС должна быть не хуже производительности внешнего ПДС по п. 7.4.2.3.

10.2.2.7 ПДС КА должны выполнять следующие сервисные функции:

– самодиагностика;

– тестовый режим;

– самоописание;

– журналирование;

– конфигурирование.

10.2.2.8 Требования к сервисным функциям встраиваемого в КА ПДС соответствуют пунктам 7.4.2.5 – 7.4.2.9.

10.2.2.9 Конструктивно ПДС выключателя встраивается в шкаф управления приводом выключателя.

10.2.2.10 Конструктивно ПДС Р и ЗН совмещается с блоком пускателей привода Р (ЗН).

10.2.2.11 Конструктивное исполнение ПДС КА должно обеспечивать выполнение общих технических требований к аппаратно-программным средствам ЦПС для устройств, встраиваемых в СЭТО (п. 6).

10.2.2.12 Степень защиты оболочки встраиваемых в КА ПДС должна быть не хуже IP55 по ГОСТ 14254.

10.2.2.13 Конструктивно встраиваемые в КА ПДС должны представлять собой контейнер для наружной установки с двойными стенками, системой охлаждения и обогрева.

10.2.2.14 При недостаточности кондуктивного (пассивного) охлаждения встроенного в КА электронного оборудования ПДС, необходимо применять систему защитного (активного) охлаждения на основе термоэлектрических охладителей. Система активного охлаждения должна обеспечивать поддержание температуры в шкафу, не превышающей верхнюю границу рабочего температурного диапазона электронного оборудования ПДС, встроенного в КА.

10.2.2.15 Система обогрева должна обеспечивать поддержание температуры встроенного в КА электронного оборудования ПДС не ниже нижней границы рабочего диапазона ПДС.

10.2.2.16 ПДС КА должны выдавать GOOSE-сообщения типа 1А (по МЭК 61850-5), содержащие сигналы о положении выключателя и исправности цепей электромагнитов отключения и включения выключателя.

ПДС должны принимать GOOSE-сообщения типа 1А (по МЭК 61850-5), содержащие команды отключения и включения выключателя.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 4 мс, максимальный – 1000 мс.

10.2.2.17 ПДС КА должны выдавать GOOSE-сообщения типа 1В (по МЭК 61850-5), содержащие сигналы о положении разъединителей, заземляющих ножей и тележек выключателей, о состоянии блокировки управления КА.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 100 мс, максимальный – 10000 мс.

10.2.2.18 Все GOOSE-сообщения ПДС КА должны относиться к классу производительности Р1 (3 мс) по МЭК 61850-5.

10.2.2.19 Типовой перечень выдаваемых и получаемых GOOSE-сообщений для ПДС КА приведен в Приложении В, Таблицы В.1 – В.6.

10.2.2.20 Коммуникационный интерфейс ПДС КА должен быть выполнен на базе волоконно-оптических каналов связи. Коммуникационный интерфейс должен соответствовать требованиям IEEE 802.3 в части интерфейса 100BASE-FX. В обоснованных при проектировании случаях могут применяться коммуникационные интерфейсы с более высокими скоростями передачи данных.

10.2.2.21 ПДС КА должен иметь не менее двух коммуникационных интерфейсов, обеспечивающих функционирование канала связи с параллельным резервированием по протоколу PRP согласно МЭК 62439-3.

10.2.2.22 Требования к характеристикам коммуникационных интерфейсов ПДС КА приведены в Таблице 7.4.4.

10.3 Требования к маслонаполненному трансформаторному оборудованию

10.3.1 Общие сведения

10.3.1.1 Маслонаполненное оборудование со встроенными ПДС/ПАС относится к устройствам нижнего уровня (уровня процесса) ЦПС. ПДС МО осуществляет:

– преобразование команд управления маслонаполненным оборудованием, поступающих от устройств среднего уровня (уровня присоединения) в виде GOOSE-сообщений, в дискретные контактные сигналы, подаваемые МО;

– преобразование дискретных контактных сигналов маслонаполненного оборудования в GOOSE-сообщения, передаваемые устройствам среднего уровня (уровня присоединения).

10.3.1.2 В маслонаполненное оборудование должен встраиваться ПАС для реализации функции КИВ (для вводов трансформаторов 500 – 750 кВ). ПАС осуществляет преобразование соответствующих сигналов тока (п. 7.4.6.2).

10.3.2 Требования к ПДС/ПАС, встраиваемым в маслонаполненное оборудование

10.3.2.1 ПДС/ПАС обязательно должны поддерживать сервис календарной синхронизации по протоколу SNTP в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850-8-1 (п. 9.2).

10.3.2.2 ПДС должны устанавливаться в шкафы управления маслонаполненным оборудованием. В один шкаф должно устанавливаться два ПДС.

10.3.2.3 Логическая структура ПДС должна соответствовать требованиям [5, 6].

10.3.2.4 Функции ПДС/ПАС подразделяются на:

– функции сигнализации и управления;

– функции аналого-цифрового преобразования и передачи оцифрованных значений тока или напряжения;

– сервисные функции.

Выполнение сервисных функций не должно влиять на выполнение функций сигнализации и управления.

10.3.2.5 Функции сигнализации и управления встроенного в ПДС МО:

– ввод дискретных сигналов от маслонаполненного оборудования, формирование GOOSE-сообщений по изменению состояния дискретных сигналов и передача GOOSE-сообщений КП и устройствам РЗА;

– прием GOOSE-сообщений, содержащих команды управления от маслонаполненного оборудования, от КП или устройств РЗА и выдача команд

управления посредством выходных контактов, соединенных с цепями управления маслонаполненным оборудованием.

10.3.2.6 Функции аналого-цифрового преобразования и передачи оцифрованных значений тока или напряжения встроенного в маслонаполненное оборудование ПАС:

– ввод аналоговых электрических величин от датчиков тока или напряжения маслонаполненного оборудования;

– получение выборочных (мгновенных) значений тока или напряжения с заданной частотой дискретизации, синхронизированной с абсолютным (астрономическим) временем и присвоение полученным значениям меток времени (относительных);

– формирование кадров SV-потоков, содержащих полученные выборочные значения, и передача SV-потоков устройствам РЗА или КП, реализующим функцию КИВ.

10.3.2.7 Производительность встроенного в маслонаполненное оборудование ПДС должна быть не хуже производительности внешнего ПДС по п. 7.4.2.3.

10.3.2.8 Производительность встроенного в маслонаполненное оборудование ПАС должна быть не хуже производительности внешнего ПАС по п. 7.1.2.4. для измерительных потоков.

10.3.2.9 ПДС/ПАС должны выполнять следующие сервисные функции:

– самодиагностика;

– тестовый режим;

– самоописание;

– журналирование;

– конфигурирование.

10.3.2.10 Требования к сервисным функциям встраиваемого в маслонаполненное оборудование ПДС соответствуют пунктам 7.4.2.5 – 7.4.2.9.

10.3.2.11 Требования к сервисным функциям встраиваемого в маслонаполненное оборудование ПАС соответствуют пунктам 7.1.2.7 – 7.1.2.16.

10.3.2.12 Приведенная полная погрешность встраиваемого в маслонаполненное оборудование ПАС должна составлять не более ± 1 % от номинального тока КИВ (п. 7.4.6.2).

10.3.2.13 Конструктивное исполнение ПДС/ПАС маслонаполненного оборудования должно обеспечивать выполнение общих технических требований к аппаратно-программным средствам ЦПС для устройств, встраиваемых в СЭТО (п. 6).

10.3.2.14 Степень защиты оболочки встраиваемых в маслонаполненное оборудование ПДС/ПАС должна быть не хуже IP55 по ГОСТ 14254.

10.3.2.15 Конструктивно встраиваемые в маслонаполненное оборудование ПДС/ПАС должны представлять собой контейнер для наружной установки с двойными стенками, системой охлаждения и обогрева.

10.3.2.16 При недостаточности кондуктивного (пассивного) охлаждения электронного оборудования ПДС/ПАС, встроенного в маслонаполненное оборудование, необходимо применять систему защитного (активного)

охлаждения на основе термоэлектрических охладителей. Система активного охлаждения должна обеспечивать поддержание температуры встроенного в маслонаполненное оборудование электронного оборудования ПДС/ПАС, не превышающей верхнюю границу его рабочего температурного диапазона.

10.3.2.17 Система обогрева должна обеспечивать поддержание температуры электронного оборудования ПДС/ПАС, встроенного в маслонаполненное оборудование, не ниже нижней границы его рабочего диапазона.

10.3.2.18 В зависимости от типа маслонаполненного оборудования встраиваемый в него ПАС может иметь 1 (для одной фазы АТ, Т), 2 (для Т с заземленной нейтралью) или 3 (для трехфазного АТ и КР) аналоговых входа [4]. Параметры преобразуемых аналоговых величин приведены в Таблице 7.4.3.

10.3.2.19 Параметры формируемых SV-потоков должны соответствовать требованиям национального корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2]. ПАС, встраиваемый в маслонаполненное оборудование, должен передавать SV-потоки классов I-И (значения 3 электрических величин) и II-И (передача 1 электрической величины) по 6 выборок каждой электрической величины в кадре с частотой дискретизации 288 выборок за период промышленной частоты.

10.3.2.20 ПАС, встроенный в одну фазу АТ, Т должен измерять ток КИВ.

ПАС, встроенный в Т с заземленной нейтралью, должен измерять ток нейтрали № 1 и ток нейтрали № 2.

ПАС, встроенный в трехфазный АТ, должен измерять токи КИВ фаз А, В, С.

ПАС, встроенный в КР, должен измерять ток со стороны высоковольтного ввода КР, ток ТТ со стороны нейтрали и напряжение ТН со стороны высоковольтного ввода КР.

10.3.2.21 ПДС/ПАС должны выдавать GOOSE-сообщения типа 1А (по МЭК 61850-5), содержащие сигналы РПН, сигналы неисправности цепей ТТ или ТН, аварийные сигналы АТ.

ПДС/ПАС должны принимать GOOSE-сообщения типа 1А (по МЭК 61850-5), содержащие команды РПН.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 4 мс, максимальный – 1000 мс.

10.3.2.22 ПДС/ПАС должны выдавать GOOSE-сообщения типа 1В (по МЭК 61850-5), содержащие сигналы о состоянии маслонаполненного оборудования, в том числе сигналы о неисправности оборудования.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 50 мс, максимальный – 5000 мс.

10.3.2.23 Все GOOSE-сообщения ПДС/ПАС должны относиться к классу производительности Р1 (3 мс) по МЭК 61850-5.

10.3.2.24 Типовой перечень выдаваемых и получаемых GOOSE-сообщений приведен в Приложении Г, Таблицы Г.1 – Г.2 для маслонаполненного оборудования и в Приложении Г, Таблица Г.3 для КР.

10.3.2.25 Требования к характеристикам коммуникационных интерфейсов ПДС/ПАС маслонаполненного оборудования соответствуют приведенным в Таблице 7.4.4.

10.4 Требования к оборудованию СОПТ

10.4.1 Общие сведения

10.4.1.1 СОПТ должен оснащаться резервированным модулем связи, обеспечивающим сбор всей информации от датчиков и интеграцию с шиной процесса и станционной шиной.

10.4.1.2 Дистанционное управление СОПТ не предусматривается.

10.4.2 Требования к датчикам

Требования к датчикам СОПТ приведены в Таблице 10.4.1.

Таблица 10.4.1

№	Контролируемый параметр	Датчик
1	Напряжение каждого элемента аккумуляторной батареи	Модули поэлементного контроля (исключение необходимости периодических замеров напряжения на банках)
3	Напряжение аккумуляторной батареи	Цифровые датчики постоянного тока и напряжения
4	Напряжение на нагрузке	
5	Ток подзаряда АБ	
6	Ток разряда УЗ	
7	Температура в помещении АБ	Цифровой датчик температуры
8	Содержание водорода и кислорода в помещении АБ	Цифровой датчик газосодержания
9	Положение системообразующих автоматов	Оптический датчик пассивного типа
10	Контроль аварийного отключения автоматов присоединений	Оптический датчик пассивного типа
11	Исправность, режим и основные параметры подзарядного устройства	Цифровой интерфейс подзарядного устройства
12	Ток АБ, напряжение на секциях	Аварийный регистратор

10.4.3 Требования к ПДС/ПАС СОПТ

10.4.3.1 Конструктивное исполнение встраиваемых ПДС/ПАС должно обеспечивать выполнение общих технических требований к аппаратно-программным средствам ЦПС для устройств, встраиваемых в СЭТО (п. 6).

10.4.3.2 Степень защиты оболочки встраиваемых ПДС/ПАС должна быть не хуже IP55 по ГОСТ 14254.

10.4.3.3 Конструктивно встраиваемые ПДС/ПАС должны представлять собой контейнер для наружной установки с двойными стенками, системой охлаждения и обогрева.

10.4.3.4 Требования к системе защитного (активного) охлаждения и обогрева аналогичны п. 10.3.3.16 и п. 10.3.3.17.

10.4.3.5 Параметры формируемых устройством СОПТ SV-потоков должны соответствовать требованиям МЭК 61850-9-2 и национального корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» [2].

10.4.3.6 ПАС СОПТ должны обеспечивать передачу измерительных SV-потоков тока и напряжения класса производительности P1 по МЭК 61850-5.

10.4.3.7 СОПТ должна выдавать GOOSE-сообщения типа 1A (по МЭК 61850-5), содержащие сигналы неисправности цепей постоянного тока.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 4 мс, максимальный – 1000 мс.

10.4.3.8 СОПТ должна выдавать GOOSE-сообщения типа 1B (по МЭК 61850-5), содержащие внутренние сигналы о неисправности оборудования.

Минимальный интервал между повторной отправкой этих GOOSE-сообщений должен составлять 50 мс, максимальный – 5000 мс.

10.4.3.9 Все GOOSE-сообщения СОПТ должны относиться к классу производительности P1 (3 мс) по МЭК 61850-5.

10.4.3.10 Коммуникационные интерфейсы СОПТ для связи с устройствами среднего (по шине процесса) и верхнего уровня (по станционной шине) должны быть выполнены на базе волоконно-оптического канала связи и соответствовать требованиям IEEE 802.3 в части интерфейса 100BASE-FX. В обоснованных при проектировании случаях могут применяться коммуникационные интерфейсы с более высокими скоростями передачи данных.

10.4.3.11 Коммуникационные интерфейсы СОПТ обязательно должны поддерживать механизмы QoS (IEEE 802.1p) и VLAN (IEEE 802.1Q).

10.4.3.12 Количество коммуникационных интерфейсов СОПТ (без учета резервных) должно быть таким, чтобы расчетный трафик обмена по каждому интерфейсу не превышал 2/3 от номинальной пропускной способности канала связи.

10.4.3.13 Требования к характеристикам коммуникационных интерфейсов СОПТ приведены в Таблице 7.2.4.

10.5 Требования к оборудованию ЩСН

10.5.1 Общие сведения

10.5.1.1 ЩСН должен оснащаться резервированным модулем связи, обеспечивающим сбор всей информации от датчиков и интеграцию с шиной процесса и станционной шиной.

10.5.1.2 Дистанционное управление ЩСН должно предусматриваться в следующем объеме:

- вводные и секционные выключатели;
- ввод/вывод АВР питающих элементов;
- наиболее ответственные часто включаемые присоединения.

10.5.2 Требования к датчикам

Требования к датчикам силового ЩСН приведены в Таблице 10.5.1.

Таблица 10.5.1

№	Контролируемый параметр	Датчик
1	Термоконтроль трансформатора	Цифровой датчик температуры
2	Напряжение на секциях 0,4 кВ	Цифровой датчик
3	Ток стороны НН тр-ра 6/0,4 кВ	
4	Мощность ввода	
5	Положение системообразующих автоматов	Оптический датчик пассивного типа
6	Контроль аварийного отключения автоматов присоединений	Оптический датчик пассивного типа

10.5.3 Требования к ПДС/ПАС ЩСН

Требования к ПДС/ПАС ЩСН в части конструктивного исполнения, параметров выдаваемых SV-потоков, параметров выдаваемых и получаемых GOOSE-сообщений, коммуникационных интерфейсов соответствуют требованиям п. 10.4.3.

Приложение А
(Обязательное)

Таблица А.1. Сигналы системы самодиагностики ПАС

Сигнал	Описание	Примеры сигналов
Критическая неисправность	Обобщенный сигнал неисправности, при котором устройство не способно выполнять свои функции. Требуется немедленное устранение неисправности	Любой сигнал из перечня критических неисправностей.
Критическая неисправность синхронизации времени[1]	Ошибка синхронизации времени непосредственно влияющая на работу устройства	Ошибка синхронизации потока SV
		Отсутствие синхронизации времени по SNTP
		Отсутствие синхронизации времени по PTP
Потеря связи с шиной процесса	Обрыв связи с шиной процесса по двум портам. Потеря данных измерений, вызванная, например, неисправностью коммуникационного оборудования шины процесса, неисправностью портов связи устройства и т.д.	Потеря связи с шиной процесса
Отсутствие потока SV	Обобщенный сигнал неисправности приема одного из потоков SV, либо прием потока с плохим качеством	Отсутствие потока SV
		SV поток N содержит сигнал с качеством Questionalbe\Invalid
Неисправность АЦП	Потеря достоверности измерений, вызванная неисправностью АЦП терминала	Неисправность АЦП
Неисправность внутреннего питания[2]	Неисправность одного из внутренних преобразователей напряжения	Неисправность 24В
		Неисправность 5В
		Неисправность 3,3В
Неисправность модуля центрального процессора[3]	Обобщенный сигнал неисправности работы процессора	Ошибка платы ЦП
		Ошибка шины CAN
		Ошибка шины LVDS
Неисправность модуля аналогового ввода	Обобщенный сигнал неисправности одного из модулей аналогового ввода от ТТ и ТН. Количество сигналов, участвующих в формировании этой неисправности определяется количеством модулей данного типа	Неисправность модуля аналогового ввода N
Неисправность модуля дискретных входов/релейных выходов	Обобщенный сигнал неисправности одного из модулей дискретных входов и релейных выходов. Количество сигналов, участвующих в формировании этой неисправности определяется количеством модулей	Неисправность модуля дискретных входов N
		Неисправность модуля релейных выходов N

Таблица А.1. Сигналы системы самодиагностики ПАС

Сигнал	Описание	Примеры сигналов
	данного типа	
Неисправность ОЗУ	Обобщенный сигнал неисправности оперативной памяти. Например, переполнение, отказ и т.д.	Неисправность статического ОЗУ
		Переполнение ОЗУ
Критическая неисправность ПЗУ	Обобщенный сигнал неисправности энергозависимой или энергонезависимой памяти, например, используемой для хранения уставок или других критичных для работы устройства параметров	Неисправность энергонезависимой памяти
Неисправность ПО	Обобщенный сигнал неисправности программного обеспечения, например, прошивки устройства, драйверов передачи данных и т.д.	Контрольная сумма не верна
		Критическая ошибка ПО
Ошибка конфигурации[4]	Обобщенный сигнал неверной конфигурации устройства	Несоответствие уставок конфигурации физически установленным джамперам
		Выставленные уставки вне допустимого диапазона
Предупредительная неисправность	Обобщенный сигнал, при котором терминал способен выполнять свои функции, но возможно ограничение его функциональности, а также требуется устранение неисправности в течение максимум 72 часов	Любой сигнал из перечня сигналов предупредительной неисправности.
Сбой синхронизации времени	Ошибки синхронизации времени устройств, для работы функций которых не обязательно наличие точной синхронизации времени	Отсутствие синхронизации времени по SNTP/PTP
Неисправность связи с шиной процесса	Обрыв связи с шиной процесса по одному порту	Неисправность канала 1
		Неисправность канала 2
Неисправность связи с шиной станции	Обрыв связи с шиной станции по одному порту	Неисправность канала 1
		Неисправность канала 2
Неисправность модуля[5]	Обобщенный сигнал неисправности одного из модулей, кроме модулей центрального процессора, блоков питания, аналогового ввода от ТТ и ТН, дискретных входов, релейных выходов. Количество сигналов, участвующих в формировании этой неисправности определяется количеством модулей данных типов	Неисправность модуля N 4-20 мА
		Неисправность модуля ИЧМ
Перезагрузка при потере питания	Сигнал о перезапуске устройства от потери питания	

Таблица А.1. Сигналы системы самодиагностики ПАС

Сигнал	Описание	Примеры сигналов
Перезагрузка при ошибке ПО	Сигнал о перезапуске устройства при ошибке работы ПО	
Изменение конфигурации	Обобщенный сигнал об изменении конфигурации устройства	
Изменение прошивки	Сигнал об изменении внутреннего ПО устройства	
Ошибка измерительных цепей	Обобщенный сигнал, включающий сигналы несимметрии измерений, неправильного чередования фаз, неисправности вторичных цепей ТН и т.д.	Несимметрия измерений тока / напряжения
		Обратное чередование фаз
		Неисправность цепей ТН
Несоответствие заданных параметров аппаратному обеспечению терминала[6]	Сигналы несовместимости ПО аппаратной части и версии ПО настроек конфигурации, несовместимость заданных параметров введенным функциям устройства	Несоответствие прошивки устройства версии загруженной конфигурации
Неисправность ПЗУ	Обобщенный сигнал некритической неисправности памяти, например, невозможности осциллограмм, буферов событий, логов и т.д. записи/чтения в/из памяти	Отказ в доступе к памяти
Опасный температурный режим	Работа в условиях выхода температуры за пределы допустимых значений. Обобщенный сигнал недопустимой температуры узлов оборудования, например, перегрев процессора и прочее	Температура устройства ниже минимально допустимой
		Температура устройства выше максимально допустимой
		Температура процессора повышена
Подключение к устройству[7]	Сигнализация о подключении устройства к ПК посредством сервисного ПО	
Превышение количества попыток аутентификации[8]	Сигнализация о превышении допустимого количества попыток аутентификации	
Низкий заряд батареи[9]	Сигнализация о низком заряде батареи устройства	
Сброс содержимого встроенных часов и памяти[10]	Сигнализация о сбросе часов и данных памати при выключении питания, выводимая после подачи питания	
Нарушен температурный режим[11]	Работа в условиях выхода температуры за пределы нормальных значений. Возможна постепенная деградация работы функций устройства	

Примечание.

[1] Относится к устройствам, для работы функций которых необходимо наличие точного времени. Например: дифференциальные защиты, состоящие из нескольких полукомплектов, получающие данные с использованием потоков SV.

[2] Преобразователи 24 В, 5 В, 3,3 В и другие.

[3] Сюда входят ошибки блока ЦП, внутренних шин данных устройства и прочие.

[4] В эту группу сигналов входят такие, которые информируют, что уставки какой-либо функции заданы в рамках допустимых производителем, но не согласованы с другими уставками устройства, и при этом работа алгоритма функции не возможна. Сюда также относятся любые другие сигналы, сигнализирующие о некорректной настройке устройства.

[5] Относится ко всем модулям, не учтенным в критических неисправностях, например модули преобразования 4-20 мА, интерфейсные модули и прочие.

[6] Например выставлены перемычки на 5А а в конфигурации 1 А, каждый производитель должен проработать вопрос самостоятельно.

[7] Формируется при вводе пароля для какого-либо действия с устройством из сервисной программы производителя (изменение уставки, удаление осциллограмм, изменение конфигурации). Сигнал формируется при работе как с сервисного порта устройства, так и удаленно по сети.

[8] Формируется при превышении количества неправильных попыток ввода пароля для какого-либо действия с устройством через сервисную программу заданного числа.

[9] Сигнал контроля исправности батареи, отвечающей за ход внутренних часов и сохранение данных в энергозависимой памяти.

[10] Сигнал контроля работы элементов, питающихся при снятом напряжении питания устройства от встроенной в них батареи или ионистора.

[11] Формируется при достижении контролируемых температур сигнальных значений.

Приложение Б
(Обязательное)

Таблица Б.1. Сигналы системы самодиагностики ПДС

Сигнал	Описание	Примеры сигналов
Критическая неисправность	Обобщенный сигнал неисправности, при котором устройство не способно выполнять свои функции. Требуется немедленное устранение неисправности	Любой сигнал из перечня критических неисправностей.
Неисправность приема GOOSE	Обобщенный сигнал неисправности приема GOOSE-сообщений от одного из устройств, либо прием GOOSE-сообщений с плохим качеством	Неисправность приема GOOSE от устройства N
		GOOSE сообщение от устройства N содержит сигнал с качеством Questionalbe\Invalid
Неисправность внутреннего питания[1]	Неисправность одного из внутренних преобразователей напряжения	Неисправность 24В
		Неисправность 5В
		Неисправность 3,3В
Неисправность модуля центрального процессора[2]	Обобщенный сигнал неисправности работы процессора	Ошибка платы ЦП
		Ошибка шины CAN
		Ошибка шины LVDS
Неисправность модуля дискретных входов/релейных выходов	Обобщенный сигнал неисправности одного из модуей дискретных входов и релейных выходов. Количество сигналов, участвующих в формировании этой неисправности определяется количеством модулей данного типа	Неисправность модуля дискретных входов N
		Неисправность модуля релейных выходов N
Неисправность ОЗУ	Обобщенный сигнал неисправности оперативной памяти. Например, переполнение, отказ и т.д.	Неисправность статического ОЗУ
		Переполнение ОЗУ
Критическая неисправность ПЗУ	Обобщенный сигнал неисправности энергозависимой или энергонезависимой памяти, например, используемой для хранения уставок или других критичных для работы устройства параметров	Неисправность энергонезависимой памяти
Неисправность ПО	Обобщенный сигнал неисправности программного обеспечения, например, прошивки устройства, драйверов передачи данных и т.д.	Контрольная сумма не верна
		Критическая ошибка ПО
Ошибка конфигурации[3]	Обобщенный сигнал неверной конфигурации устройства	Несоответствие уставок конфигурации физически установленным джамперам
		Выставленные уставки вне допустимого диапазона

Таблица Б.1. Сигналы системы самодиагностики ПДС

Сигнал	Описание	Примеры сигналов
Предупредительная неисправность	Обобщенный сигнал, при котором терминал способен выполнять свои функции, но возможно ограничение его функциональности, а также требуется устранение неисправности в течение максимум 72 часов	Любой сигнал из перечня сигналов предупредительной неисправности.
Сбой синхронизации времени	Ошибки синхронизации времени устройств, для работы функций которых не обязательно наличие точной синхронизации времени	Отсутствие синхронизации времени по SNTP/PTP
Неисправность связи с шиной станции	Обрыв связи с шиной станции по одному порту	Неисправность канала 1
		Неисправность канала 2
Неисправность модуля[4]	Обобщенный сигнал неисправности одного из модулей, кроме модулей центрального процессора, блоков питания, аналогового ввода от ТТ и ТН, дискретных входов, релейных выходов. Количество сигналов, участвующих в формировании этой неисправности определяется количеством модулей данных типов	Неисправность модуля N 4-20 мА
		Неисправность модуля ИЧМ
Перезагрузка при потере питания	Сигнал о перезапуске устройства от потери питания	
Перезагрузка при ошибке ПО	Сигнал о перезапуске устройства при ошибке работы ПО	
Изменение конфигурации	Обобщенный сигнал об изменении конфигурации устройства, например, настроек терминала, уставок РЗА и т.д.	
Изменение прошивки	Сигнал об изменении внутреннего ПО устройства	
Несоответствие заданных параметров аппаратному обеспечению терминала[5]	Сигналы несовместимости ПО аппаратной части и версии ПО настроек конфигурации, несовместимость заданных параметров введенным функциям устройства	Несоответствие прошивки устройства версии загруженной конфигурации
Неисправность ПЗУ	Обобщенный сигнал некритической неисправности памяти, например, невозможности осциллограмм, буферов событий, логов и т.д. записи/чтения в/из памяти	Отказ в доступе к памяти
Прием GOOSE с меткой тест	GOOSE от устройства N с меткой Test	
Опасный температурный	Работа в условиях выхода температуры за пределы допустимых	Температура устройства ниже минимально допустимой

Таблица Б.1. Сигналы системы самодиагностики ПДС

Сигнал	Описание	Примеры сигналов
режим	значений. Обощенный сигнал недопустимой температуры узлов оборудования, например, перегрев процессора и прочее	Температура устройства выше максимально допустимой
		Температура процессора повышена
Подключение к устройству[6]	Сигнализация о подключении устройства к ПК посредством сервисного ПО	
Превышение количества попыток аутентификации[7]	Сигнализация о превышении допустимого количества попыток аутентификации	
Низкий заряд батареи[8]	Сигнализация о низком заряде батареи устройства	
Сброс содержимого встроенных часов и памяти[9]	Сигнализация о сбросе часов и данных памати при выключении питания, выводимая после подачи питания	
Нарушен температурный режим[10]	Работа в условиях выхода температуры за пределы нормальных значений. Возможна постепенная деградация работы функций устройства	

Примечание.

[1] Преобразователи 24В, 5В, 3,3В и другие.

[2] Сюда входят ошибки блока ЦП, внутренних шин данных устройства и прочие.

[3] В эту группу сигналов входят такие, которые информируют, что уставки какой-либо функции заданы в рамках допустимых производителем, но не согласованы с другими уставками устройства, и при этом работа алгоритма функции не возможна. Сюда также относятся любые другие сигналы, сигнализирующие о некорректной настройке устройства.

[4] Относится ко всем модулям, не учтенным в критических неисправностях, например модули преобразования 4-20 мА, интерфейсные модули и прочие.

[5] Например выставлены перемычки на 5А а в конфигурации 1 А, каждый производитель должен проработать вопрос самостоятельно.

[6] Формируется при вводе пароля для какого-либо действия с устройством из сервисной программы производителя (изменение уставки, удаление осциллограмм, изменение конфигурации). Сигнал формируется при работе как с сервисного порта устройства, так и удаленно по сети.

[7] Формируется при превышении количества неправильных попыток ввода пароля для какого-либо действия с устройством через сервисную программу заданного числа.

[8] Сигнал контроля исправности батареи, отвечающей за ход внутренних часов и сохранение данных в энергозависимой памяти.

[9] Сигнал контроля работы элементов, питающихся при снятом напряжении питания устройства от встроенной в них батареи или ионистора.

[10] Формируется при достижении контролируемых температур сигнальных значений.

Приложение В
(Обязательное)

Типовой перечень GOOSE-сообщений, выдаваемых и принимаемых коммутационными аппаратами, имеющими встроенный ПДС, приведен в Таблицах В.1 – В.6.

Таблица В.1. GOOSE-сообщения, выдаваемые ПДС разъединителя

№	№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК 61850	Тип сообщения МЭК 61850	Прием-ник
1	1	Разъединитель Р1	Положение ф. А	QS1XSWI1.Pos.stVal	Type 1B	КП
2	1	Разъединитель Р1	Положение ф. В	QS1XSWI2.Pos.stVal	Type 1B	КП
3	1	Разъединитель Р1	Положение ф. С	QS1XSWI3.Pos.stVal	Type 1B	КП
4	2	Разъединитель Р1	Ключ выбора места управления М/Д	QS1XSWIx.LocKey.stVal	Type 1B	КП
5	2	Разъединитель Р1	Отключен АВ цепи питания привода	QS1CDSOCC1.CBSt.stVal	Type 1B	КП
6	2	Разъединитель Р1	Отключен АВ цепей управления	QS1CCSOCC1.CBSt.stVal	Type 1B	КП
7	2	Разъединитель Р1	Отключен АВ цепи питания обогрева	QS1HDSOCC1.CBSt.stVal	Type 1B	КП
8	1	ЗН1 Р1	Положение ф. А	QSG1XSWI1.Pos.stVal	Type 1B	КП
9	1	ЗН1 Р1	Положение ф. В	QSG1XSWI2.Pos.stVal	Type 1B	КП
10	1	ЗН1 Р1	Положение ф. С	QSG1XSWI3.Pos.stVal	Type 1B	КП
11	2	ЗН1 Р1	Ключ выбора места управления М/Д	QSG1XSWIx.LocKey.stVal	Type 1B	КП
12	2	ЗН1 Р1	Отключен АВ цепи питания привода	QSG1CDSOCC1.CBSt.stVal	Type 1B	КП
13	2	ЗН1 Р1	Отключен АВ цепей управления	QSG1CCSOCC1.CBSt.stVal	Type 1B	КП
14	2	ЗН1 Р1	Отключен АВ цепи питания обогрева	QSG1HDSOCC1.CBSt.stVal	Type 1B	КП
15	2	ТТ	Низкая плотность элегаза	CTSIMG1.InsLevMin.stVal	Type 1B	КП
16	2	ТТ	Аварийная плотность элегаза	CTSIMG1.InsLevAlm.stVal	Type 1B	КП
17	2	ТТ	Неисправность обогрева	CTSTMP1.Alm.stVal	Type 1B	КП
18	2	ПДС	Неисправность устройства ПДС	SEEQ1.ExtEqAlm.stVal	Type 1B	КП
19	2	ПДС	Контроль опертока ОБР ПДС	INTLSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B	КП
20	2	ПДС	Аварийный вывод ОБР	INTLIHND.KeySt.stVal	Type 1B	КП
21	2	ПДС	Температура достигла верхней уставки	SHSTMP1.Alm.stVal	Type 1B	КП
22	2	ПДС	Температура достигла нижней уставки	SLSTMP1.Alm.stVal	Type 1B	КП

Таблица В.2. GOOSE-сообщения, принимаемые ПДС разъединителя

№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК 61850	Источник
1	Разъединитель Р1	Команда ВКЛ	QS1CSWI1.OpCls.general	КП
2	Разъединитель Р1	Команда ОТКЛ	Q1CSWI1.OpOpn.general	КП
3	Разъединитель Р1	Разрешить управление	QS1CSWI1.BlkOpn.stVal QS1CSWI1.BlkCls.stVal	КП
4	ЗН1 Р1	Команда ВКЛ	QSG1CSWI1.OpCls.general	КП
5	ЗН1 Р1	Команда ОТКЛ	QSG1CSWI1.OpOpn.general	КП
6	ЗН1 Р1	Разрешить управление	QSG1CSWI1.BlkOpn.stVal QSG1CSWI1.BlkCls.stVal	КП
7	ЗН2 Р1	Команда ВКЛ	QSG4CSWI1.OpCls.general	КП
8	ЗН2 Р1	Команда ОТКЛ	QSG4CSWI1.OpOpn.general	КП
9	ЗН2 Р1	Разрешить управление	QSG4CSWI1.BlkOpn.stVal QSG4CSWI1.BlkCls.stVal	КП

Таблица В.3. GOOSE-сообщения, выдаваемые ПДС выключателя с 3-х фазным управлением

№	№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК 61850	Тип сообщения МЭК 61850	Приемник
1	1	Выключатель	Положение выключателя	Q1XCBR1.Pos.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
2	2	Выключатель	Контроль цепи ЭМВ	Q1SCBR1.ColAlm1.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
3	1	Выключатель	Контроль цепи ЭМО1	Q1SCBR1.ColAlm2.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
4	1	Выключатель	Контроль цепи ЭМО2	Q1SCBR1.ColAlm3.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
5	1	Выключатель	Работа ЭМО1	Q1SCBR1.ColOpn1.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
6	2	Выключатель	Пружины не заведены	Q1SOPM1.SprChrg.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
7	2	Выключатель	Аварийная плотность элегаза[1]	Q1SIMG1.DenAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
8	2	Выключатель	Отключен АВ питания привода	Q1CDSOCC1.OpnCircAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
9	2	Выключатель	Неисправность обогрева привода	Q1KHTR1.HeatAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
10	2	Выключатель	Режим ручного включения обогрева	Q1KHTR1.Auto.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
11	2	Выключатель	Включение основного обогрева	Q1KHTR1.HtrOn.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
12	2	Выключатель	Режим ручного завода пружин	Q1SOPM1.AutoSprChrg.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
13	2	Выключатель	Недопустимое снижение температуры полюсов	Q1SOPM1.HeatAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
14	2	Выключатель	Ключ выбора места управления	Q1XCBR1.LocKey.stVal	Type 1B	КП

Таблица В.3. GOOSE-сообщения, выдаваемые ПДС выключателя с 3-х фазным управлением

№	№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК 61850	Тип сообщения МЭК 61850	Приемник
15	1	Выключатель	Срабатывание ЗНФ	Q1XCBR1.Dsc.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
16	2	ПДС	Ключ вывода управления выключателем	BLKIHND1.StrCmdBt.stVal	Type 1B	КП
17	2	ПДС	Неисправность устройства ПДС	DMU2SEEQ1.ExtEqAlm.stVal	Type 1B	КП
18	2	ПДС	Контроль опертока ТС	SIGSOCC1.AuxCircAlm.stVal	Type 1B	КП
19	2	ПДС	Контроль опертока ЭМВ/ЭМО1	TCSOCC1.AuxCircAlm.stVal	Type 1B	КП
20	2	ПДС	Контроль опертока ЭМВ/ЭМО2	TCSOCC1.AuxCircAlm.stVal	Type 1B	КП
21	2	ПДС	Контроль опертока ОБР ПДС	DMU2ILSOCC1.AuxCircAlm.stVal	Type 1B	КП
22	2	ПДС	Аварийный вывод ОБР	ILIHND1.StrCmdBt.stVal	Type 1B	КП
23	2	ПДС	Температура достигла верхней уставки	CABSTMP1.HiTmpAlm.stVal	Type 1B	КП
24	2	ПДС	Температура достигла нижней уставки	CABSTMP1.LoTmpAlm.stVal	Type 1B	КП

Примечание.

[1] Для выключателя с одним приводом и несколькими изолированными объемами элегаза используется обобщенный (по «ИЛИ») сигнал.

Таблица В.4. GOOSE-сообщения, принимаемые ПДС выключателя с 3-х фазным управлением

№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК 61850	Источник
1	Выключатель	Команда ВКЛ	Q1CSWI1.OpCls.general	ИЭУ РЗА
2	Выключатель	Команда оперативного ОТКЛ	Q1CSWI1.OpOpn.general	ИЭУ РЗА
3	Выключатель	Команда аварийного ОТКЛ (Внешнее отключение)	EXTPTRC1.Tr.general	ИЭУ РЗА

Таблица В.5. GOOSE-сообщения, выдаваемые ПДС выключателя с пофазным управлением

№	№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК 61850	Тип сообщения МЭК 61850	Приемник
1	1	Выключатель	Положение выключателя ф. А	Q1XCBR1.Pos.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
2	1	Выключатель	Положение выключателя ф. В	Q1XCBR2.Pos.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
3	1	Выключатель	Положение выключателя ф. С	Q1XCBR3.Pos.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
4	2	Выключатель	Контроль цепи ЭМВ ф. А	Q1SCBR1.ColAlm1.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
5	2	Выключатель	Контроль цепи ЭМВ ф. В	Q1SCBR2.ColAlm1.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
6	2	Выключатель	Контроль цепи ЭМВ	Q1SCBR3.ColAlm1.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА

Таблица В.5. GOOSE-сообщения, выдаваемые ПДС выключателя с пофазным управлением

№	№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК 61850	Тип сообщения МЭК 61850	Приемник
			ф. С			
7	1	Выключатель	Контроль цепи ЭМО1 ф. А	Q1SCBR1.ColAlm2.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
8	1	Выключатель	Контроль цепи ЭМО1 ф. В	Q1SCBR2.ColAlm2.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
9	1	Выключатель	Контроль цепи ЭМО1 ф. С	Q1SCBR3.ColAlm2.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
10	1	Выключатель	Контроль цепи ЭМО2 ф. А	Q1SCBR1.ColAlm3.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
11	1	Выключатель	Контроль цепи ЭМО2 ф. В	Q1SCBR2.ColAlm3.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
12	1	Выключатель	Контроль цепи ЭМО2 ф. С	Q1SCBR3.ColAlm3.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
13	1	Выключатель	Работа ЭМО1 ф. А	Q1SCBR1.ColOpn1.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
14	1	Выключатель	Работа ЭМО1 ф. В	Q1SCBR2.ColOpn1.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
15	1	Выключатель	Работа ЭМО1 ф. С	Q1SCBR3.ColOpn1.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
16	1	Выключатель	Работа ЭМО2 ф. А	Q1SCBR1.ColOpn2.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
17	1	Выключатель	Работа ЭМО2 ф. В	Q1SCBR2.ColOpn2.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
18	1	Выключатель	Работа ЭМО2 ф. С	Q1SCBR3.ColOpn2.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
19	2	Выключатель	Низкая плотность элегаза ф. А	Q1SIMG1.DenAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
20	2	Выключатель	Низкая плотность элегаза ф. В	Q1SIMG2.DenAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
21	2	Выключатель	Низкая плотность элегаза ф. С	Q1SIMG3.DenAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
22	2	Выключатель	Отключен АВ питания привода	Q1CDSOCC1.OpnCircAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
23	2	Выключатель	Неисправность обогрева привода	Q1KHTR1.HeatAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
24	2	Выключатель	Режим ручного включения обогрева	Q1KHTR1.Auto.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
25	2	Выключатель	Включение основного обогрева	Q1KHTR1.HtrOn.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
26	2	Выключатель	Режим ручного завода пружин	Q1SOPM1.AutoSprChrg.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
27	2	Выключатель	Недопустимое снижение температуры полюсов	Q1SOPM1.HeatAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
28	2	Выключатель	Пружины не заведены ф. А	Q1SOPM1.SprChrg.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
29	2	Выключатель	Пружины не заведены ф. В	Q1SOPM2.SprChrg.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
30	2	Выключатель	Пружины не заведены ф. С	Q1SOPM3.SprChrg.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
31	2	Выключатель	Аварийная плотность элегаза ф. А	Q1SIMG1.DenAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
32	2	Выключатель	Аварийная плотность элегаза ф. В	Q1SIMG2.DenAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА

Таблица В.5. GOOSE-сообщения, выдаваемые ПДС выключателя с пофазным управлением

№	№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК 61850	Тип сообщения МЭК 61850	Приемник
33	2	Выключатель	Аварийная плотность элегаза ф. С	Q1SIMG3.DenAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
34	2	Выключатель	Ключ выбора места управления	Q1XCBR1.LocKey.stVal Q1XCBR2.LocKey.stVal Q1XCBR3.LocKey.stVal Q1XCBR4.LocKey.stVal	Type 1B	КП
35	1	Выключатель	Срабатывание ЗНФ	Q1XCBR4.Dsc.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
36	2	ПДС	Ключ вывода управления выключателем ПДС	BLKIHND1.StrCmdBt.stVal	Type 1B	КП
37	2	ПДС	Неисправность устройства ПДС	DMU2SEEQ1.ExtEqAlm.stVal	Type 1B	КП
38	2	ПДС	Контроль опертока ТС	SIGSOCC1.AuxCircAlm.stVal	Type 1B	КП
39	2	ПДС	Контроль опертока ЭМВ/ЭМО1	TCSOCC1.AuxCircAlm.stVal	Type 1B	КП
40	2	ПДС	Контроль опертока ОБР ПДС	DMU2ILSOCC1.AuxCircAlm.stVal	Type 1B	КП
41	2	ПДС	Аварийный вывод ОБР	ILIHND1.StrCmdBt.stVal	Type 1B	КП
42	2	ПДС	Температура достигла верхней уставки	CABSTMP1.HiTmpAlm.stVal	Type 1B	КП
43	2	ПДС	Температура достигла нижней уставки	CABSTMP1.LoTmpAlm.stVal	Type 1B	КП

Таблица В.6. GOOSE-сообщения, принимаемые ПДС выключателя с пофазным управлением

№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК 61850	Источник
1	Выключатель	Команда ВКЛ	Q1CSWI1.OpCls.general	ИЭУ РЗА
2	Выключатель	Команда ВКЛ ф. А	Q1CSWI1.OpCls.phsA	ИЭУ РЗА
3	Выключатель	Команда ВКЛ ф. В	Q1CSWI1.OpCls.phsB	ИЭУ РЗА
4	Выключатель	Команда ВКЛ ф. С	Q1CSWI1.OpCls.phsC	ИЭУ РЗА
5	Выключатель	Команда оперативного ОТКЛ	Q1CSWI1.OpOpn.general	ИЭУ РЗА
6	Выключатель	Команда аварийного ОТКЛ (Внешнее отключение)	EXTPTRC1.Tr.general	ИЭУ РЗА
7	Выключатель	Команда аварийного ОТКЛ ф. А (Внешнее отключение)	EXTPTRC1.Tr.phsA	ИЭУ РЗА
8	Выключатель	Команда аварийного ОТКЛ ф. В (Внешнее отключение)	EXTPTRC1.Tr.phsB	ИЭУ РЗА
9	Выключатель	Команда аварийного ОТКЛ ф. С (Внешнее отключение)	EXTPTRC1.Tr.phsC	ИЭУ РЗА

Приложение Г
(Обязательное)

Типовой перечень GOOSE-сообщений, выдаваемых и принимаемых маслонаполненным оборудованием, имеющим встроенный ПДС, приведен в Таблицах Г.1 – Г.3.

Таблица Г.1. GOOSE-сообщения, выдаваемые ПДС МО с пофазной РПН

№	№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК 61850	Тип сообще-ния МЭК 61850	Приемник
1	2	АТ	Срабатывание ГЗ на сигнал	GASATSIML1.GasInsAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
2	1	АТ	Срабатывание ГЗ на отключение	GASATSIML1.GasInsTr.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
3	2	АТ	Неисправность цепей ГЗ (снижение изоляции цепей ГЗ)	GASATTSIML1.EEHeath.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
4	1	РПН	Срабатывание струйного реле РПН ф. А	GASTCSIML1.GasInsTr.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
5	2	РПН	Неисправность цепей струйного реле ф. А (снижение изоляции)	GASTCSIML1.EEHeath.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
6	1	РПН	Срабатывание струйного реле РПН ф. В	GASTCSIML2.GasInsTr.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
7	2	РПН	Неисправность цепей струйного реле ф. В (снижение изоляции)	GASTCSIML2.EEHeath.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
8	1	РПН	Срабатывание струйного реле РПН ф. С	GASTCSIML3.GasInsTr.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
9	2	РПН	Неисправность цепей струйного реле ф. С (снижение изоляции)	GASTCSIML3.EEHeath.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
10	2	ПДС	Контроль опертока цепей питания газовой защиты ПДС	GASSOCC1.AuxCircAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
11	2	АТ	Повышение температуры обмотки	OTWATSTMP1.HiTmpAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
12	1	АТ	Аварийная температура обмотки	OTWATSTMP1.Trip.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
13	2	АТ	Неисправность цепей индикатора температуры обмотки	OTWATSTMP1.EEHeath.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
14	2	АТ	Повышение температуры масла	OTOATSTMP1.HiTmpAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
15	1	АТ	Аварийная температура масла	OTOATSTMP1.Trip.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
16	2	АТ	Неисправность цепей индикатора температуры масла	OTOATSTMP1.EEHeath.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
17	2	АТ	Минимальный уровень масла в расширителе	GASATSIML1.InsLevMin.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
18	2	АТ	Максимальный уровень масла в расширителе	GASATSIML1.InsLevMax.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
19	1	АТ	Срабатывание отсечного клапана	SHOATKVLV1. OpnPos.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА

Таблица Г.1. GOOSE-сообщения, выдаваемые ПДС МО с пофазной РПН

№	№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК 61850	Тип сообщения МЭК 61850	Приемник
20	1	АТ	Срабатывание предохранительного клапана 1	RELATKVLV1. OpnPos.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
21	1	АТ	Срабатывание предохранительного клапана 2	RELATKVLV2. OpnPos.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
22	2	РПН	Низкая температура масла РПН ф. А	OTOTCSTMP1.LoTmpAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
23	2	РПН	Низкая температура масла РПН ф. В	OTOTCSTMP2.LoTmpAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
24	2	РПН	Низкая температура масла РПН ф. С	OTOTCSTMP3.LoTmpAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
25	2	РПН	Низкий уровень масла РПН ф. А	GASTCTSIML1.InsLevMin.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
26	2	РПН	Низкий уровень масла РПН ф. В	GASTCTSIML2.InsLevMin.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
27	2	РПН	Низкий уровень масла РПН ф. С	GASTCTSIML3.InsLevMin.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
28	2	ПДС	Контроль опертока цепей питания технологической защиты ПДС	TECHSOCC1.AuxCircAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
29	2	ШАОТ	Прекращение циркуляции масла[1]	COOLTCCGR1.PmpAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
30	2	ШАОТ	Прекращение обдува[2]	COOLTCCGR1.FanAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
31	2	ШАОТ	Неисправность системы охлаждения	COOLTCCGR1.GenAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
32	2	ШАОТ	Режим работы вентиляторов "Ручной"	COOLTCCGR1.AutoFan.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
33	2	ШАОТ	Режим работы вентиляторов "Автоматический"	COOLTCCGR1. AutoFan.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
34	2	ШАОТ	Режим работы насосов "Ручной"	COOLTCCGR1.AutoPmp.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
35	2	ШАОТ	Режим работы насосов "Автоматический"	COOLTCCGR1.AutoPmp.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
36	2	ШАОТ	Включены двигатели вентиляторов	COOLTCCGR1.FanCtlGen.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
37	2	ШАОТ	Аварийно отключены двигатели вентиляторов	COOLTCCGR1. FanGenAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
38	2	ШАОТ	Включены насосы	COOLTCCGR1. PmpCtlGen.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
39	2	ШАОТ	Аварийно отключены насосы	COOLTCCGR1. PmpGenAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
40	2	ШАОТ	Аварийно отключен рабочий и резервный источники питания	PSSOCC1.OpnCircGen.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
41	2	ШАОТ	Аварийно отключена цепь управления	CCSOCC1.OpnCircAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
42	2	ШАОТ	Аварийно отключена цепь сигнализации	ALMSOCC1.OpnCircAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
43	2	ШАОТ	Отключена вспомогательная цепь	SUPSOCC1.OpnCircAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА

Таблица Г.1. GOOSE-сообщения, выдаваемые ПДС МО с пофазной РПН

№	№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК 61850	Тип сообще-ния МЭК 61850	Приемник
44	2	ШАОТ	Включен резервный источник питания	PSSOCC1.ResCircOn.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
45	2	ШАОТ	Режим питания "Автоматический"	PSSOCC1.Auto.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
46	2	ШАОТ	Режим питания "Основной"	PSSOCC1.MainCirc.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
47	2	ШАОТ	Режим питания "Резервный"	PSSOCC1.ResCirc.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
48	2	ШАОТ	Включены вентиляторы 1 и 2 групп	COOLTCCGR1.FanGrp1.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
49	2	ШАОТ	Включены насосы 1 и 2 групп	COOLTCCGR1.PmpGrp1.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
50	2	ШАОТ	Включены вентиляторы 3 и 4 групп	COOLTCCGR1.FanGrp2.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
51	2	ШАОТ	Включены насосы 3 и 4 групп	COOLTCCGR1.PmpGrp2.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
52	2	РПН	Максимальный уровень масла РПН ф. А	GASTCSIML1.InsLevMax.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
53	2	РПН	Максимальный уровень масла РПН ф. В	GASTCSIML2.InsLevMax.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
54	2	РПН	Максимальный уровень масла РПН ф. С	GASTCSIML3.InsLevMax.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
55	2	РПН	Неисправность обогрева бака РПН ф. А	TCT1KHTR1.HeatAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
56	2	РПН	Неисправность обогрева бака РПН ф. В	TCT2KHTR2.HeatAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
57	2	РПН	Неисправность обогрева бака РПН ф. С	TCT3KHTR3.HeatAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
58	2	РПН	Неисправность обогрева шкафа привода РПН ф. А	TCD1KHTR1.HeatAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
59	2	РПН	Неисправность обогрева шкафа привода РПН ф. В	TCD1KHTR2.HeatAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
60	2	РПН	Неисправность обогрева шкафа привода РПН ф. С	TCD1KHTR3.HeatAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
61	2	ПДС	Температура достигла верхней уставки	CABSTMP1.HiTmpAlm.stVal	Type 1B	КП
62	2	ПДС	Температура достигла нижней уставки	CABSTMP1.LoTmpAlm.stVal	Type 1B	КП
63	2	ПДС	Неисправность устройства ПДС	DMU2SEEQ1.ExtEqAlm.stVal	Type 1B	КП
64	2	ПДС	Контроль опертока цепей питания технологической сигнализации ПДС	ALMSOCC1.AuxCircAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
65	2	ПДС	Режим «Тест»	LLN0.Mod.stVal	Type 1B	КП

Примечание.

[1] Используется обобщенный (по «ИЛИ») сигнал для всех насосов/групп насосов АТ.

[2] Используется обобщенный (по «ИЛИ») сигнал для всех вентиляторов/групп вентиляторов АТ.

Таблица Г.2. GOOSE-сообщения, выдаваемые ПДС МО с 3-х фазной РПН

№	№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК 61850	Тип сообще-ния МЭК 61850	Приемник
1	2	АТ	Срабатывание газового реле на сигнал	GASATSIML1.GasInsAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
2	1	АТ	Срабатывание газового реле на отключение	GASATSIML1.GasInsTr.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
3	2	АТ	Неисправность цепей ГЗ (снижение изоляции цепей ГЗ)	GASATTSIML1.EEHeath.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
4	1	РПН	Срабатывание струйного реле РПН/Резерв для ШР	GASTCSIML1.GasInsTr.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
5	2	РПН	Неисправность цепей струйного реле (снижение изоляции)/Резерв для ШР	GASTCSIML1.EEHeath.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
6	2	ПДС	Контроль опертока цепей питания газовой защиты	GASSOCC1.AuxCircAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
7	2	АТ	Повышение температуры обмотки	OTWATSTMP1.HiTmpAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
8	1	АТ	Аварийная температура обмотки	OTWATSTMP1.Trip.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
9	2	АТ	Неисправность цепей индикатора температуры обмотки	OTWATSTMP1.EEHeath.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
10	2	АТ	Повышение температуры масла	OTOATSTMP1.HiTmpAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
11	1	АТ	Аварийная температура масла	OTOATSTMP1.Trip.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
12	2	АТ	Неисправность цепей индикатора температуры масла	OTOATSTMP1.EEHeath.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
13	2	АТ	Минимальный уровень масла в расширителе	GASATSIML1.InsLevMin.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
14	2	АТ	Максимальный уровень масла в расширителе	GASATSIML1.InsLevMax.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
15	1	АТ	Срабатывание отсечного клапана	SHOATKVLV1. OpnPos.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
16	1	АТ	Срабатывание предохранительного клапана 1	RELATKVLV1. OpnPos.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
17	1	АТ	Срабатывание предохранительного клапана 2	RELATKVLV2. OpnPos.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
18	2	РПН	Низкая температура масла РПН/Резерв для ШР	OTOTCSTMP1.LoTmpAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
19	2	РПН	Низкий уровень масла РПН/Резерв для ШР	GASTCTSIML1.InsLevMin.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
20	2	ПДС	Контроль опертока цепей питания технологической защиты	TECHSOCC1.AuxCircAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
21	2	ШАОТ	Прекращение циркуляции масла	COOLTCCGR1.PmpAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
22	2	ШАОТ	Прекращение обдува.	COOLTCCGR1.FanAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА

Таблица Г.2. GOOSE-сообщения, выдаваемые ПДС МО с 3-х фазной РПН

№	№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК 61850	Тип сообще-ния МЭК 61850	Приемник
23	2	ШАОТ	Неисправность системы охлаждения	COOLTCCGR1.GenAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
24	2	ШАОТ	Режим работы вентиляторов "Ручной"	COOLTCCGR1.AutoFan.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
25	2	ШАОТ	Режим работы вентиляторов "Автоматический"	COOLTCCGR1. AutoFan.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
26	2	ШАОТ	Режим работы насосов "Ручной"	COOLTCCGR1.AutoPmp.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
27	2	ШАОТ	Режим работы насосов "Автоматический"	COOLTCCGR1.AutoPmp.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
28	2	ШАОТ	Включены двигатели вентиляторов	COOLTCCGR1.FanCtlGen.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
29	2	ШАОТ	Аварийно отключены двигатели вентиляторов	COOLTCCGR1.FanGenAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
30	2	ШАОТ	Включены насосы	COOLTCCGR1. PmpCtlGen.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
31	2	ШАОТ	Аварийно отключены насосы	COOLTCCGR1.PmpGenAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
32	2	ШАОТ	Аварийно отключен рабочий и резервный источники питания	PSSOCC1.OpnCircGen.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
33	2	ШАОТ	Аварийно отключена цепь управления	CCSOCC1.OpnCircAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
34	2	ШАОТ	Аварийно отключена цепь сигнализации	ALMSOCC1.OpnCircAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
35	2	ШАОТ	Отключена вспомогательная цепь	SUPSOCC1.OpnCircAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
36	2	ШАОТ	Включен резервный источник питания	PSSOCC1.ResCircOn.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
37	2	ШАОТ	Режим питания "Автоматический"	PSSOCC1.Auto.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
38	2	ШАОТ	Режим питания "Основной"	PSSOCC1.MainCirc.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
39	2	ШАОТ	Режим питания "Резервный"	PSSOCC1.ResCirc.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
40	2	ШАОТ	Включены вентиляторы 1 и 2 групп	COOLTCCGR1.FanGrp1.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
41	2	ШАОТ	Включены насосы 1 и 2 групп	COOLTCCGR1. PmpGrp1.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
42	2	ШАОТ	Включены вентиляторы 3 и 4 групп	COOLTCCGR1.FanGrp2.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
43	2	ШАОТ	Включены насосы 3 и 4 групп	COOLTCCGR1. PmpGrp2.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
44	2	РПН	Максимальный уровень масла РПН/Резерв для ШР	GASTCSIML1.InsLevMax.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
45	2	РПН	Неисправность обогрева бака РПН/Резерв для ШР	TCT1KHTR1.HeatAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
46	2	РПН	Неисправность обогрева шкафа привода РПН/Резерв для ШР	TCD1KHTR1.HeatAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА

Таблица Г.2. GOOSE-сообщения, выдаваемые ПДС МО с 3-х фазной РПН

№	№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК 61850	Тип сообще-ния МЭК 61850	Приемник
47	2	ПДС	Температура достигла верхней уставки	CABSTMP1.HiTmpAlm.stVal	Type 1B	КП
48	2	ПДС	Температура достигла нижней уставки	CABSTMP1.LoTmpAlm.stVal	Type 1B	КП
49	2	ПДС	Неисправность устройства ПДС	DMU2SEEQ1.ExtEqAlm.stVal	Type 1B	КП
50	2	ПДС	Контроль опертока цепей питания технологической сигнализации ПДС	ALMSOCC1.AuxCircAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
51	2	ПДС	Режим «Тест»	LLN0.Mod.stVal	Type 1B	КП

Таблица Г.3. GOOSE-сообщения, выдаваемые ПДС КР

№	№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК 61850	Тип сообщения МЭК 61850	Приемник
1	2	КР	Срабатывание газового реле на сигнал	GASTSIML1.GasInsAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
2	1	КР	Срабатывание газового реле на отключение	GASTSIML1.GasInsTr.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
3	2	КР	Неисправность цепей ГЗ (снижение изоляции цепей ГЗ)	GASTSIML1.EEHeath.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
4	2	ПДС	Контроль опертока цепей питания газовой защиты ПДС	GASSOCC1.CirSt.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
5	2	КР	Повышение температуры обмотки	OTWTSTMP1.Alm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
6	1	КР	Аварийная температура обмотки	OTWTSTMP1.Trip.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
7	2	КР	Неисправность цепей индикатора температуры обмотки	OTWTSTMP1.EEHeath.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
8	2	КР	Повышение температуры масла	OTOTSTMP1.Alm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
9	1	КР	Аварийная температура масла	OTOTSTMP1.Trip.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
10	2	КР	Неисправность цепей индикатора температуры масла	OTOTSTMP1.EEHeath.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
11	2	КР	Минимальный уровень масла в расширителе	GASTSIML1.GasInsAlm. InsLevMin	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
12	2	КР	Максимальный уровень масла в расширителе	GASTSIML1.GasInsTr. InsLevMax	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
13	1	КР	Срабатывание отсечного клапана	SHOTKVLV1. OpnPos.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
14	1	КР	Срабатывание предохранительного клапана	RELTKVLV1. OpnPos.stVal	Type 1A	КП, ИЭУ РЗА
15	2	ПДС	Контроль опертока цепей питания технологической защиты ПДС	TECHSOCC.CirSt.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА

Таблица Г.3. GOOSE-сообщения, выдаваемые ПДС КР

№	№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК 61850	Тип сообщения МЭК 61850	Приемник
16	2	КР	Прекращение обдува	COOLTCCGR1.FanCtlGen.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
17	2	КР	Неисправность системы охлаждения	COOLTCCGR1.Health.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
18	2	КР	Режим работы вентиляторов "Ручной"	COOLTCCGR1.CEBlk.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
19	2	КР	Режим работы вентиляторов "Автоматический"	COOLTCCGR1.CEBlk.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
20	2	КР	Включены двигатели вентиляторов	COOLTCCGR1.FanCtl.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
21	2	КР	Аварийно отключены двигатели вентиляторов	COOLTCCGR1. FanAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
22	2	КР	Аварийно отключен рабочий и резервный источники питания	COOLTCCGR1.FanCtl.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
23	2	КР	Аварийно отключена цепь управления	COOLTCCGR1. FanAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
24	2	КР	Аварийно отключена цепь сигнализации	PSSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
25	2	КР	Отключена вспомогательная цепь	SUPSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
26	2	КР	Включен резервный источник питания	SUPSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
27	2	КР	Режим питания "Автоматический"	PSSOCC1.AutoMod.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
28	2	КР	Режим питания "Основной"	PSSOCC1.MainSrc.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
29	2	КР	Режим питания "Резервный"	PSSOCC1.ResSrc.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
30	2	КР	Автомат цепей напряжения отключен	TV1SOCC.OCAlm	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
31	2	ПДС	Температура достигла верхней уставки	SHSTMP1.Alm.stVal	Type 1B	КП
32	2	ПДС	Температура достигла нижней уставки	SLSTMP1.Alm.stVal	Type 1B	КП
33	2	ПДС	Неисправность устройства ПДС2	SEEQ1.ExtEqAlm.stVal	Type 1B	КП
34	2	ПДС	Контроль опертока цепей питания технологической сигнализации ПДС1	TECHSOCC2.CirSt.stVal	Type 1B	КП, ИЭУ РЗА
35	2	ПДС	Режим «Тест»	LLN0.Mod.stVal	Type 1B	КП

Таблица Г.4. GOOSE-сообщения, выдаваемые ПДС ШИП

№	№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК61850	Тип сообщения МЭК 61850/ Класс сообщения	Приемник
1	1	ШИП	Контроль наличия напряжения на вводе от ЩПТ 1 секции	ZAXN1.AuxVolAv1.stVal	Type 1B/II	КП
2	1	ШИП	Контроль наличия напряжения на вводе от ЩПТ 2 секции	ZAXN1.AuxVolAv1.stVal	Type 1B/II	КП
3	1	ШИП	Автомат питания от ЩПТ 1 секции (00.QF1) "Отключен аварийно"	DCSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B/II	КП
4	1	ШИП	Автомат питания от ЩПТ 1 секции (00.QF1) "Отключен вручную"	DCSOCC1.OCMan.stVal	Type 1B/II	КП
5	1	ШИП	Автомат питания от ЩПТ 2 секции (00.QF2) "Отключен аварийно"	DCSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B/II	КП
6	1	ШИП	Автомат питания от ЩПТ 2 секции (00.QF2) "Отключен вручную"	DCSOCC1.OCMan.stVal	Type 1B/II	КП
7	1	ШИП	Автомат питания ИП 01.A1 "Отключен аварийно"	DCSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B/II	КП
8	1	ШИП	Автомат питания ИП 01.A1 "Отключен вручную"	DCSOCC1.OCMan.stVal	Type 1B/II	КП
9	1	ШИП	Автомат питания ИП 02.A1 "Отключен аварийно"	DCSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B/II	КП
10	1	ШИП	Автомат питания ИП 02.A1 "Отключен вручную"	DCSOCC1.OCMan.stVal	Type 1B/II	КП
11	1	ШИП	Автомат питания ИП 03.A1 "Отключен аварийно"	DCSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B/II	КП
12	1	ШИП	Автомат питания ИП 03.A1 "Отключен вручную"	DCSOCC1.OCMan.stVal	Type 1B/II	КП
13	1	ШИП	Автомат питания ИП 04.A1 "Отключен аварийно"	DCSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B/II	КП
14	1	ШИП	Автомат питания ИП 04.A1 "Отключен вручную"	DCSOCC1.OCMan.stVal	Type 1B/II	КП
15	1	ШИП	Автомат питания ИП 05.A1 "Отключен аварийно"	DCSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B/II	КП
16	1	ШИП	Автомат питания ИП 05.A1 "Отключен вручную"	DCSOCC1.OCMan.stVal	Type 1B/II	КП

Таблица Г.4. GOOSE-сообщения, выдаваемые ПДС ШИП

№	№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК61850	Тип сообщения МЭК 61850/ Класс сообщения	Приемник
17	1	ШИП	Автомат питания ИП 06.А1 "Отключен аварийно"	DCSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B/II	КП
18	1	ШИП	Автомат питания ИП 06.А1 "Отключен вручную"	DCSOCC1.OCMan.stVal	Type 1B/II	КП
19	1	ШИП	Автомат питания ИП 07.А1 "Отключен аварийно"	DCSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B/II	КП
20	1	ШИП	Автомат питания ИП 07.А1 "Отключен вручную"	DCSOCC1.OCMan.stVal	Type 1B/II	КП
21	1	ШИП	Автомат питания ИП 08.А1 "Отключен аварийно"	DCSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B/II	КП
22	1	ШИП	Автомат питания ИП 08.А1 "Отключен вручную"	DCSOCC1.OCMan.stVal	Type 1B/II	КП
23	1	ШИП	Автомат питания ИП 09.А1 "Отключен аварийно"	DCSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B/II	КП
24	1	ШИП	Автомат питания ИП 09.А1 "Отключен вручную"	DCSOCC1.OCMan.stVal	Type 1B/II	КП
25	1	ШИП	Автомат питания ИП 10.А1 "Отключен аварийно"	DCSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B/II	КП
26	1	ШИП	Автомат питания ИП 10.А1 "Отключен вручную"	DCSOCC1.OCMan.stVal	Type 1B/II	КП
27	1	ШИП	Автомат питания ИП 11.А1 "Отключен аварийно"	DCSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B/II	КП
28	1	ШИП	Автомат питания ИП 11.А1 "Отключен вручную"	DCSOCC1.OCMan.stVal	Type 1B/II	КП
29	1	ШИП	Автомат питания ИП 12.А1 "Отключен аварийно"	DCSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B/II	КП
30	1	ШИП	Автомат питания ИП 12.А1 "Отключен вручную"	DCSOCC1.OCMan.stVal	Type 1B/II	КП
31	1	ШИП	Автомат питания ИП 13.А1 "Отключен аварийно"	DCSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B/II	КП
32	1	ШИП	Автомат питания ИП 13.А1 "Отключен вручную"	DCSOCC1.OCMan.stVal	Type 1B/II	КП

Таблица Г.4. GOOSE-сообщения, выдаваемые ПДС ШИП

№	№ GOOSE	Сигнал		Обозначение по МЭК61850	Тип сообщения МЭК 61850/ Класс сообщения	Приемник
33	1	ШИП	Автомат питания ИП 14.A1 "Отключен аварийно"	DCSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B/II	КП
34	1	ШИП	Автомат питания ИП 14.A1 "Отключен вручную"	DCSOCC1.OCMan.stVal	Type 1B/II	КП
35	1	ШИП	Автомат питания ИП 15.A1 "Отключен аварийно"	DCSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B/II	КП
36	1	ШИП	Автомат питания ИП 15.A1 "Отключен вручную"	DCSOCC1.OCMan.stVal	Type 1B/II	КП
37	1	ШИП	Автомат питания ИП 16.A1 "Отключен аварийно"	DCSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B/II	КП
38	1	ШИП	Автомат питания ИП 16.A1 "Отключен вручную"	DCSOCC1.OCMan.stVal	Type 1B/II	КП
39	1	ШИП	Температура достигла верхней уставки	SHSTMP1.Alm.stVal	Type 1B/II	КП
40	1	ШИП	Открыта дверь шкафа	IDOR1.DOpn.stVal	Type 1B/II	КП
41	1	ШИП	Контроль опертока ПДС	INTLSOCC1.OCAlm.stVal	Type 1B/II	КП

Библиография

1. Минимально необходимые организационные и технические требования к обеспечению информационной безопасности автоматизированных систем технологического управления, используемых для функционирования электросетевого комплекса ПАО «ФСК ЕЭС», Приложение к распоряжению ПАО «ФСК ЕЭС» от 30.08.2016 № 367р «Об утверждении минимально необходимых организационных и технических требований к обеспечению информационной безопасности автоматизированных систем технологического управления, используемых для функционирования электросетевого комплекса ПАО «ФСК ЕЭС».

2. Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС». Приложение 6 к Приказу от 17.05.2018 № 170 «О внесении изменений в приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 № 373».

3. Типовая проектная документация на шкафы АСУ ТП. Типовая проектная документация на шкафы преобразователей аналоговых сигналов (ШПАС) ПАО «ФСК ЕЭС». Приложение 4 к Приказу от 17.05.2018 № 170 «О внесении изменений в приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 № 373».

4. Типовая проектная документация на шкафы АСУ ТП. Типовая проектная документация на шкафы преобразователей дискретных сигналов (ШПДС) ПАО «ФСК ЕЭС». Приложение 4 к Приказу от 17.05.2018 № 170 «О внесении изменений в приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 № 373».

5. Типовая проектная документация на шкафы РЗА. Описание типовых функций РЗА в формате файлов SCL с использованием стандартных логических узлов и связей между ними, а также описание расширений синтаксиса языка SCL, необходимых для описания функций элементов сети 110-220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС». Приложение 3 к Приказу от 17.05.2018 № 170 «О внесении изменений в приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 № 373».

6. Типовая проектная документация на шкафы РЗА. Описание типовых функций РЗА в формате файлов SCL с использованием стандартных логических узлов и связей между ними, а также описание расширений синтаксиса языка SCL, необходимых для описания функций элементов сети 330-750 кВ ПАО «ФСК ЕЭС». Приложение 3 к Приказу от 17.05.2018 № 170 «О внесении изменений в приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 № 373».

7. Типовая проектная документация на шкафы РЗА ПАО «ФСК ЕЭС». Приложение 3 к Приказу от 17.05.2018 № 170 «О внесении изменений в приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 № 373».

8. Типовая проектная документация на шкафы РЗА. Типовая проектная документация на шкафы РЗА элементов сети 110-220 кВ. Архитектура III типа ПАО «ФСК ЕЭС». Приложение 3 к Приказу от 17.05.2018 № 170 «О внесении изменений в приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 № 373».

9. Типовая проектная документация на шкафы РЗА. Типовая проектная документация на шкафы РЗА элементов сети 330-750 кВ. Архитектура III типа ПАО «ФСК ЕЭС». Приложение 3 к Приказу от 17.05.2018 № 170 «О внесении изменений в приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 № 373».

10. Типовая проектная документация на шкафы РЗА. Типовая проектная документация на шкафы РЗА элементов сети 35-750 кВ. Архитектура III типа ПАО «ФСК ЕЭС». Приложение 3 к Приказу от 17.05.2018 № 170 «О внесении изменений в приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 № 373».

11. Типовая проектная документация на шкафы УПАСК. Типовые технические решения по составу функций УПАСК ПАО «ФСК ЕЭС». Приложение 5 к Приказу от 17.05.2018 № 170 «О внесении изменений в приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 № 373».

12. Типовая проектная документация на шкафы УПАСК ПАО «ФСК ЕЭС». Приложение 5 к Приказу от 17.05.2018 № 170 «О внесении изменений в приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 № 373».

13. Типовая проектная документация на шкафы АСУ ТП. Типовая проектная документация на шкафы контроллеров присоединений (ШКП) ПАО «ФСК ЕЭС». Приложение 4 к Приказу от 17.05.2018 № 170 «О внесении изменений в приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 № 373».

14. Типовая проектная документация на шкафы АСУ ТП. Типовая проектная документация на шкафы серверного оборудования (ШСО) ПАО «ФСК ЕЭС». Приложение 4 к Приказу от 17.05.2018 № 170 «О внесении изменений в приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 № 373».

15. Типовая проектная документация на шкафы АСУ ТП. Типовая проектная документация на шкафы сетевой коммутации (ШСК) ПАО «ФСК ЕЭС». Приложение 4 к Приказу от 17.05.2018 № 170 «О внесении изменений в приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 № 373».

16. RFC 4330 [2] Стандарт Интернета. Простой сетевой временной протокол SNTP. Версия 4 (RFC 4330, Simple Network Time Protocol (SNTP) Version 4).

[2] Документ, определяющий один из различных протоколов сети Интернет, выпускаемых открытым сообществом проектировщиков, сетевых операторов, инженеров и т.п., входящих в международное сообщество IETF (Internet Engineering Task Force).

17. Авиационная электросвязь//Приложение 10 к Конвенции о международной гражданской авиации//Международные стандарты и Рекомендуемая практика. - Июль 2006. Том I. Радионавигационные средства.

18. МЭК 60085(2007) Электрическая изоляция. Классификация по термическим свойствам (IEC 60085(2007) Electrical insulation - Thermal evaluation and designation).

19. МЭК 60794-1-1(2015) Кабели волоконно-оптические. Часть 1-1. Общие технические условия. Общие положения (IEC 60794-1-1(2015) Optical fibre cables - Part 1-1: Generic specification – General).

20. МЭК 61850-5(2013) Коммуникационные сети и системы для автоматизации электростанций общего пользования. Часть 5. Коммуникационные требования для выполнения функций и к моделям приборов (IEC 61850-5(2013) Communication networks and systems for power utility automation - Part 5: Communication requirements for functions and device models).

21. МЭК 61850-8-1 (2011) Сети связи и системы автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 8-1. Схема распределения особой услуги связи (SCSM). Схема распределения для производственной системы модульной конструкции MMS (ISO 9506-1 и ISO 9506-2) и по ISO/IEC 8802-3 (IEC 61850-8-1 (2011) Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3).

22. МЭК 61850-80-1 TS Ed.1.0 (2016) Сети и системы связи для автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 80-1. Руководящие указания для обмена информацией от модели данных на основе CDC с использованием IEC 60870-5-101 или IEC 60870-5-104 (IEC/TS 61850-80-1(2016) Communication networks and systems for power utility automation - Part 80-1: Guideline to exchanging information from a CDC-based data model using IEC 60870-5-101 or IEC 60870-5-104).

23. МЭК 61850-9-2(2011) Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ISO/IEC 8802-3 (IEC 61850-9-2 (2011) Communication networks and systems for power utility automation - Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) - Sampled values over ISO/IEC 8802-3).

24. МЭК 61850-90-2(2016) Сети и системы связи для автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 90-2. Использование IEC 61850

для связи между подстанциями и центрами управления (IEC/TR 61850-90-2(2016) Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-2: Using IEC 61850 for communication between substations and control centres).

25. МЭК 62439-3(2016) Промышленные сети связи. Сети с высокой готовностью к автоматической обработке. Часть 3. Протокол параллельного резервирования (PRP) и бесшовное резервирование среды высокой готовности (HSR) (IEC 62439-3(2016) Industrial communication networks - High availability automation networks - Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR).

26. IEEE 1588-2008 Стандарт Института инженеров по электротехнике и электронике (IEEE). Стандарт на протокол точной синхронизации часов для сетевых измерительных и управляющих систем (Standard of the Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). IEEE 1588-2008 Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems).

27. IEEE C37.94-2002 Стандарт Института инженеров по электротехнике и электронике (IEEE) для оптического интерфейса N*64 Кбит/с между оборудованием телезащиты и мультиплексорным оборудованием (IEEE C37.94-2002 IEEE Standard for N Times 64 Kilobit Per Second Optical Fiber Interfaces Between Teleprotection and Multiplexer Equipment).

28. IEEE 802.1Q-2014 Стандарт Института инженеров по электротехнике и электронике (IEEE) Стандарт для локальных и городских сетей - Локальные и городские вычислительные сети. Межсегментные каналы связи и мостовые сети. (IEEE 802.1Q-2014 Standard of the Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). IEEE Standard for Local and metropolitan area networks - Bridges and Bridged Networks).

29. IEEE 802.3-2015 Стандарт Института инженеров по электротехнике и электронике (IEEE). Стандарт для информационных сетей (IEEE 802.3-2015 Standard of the Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). IEEE Standard for Ethernet).

30. СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства.

31. СТО 56947007-29.120.40.102-2011 Методические указания по инженерным расчетам в системах оперативного постоянного тока для предотвращения неправильной работы дискретных входов микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, при замыканиях на землю в цепях оперативного постоянного тока подстанций ЕНЭС, ПАО «ФСК ЕЭС».

32. СТО 56947007-29.200.80.210-2015 Контроллеры присоединения. Типовые технические требования, ПАО «ФСК ЕЭС».

33. СТО 56947007-25.040.40.226-2016 Общие технические требования к АСУ ТП ПС ЕНЭС. Основные требования к программно-техническим средствам и комплексам, ПАО «ФСК ЕЭС».

34. СТО 56947007-29.120.70.241-2017 Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА, ПАО «ФСК ЕЭС».

35. СТО 17330282.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения, ОАО РАО «ЕЭС России».

36. СТО 34.01-4.1-002-2017 Регистраторы аварийных событий. Технические требования, ПАО «Россети».

37. Основные технические требования к созданию системы мониторинга и управления качеством электроэнергии в ОАО «ФСК ЕЭС». Приложение к Распоряжению № 377р от 06.06.2012.

gost.e-ecolog.ru