ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 70451— 2022

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

ПОДСТАНЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

Условия создания. Нормы и требования

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2023

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Научно-технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы» (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2022 г. № 1689-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2023

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 4
4 Сокращения 5
5 Основные положения 6
6 Требования к объемам автоматизации подстанций 7
7 Требования к функциям АСУТП подстанций 7
7.1 Состав функций 7
7.2 Требования к отдельным технологическим функциям 8
7.3 Требования к отдельным системным функциям 14
8 Требования к структуре программно-технического комплекса АСУТП подстанций 17
8.1 Общие требования 17
8.2 Требования к уровню процесса 18
8.3 Требования к уровню присоединения 18
8.4 Требования к уровню станции 19
8.5 Требования к организации локальной вычислительной сети 19
9 Требования к компонентам АСУТП подстанций 20
9.1 Требования к техническому обеспечению 20
9.2 Требования к программному обеспечению 21
9.3 Требования к информационному обеспечению 21
9.4 Требования к лингвистическому обеспечению 22
9.5 Требования к метрологическому обеспечению 22
10 Требования к свойствам АСУТП подстанций 23
10.1 Требования к безопасности 23
10.2 Требования к быстродействию 23
10.3 Требования к надежности 23
10.4 Требования к электромагнитной совместимости 24
11 Требования к организации электропитания АСУТП подстанций 24
12 Требования к условиям эксплуатации АСУТП подстанций 24
13 Критерии отнесения АСУТП подстанций к интеллектуальным системам управления 24
Приложение А (обязательное) Рекомендуемые объемы автоматизации подстанций 25
Приложение Б (обязательное) Рекомендуемый состав функций АСУТП подстанций 28
Приложение В (обязательное) Рекомендации к составу программно-технического комплекса АСУТП подстанций 30
Библиография 32

Введение

Автоматизированные системы управления технологическими процессами электрических подстанций обеспечивают с минимальным участием человека решение задач управления технологическими процессами объектов электросетевого хозяйства (линии электропередачи, трансформаторные и иные подстанции, распределительные пункты и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии оборудование). Автоматизированными системами управления могут быть оснащены подстанции любого класса напряжения.

Настоящий стандарт разработан в целях обеспечения промышленной безопасности, электробезопасности, надежности и эффективности работы технологических объектов управления электрических подстанций.

При разработке настоящего стандарта была обеспечена преемственность существующей нормативной базы в части актуальных технических и функциональных требований к автоматизированным системам управления технологическими процессами и к их элементам.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

ПОДСТАНЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

Условия создания. Нормы и требования

United power system and isolated power systems. Electrical substations. Automated process control systems. Conditions for creating. Norms and requirements

Дата введения — 2023—02—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает нормы и требования к функциям, структуре программно-технических комплексов, к видам обеспечения и свойствам автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) подстанций с высшим классом напряжения от 6 до 750 кВ.

1.2 Настоящий стандарт предназначен для применения при строительстве, комплексной или частичной реконструкции подстанций с заменой основного оборудования, а также при создании (модернизации) АСУТП на подстанциях без замены существующего оборудования.

1.3 Настоящий стандарт распространяется на субъекты электроэнергетики, владеющие на праве собственности или ином законном основании электрическими подстанциями с высшим классом напряжения от 6 до 750 кВ, на проектные организации, разработчиков и поставщиков программно-технических средств АСУТП, монтажные и наладочные организации, научно-исследовательские институты, другие субъекты хозяйственной деятельности на территории Российской Федерации, которые участвуют в процессе создания (модернизации) АСУТП подстанций.

1.4 Настоящий стандарт не распространяется на распределительные устройства объектов по производству электрической энергии, в том числе объектов микрогенерации.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.1.004 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.019 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ 12.1.030 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

ГОСТ 12.2.003 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.007.0 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ГОСТ 26.011 Средства измерений и автоматизации. Сигналы тока и напряжения электрические непрерывные входные и выходные

ГОСТ 18311 Изделия электротехнические. Термины и определения основных понятий

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

Издание официальное

ГОСТ 29099 Сети вычислительные локальные. Термины и определения

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

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

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

ГОСТ 30804.4.11 (IEC 61000-4-11:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний

ГОСТ 31565 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности

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

ГОСТ IEC 61000-4-29 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-29. Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к провалам напряжения, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения на входном порте электропитания постоянного тока

ГОСТ Р 50571.4.41 (МЭК 60364-4-41:2017) Электроустановки низковольтные. Часть 4-41. Защита для обеспечения безопасности. Защита от поражения электрическим током

ГОСТ Р 50648 (МЭК 1000-4-8—93) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты. Технические требования и методы испытаний

ГОСТ Р 50649 (МЭК 1000-4-9—93) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к импульсному магнитному полю. Технические требования и методы испытаний

ГОСТ Р 50932 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость оборудования проводной связи к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний

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

ГОСТ Р 51317.4.6 (МЭК 61000-4-6—96) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.4.14 (МЭК 61000-4-14—99) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к колебаниям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.4.15 (МЭК 61000-4-15:2010) Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования

ГОСТ Р 51317.4.16 (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 (МЭК 61000-4-17—99) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к пульсациям напряжения электропитания постоянного тока. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.4.28 (МЭК 61000-4-28—99) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к изменениям частоты питающего напряжения. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.6.5 (МЭК 61000-6-5:2001) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 52931 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия

ГОСТ Р 53246 Информационные технологии. Системы кабельные структурированные. Проектирование основных узлов системы. Общие требования

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

ГОСТ Р 54835/IEC/TR 61850-1:2003 Сети и системы связи на подстанциях. Часть 1. Введение и обзор

ГОСТ Р 56205/IEC/TS 62443-1-1:2009 Сети коммуникационные промышленные. Защищенность (кибербезопасность) сети и системы. Часть 1-1. Терминология, концептуальные положения и модели

ГОСТ Р 56303 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению

ГОСТ Р 58601 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования

ГОСТ Р 59364 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования

ГОСТ Р 59365 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования

ГОСТ Р 59366 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования

ГОСТ Р 59550 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Сбор, хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования

ГОСТ Р 59853 Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения

ГОСТ Р 70450 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-технологическое управление. Автоматизированные системы технологического управления центров управления сетями сетевых организаций. Условия создания. Нормы и требования

ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики

ГОСТ Р МЭК 60870-5-103 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 103. Обобщающий стандарт по информационному интерфейсу для аппаратуры релейной защиты

ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 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 61131-3 Контроллеры программируемые. Часть 3. Языки программирования

ГОСТ Р МЭК 61850-5 Сети и системы связи на подстанциях. Часть 5. Требования к связи для функций и моделей устройств

ГОСТ Р МЭК 61850-6 Сети и системы связи на подстанциях. Часть 6. Язык описания конфигурации для связи между интеллектуальными электронными устройствами на электрических подстанциях

ГОСТ Р МЭК 61850-7-1 Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 1. Принципы и модели

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

ГОСТ Р МЭК 61850-7-3 Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 3. Классы общих данных

ГОСТ Р МЭК 61850-7-4 Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 4. Совместимые классы логических узлов и классы данных

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 18311, ГОСТ 24291, ГОСТ 29099, ГОСТ Р 54325, ГОСТ Р 56205, ГОСТ Р 59853 и рекомендациям [1], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1

автоматизированная система управления технологическими процессами: Совокупность взаимосвязанных технических и программных средств, включающая подсистемы сбора и передачи информации о параметрах работы оборудования и устройств объекта электроэнергетики, диагностики и мониторинга технологического оборудования и устройств, инженерных систем, управления оборудованием и устройствами с целью реализации задач управления технологическими процессами объекта электроэнергетики.

[ГОСТ Р 57114—2016, статья 3.8]

3.2 **основное оборудование:** Оборудование, предназначенное для выполнения основных технологических процессов и непосредственно задействованное для выполнения основной производственной функции объекта электроэнергетики.

3.3 **вспомогательное оборудование:** Оборудование, предназначенное для обеспечения работоспособности основного оборудования.

3.4 **вторичная система:** Совокупность устройств измерения, сигнализации, релейной защиты и автоматики, мониторинга и управления, связанных между собой цифровыми каналами локальной вычислительной сети и/или вторичными цепями.

3.5

дистанционное управление (электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики): Управление коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями, технологическим режимом работы электросетевого оборудования и устройствами релейной защиты и автоматики путем передачи сигнала из диспетчерских центров, центров управления сетями, центров управления ветровыми (солнечными) электростанциями и с автоматизированного рабочего места оперативного персонала объекта электроэнергетики, на котором установлено оборудование и устройства релейной защиты и автоматики.

[ГОСТ Р 59948—2021, статья 3.1.2]

3.6 **контроллер присоединений:** Устройство, выполняющее функциональную логику управления и блокировок, включая оперативную блокировку разъединителей, оборудованием одного, нескольких присоединений либо присоединений всего распределительного устройства.

3.7 **преобразователь аналоговых сигналов;** ПАС: Преобразователь, устанавливаемый в непосредственной близости от оборудования, осуществляющий сбор аналоговых сигналов от вторичных цепей и обмен цифровой информацией по сетевым интерфейсам.

Примечание — При обмене информацией применяют протокол SV по [2].

3.8 **преобразователь дискретных сигналов;** ПДС: Преобразователь, устанавливаемый в непосредственной близости от оборудования, осуществляющий сбор дискретных сигналов от вторичных цепей, передачу команд в цепи управления и обмен цифровой информацией по сетевым интерфейсам.

Примечание — При обмене информацией применяют протокол MMS, GOOSE по [3].

3.9 **преобразователь аналоговых и дискретных сигналов;** ПАДС: Преобразователь, устанавливаемый в непосредственной близости от оборудования, осуществляющий сбор аналоговых и дискретных сигналов от вторичных цепей, передачу команд в цепи управления и обмен цифровой информацией по сетевым интерфейсам.

Примечание — При обмене информацией применяют протоколы MMS, GOOSE по [3], SV по [2].

3.10 **шина процесса:** Шина локальной вычислительной сети подстанции, предназначенная для организации связи оборудования уровня процесса и уровня присоединения.

3.11 **шина станции:** Шина локальной вычислительной сети подстанции, предназначенная для организации связи оборудования уровня станции и уровня присоединения.

3.12 **оперативная технологическая информация:** Информация, необходимая для выполнения задач оперативно-технологического управления, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Примечание — К оперативной относят информацию о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем, представляемую в режиме реального времени.

3.13 **неоперативная технологическая информация:** Информация, необходимая для выполнения различных задач управления технологическими процессами подстанции, не связанных непосредственно с оперативно-технологическим управлением, оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике.

Примечание — К неоперативной относят ретроспективную информацию о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем, а также данные регистратора аварийных событий и пр.

4 Сокращения

4.1 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АБ — аккумуляторная батарея;
АВР — автоматическое включение резерва;
АРМ — автоматизированное рабочее место;
АРНТ — автоматика регулирования напряжения трансформатора;
АС — аварийные сигналы;
АСМД — автоматизированная система мониторинга и диагностики;
АСУТП — автоматизированная система управления технологическими процессами;
АУВПТ — автоматическая установка водяного пожаротушения;
ГЛОНАСС — глобальная навигационная спутниковая система;
ГРОЕИ — государственное регулирование обеспечения единства измерений;
ДЦ — диспетчерский центр;
ЗУ — зарядное устройство;
ИП — измерительный преобразователь;
ИЭУ — интеллектуальное электронное устройство;
КИИ — критическая информационная инфраструктура;
КРУ — комплектное распределительное устройство;
ЛЭП — линия электропередачи;
ОБР — оперативная блокировка разъединителей;
ОМП — определение места повреждения;
ОС — сигналы оперативного состояния;
ПА — противоаварийная автоматика;
ПБВ — переключение без возбуждения;
ПКЭ — показатель качества электроэнергии;
ПС — предупредительные сигналы;
РАС — регистратор аварийных событий;
РЗ — релейная защита;
РЗА — релейная защита и автоматика;
РПН — устройство регулирования напряжения под нагрузкой (авто-) трансформатора;
РУ — распределительное устройство;
СА — сетевая автоматика;
САУ — система автоматического управления;
СВИ — синхронизированные векторные измерения;
СИ — средство измерений;
СКРМ — средство компенсации реактивной мощности;

СМПР — система мониторинга переходных режимов;
СН — собственные нужды;
СУБД — система управления базами данных;
ТН — трансформатор напряжения;
ТТ — трансформатор тока;
УГО — условное графическое обозначение;
УСО — устройство связи с объектом;
ФИФ — Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений;
ЦУС — центр управления сетями;
ЩПТ — щит постоянного тока;
ЩСН — щит собственных нужд;
CPU — центральный процессор (Central Processing Unit);
FTP — протокол передачи файлов (File Transfer Protocol);
GOOSE — широковещательное объектно-ориентированное сообщение о событии на подстанции (Generic Object-Oriented Substation Event);
GPS — глобальная система позиционирования (Global Positioning System);
HDD — накопитель на жестких магнитных дисках (Hard Disk Drive);
HSR — протокол бесшовного резервирования (High-availability Seamless Redundancy);
ICCP/TASE.2 — протокол связи между центрами управления (Inter Control Center Communications Protocol);
MMS — спецификация производственных сообщений (Manufacturing Message Specification);
MRP — протокол резервирования среды передачи (Media Redundancy Protocol);
NTP/SNTP — сетевой протокол синхронизации/простой сетевой протокол синхронизации (Network Time Protocol/Simple Network Time Protocol);
QoS — качество обслуживания (Quality of Service);
PRP — протокол параллельного резервирования (Parallel Redundancy Protocol);
PTP — протокол точного времени (Precision Time Protocol);
RSTP — быстрый протокол покрывающего дерева (Rapid Spanning Tree Protocol);
SCADA — диспетчерское управление и сбор данных (Supervisory Control And Data Acquisition);
SCL — язык описания конфигурации подстанции (System Configuration Language);
SNMP — простой протокол сетевого управления (Simple Network Management Protocol);
SSD — твердотельный накопитель (Solid-State Drive);
SV — выборочное значение (Sampled Values);
TCP/IP — протокол управления передачей/интернет-протокол (Transmission Control Protocol/Internet Protocol);
VLAN — виртуальная локальная вычислительная сеть (Virtual Local Area Network).

5 Основные положения

5.1 АСУТП предназначена для автоматизации выполнения задач управления технологическими процессами подстанции, включая:

- наблюдение за технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем в режиме реального времени;
- управление основным и вспомогательным оборудованием, функциями вторичных систем;
- предотвращение и ликвидацию технологических нарушений;
- анализ ретроспективных данных о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем и пр.

5.2 Технологическим объектом управления АСУТП являются основное и вспомогательное оборудование подстанции и реализуемые в нем технологические процессы, а также вторичные системы подстанции, интегрированные в АСУТП на информационном уровне.

5.3 Целями создания АСУТП являются:

- повышение наблюдаемости технологических процессов приема, преобразования и распределения электроэнергии и управляемости оборудования подстанции;

- повышение экономичности и надежности работы подстанции и прилегающих участков и, как следствие, повышение надежности электроснабжения потребителей;
- повышение безопасности и удобства работы персонала подстанции;
- снижение трудозатрат и сокращение численности персонала подстанции либо перевод подстанции на режим работы без постоянного дежурства оперативного персонала.

6 Требования к объемам автоматизации подстанций

6.1 При новом строительстве и комплексной реконструкции подстанции с заменой оборудования все вновь устанавливаемое оборудование и вторичные системы должны соответствовать требованиям к интеграции в АСУТП. Автоматизация должна быть выполнена в объеме, удовлетворяющем требованиям приложения А.

6.2 При частичной реконструкции подстанции с заменой основного оборудования автоматизация вновь устанавливаемого оборудования должна быть выполнена в объеме, удовлетворяющем требованиям приложения А. Объемы автоматизации существующего оборудования определяются его техническим состоянием.

6.3 При создании (модернизации) АСУТП на подстанции без замены существующего оборудования либо с заменой незначительной части оборудования объемы автоматизации определяются возможностью технической реализации установленных требований. Допускается применение решений, аналогичных существующим.

7 Требования к функциям АСУТП подстанций

7.1 Состав функций

7.1.1 АСУТП должна выполнять технологические и системные функции, обеспечивающие решение поставленных задач управления технологическими процессами подстанции, а также надежное и безопасное функционирование АСУТП с учетом приведенных в существующих нормативных документах требований к функциям АСУТП.

7.1.2 К технологическим функциям относят:

- сбор информации о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем;
- технологическую сигнализацию о недопустимых отклонениях параметров технологических процессов, нарушениях работы основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем;
- дистанционное управление основным и вспомогательным оборудованием, функциями вторичных систем;
- предоставление информации персоналу в режиме реального времени и в режиме архива;
- обмен технологической информацией с ЦУС сетевых организаций, ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (для подстанций, имеющих в своем составе объекты диспетчеризации);
- мониторинг и диагностику основного и вспомогательного оборудования;
- мониторинг функционирования устройств РЗА;
- сбор, хранение и передачу данных РАС;
- контроль ПКЭ и учет электроэнергии;
- расчет балансов активной и реактивной мощности;
- контроль климатических условий.

7.1.3 К системным функциям относят:

- организацию информационного обмена между устройствами программно-технического комплекса АСУТП, с интегрированными вторичными системами подстанции и системами ЦУС сетевых организаций, ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
- синхронизацию устройств программно-технического комплекса АСУТП и интегрированных вторичных систем подстанции по сигналам единого времени;
- архивирование и хранение информации в заданных форматах и за заданные интервалы времени;
- самодиагностику устройств программно-технического комплекса АСУТП и системы в целом;

- обеспечение информационной безопасности системы, включая защиту от несанкционированного доступа, антивирусный мониторинг и пр.;
- конфигурирование устройств программно-технического комплекса АСУТП и АСУТП в целом.

7.1.4 В приложении Б приведены рекомендации к составу функций АСУТП подстанций.

7.2 Требования к отдельным технологическим функциям

7.2.1 Требования к сбору информации

7.2.1.1 Сбор информации о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем должен обеспечивать требуемый объем автоматизации подстанции с учетом технического состояния оборудования и систем.

7.2.1.2 Измерение электрических параметров технологических процессов (токов, напряжений) должно быть выполнено без применения промежуточных преобразователей (непосредственно от ТТ, ТН).

7.2.1.3 Измерение неэлектрических параметров следует выполнять от датчиков (ИП) с цифровыми выходами или с унифицированными выходными сигналами 4—20 мА и т. д. согласно ГОСТ 26.011.

7.2.1.4 Устройства АСУТП, проводящие сбор аналоговой информации (ПАС, ПАДС, ИП), должны выполнять первичную обработку аналоговых сигналов, включая присвоение меток времени с точностью, однозначно определяющей порядок следования дискретизированных значений, масштабирование (вычисление значений физических величин в именованных единицах), вычисление расчетных величин, проверку достоверности.

7.2.1.5 При дальнейшей обработке аналоговых сигналов в АСУТП должен быть предусмотрен контроль выхода за установленные (предупредительные, аварийные) пределы и возврата в норму. Выход за пределы и возврат в норму следует квалифицировать как события и регистрировать в АСУТП с присвоением меток времени.

7.2.1.6 В АСУТП должны быть реализованы алгоритмы замещения и дорасчета параметров, в том числе с возможностью установки заданных (вручную) оперативным персоналом значений с присвоением соответствующих признаков качества.

7.2.1.7 Дискретные входы устройств АСУТП, выполняющих сбор дискретной информации (ПДС, ПАДС, в отдельных случаях ИЭУ), должны соответствовать параметрам электрических сигналов тока и напряжения вторичных цепей сбора дискретной информации.

7.2.1.8 Устройства АСУТП должны проводить контроль состояния дискретных входов и квалифицировать изменение состояния как событие. Первичная обработка дискретных сигналов должна включать присвоение меток времени, отстройку от помех, включая отстройку от влияния дребезга при замыкании и размыкании контактов, проверку достоверности.

7.2.1.9 Достоверность сигналов о положении коммутационных аппаратов, заземляющих разъединителей на подстанциях 35 кВ и выше обеспечивается за счет подключения нормально замкнутого и нормально разомкнутого контактов положения, отнесенных к одному положению коммутационного аппарата, заземляющего разъединителя. Пример проверки на достоверность приведен в таблице 1.

Таблица 1 — Пример проверки на достоверность сигналов о положении коммутационных аппаратов, заземляющих разъединителей

Контакты положения коммутационного аппарата, заземляющего разъединителя	Статус сигнала положения коммутационного аппарата, заземляющего разъединителя
1 Замыкающий контакт — замкнут. Размыкающий контакт — разомкнут	Включено
2 Замыкающий контакт — разомкнут. Размыкающий контакт — замкнут	Отключено
3 Замыкающий контакт — разомкнут. Размыкающий контакт — разомкнут	Промежуточное. Неопределенное
4 Замыкающий контакт — замкнут. Размыкающий контакт — замкнут	Неопределенное

7.2.1.10 Статус сигнала положения «Промежуточное» предусмотрен для разъединителей и заземляющих разъединителей на время их переключения. По истечении времени на переключение формируется сигнал «Неопределенное».

7.2.1.11 Для трехфазных присоединений с однополюсными коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями сигналы о положении коммутационных аппаратов, заземляющих разъединителей следует определять на основе сигналов о положении трех полюсов.

7.2.1.12 Должна быть обеспечена возможность ручного ввода псевдосигналов положения коммутационных аппаратов, заземляющих разъединителей с присвоением признака ручного ввода (например, для коммутационных аппаратов, заземляющих разъединителей с ручным приводом на существующих подстанциях).

7.2.1.13 Сбор информации от смежных вторичных систем подстанции следует проводить в цифровом виде посредством стандартных протоколов обмена информацией, обеспечивающих передачу данных с метками времени.

7.2.1.14 При отсутствии возможности передачи сигналов от вторичных систем в цифровом виде сбор информации должен быть выполнен путем подключения устройств АСУТП ко вторичным цепям.

7.2.2 Требования к технологической сигнализации

7.2.2.1 АСУТП должна выполнять функцию технологической сигнализации, обеспечивающую информирование персонала о недопустимых отклонениях параметров технологических процессов, нарушениях работы основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем.

7.2.2.2 Технологические сигналы АСУТП должны состоять из групп, имеющих различную приоритетность: АС, ПС и ОС.

7.2.2.3 АС предназначены для быстрого анализа персоналом причин происшедшего технологического нарушения, повлекшего за собой отключение основного оборудования.

В данную группу должны попадать сигналы автоматического отключения высоковольтных выключателей (происшедшие без команды персонала), а также сигналы действий вторичных систем (РЗА), вызвавших это отключение.

Примечание — К АС относят: самопроизвольное отключение/включение выключателя; срабатывание РЗА на отключение оборудования и пр.

7.2.2.4 ПС предназначены для извещения персонала о нарушениях в работе основного и вспомогательного оборудования, не повлекших за собой технологического нарушения, но требующих принятия мер по устранению технологического нарушения.

Примечания

1 К данной группе относят: неполнофазное переключение коммутационного аппарата или РПН трансформатора; срабатывание РЗА на сигнал; неисправность ЩПТ, ЩСН; неисправность вторичных цепей и устройств вторичных систем; достижение критических параметров оборудования [перегруз по току, аварийная сигнализация снижения давления (плотности) элегаза] и пр.

2 В состав ПС также входят: пуск устройств РЗА; неисправность основного оборудования [предупредительная сигнализация снижения давления (плотности) элегаза]; неисправности, выявленные при самодиагностике вторичных систем и пр.

7.2.2.5 ОС предназначены для информирования персонала об изменении технологического режима работы и эксплуатационного состояния основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем.

Примечание — К данной группе относят: положения выключателей, разъединителей, заземляющих разъединителей; положения ключей выбора режима управления, блокировок, ввода/вывода функций РЗА и пр.

7.2.2.6 Вывод технологических сигналов на АРМ должен быть осуществлен со следующей приоритетностью (от большей к меньшей): АС, ПС, ОС.

7.2.2.7 Для всех групп приоритетности технологических сигналов должна быть предусмотрена возможность объединения сигналов в группы по различным признакам. Появление сигнала, входящего в состав группового, должно автоматически вызывать появление данного группового сигнала.

7.2.2.8 Технологическая сигнализация должна обеспечивать возможность квитирования сигналов. Квитирование группового сигнала должно быть выполнено квитированием всех сигналов, вызвавших его появление.

Примечание — Квитирование технологической сигнализации на АРМ не связано с квитированием сигнализации других мест контроля и управления, предусмотренных на подстанции.

7.2.3 Требования к дистанционному управлению

7.2.3.1 АСУТП должна являться частью системы управления основным и вспомогательным оборудованием, вторичными системами подстанции и в общем случае включать:

- управление оборудованием присоединений и функциями вторичных систем от ИЭУ уровня присоединения (см. раздел 8);
- дистанционное управление всем оборудованием подстанции и функциями вторичных систем с АРМ подстанции;
- прием и реализацию команд дистанционного управления всем или частью оборудования подстанции и функциями вторичных систем из ЦУС сетевых организаций, ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

7.2.3.2 Дистанционное управление из ЦУС сетевых организаций, ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должно быть организовано по правилам, определяющим разграничение прав доступа к функции.

Для этого на подстанции, в ЦУС и ДЦ следует предусматривать программный ключ дистанционного управления, разрешающий или блокирующий захват функции управления из данного места.

При реализации автоматизированных программ переключений из ЦУС, ДЦ работа АСУТП подстанции должна сводиться к выполнению последовательности команд дистанционного управления, поступающих по каналам обмена технологической информацией.

Примечание — Правила разграничения прав доступа к функции должны включать процедуру, позволяющую выполнять перехват управления в аварийных случаях либо для предотвращения и устранения аварий, вызванных ошибками управления.

7.2.3.3 Дистанционное управление с АРМ подстанции должно быть выполнено посредством вызываемых диалогов управления, включающих контроль права доступа к функции и запрос подтверждения команды управления.

7.2.3.4 Управление оборудованием присоединений и функциями вторичных систем от ИЭУ должно быть осуществлено с помощью функциональных клавиш ИЭУ.

Управление с использованием функциональных клавиш, выполненных в виде динамического условного графического изображения, расположенного на графическом экране ИЭУ, проводится в форме диалога и включает контроль права доступа к функции и запрос подтверждения команды управления.

7.2.3.5 Для всех мест управления на подстанции следует предусматривать блокировку, обеспечивающую возможность управления только из одного места, разрешенного в данный момент времени.

С этой целью каждое место управления должно иметь ключ либо функциональную клавишу выбора режима управления (местное/дистанционное) присоединением, отдельным оборудованием, функцией вторичной системы.

Положение ключей контролируется в АСУТП и используется в логике блокировки, за исключением оперативной блокировки разъединителей.

7.2.3.6 АСУТП должна включать технологические блокировки управления, блокировку неправильных действий персонала (ОБР и пр.), блокировку при наличии недостоверных сигналов в логике (ОБР и пр.). Блокировки следует выполнять для всех мест управления.

При реализации программной ОБР должна быть обеспечена возможность ее вывода от аппаратного ключа в случае нештатных ситуаций и выполнения переключений по месту. Положение ключа должно контролироваться в АСУТП.

7.2.3.7 АСУТП должна запрещать выбор более одного элемента (оборудования) для единовременного дистанционного управления, а также запрещать управление при наличии незавершенной операции по управлению (до получения сообщения об успешности или неуспешности управления). Запрет следует выполнять для всех мест управления.

Требование не распространяется на групповые отключения присоединений, включенных в график временного отключения потребления (мощности) или подключенных к одной ступени ПА.

7.2.3.8 Функциональная логика управления и блокировок, передача команд в цепи управления оборудования должны быть осуществлены посредством ИЭУ. При наличии в структуре АСУТП устройств уровня процесса (ПДС, ПАДС) передача команд в цепи управления должна быть выполнена от данных устройств (см. раздел 8).

7.2.3.9 Длительность команды в цепях управления должна быть достаточной для ее завершения исполнительным органом.

7.2.3.10 Все действия персонала и системы, связанные с управлением, следует регистрировать в АСУТП с указанием метки времени и сопутствующих признаков.

7.2.4 Требования к представлению информации

7.2.4.1 Вся регистрируемая в АСУТП информация должна быть выведена на АРМ для предоставления персоналу. С этой целью на подстанциях с постоянным дежурством оперативного персонала следует предусматривать одно или несколько АРМ.

В случае отсутствия штатного АРМ на подстанциях без постоянного дежурства оперативного персонала необходимо обеспечить возможность подключения мобильного (переносного) АРМ непосредственно на такой подстанции.

7.2.4.2 Информация должна быть выведена на АРМ в виде экранных форм, содержащих мнемосхемы, таблицы, графики (тренды).

7.2.4.3 На мнемосхемах должна быть отображена в графическом и текстовом виде текущая и архивная информация о схеме электрических соединений подстанции, значениях параметров технологических процессов, эксплуатационном состоянии основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем подстанции.

Состав и построение мнемосхем должны отвечать принципам избирательности и иерархичности.

Принцип избирательности заключается в возможности выбора (вызова) пользователем необходимой ему мнемосхемы в зависимости от текущей технологической ситуации.

Принцип иерархичности сводится к построению системы мнемосхем по принципу «от общего к частному» (объект, участок объекта и т. д.).

В состав мнемосхем должны входить:

- мнемосхема главной схемы подстанции, отдельных распределительных устройств (для крупных подстанций);
- мнемосхемы ЩСН и ЩПТ;
- мнемосхема логики ОБР;
- мнемосхемы вторичных систем;
- мнемосхема локальной вычислительной сети АСУТП;
- мнемосхемы инженерных систем;
- другие виды мнемосхем.

Кроме постоянно отображаемой информации мнемосхемы должны содержать вызываемую контекстную информацию с дополнительными сведениями об элементе, а также вызываемые диалоги управления (см. 7.2.3).

На мнемосхемах должна быть отображена и возможна ручная установка графических плакатов безопасности.

Примечание — АСУТП должна обеспечивать прием от ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике сигнала об установке плакатов безопасности, отображение плакатов на АРМ подстанции и передачу сигнала об установленных плакатах в ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Мнемосхемы должны обеспечивать привлечение внимания персонала к тем элементам, у которых обнаружены нарушения в работе, а также к тем элементам, состояние которых имеет признак недостоверности или ручного ввода.

7.2.4.4 Все регистрируемые в АСУТП события, включая действия (команды) персонала, должны поступать в журнал событий.

События, относящиеся к группам технологических сигналов АС, ПС, ОС, должны подаваться в журнал событий в соответствии с 7.2.2.

События, относящиеся к группам технологических сигналов АС, ПС, также должны подаваться в журнал тревог согласно 7.2.2.

Журнал событий и журнал тревог должны обеспечивать вывод событий в режиме реального времени и в режиме архива, просмотр событий в режиме архива по всей глубине архива и настройку пользовательских фильтров.

В журнал событий все события должны выводиться автоматически и не иметь возможности удаления.

В журнал тревог события групп АС, ПС должны выводиться автоматически, иметь возможность квитирования и удаления квитированных неактивных сигналов.

Каждое событие должно быть представлено в журналах одной текстовой строкой, характеризующей данное событие и состоящей из заполненных полей (столбцов) журналов.

Поля событий, связанных с действиями персонала, должны содержать метку времени, идентификацию пользователя, информацию о выполненной операции и пр.

7.2.4.5 Должна быть обеспечена возможность вывода всей аналоговой информации в форме графиков (трендов) и таблиц.

Графики (тренды) и таблицы следует применять для вывода информации в режиме реального времени и в режиме архива, просмотр информации в режиме архива по всей глубине архива и настройку пользовательских фильтров.

7.2.4.6 Средства представления информации также должны обеспечивать возможность разработки различных форм отчетных документов, таких как суточная ведомость, отчет о выполнении графика мощности и пр.

7.2.4.7 Все формы представления информации должны гарантировать экспорт информации в файл вывода на печать.

7.2.5 Требования к обмену технологической информацией с ЦУС сетевых организаций, с ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике

7.2.5.1 АСУТП должна выполнять обмен технологической информацией с помощью каналов связи с ЦУС сетевых организаций в соответствии с ГОСТ Р 70450 и техническими требованиями данных организаций, а также с ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике для подстанций, имеющих в своем составе объекты диспетчеризации, согласно требованиям субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

7.2.5.2 В технических требованиях должны быть определены объемы и параметры передаваемой оперативной технологической информации о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии оборудования и вторичных систем, а также объемы и параметры принимаемых команд управления.

В требованиях должны быть установлены протокол обмена оперативной технологической информацией (ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 и пр.) и качественные показатели каналов связи, включая направления связи, скорость передачи данных, пропускную способность, решения по резервированию каналов.

7.2.5.3 В технических требованиях также должны быть определены объемы и параметры передаваемой неоперативной технологической информации, такой как данные РАС и пр.

В требованиях должны быть установлены протокол обмена неоперативной технологической информацией, например FTP (см. [4]), ICCP/TASE.2 (см. [5]), и качественные показатели каналов связи, включая направления связи, скорость передачи данных, пропускную способность, решения по резервированию каналов.

7.2.5.4 Обмен неоперативной технологической информацией с ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в части данных РАС должен быть осуществлен в соответствии с ГОСТ Р 59550.

7.2.6 Требования к мониторингу и диагностике основного и вспомогательного оборудования

7.2.6.1 Мониторинг и диагностику основного и вспомогательного оборудования следует выполнять средствами автономных АСМД.

7.2.6.2 АСУТП должна проводить сбор данных от АСМД, предусмотренных на подстанции, осуществлять их хранение и предоставление персоналу подстанции, а также передачу с помощью каналов связи в ЦУС сетевых организаций.

7.2.6.3 Данные в АСУТП должны быть переданы в цифровом виде с применением стандартных протоколов обмена информацией.

7.2.6.4 При отсутствии АСМД допускается первичный сбор аналоговой и дискретной информации, относящейся к мониторингу и диагностике, собственными средствами АСУТП. Обработка информации в этом случае должна быть осуществлена без использования сложных алгоритмов аналитического характера.

7.2.6.5 АСУТП должна содержать архивы данных мониторинга и диагностики основного и вспомогательного оборудования, полученных от АСМД либо собственными средствами АСУТП.

Примечание — К мониторингу и диагностике основного и вспомогательного оборудования относят: контроль трансформаторов, СКРМ, оборудования плавки гололеда постоянным либо переменным током, выключателей (включая учет коммутационного ресурса), элегазовых ТТ, ТН, кабельных линий высокого напряжения и пр.

7.2.7 Требования к мониторингу функционирования устройств РЗА

7.2.7.1 АСУТП должна выполнять сбор, анализ, хранение, предоставление персоналу подстанции и передачу с помощью каналов связи в ЦУС сетевых организаций данных, необходимых для осуществления мониторинга функционирования устройств РЗА.

7.2.7.2 Для каждого устройства РЗА в АСУТП должен быть проведен сбор следующей информации относительно:

- измеряемых устройством РЗА аналоговых сигналов от ТТ и ТН, трансформаторов отбора напряжения;
- наличия оперативного питания и контроля исправности цепей управления силовых выключателей напряжением 6 кВ и выше;
- текущего состояния используемых каналов связи, обеспечивающих работоспособность и функционирование устройства РЗА;
- сигналов сбоев и ошибок, выявленных в результате самодиагностики устройства РЗА;
- сигналов срабатывания (пуска) и неисправности устройства РЗА;
- текущего положения каждого переключающего устройства, установленного в шкафу (панели) с устройством РЗА;
- текущего состояния функций РЗА (введенное или выведенное положение);
- текущего состояния дискретных входов и выходов устройства РЗА;
- осциллограмм и журналов событий, регистрируемых устройством РЗА, а также автономным РАС (при наличии автономного РАС на подстанции);
- файлов конфигурации и параметрирования устройства РЗА.

7.2.7.3 АСУТП должна содержать архивы данных мониторинга функционирования устройства РЗА.

7.2.8 Требования к сбору, хранению и передаче данных РАС

7.2.8.1 Регистрация аварийных событий и процессов должна быть осуществлена автономными устройствами РАС, устройствами РЗ, СА, ПА, специализированными устройствами ОМП на ЛЭП, автономными устройствами и/или программно-техническим комплексом СМПР.

Требования к автономным РАС, их применению на объектах электроэнергетики, составу, записи и передаче информации об аварийных событиях регламентированы ГОСТ Р 58601, а также [6].

Требования к автономным СМПР, их применению на объектах электроэнергетики, составу, записи и передаче данных СВИ установлены ГОСТ Р 59364, ГОСТ Р 59365, ГОСТ Р 59366.

7.2.8.2 АСУТП должна выполнять сбор данных от всех устройств РЗА, их хранение и предоставление персоналу подстанции, а также передачу с помощью каналов связи в ЦУС сетевых организаций, ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, включая:

- осциллограммы аварийных событий;
- текстовые отчеты об аварийных событиях (при наличии технической возможности);
- результаты ОМП на ЛЭП;
- данные СВИ;
- журналы срабатываний РЗ, СА, ПА;
- файлы конфигурирования устройств РЗА (при наличии технической возможности).

7.2.8.3 Данные в АСУТП должны быть переданы в цифровом виде с применением стандартных протоколов обмена информацией, обеспечивающих передачу данных с метками времени.

7.2.8.4 АСУТП должна содержать единый архив осциллограмм аварийных событий, полученных от всех устройств. Наименования файлов осциллограмм и наименование аналоговых и дискретных сигналов в осциллограммах должны удовлетворять требованиям ГОСТ Р 58601.

Должно быть предусмотрено объединение осциллограмм в единые аварийные процессы по признаку общего интервала времени и приведение к единому шагу осциллографирования.

7.2.8.5 Предоставление осциллограмм на АРМ должно иметь структуру каталогов.

Пример — Осциллограмма на АРМ

Дата (ГГГГ_ММ_ДД) → время (ЧЧ_ММ) → присоединение → устройство,

где: ГГГГ_ММ_ДД — формат отображения даты (например, 2021_04_05);

ЧЧ_ММ — формат отображения времени (например, 18_36).

Должна быть обеспечена возможность поиска осциллограмм по присоединению и устройству.

7.2.8.6 Предоставление результатов ОМП на ЛЭП на АРМ должно иметь форму отчета, содержащего: дату и время повреждения, информацию о линии, вид и параметры повреждения, расстояние от подстанции до места повреждения.

Должна быть обеспечена возможность выбора информации по заданным условиям (дата, время, присоединение).

7.2.8.7 АСУТП должна содержать единый архив данных СВИ, полученных от всех устройств СМПР.

7.2.9 Требования к контролю ПКЭ и учету электроэнергии

7.2.9.1 Контроль ПКЭ и/или учет электроэнергии следует проводить сертифицированными средствами измерения ПКЭ и/или учета электроэнергии.

7.2.9.2 Для эффективного использования ресурсов на подстанциях от 6 до 20 кВ рекомендованы совмещенные устройства сбора информации АСУТП, контроля ПКЭ и/или учета электроэнергии.

7.2.9.3 АСУТП должна выполнять сбор данных контроля ПКЭ, учета электроэнергии по стандартным протоколам информационного обмена, их хранение и предоставление персоналу подстанции, а также передачу с помощью каналов связи в ЦУС сетевых организаций.

7.2.10 Требования к расчету балансов активной и реактивной мощности

7.2.10.1 Порядок расчета балансов активной и реактивной мощности определен требованиями субъектов электроэнергетики.

7.2.10.2 Расчет балансов должен выполняться средствами АСУТП периодически с усреднением за установленный интервал времени. Результаты расчета должны быть зарегистрированы в АСУТП с присвоением метки времени.

7.2.10.3 Отклонение результатов расчета от заданных уставок по небалансу следует квалифицировать как событие и регистрировать в АСУТП с присвоением метки времени.

7.2.10.4 АСУТП должна обеспечивать хранение и предоставление персоналу подстанции данных расчета балансов активной и реактивной мощности, а также их передачу с помощью каналов связи в ЦУС сетевых организаций, ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

7.2.11 Требования к контролю климатических условий

7.2.11.1 АСУТП должна обеспечивать сбор информации о температуре наружного воздуха, температуре воздуха помещений, в которых установлено оборудование с ограниченным диапазоном рабочих температур (например, помещение релейного щита, серверная комната и т. д.), и отдельно стоящих зданий подстанции.

7.2.11.2 На подстанциях напряжением 35 кВ и выше АСУТП должна обеспечивать сбор следующих данных контроля климатических условий, характеризующих состояние окружающей среды:

- направление ветра;
- скорость ветра;
- температура;
- относительная влажность;
- атмосферное давление;
- количество осадков.

7.2.11.3 Данные контроля климатических условий должны поступать с датчиков температуры, а также на подстанциях напряжением 35 кВ и выше от специализированной метеостанции, входящей в состав программно-технического комплекса АСУТП.

7.2.11.4 АСУТП должна обеспечивать хранение и предоставление персоналу подстанции данных, а также их передачу с помощью каналов связи в ЦУС сетевых организаций, ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

7.3 Требования к отдельным системным функциям

7.3.1 Требования к организации информационного обмена

7.3.1.1 АСУТП должна обеспечивать обмен информацией по локальной вычислительной сети между устройствами программно-технического комплекса, интегрированными вторичными системами подстанции и по каналам связи с системами ЦУС сетевых организаций, ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

7.3.1.2 Информационный обмен между устройствами программно-технического комплекса АСУТП должен быть выполнен с применением стандартных сетевых интерфейсов Ethernet IEEE 802.3 (см. [7]) и протокола обмена информацией MMS, GOOSE (см. [3]), а также при соответствующем решении по передаче аналоговой информации посредством протокола SV (см. [2]).

7.3.1.3 Информационный обмен с интегрированными вторичными системами подстанции должен быть осуществлен с применением стандартных сетевых интерфейсов Ethernet IEEE 802.3 (см. [7]) и протокола обмена информацией MMS, GOOSE (см. [3]), а также при соответствующем решении по передаче аналоговой информации посредством протокола SV (см. [2]).

7.3.1.4 При техническом обосновании допускается применение протоколов обмена информацией, отличных от MMS, GOOSE (см. [3]), SV (см. [2]) (протоколы по стандартам серии ГОСТ Р МЭК 60870). Протоколы, не поддерживающие передачу меток времени, допускается применять только для передачи информации, не критичной ко времени прохождения.

Для подстанций напряжением от 6 до 35 (110) кВ решения по применению протоколов информационного обмена, отличных от MMS, GOOSE (см. [3]), SV (см. [2]), принимают согласно требованиям субъектов электроэнергетики, владеющих данными подстанциями на праве собственности или ином законном основании.

7.3.1.5 При необходимости интеграции устройств по протоколам, не поддерживающим передачу меток времени, в принимающем устройстве АСУТП должны быть присвоены метки времени поступления данных.

7.3.1.6 Для обеспечения информационного обмена с ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике АСУТП должна поддерживать протокол ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

7.3.2 Требования к синхронизации времени

7.3.2.1 Синхронизацию устройств АСУТП и интегрированных вторичных систем подстанции следует выполнять по сигналам эталонного времени спутниковых систем ГЛОНАСС (обязательно) и GPS (опционально).

7.3.2.2 Сигналы эталонного времени спутниковых систем должны приниматься приемником ГЛОНАСС/GPS и передаваться на сервер точного времени.

7.3.2.3 Сервер точного времени должен синхронизироваться по принимаемым эталонным сигналам и выполнять периодическую рассылку сигналов системного времени синхронизируемым устройствам.

7.3.2.4 Рассылка сигналов времени должна быть выполнена по каналам локальной вычислительной сети с применением стандартных сетевых протоколов синхронизации времени.

Примечание — Сетевые протоколы синхронизации времени NTP/SNTP, PTP приведены соответственно в [8] — [10].

7.3.2.5 Применяемый протокол должен обеспечивать требуемую точность синхронизации, которая определена в том числе используемыми протоколами обмена информацией MMS, GOOSE, SV.

Примечание — Информация о данных протоколах приведена в [3], [2].

7.3.3 Требования к архивированию и хранению информации

7.3.3.1 Для решения задач ретроспективного анализа технологического режима работы, эксплуатационного состояния основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем и пр. вся регистрируемая в АСУТП информация подлежит длительному хранению в виде архивов в реляционных СУБД.

Примечание — Положение не распространяется на объекты электросетевого комплекса напряжением от 6 до 20 кВ, на которых для нужд оперативно-технологического управления используют ресурсы системы учета электроэнергии и мощности.

7.3.3.2 В составе АСУТП должны быть предусмотрены архивы аналоговых сигналов, событий, данных РАС, данных диагностики основного и вспомогательного оборудования, системных данных АСУТП, данных информационной безопасности и другие виды архивов в соответствии с требованиями субъектов электроэнергетики.

7.3.3.3 Доступ к архивной информации должен быть осуществлен посредством запросов СУБД, в том числе из внешних приложений.

7.3.3.4 Срок хранения архивной информации должен определяться требованиями субъектов электроэнергетики и составлять не менее трех лет.

7.3.3.5 Должна быть обеспечена возможность как событийной записи в архив, так и периодической.

7.3.3.6 Информация, записываемая в архив, должна иметь метку времени и сопутствующие признаки (качества, причины передачи и пр.).

7.3.3.7 Архив может быть разделен на краткосрочный и долгосрочный, содержащий усредненную информацию.

7.3.3.8 Превышение заданных размеров архива следует квалифицировать как предупредительное событие и регистрировать в АСУТП с присвоением метки времени.

7.3.3.9 Рекомендуется предусматривать перенос архивной информации (ручной, автоматический) на сменные носители для создания долгосрочных внешних архивов и автономного просмотра этих архивов.

7.3.4 Требования к самодиагностике

7.3.4.1 Все устройства программно-технического комплекса АСУТП должны выполнять автоматическую самодиагностику программной, аппаратной и канальной (сетевой) части как при включении, так и в процессе работы.

7.3.4.2 При самодиагностике всех модулей устройств уровня процесса и уровня присоединения должен быть проведен контроль: аналоговых и дискретных входов, дискретных выходов; сетевых интерфейсов, средств обработки и хранения информации, блоков питания, и, при необходимости, контроль температуры.

7.3.4.3 В процессе самодиагностики средств обеспечения единого времени должен быть осуществлен контроль: приема сигналов от внешнего источника; синхронизации системного времени; сетевых интерфейсов, блоков питания и, при необходимости, температуры.

7.3.4.4 Самодиагностика серверного оборудования и АРМ должна включать контроль CPU, HDD/SSD-накопителей, сетевых интерфейсов, блоков питания, температуры и пр.

7.3.4.5 Кроме того, необходимо обеспечить запись данных самодиагностики в энергонезависимую память устройств программно-технического комплекса, а также передачу данных на уровень станции АСУТП посредством стандартного протокола (например, SNMP, см. [3]). Внесение изменений в данные самодиагностики должно быть запрещено.

7.3.4.6 При самодиагностике и мониторинге локальной вычислительной сети (коммутаторов, маршрутизаторов, межсетевых экранов и пр.) следует проводить мониторинг ошибок на предмет потери или искажения пакетов, анализ загруженности локальной вычислительной сети, а также самодиагностику работы устройств локальной вычислительной сети, контроль сетевых интерфейсов, блоков питания устройств и, при необходимости, контроль температуры.

7.3.4.7 Самодиагностика должна быть предусмотрена для сетевых процессов, характеризующих режим работы локальной вычислительной сети, в том числе для процессов передачи потоков SV и сообщений GOOSE.

7.3.4.8 Интегрированные устройства вторичных систем должны иметь собственные средства самодиагностики и обеспечивать передачу данных самодиагностики на уровень станции АСУТП посредством стандартного протокола (например, SNMP, см. [3]).

7.3.4.9 АСУТП должна содержать архивы данных самодиагностики. Предоставление данных на АРМ необходимо выполнять в виде электронного журнала, мнемосхем и других форм представления.

7.3.5 Требования к обеспечению информационной безопасности

7.3.5.1 АСУТП подстанции как объект КИИ субъекта электроэнергетики (субъекта КИИ) подлежит включению в перечень объектов КИИ, подлежащих категорированию с последующим присвоением АСУТП одной из категорий значимости либо с принятием решения об отсутствии необходимости присвоения АСУТП категории значимости.

7.3.5.2 В целях информационной безопасности АСУТП, которой присвоена одна из категорий значимости, субъект электроэнергетики в соответствии с требованиями к созданию систем безопасности значимых КИИ и к надлежащему их функционированию, утвержденными федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным в области обеспечения безопасности КИИ Российской Федерации, создает систему безопасности и предоставления гарантий ее функционирования.

7.3.5.3 В целях информационной безопасности АСУТП, которой не присвоена одна из категорий значимости, субъект электроэнергетики создает систему безопасности АСУТП и обеспечивает ее функционирование в соответствии с правилами и нормами, утвержденными субъектом электроэнергетики.

7.3.5.4 Разработку организационных и технических мер в отношении информационной безопасности АСУТП осуществляет субъект электроэнергетики и (или) лицо, привлекаемое в соответствии с законодательством Российской Федерации к проведению работ по созданию АСУТП и (или) к обеспечению его безопасности.

7.3.5.5 При разработке организационных и технических мер по обеспечению информационной безопасности АСУТП следует проводить анализ угроз безопасности информации и разработку модели

угроз безопасности информации АСУТП (или ее уточнение) с учетом состава пользователей и их полномочий, а также возможностей оказания негативного влияния на технологические процессы субъектов электроэнергетики, в собственности которых и/или под управлением которых находится подстанция.

7.3.5.6 Ввод в эксплуатацию АСУТП и/или ее подсистемы безопасности осуществляют по результатам приемочных испытаний и при положительном заключении (выводе) в акте приемки (или в аттестате) о соответствии АСУТП установленным требованиям по безопасности информации.

7.3.6 Требования к конфигурированию

7.3.6.1 Конфигурирование программного обеспечения программно-технического комплекса АСУТП должно быть выполнено в объеме, обеспечивающем выполнение всех функций АСУТП.

7.3.6.2 Конфигурирование прикладного программного обеспечения должно включать настройку параметров и разработку функциональной логики устройств уровня процесса и уровня присоединения, а также системы SCADA.

7.3.6.3 Функциональную логику следует разрабатывать с применением технологических языков по ГОСТ Р МЭК 61131-3 (см. также [11]), не требующих специальных знаний в области универсальных языков программирования.

7.3.6.4 При этом должна быть возможность внесения изменений в конфигурацию программного обеспечения устройств и системы SCADA при техническом облуживании АСУТП. Изменение конфигурации должно быть локальным и не требовать вмешательства в остальное программное обеспечение, конфигурация которого не изменяется.

7.3.6.5 Данные с конфигурацией программного обеспечения устройств и системы SCADA следует хранить в архиве АСУТП либо в отдельном энергонезависимом запоминающем устройстве.

7.3.6.6 Конфигурирование системного программного обеспечения должно включать настройку параметров операционных систем, систем управления базами данных, антивирусной защиты, средств обслуживания сети и пр.

8 Требования к структуре программно-технического комплекса АСУТП подстанций

8.1 Общие требования

8.1.1 Программно-технический комплекс АСУТП следует разрабатывать как единую интегрированную иерархическую распределенную систему, оснащенную средствами управления, измерения, сбора, обработки, хранения, представления и передачи информации.

8.1.2 Построение программно-технического комплекса АСУТП должно базироваться на следующих принципах:

- стандартизация — соответствие общепринятым международным стандартам к конструктивам, техническим и программным решениям, электрическим, сетевым и программным интерфейсам;
- унификация — универсальность применяемых технических решений, программных и технических средств;
- модульность — применение программных и технических средств модульного типа, обеспечивающих минимизацию ресурсных и временных затрат на проектирование, монтаж, наладку и техническое обслуживание;
- расширяемость — возможность экстенсивного расширения программно-технического комплекса по количеству контролируемых и управляемых параметров;
- модернизируемость — возможность качественного развития для решения задач управления технологическими процессами подстанции.

8.1.3 Структура программно-технического комплекса АСУТП должна включать три уровня, обеспечивающих выполнение закрепленных за ними функций:

- уровень процесса — уровень сопряжения с основным и вспомогательным оборудованием подстанции;
- уровень присоединения — уровень контроля и управления оборудованием присоединений подстанции;
- уровень станции — уровень централизованного контроля и управления всем оборудованием подстанции.

8.1.4 Состав и структура программно-технического комплекса АСУТП определены техническими требованиями субъектов электроэнергетики, а также составом и техническим состоянием оборудования, его размещением на территории подстанции и пр.

8.1.5 Общие рекомендации к составу и структуре программно-технического комплекса АСУТП подстанций приведены в приложении В.

8.2 Требования к уровню процесса

8.2.1 Основные функции, выполняемые на уровне процесса:

- сбор, преобразование в цифровой вид и передача на уровень присоединения информации о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии основного и вспомогательного оборудования;
- передача основному и вспомогательному оборудованию команд управления, полученных со стороны оборудования уровня присоединения.

8.2.2 В состав уровня процесса входят ПДС, ПАС, ПАДС, устанавливаемые в непосредственной близости от оборудования, электронные блоки неэлектромагнитных ТТ и ТН.

Примечание — Если ПДС, ПАС, ПАДС входят в состав комплекта основного оборудования, то они также образуют уровень процесса, но в состав программно-технического комплекса АСУТП не входят.

Обмен цифровой информацией между устройствами уровня процесса и устройствами уровня присоединения, а также информацией между устройствами уровня процесса следует осуществлять с применением протокола информационного обмена MMS, GOOSE (см. [3]).

Примечание — Протокол SV, приведенный в [2], используют при соответствующем решении по передаче аналоговой информации.

8.2.3 Для обеспечения информационного обмена устройства уровня процесса следует подключать к коммуникационной шине процесса либо к коммуникационной шине станции, если в составе программно-технического комплекса не предусмотрена отдельная коммуникационная шина процесса.

8.2.4 В зависимости от принятых решений по структуре программно-технического комплекса уровень процесса может не содержать каких-либо устройств и состоять только из вторичных цепей сбора аналоговой и дискретной информации, подключенных к устройствам уровня присоединения, а также цепей выдачи от устройств уровня присоединения команд в схемы управления оборудования.

8.3 Требования к уровню присоединения

8.3.1 Основные функции, выполняемые на уровне присоединения:

- обеспечение приема и обработки данных, получаемых от устройств уровня процесса;
- выполнение алгоритмов, соответствующих функционалу конкретных устройств в составе уровня присоединения;
- прием и обработка команд, полученных со стороны уровня станции;
- передача на уровень процесса команд управления, сформированных в результате выполнения алгоритмов, соответствующих функционалу конкретных устройств в составе уровня присоединения и команд, полученных со стороны уровня станции;
- передача данных на уровень станции.

8.3.2 В состав уровня присоединения входят ИЭУ, выполняющие функции контроллеров присоединений, ИП, УСО, а также ИЭУ вторичных систем.

ИЭУ вторичных систем имеют двойное назначение: как собственно устройства вторичных систем (РЗА и пр.), выполняющие соответствующие функции, так и компоненты уровня присоединения, которые могут быть использованы в качестве источников значительного объема цифровой информации для решения различных задач управления технологическими процессами подстанции.

Примечание — Устройства вторичных систем являются компонентами уровня присоединения, но в состав программно-технического комплекса АСУТП не входят.

8.3.3 Обмен цифровой информацией с устройствами уровня процесса и устройствами уровня станции, а также информацией между устройствами уровня присоединения должен быть осуществлен с применением протоколов информационного обмена MMS, GOOSE (см. [3]).

Примечание — Протокол SV, приведенный в [2], используют при соответствующем решении по передаче аналоговой информации.

8.3.4 Для обеспечения информационного обмена устройства уровня присоединения следует подключать к коммуникационной шине станции и к коммуникационной шине процесса, если она предусмотрена в составе программно-технического комплекса для соответствующих устройств.

8.4 Требования к уровню станции

8.4.1 Основные функции, выполняемые на уровне станции:

- прием и консолидация информации, получаемой от уровня присоединения;
- координация функционирования вторичных систем подстанции;
- прием, обработка и передача на уровень присоединения команд, полученных из АРМ подстанции и из ЦУС сетевых организаций, ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

8.4.2 В общем случае в состав уровня станции входят серверы с функциями системы SCADA, хранения и обработки баз данных, коммуникационные серверы, обеспечивающие обмен информацией с ЦУС сетевых организаций, ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, средства обеспечения единого времени, АРМ и принтеры, с помощью которых предоставляется информация персоналу подстанции.

8.4.3 Состав серверного оборудования и АРМ определен задачами управления технологическими процессами подстанции.

8.5 Требования к организации локальной вычислительной сети

8.5.1 Для обеспечения эффективной и защищенной работы АСУТП локальная вычислительная сеть должна быть разделена на логические или физические сегменты (шины), определяемые функциональным назначением.

8.5.2 В состав локальной вычислительной сети должна входить шина станции, обеспечивающая обмен информацией между устройствами разных уровней и информацией между устройствами одного уровня при помощи протоколов MMS, GOOSE (см. [3]).

8.5.3 В случаях, требующих физического разделения сети, например при обмене аналоговой информацией по протоколу SV (см. [2]), в составе локальной вычислительной сети должна быть предусмотрена отдельная шина процесса.

8.5.4 При подключении к локальной вычислительной сети объектов КИИ с разной категорией значимости следует предусматривать разделение сети на сегменты с помощью средств межсетевого экранирования (программных или программно-аппаратных межсетевых экранов).

8.5.5 При построении локальной вычислительной сети должны применяться стандартные технологии резервирования (см. RSTP [12], MRP [13], PRP [14], HSR [14]). Шина станции (и шина процесса) должна иметь кольцевую топологию или топологию «звезда».

На подстанциях напряжением 220 кВ и выше для построения шины станции и шины процесса рекомендуется применять технологию резервирования PRP (см. [14]). Использование других технологий допускается только при техническом обосновании.

8.5.6 Локальная вычислительная сеть должна обеспечивать интеграцию устройств с отличными от Ethernet IEEE 802.3 (см. [7]) сетевыми интерфейсами, а также устройств, не поддерживающих протоколы информационного обмена MMS, GOOSE (см. [3]), с помощью преобразователей интерфейсов и протоколов обмена информацией.

8.5.7 При реализации технологии PRP (см. [14]) локальная вычислительная сеть должна обеспечивать интеграцию устройств, не поддерживающих данную технологию резервирования, с помощью коммутаторов Redundancy Box (RedBox).

8.5.8 Периметр локальной вычислительной сети, в том числе на границе подключения оборудования средств связи, должен быть защищен в соответствии с требованиями по информационной безопасности.

8.5.9 Подключение локальной вычислительной сети к Интернет допускается только при техническом обосновании. Границы подключения при этом должны быть защищены в соответствии с требованиями по информационной безопасности.

9 Требования к компонентам АСУТП подстанций

9.1 Требования к техническому обеспечению

9.1.1 Устройства уровня процесса и уровня присоединения должны быть промышленного исполнения и иметь встроенные средства самодиагностики, обеспечивающие запись данных самодиагностики в энергонезависимую память и их передачу по стандартному протоколу (см. SNMP, [3]).

9.1.2 Устройства уровня процесса и уровня присоединения должны иметь достаточное количество сетевых интерфейсов Ethernet IEEE 802.3 (см. [7]) для подключения к локальной вычислительной сети и обеспечивать поддержку необходимых технологий резервирования сети, определенных настоящим стандартом.

9.1.3 Устройства уровня процесса и уровня присоединения должны поддерживать протокол информационного обмена (см. MMS, GOOSE [3]).

9.1.4 При использовании протокола SV (см. [2]) для передачи аналоговой информации устройства уровня процесса, выполняющие функции измерений, а также устройства уровня присоединения, осуществляющие прием аналоговой информации, должны обеспечивать поддержку данного протокола.

9.1.5 Устройства уровня процесса и уровня присоединения, выполняющие функции измерений электрических параметров технологических процессов, должны относиться к СИ и иметь нормированные метрологические характеристики.

9.1.6 Устройства уровня процесса и уровня присоединения, выполняющие функции измерений, должны обеспечивать первичную обработку аналоговой информации, включая присвоение метки времени, проверку достоверности, масштабирование, вычисление расчетных величин.

9.1.7 Устройства уровня процесса и уровня присоединения, выполняющие сбор дискретной информации, должны обеспечивать первичную обработку сигналов, включая присвоение метки времени, проверку достоверности, отстройку от помех.

9.1.8 Аналоговые и дискретные входы, дискретные выходы устройств должны быть гальванически изолированными.

9.1.9 Устройства уровня присоединения должны обеспечивать реализацию алгоритмов функциональной логики и возможность конфигурирования с применением технологических языков по ГОСТ Р МЭК 61131-3 (см. также [11]).

9.1.10 Для локального предоставления информации о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии оборудования присоединений, реализации управления и других задач в состав соответствующих устройств уровня присоединения должны быть включены графическая панель и средства управления.

9.1.11 Устройства уровня процесса и уровня присоединения должны поддерживать требуемые технологии синхронизации времени (см. NTP/SNTP [8], PTP [9], [10]).

9.1.12 Серверное оборудование АСУТП должно быть промышленного исполнения и иметь встроенные средства самодиагностики, обеспечивающие запись данных самодиагностики, их хранение и передачу по стандартному протоколу, например SNMP. На подстанциях напряжением 220 кВ и выше следует обеспечивать резервирование серверного оборудования.

9.1.13 Серверное оборудование должно иметь достаточное количество коммуникационных интерфейсов для выполнения всех необходимых подключений.

9.1.14 Информацию следует архивировать и хранить на накопителях HDD/SSD. Накопители должны иметь скорость чтения и записи информации, достаточную для сохранения функции архивирования и хранения в аварийных режимах (шторм).

9.1.15 Серверное оборудование должно поддерживать синхронизацию времени по стандартным сетевым протоколам синхронизации (см. NTP/SNTP [8]).

9.1.16 Сервер точного времени АСУТП должен быть промышленного исполнения и иметь встроенные средства самодиагностики, обеспечивающие запись данных самодиагностики в энергонезависимую память и их передачу по стандартному протоколу, например SNMP.

9.1.17 Сервер точного времени должен обеспечивать поддержку стандартных сетевых протоколов синхронизации времени (см. NTP/SNTP [8], PTP [9], [10]). В случае одновременной работы разных протоколов, например вышеприведенных, сервер точного времени должен вести их независимую обработку и исключать влияние друг на друга.

9.1.18 Приемник ГЛОНАСС/GPS должен обеспечивать прием сигналов эталонного времени спутниковых систем по шкале Всемирного координированного времени UTC.

9.1.19 Устройства локальной вычислительной сети (коммутаторы, маршрутизаторы, межсетевые экраны и др.) должны быть промышленного исполнения и иметь встроенные средства самодиагностики, обеспечивающие запись данных самодиагностики в энергонезависимую память и их передачу по стандартному протоколу (см. SNMP [3]).

9.1.20 Устройства должны поддерживать работу достаточного количества сетевых интерфейсов Ethernet IEEE 802.3 (см. [7]) для выполнения всех подключений к локальной вычислительной сети, а также для формирования кольцевой топологии. Скорость передачи данных по сетевым интерфейсам должна обеспечивать необходимую производительность сети.

9.1.21 Устройства локальной вычислительной сети должны поддерживать необходимые технологии резервирования сети (см. RSTP [12], MRP [13], PRP и HSR [14]), а также определенные механизмы (см. QoS [12] и VLAN [15]).

9.1.22 Устройства локальной вычислительной сети должны обеспечивать синхронизацию времени по стандартным протоколам синхронизации (см. NTP/SNTP [8], PTP [9], [10]).

9.1.23 Структурированные кабельные системы локальной вычислительной сети должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 53246 и других нормативных документов.

9.1.24 Количество блоков электропитания устройств программно-технического комплекса АСУТП и их параметры должны соответствовать требованиям к организации электропитания (см. раздел 11).

9.2 Требования к программному обеспечению

9.2.1 Комплектность программного обеспечения определена составом программно-технических средств и функциональными требованиями АСУТП.

9.2.2 Следует предусматривать общее (системное) программное обеспечение, поставляемое поставщиком программно-технического комплекса, и специальное (прикладное) программное обеспечение, разрабатываемое при создании АСУТП.

9.2.3 Системное программное обеспечение должно включать операционные системы, программные оболочки, системы управления базами данных, а также программы диагностики, антивирусной защиты, обслуживания носителей, архивирования, обслуживания сети и пр.

9.2.4 В состав прикладного программного обеспечения должны входить система SCADA и программное обеспечение устройств уровня процесса и уровня присоединения, сконфигурированные с помощью инструментального программного обеспечения.

9.3 Требования к информационному обеспечению

9.3.1 Информационное обеспечение АСУТП представляет собой реализованные решения по объемам, размещению и формам существования информации, применяемой в АСУТП, а также совокупность форм документов, классификаторов, нормативной базы.

9.3.2 Объем входной информации АСУТП должны составлять:

- аналоговые сигналы, полученные от цепей измерения электрических и неэлектрических параметров технологических процессов;
- дискретные сигналы, полученные от вторичных цепей основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем;
- цифровые сигналы, полученные по цифровым каналам передачи данных от интегрированных вторичных систем подстанции и систем ЦУС сетевых организаций, ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
- входные сигналы о действиях пользователей, полученные через человекомашинные интерфейсы АСУТП.

9.3.3 Объем выходной информации АСУТП должны составлять:

- дискретные сигналы команд управления, передаваемые во вторичные цепи управления оборудования и другие выходные дискретные сигналы;
- цифровые сигналы, передаваемые по каналам передачи данных в интегрированные вторичные системы подстанции и системы ЦУС сетевых организаций, ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
- формы предоставления информации на человекомашинных интерфейсах АСУТП, а также формы документирования информации и вывода на печать.

9.3.4 Объем хранящейся информации АСУТП должны составлять:

- зарегистрированная в АСУТП информация в полном объеме (входная и выходная информация, а также информация, сформированная в АСУТП в процессе ее функционирования);

- документы, необходимые для решения задач управления технологическими процессами подстанции и технического обслуживания АСУТП (эксплуатационная документация, техническая документация, организационно-распорядительная документация и пр.);

- файлы конфигурации программного обеспечения АСУТП, интегрированных вторичных систем подстанции и пр.

9.3.5 Преобразование входной информации АСУТП из физических величин в цифровые формы существования (дискретизированные значения аналоговых сигналов, события, файлы с записью осциллограмм и пр.) должно быть выполнено как можно ближе к месту ее получения; преобразование выходной информации АСУТП из цифровых форм в физические величины — как можно ближе к месту ее использования.

9.3.6 Информацию в АСУТП следует обрабатывать по принципу однократного ввода и многократного использования.

9.3.7 Хранение информации в АСУТП должно быть организовано в форме реляционных баз данных, обеспечивающих доступ при помощи стандартных запросов СУБД.

9.3.8 К информации (УГО, буквенно-цифровым обозначениям, другой графической и текстовой информации, в том числе к описанию конфигурации устройств, системы SCADA и др.) следует применять стандартные форматы описания и системы классификации и кодирования.

9.3.9 Формат описания конфигурации устройств уровня процесса и уровня присоединения, системы SCADA должен соответствовать ГОСТ Р МЭК 61850-6 и ГОСТ Р МЭК 61850-7-1 — ГОСТ Р МЭК 61850-7-4 (SCL).

Другие форматы описания конфигурации допускаются при условии наличия у них открытой спецификации, а также инструментальных средств преобразования в формат ГОСТ Р МЭК 61850-6 и ГОСТ Р МЭК 61850-7-1 — ГОСТ Р МЭК 61850-7-4 (SCL).

9.4 Требования к лингвистическому обеспечению

9.4.1 Лингвистическое обеспечение АСУТП должно предоставлять возможность общения различных категорий пользователей с программно-техническим комплексом АСУТП в удобной для них форме.

9.4.2 Вся текстовая информация, выводимая на человекомашинные интерфейсы, должна быть предоставлена на русском языке. В исключительных случаях допускается предоставление информации на других языках.

9.4.3 Условные графические обозначения и цветовая кодировка элементов мнемосхем должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 56303 и других профильных нормативных документов.

9.4.4 Номенклатура элементов описания конфигурации устройств уровня процесса и уровня присоединения, системы SCADA должна соответствовать ГОСТ Р МЭК 61850-6 и ГОСТ Р МЭК 61850-7-1 — ГОСТ Р МЭК 61850-7-4 (SCL).

9.4.5 Функциональную логику следует разрабатывать с применением универсальных технологических языков по ГОСТ Р МЭК 61131-3 (см. также [11]).

9.5 Требования к метрологическому обеспечению

9.5.1 СИ, входящие в состав измерительных каналов и комплексов АСУТП, являющиеся источниками первичной информации о результатах измерений, а также выполняющие функции преобразований и вычислений параметров, для которых установлены нормы точности измерений, должны соответствовать требованиям в 9.5.1.1—9.5.1.5.

9.5.1.1 Поставляемые СИ должны быть утверждены как тип СИ, зарегистрированы в ФИФ и иметь актуальную первичную поверку.

9.5.1.2 Метрологические характеристики СИ должны обеспечивать выполнение измерений параметров с нормами точности, принятыми субъектом электроэнергетики.

Параметры вторичных цепей измерительных ТТ и ТН должны соответствовать принятым субъектом электроэнергетики требованиям, для чего на этапе проектирования следует проводить предварительный расчет параметров вторичных цепей для обоснования выбора номинальных значений вторичных нагрузки и мощности измерительных ТТ и ТН, а на этапе ввода в эксплуатацию — измерение фактических значений параметров вторичных цепей, включая значения потерь напряжения в линии ИП—ТН.

9.5.1.3 СИ должны обеспечивать выражение результатов измерений в единицах величин, допущенных к применению в Российской Федерации. СИ, применяемые для измерений одних и тех же ве-

личин, должны обеспечивать выражение результатов измерений в одинаковых единицах величин (при отсутствии иных требований).

9.5.1.4 Поставляемые СИ должны иметь в наличии действующие метрологические документы:

- заводской паспорт (паспорт-формуляр);
- документы о регистрации в ФИФ [указание регистрационного номера в ФИФ в заводском паспорте, копия сертификата/свидетельства об утверждении типа и описание типа (при наличии такого требования у субъекта электроэнергетики)];
- документы о первичной поверке [свидетельство о поверке (при наличии такого требования у субъекта электроэнергетики), данные из ФИФ о результатах поверки, оттиск клейма в заводском паспорте];
- методика поверки (на группу СИ одного типа).

9.5.1.5 Дополнительные требования к СИ могут быть установлены локальными нормативными документами субъекта электроэнергетики.

9.5.2 Требования к метрологическому обеспечению измерительных каналов на этапе проектирования и ввода в эксплуатацию АСУТП определены локальными нормативными документами субъекта электроэнергетики.

10 Требования к свойствам АСУТП подстанций

10.1 Требования к безопасности

10.1.1 АСУТП должна быть построена таким образом, чтобы минимизировать ошибочные действия персонала и последствия отказов программно-технических средств, приводящие к ситуациям, опасным для жизни и здоровья людей.

10.1.2 Допускается применение устройств на непрограммируемой («жесткой») логике для реализации отдельных функциональных алгоритмов АСУТП.

10.1.3 В части общих требований к безопасности АСУТП должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.003.

10.1.4 В части защиты от поражения электрическим током АСУТП должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 50571.4.41 и относиться к I классу защиты согласно ГОСТ 12.1.019. Заземление компонентов программно-технического комплекса должно отвечать требованиям ГОСТ 12.1.030.

10.1.5 В части пожарной безопасности АСУТП должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 31565.

10.2 Требования к быстродействию

10.2.1 Быстродействие АСУТП при выполнении информационного обмена между компонентами программно-технического комплекса, а также с интегрированными вторичными системами должно соответствовать требованиям ГОСТ Р МЭК 61850-5.

10.2.2 Быстродействие АСУТП при выполнении информационного обмена с ЦУС сетевых организаций, ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должно соответствовать техническим требованиям данных субъектов.

10.3 Требования к надежности

Надежность АСУТП должна достигаться за счет проведения комплекса организационно-технических мероприятий, включая:

- применение программно-технических средств с высокими показателями надежности;
- резервирование программно-технических средств и программного обеспечения;
- применение отказоустойчивых структур построения программно-технического комплекса;
- применение программно-технических средств и программного обеспечения с функцией самодиагностики;
- проверку достоверности используемой информации и запрет на использование информации с признаком недостоверности;
- рациональное распределение функций между программно-техническим комплексом и персоналом;
- применение эргономичных, интуитивно понятных человекомашинных интерфейсов;

- хранение наиболее значимой информации и программного обеспечения в энергонезависимом запоминающем устройстве;
- обеспечение информационной безопасности.

10.4 Требования к электромагнитной совместимости

В части требований электромагнитной совместимости программно-технический комплекс АСУТП должен соответствовать ГОСТ 30804.4.2, ГОСТ 30804.4.3, ГОСТ 30804.4.4, ГОСТ 30804.4.11, ГОСТ Р 50648, ГОСТ Р 50649, ГОСТ Р 50932, ГОСТ Р 51317.4.5, ГОСТ Р 51317.4.6, ГОСТ Р 51317.4.14, ГОСТ Р 51317.4.15, ГОСТ Р 51317.4.16, ГОСТ Р 51317.4.17, ГОСТ Р 51317.4.28, ГОСТ Р 51317.6.5, ГОСТ IEC 61000-4-29, ГОСТ IEC 60255-5.

11 Требования к организации электропитания АСУТП подстанций

11.1 Организация электропитания устройств программно-технического комплекса АСУТП определена условиями электропитания собственных нужд подстанции.

11.2 Для устройств уровня присоединения (и уровня процесса) на подстанциях напряжением от 6 до 35 кВ допускается предусматривать один ввод электропитания от источника напряжения постоянного или переменного тока.

11.3 Для оборудования уровня станции на подстанциях напряжением от 6 до 35 кВ рекомендуется предусматривать один ввод электропитания от схемы, содержащей источник бесперебойного питания.

11.4 Для устройств уровня процесса и уровня присоединения на подстанциях напряжением от 110 до 750 кВ рекомендуется предусматривать два ввода электропитания от разных секций ЩПТ.

11.5 Для оборудования уровня станции на подстанциях напряжением от 110 до 750 кВ рекомендуется предусматривать систему гарантированного питания, обеспечивающую электропитание нагрузки от секций ЩПТ при пропадании напряжения на секциях ЩСН.

11.6 Серверное оборудование АСУТП подстанций напряжением от 110 до 750 кВ должно обеспечивать подключение двух источников напряжения переменного тока 220 В. Для АРМ допускается подключение одного источника напряжения переменного тока 220 В.

11.7 Электропитание устройств локальной вычислительной сети, обеспечивающих функционирование шины станции или шины процесса на подстанциях напряжением от 110 до 750 кВ, необходимо осуществлять от двух независимых источников.

12 Требования к условиям эксплуатации АСУТП подстанций

Требования к условиям эксплуатации АСУТП следует задавать с учетом положений ГОСТ Р 52931, а также требований субъектов электроэнергетики, владеющих подстанциями на праве собственности или ином законном основании, исходя из условий эксплуатации данных подстанций, решений, применяемых в части построения вторичных систем (АСУТП), и других влияющих факторов.

13 Критерии отнесения АСУТП подстанций к интеллектуальным системам управления

13.1 Используют информационную (цифровую) модель ПС, соответствующую ГОСТ Р МЭК 61850.

13.2 Протокол обмена информацией между устройствами, входящими в АСУТП, микропроцессорными устройствами РЗА и прочими автономными системами подстанции соответствует серии стандартов ГОСТ Р МЭК 61850 GOOSE, MMS (см. [3]).

13.3 Обеспечена самодиагностика с передачей сигналов оператору по выявленным отказам (предупредительная сигнализация).

13.4 Сбор данных и оперативный контроль (SCADA), включая измерения, сигналы состояния оборудования, аварийно-предупредительную сигнализацию, реализованы с использованием настраиваемых алгоритмов и посредством анализа качества исходных данных.

13.5 Дистанционное управление оборудованием или оборудованием и устройствами РЗА подстанции обеспечено на основе автоматизированных программ и/или бланков переключений из одного или нескольких удаленных центров управления с реализацией логических блокировок.

Приложение А
(обязательное)

Рекомендуемые объемы автоматизации подстанций

Таблица А.1 — Рекомендуемые объемы автоматизации подстанций

Вид автоматизации	Напряжение, кВ			
	6—20		35—750	
	Оборудование, система, обеспечивающие интеграцию в АСУТП			
	Да	Нет	Да	Нет
Контроль основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем				
1 Контроль основного оборудования напряжением 6—750 кВ				
1.1 Параметры присоединений однофазные (I, P, Q и др.)	треб.	сост.	доп. для РУ 6—35 кВ	
1.2 Параметры шин однофазные (U)	треб.	сост.		
1.3 Параметры присоединений трехфазные (I, P, Q и др.)	доп.	—	треб.	сост.
1.4 Параметры шин трехфазные (U)	доп.	—	треб.	сост.
1.5 Положение отделителей, короткозамыкателей	—	—	треб.	сост.
1.6 Положение выключателей	треб.	сост.	треб.	сост.
1.7 Положение разъединителей	треб.	сост.	треб.	сост.
1.8 Положение заземляющих разъединителей	треб.	сост.	треб.	сост.
1.9 Положение выкатных элементов КРУ напряжением 6—35 кВ	треб.	сост.	треб.	сост.
1.10 Температура обмотки трансформаторов	рек.	—	треб.	сост.
1.11 Положение ПБВ трансформаторов	рек.	—	—	—
1.12 Положение РПН трансформаторов	—	—	треб.	сост.
1.13 Режим работы АРНТ трансформаторов	—	—	треб.	сост.
1.14 Режим работы САУ СКРМ	—	—	треб.	сост.
1.15 Контроль технологического режима работы и эксплуатационного состояния оборудования	треб.	сост.	треб.	сост.
Контроль основного оборудования до 1000 В				
1.16 Параметры вводов (I, P, Q и др.)	треб.	сост.	—	—
1.17 Параметры секций (U)	треб.	сост.	—	—
1.18 Параметры фидеров (I, P, Q и др.)	рек.	—	—	—
1.19 Положение выключателей вводов	треб.	сост.	—	—
1.20 Положение секционных выключателей	треб.	сост.	—	—
1.21 Положение выключателей фидеров	рек.	—	—	—
1.22 Положение выкатных элементов вводов	треб.	сост.	—	—
1.23 Положение секционных выкатных элементов	треб.	сост.	—	—
1.24 Положение выкатных элементов фидеров	рек.	—	—	—

Продолжение таблицы А.1

Вид автоматизации	Напряжение, кВ			
	6—20		35—750	
	Оборудование, система, обеспечивающие интеграцию в АСУТП			
	Да	Нет	Да	Нет
2 Контроль оборудования системы электропитания СН				
2.1 Параметры вводов ЩСН однофазные (I, P, Q и др.)	—	—	треб.	сост.
2.2 Параметры секций ЩСН однофазные (U)	—	—	треб.	сост.
2.3 Режим работы АВР секций ЩСН	—	—	треб.	сост.
2.4 Положение выключателей вводов ЩСН	—	—	треб.	сост.
2.5 Положение секционных выключателей ЩСН	—	—	треб.	сост.
2.6 Положение выключателей фидеров ЩСН	—	—	рек.	—
2.7 Положение выкатных элементов вводов ЩСН	—	—	треб.	сост.
2.8 Положение секционных выкатных элементов ЩСН	—	—	треб.	сост.
2.9 Положение выкатных элементов фидеров ЩСН	—	—	рек.	—
2.10 Контроль технологического режима работы и эксплуатационного состояния оборудования	—	—	треб.	сост.
3 Контроль оборудования системы оперативного тока				
3.1 Ток АБ, ЗУ	—	—	треб.	сост.
3.2 Напряжение секций ЩПТ	—	—	треб.	сост.
3.3 Положение защитных аппаратов вводов ЩПТ	—	—	треб.	сост.
3.4 Положение секционных защитных аппаратов ЩПТ	—	—	треб.	сост.
3.5 Положение защитных аппаратов фидеров ЩПТ	—	—	рек.	—
3.6 Контроль технологического режима работы и эксплуатационного состояния оборудования	—	—	треб.	сост.
4 Контроль оборудования инженерных систем				
4.1 Текущее состояние схемы АУВПТ трансформаторов	—	—	рек.	—
4.2 Контроль общего срабатывания и неисправности	рек.	—	треб.	сост.
5 Контроль вторичных систем				
5.1 Текущее состояние функций устройств РЗА, параметры настройки (уставки) устройств РЗА	рек.	—	треб.	сост.
5.2 Контроль срабатывания и неисправности	треб.	сост.	треб.	сост.
Дистанционное управление оборудованием и вторичными системами				
6 Дистанционное управление основным оборудованием напряжением 6—750 кВ				
6.1 Управление отделителями, короткозамыкателями	—	—	—	—
6.2 Управление выключателями	треб.	сост.	треб.	сост.
6.3 Управление разъединителями	треб.	сост.	треб.	сост.
6.4 Управление заземляющими разъединителями	рек.	—	треб.	сост.

Окончание таблицы А.1

Вид автоматизации	Напряжение, кВ			
	6—20		35—750	
	Оборудование, система, обеспечивающие интеграцию в АСУТП			
	Да	Нет	Да	Нет
6.5 Управление выкатными элементами КРУ напряжением 6—35 кВ	треб.	сост.	треб.	сост.
6.6 Переключение режимов АРНТ трансформаторов	—	—	треб.	сост.
6.7 Управление РПН трансформаторов в ручном режиме	—	—	треб.	сост.
6.8 Переключение режимов САУ СКРМ	—	—	треб.	сост.
6.9 Управление параметрами СКРМ в ручном режиме	—	—	треб.	сост.
Дистанционное управление основным оборудованием напряжением не выше 1000 В				
6.10 Управление выключателями вводов	треб.	сост.	—	—
6.11 Управление секционными выключателями	треб.	сост.	—	—
6.12 Управление выключателями фидеров	треб.	сост.	—	—
6.13 Управление выкатными элементами вводов	треб.	сост.	—	—
6.14 Управление секционными выкатными элементами	треб.	сост.	—	—
6.15 Управление выкатными элементами фидеров	рек.	—	—	—
7 Дистанционное управление оборудованием системы электропитания СН				
7.1 Переключение режимов АВР секций ЩСН	—	—	треб.	сост.
7.2 Управление выключателями вводов ЩСН	—	—	треб.	сост.
7.3 Управление секционными выключателями ЩСН	—	—	треб.	сост.
7.4 Управление выключателями фидеров ЩСН	—	—	рек.	—
7.5 Управление выкатными элементами вводов ЩСН	—	—	треб.	сост.
7.6 Управление секционными выкатными элементами ЩСН	—	—	треб.	сост.
7.7 Управление выкатными элементами фидеров ЩСН	—	—	рек.	—
8 Дистанционное управление оборудованием системы оперативного тока				
8.1 Управление защитными аппаратами вводов ЩПТ	—	—	рек.	—
8.2 Управление секционными защитными аппаратами ЩПТ	—	—	рек.	—
8.3 Управление защитными аппаратами фидеров ЩПТ	—	—	рек.	—
9 Дистанционное управление оборудованием инженерных систем				
9.1 Пуск АУВПТ трансформаторов	—	—	рек.	—
10 Дистанционное управление функциями вторичных систем				
10.1 Управление функциями, задание уставок	рек.	—	треб.	сост.

Примечание — В таблице использованы следующие сокращения:
доп. — допускается в полном объеме;
рек. — рекомендуется в полном объеме;
сост. — объем определяется состоянием оборудования, системы;
треб. — требуется в полном объеме.

Приложение Б
(обязательное)

Рекомендуемый состав функций АСУТП подстанций

Таблица Б.1 — Рекомендуемый состав функций АСУТП подстанций

Описание функции	Рекомендации к выполнению средствами АСУТП
Технологические функции	
1 Сбор информации о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем	Требуется в соответствии решениями по объемам автоматизации
2 Технологическая сигнализация о недопустимых отклонениях параметров технологических процессов, нарушениях работы основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем	Требуется
3 Дистанционное управление: - основным и вспомогательным оборудованием, - функциями вторичных систем, - программная ОБР при управлении	Требуется в соответствии решениями по объемам автоматизации
4 Представление информации персоналу в режиме реального времени и в режиме архива	Требуется
5 Обмен информацией с ЦУС сетевых организаций, ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике	Требуется для всех направлений в соответствии с требованиями субъектов электроэнергетики
6 Сбор, хранение и передача данных регистрации аварийных событий и процессов	Требуется в соответствии с ГОСТ Р 58601
7 Мониторинг функционирования устройств РЗА	Требуется в случае планирования перехода на техническое обслуживание устройств РЗА по состоянию. В иных случаях определяется требованиями субъектов электроэнергетики
8 Мониторинг и диагностика основного и вспомогательного оборудования	Определяется требованиями субъектов электроэнергетики
9 Контроль показателей качества электроэнергии	
10 Учет электроэнергии	
11 Расчет балансов активной и реактивной мощности	Определяется требованиями субъектов электроэнергетики
12 Контроль климатических условий	
Системные функции	
13 Организация информационного обмена между устройствами программно-технического комплекса АСУТП, с интегрированными вторичными системами подстанции и системами ЦУС сетевых организаций, ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике	Требуется
14 Синхронизация устройств программно-технического комплекса АСУТП и интегрированных вторичных систем подстанции по сигналам точного времени	Требуется
15 Архивирование и хранение информации в заданных форматах и за заданные интервалы времени	Требуется

Окончание таблицы Б.1

Описание функции	Рекомендации к выполнению средствами АСУТП
16 Самодиагностика устройств программно-технического комплекса АСУТП и системы в целом, а также самодиагностика интегрированных устройств вторичных систем подстанции	Требуется
17 Обеспечение информационной безопасности системы, включая защиту от несанкционированного доступа, антивирусный мониторинг и пр.	Требуется
18 Конфигурирование устройств программно-технического комплекса АСУТП и системы в целом	Требуется

Приложение В
(обязательное)

Рекомендации к составу программно-технического комплекса АСУТП подстанций

Таблица В.1 — Рекомендации к составу программно-технического комплекса АСУТП подстанций

Функция АСУТП	Напряжение, кВ		
	6—20	35—110	220—750
Уровень процесса			
1 Аналоговые и дискретные сигналы подключаются к устройствам уровня присоединения	рек.	доп.	доп.
2 Аналоговые сигналы подключаются к устройствам уровня присоединения. Дискретные сигналы подключаются к ПДС	—	рек.	рек.
3 Аналоговые сигналы подключаются к ПАС, ПАДС и/или передаются из ТТ, ТН в цифровом виде. Дискретные сигналы подключаются к ПДС, ПАДС	—	доп.	доп.
Уровень присоединения			
4 Аналоговые сигналы подключаются к ИП. Дискретные сигналы подключаются к ИЭУ, УСО. Цифровой обмен с уровнем станции	рек.	доп.	доп.
5 Аналоговые сигналы подключаются к ИП. Дискретные сигналы подключаются к ИЭУ, УСО. Цифровой обмен с ИЭУ вторичных систем. Цифровой обмен с уровнем станции	рек.	рек.	доп.
6 Аналоговые сигналы подключаются к ИП. Цифровой обмен с ПДС уровня процесса. Цифровой обмен с ИЭУ вторичных систем. Цифровой обмен с уровнем станции	—	рек.	рек.
7 Цифровой обмен с ТТ, ТН, ПАС, ПАДС, ПДС уровня процесса. Цифровой обмен с ИЭУ вторичных систем. Цифровой обмен с уровнем станции	—	доп.	доп.
Уровень станции			
8 Нерезервированный коммуникационный сервер	рек.	доп.	—
9 Резервированный коммуникационный сервер	доп.	рек.	рек.
10 Нерезервированный сервер SCADA-системы, баз данных	—	доп.*	—
11 Резервированный сервер SCADA-системы, баз данных	—	рек.*	рек.*
12 Нерезервированный сервер точного времени	рек.	доп.	—
13 Резервированный сервер точного времени	—	рек.	рек.
14 АРМ, принтеры	Для подстанций с постоянным дежурством оперативного персонала		

Окончание таблицы В.1

Функция АСУТП	Напряжение, кВ		
	6—20	35—110	220—750
Локальная вычислительная сеть			
15 Шина станции (резервированное кольцо)	рек.	рек.	—
16 Шина станции (дублированные кольца)	—	доп.	рек.
17 Шина процесса	—	При необходимости	
18 Шлюзы, преобразователи интерфейсов	При необходимости		

Примечание — В таблице использованы следующие сокращения:

рек. — рекомендуется; доп. — допускается.

* Для подстанций с постоянным дежурством оперативного персонала.

Библиография

[1] РМГ 29—2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения

[2] МЭК 61850-9-2:2011 Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ИСО/МЭК 8802-3 [Communication networks and systems for power utility automation — Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) — Sampled values over ISO/IEC 8802-3]

[3] 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 (ИСО 9506-1 и ИСО 9506-2) и по ИСО/МЭК 8802-3 [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]

[4] RFC 959 Протокол передачи файлов [File transfer protocol (FTP), The Internet Engineering Task Force]

[5] МЭК 60870-6-503:2014 Аппаратура и системы телеуправления. Часть 6-503. Протоколы телеуправления, совместимые со стандартами ISO и рекомендациями ITU-T. Сервис и протокол TASE.2 (Telecontrol equipment and systems — Part 6-503: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations — TASE.2 Services and protocol)

[6] Правила технологического функционирования электроэнергетических систем (утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937)

[7] IEEE 802.3 Информационная технология. Телекоммуникации и обмен информацией между системами. Локальные и городские сети. Специальные требования. Часть 3. Стандарт для Ethernet (Information technology — Telecommunications and information exchange between systems — Local and metropolitan area networks — Specific requirements — Part 3: Standard for Ethernet)

[8] RFC 5905 Протокол сетевого времени. Версия 4: Описание протокола и алгоритмов (Network Time Protocol Version 4: Protocol and Algorithms Specification, The Internet Engineering Task Force)

[9] МЭК 61850-9-3:2016 Сети и системы связи для автоматизации энергетических систем общего пользования. Часть 9-3. Профиль протокола точного времени для автоматизации энергетических систем общего пользования (Communication networks and systems for power utility automation — Part 9-3: Precision time protocol profile for power utility automation)

[10] МЭК 61588:2009/ IEEE Std 1588-2008 Протокол точной тактовой синхронизации для сетевых систем измерения и управления (Precision clock synchronization protocol for networked measurement and control systems)

[11] МЭК 61499-1:2012 Блоки функциональные для систем измерения и управления в производственных процессах. Часть 1. Архитектура (Function blocks — Part 1: Architecture)

[12] IEEE 802.1D:2004 Стандарт для локальных и городских сетей: мосты управления доступом к средствам массовой информации (MAC) [Standard for Local and metropolitan area networks: Media Access Control (MAC) Bridges]

[13] МЭК 62439-2:2016 Промышленные сети связи. Сети с высокой готовностью к автоматической обработке. Часть 2. Протокол резервирования среды передачи (MRP) [Industrial communication networks — High availability automation networks — Part 2: Media Redundancy Protocol (MRP)]

[14] 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) [Industrial communication networks — High availability automation networks — Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR)]

[15] IEEE 802.1Q:2014 Информационная технология. Телекоммуникации и обмен информацией между системами. Локальные и городские сети. Специальные требования. Часть 1Q. Мосты и мостовые сети (Information technology — Telecommunications and information exchange between systems — Local and metropolitan area networks — Specific requirements — Part 1Q: Bridges and bridged networks)

УДК 621.311:006:354 ОКС 29.240

Ключевые слова: электрическая подстанция, автоматизированная система управления технологическими процессами, основное оборудование, вспомогательное оборудование, вторичная система

Редактор *Л.С. Зимилова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *С.В. Смирнова*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Сдано в набор 30.12.2022. Подписано в печать 25.01.2023. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 4,65. Уч.-изд. л. 4,19.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru