Приложение
к приказу ПАО «РусГидро»
от 02.11.2024 № 753

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ ГИДРОГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ-РУСГИДРО»
(ПАО «РУСГИДРО»)

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ТИПОВЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ 6-35 КВ. КОНЦЕПЦИЯ АВТОМАТИЗАЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ. МЕТОДОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ

СТО РусГидро 01.01.149-2024

Издание официальное

Москва – 2024

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29.06.2016 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации», а правила применения Стандарта – ГОСТ Р.1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о Стандарте

1 РАЗРАБОТАН	Публичным акционерным Обществом «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро»
2 ВНЕСЕН	Департаментом организации производственной деятельности объектов энергетики ДФО, Департаментом технического регулирования, по рекомендации Комиссии по техническому регулированию (протокол от 04.10.2024 № 52)
3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	приказом ПАО «РусГидро» от 02.1.2024 № 753
4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ	

Настоящий Стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «РусГидро»

Содержание

1 Область применения**8**
2 Нормативные ссылки**10**
3 Термины и определения**12**
4 Сокращения**13**
5 Целевая модель**17**
5.1 Уровень автоматизации17
6 Архитектура построения системы**19**
7 Порядок реализации**21**
7.1 Плановый подход21
7.2 Расчетно-аналитический подход21
7.3 Критерии определения целевого уровня автоматизации22
7.4 Критерии достижения уровней автоматизации23
7.5 Критерии перехода на следующий уровень автоматизации24
7.5.1 Признаки перехода на Стандартный уровень автоматизации:24
7.5.2 Признаки перехода на Высокий уровень автоматизации:25
7.5.3 Признаки перехода на Интеллектуальный уровень автоматизации:26
8 Оценка эффективности автоматизации**27**
8.1 Единовременная оценка эффективности автоматизации27
8.2 Оценка эффективности автоматизации на длительном периоде28
9 Системы и компоненты**29**
9.1 Расчетно-аналитические функции29
Приложение А (обязательное) Функциональная схема целевой архитектуры автоматизации**31**
Приложение Б (обязательное) Критерии определения целевого уровня**33**
Приложение В (обязательное) Состав функций и сетевых интерфейсов уровней автоматизации**36**
Приложение Г (обязательное) Типовые решения по первичным системам и компонентам**40**
Г.1 Трансформаторные подстанции и распределительные пункты40
Г.1.1 Комплектные трансформаторные подстанции41
Г.1.2 Мачтовые (столбовые) трансформаторные подстанции44
Г.2 Секционирующие пункты и коммутационные аппараты ВЛ и КЛ45
Г.2.1 Реклоузер, пункт секционирования45
Г.2.2 Переходный пункт54
Г.2.3 Выключатель нагрузки55
Г.2.4 Управляемый разъединитель59
Г.3 Линии электропередачи62

Г.3.1 Воздушные линии электропередачи 6-35 кВ62
Г.3.2 Кабельные линии электропередачи 6-35 кВ68
Г.3.3 Системы мониторинга технологического состояния оборудования71
Г.3.4 Система индикации коротких замыканий74
Г.4 Система электроснабжения собственных нужд79
Г.4.1 Собственные нужды. Общие технические решения79
Г.4.2 Электроснабжение собственных нужд центров питания 35-110 кВ82
Г.4.3 Электроснабжение собственных нужд РП 6-35 кВ и ТП 6-35/0,4 кВ82
Г.4.4 Электроснабжение собственных нужд секционирующих пунктов (реклоузеров)84
Г.5 Система оперативного тока85
Г.5.1 Назначение85
Г.5.2 Область применения85
Г.5.3 Система оперативного тока центров питания 35-110 кВ85
Г.5.4 Система оперативного тока РП 6-35 кВ и ТП 6-35/0,4 кВ85
Г.5.5 Система оперативного тока секционирующих пунктов (реклоузеров)88
Г.6 Системы накопления электроэнергии88
Г.6.1 Назначение88
Г.6.2 Область применения88
Г.6.3 Типовые решения по составу основных компонентов89
Г.6.4 Типовые решения по составу основных параметров89
Г.6.5 Перечень функций СНЭЭ90
Г.6.6 Типовые решения по организации связи90
Г.6.7 Типовые решения по мониторингу90
Г.6.8 Требования к условиям эксплуатации91
Г.6.9 Требования к надежности91
Приложение Д (обязательное) Типовые решения по вторичным системам, комплексам, компонентам и устройствам92
Д.1 Релейная защита и сетевая автоматика92
Д.1.1 Состав функций РЗ и СА для РЭС92
Д.1.2 Типовые решения по метрологическому обеспечению101
Д.1.3 Типовые решения по МП устройствам РЗ и СА102
Д.1.4 Типовые решения по электропитанию оперативным током102
Д.1.5 Решения по утилизации103
Д.2 Система сбора и передачи информации104
Д.2.1 Назначение104
Д.2.2 Область применения104
Д.2.3 Перечень функций ССПИ104

Д.2.4 Типовые решения по сбору информации и выдаче команд управления105
Д.2.5 Типовые решения по обмену данными телемеханики между объектами РЭС и ДЦ106
Д.2.6 Типовые решения по составу ССПИ106
Д.2.7 Требования к быстродействию112
Д.2.8 Типовые решения по мониторингу компонентов ССПИ112
Д.2.9 Типовые решения по архитектуре системы ССПИ112
Д.2.10 Типовые решения по информационной безопасности113
Д.2.11 Типовые решения по обеспечению единого времени113
Д.2.12 Требования к электромагнитной совместимости113
Д.3 Автоматизированная система управления технологическим процессом115
Д.3.1 Назначение115
Д.3.2 Область применения115
Д.4 Система оперативно-технологического и оперативно-диспетчерского управления115
Д.4.1 Назначение115
Д.4.2 Область применения115
Д.4.3 Перечень функций115
Д.4.4 Типовые решения по сбору технологической информации116
Д.4.5 Типовые решения по обработке технологической информации117
Д.4.6 Типовые решения по обработке событий117
Д.4.7 Типовые решения по отображению технологической информации117
Д.4.8 Типовые решения по оперативному управлению оборудованием118
Д.4.9 Типовые решения по управлению переключением118
Д.4.10 Типовые решения по выполнению расчетно-аналитических задач119
Д.4.11 Типовые решения для функции анализа и управления ликвидацией аварийных отключений в РЭС122
Д.4.12 Типовые решения по мониторингу состояния РЭС122
Д.4.13 Типовые решения по архивированию123
Д.4.14 Типовые решения по ведению электронных журналов123
Д.4.15 Типовые решения по формированию отчетов125
Д.4.16 Типовые решения по единой информационной модели125
Д.4.17 Типовые решения по составу АСДТУ125
Д.4.18 Типовые решения по архитектуре АСДТУ131
Д.4.19 Типовые решения по составу информации135
Д.4.20 Типовые решения по коллективному отображению информации135

Д.4.21 Типовые решения по самодиагностике135
Д.4.22 Типовые решения по аутентификации объектов РЭС135
Д.4.23 Типовые решения по обучению персонала136
Д.4.24 Типовые решения по администрированию136
Д.4.25 Требования к быстродействию137
Д.4.26 Типовые решения по информационной безопасности137
Д.4.27 Требования к электромагнитной совместимости137
Д.5 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии137
Д.5.1 Назначение137
Д.5.2 Область применения138
Д.5.3 Перечень функций АИИС КУЭ138
Д.5.4 Типовые решения по составу АИИС КУЭ138
Д.5.5 Типовые решения по архитектуре АИИС КУЭ147
Д.5.6 Типовые решения по организации АИИС КУЭ148
Д.5.7 Типовое решение по информационному обеспечению148
Д.5.8 Типовые решения по реализации функций ССПИ посредством АИИС КУЭ148
Д.5.9 Типовые решения по реализации функций интеллектуального управления149
Д.5.10 Требования к быстродействию149
Д.5.11 Типовые решения по мониторингу компонентов150
Д.5.12 Требования к надежности150
Д.5.13 Типовые решения по информационной безопасности150
Д.5.14 Типовые решения по обеспечению единого времени150
Д.6 Автоматизированная информационно-измерительная система технического учета электроэнергии150
Д.6.1 Назначение150
Д.6.2 Область применения150
Д.7 Система обеспечения единого времени151
Д.7.1 Назначение151
Д.7.2 Область применения151
Д.7.3 Типовые решения по составу СОЕВ151
Д.7.4 Типовые решения по организации152
Д.7.5 Требования к надежности152
Д.7.6 Требования к точности152
Д.7.7 Типовые решения по информационной безопасности152
Д.7.8 Требования к электромагнитной совместимости152
Д.8 Инженерные системы152

Д.8.1 Типовые решения по отоплению, вентиляции и кондиционированию ТП, РП, РТП152
Д.9 Система обеспечения связи155
Д.9.1 Назначение155
Д.9.2 Организация связи155
Д.9.3 Волоконно-оптические линии связи155
Д.9.4 Высокочастотные каналы связи158
Д.9.5 Сотовая связь158
Д.9.6 Радиосвязь159
Д.10 Информационная безопасность160
Приложение Е (рекомендуемое) Рекомендуемый объем сигналов**164**
Е.1 Общие данные164
Е.2 Телеинформация, передаваемая с РП (РТП, СП, ГП) 6-35 кВ, оснащенных микропроцессорными устройствами РЗ и СА166
Е.3 Телеинформация, передаваемая с ТП 6-35 кВ173
Е.4 Телеинформация, передаваемая с ВЛ 6-35 кВ176
Е.5 Телеинформация, передаваемая с СНЭЭ177
Приложение Ж (рекомендуемое) Типовые решения по графическому отображению информации на средствах индивидуального и коллективного пользования диспетчерского центра**180**
Ж.1 Основные принципы отображения информации180
Ж.2 Типовые решения по системе графического отображения информации на средствах индивидуального и коллективного пользования182
Ж.3 Отображение объектов и их текущего состояния183
Ж.4 Сигнализация об отклонении параметров электрических режимов от номинальных значений186
Приложение И (рекомендуемое) Рекомендуемый объем данных АИИС КУЭ**191**
И.1 Категории приборов учета электрической энергии191
И.2 Рекомендуемый объем данных для приборов учета категорий A, B, C191
И.3 Рекомендуемый объем данных для приборов учета категории D196
И.4 Рекомендуемый объем сигнализации приборов учета199
Приложение К (справочное) Описание технологического решения для интеллектуального РЭС на базе программно-аппаратного комплекса «Цифровой Двойник Энергосистемы»**201**

Введение

Стандарт организации «Типовые проектные решения интеллектуальной системы оперативно-технологического управления электрическими сетями 6-35 кВ. Концепция автоматизации распределительных электрических сетей. Методология применения» (далее – Стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона от 29.06.2016 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации».

Стандарт является локальным нормативным актом (документом) ПАО «РусГидро» и устанавливает концепцию автоматизации распределительных электрических сетей.

Стандарт вводится в апробацию в ПАО «Сахалинэнерго», АО «ДРСК», ПАО «Якутскэнерго» сроком до 01.10.2025.

ТИПОВЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ 6-35 КВ. КОНЦЕПЦИЯ АВТОМАТИЗАЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ. МЕТОДОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ

Дата введения – хх.хх.2024

1 Область применения

1.1 Стандарт организации «Типовые проектные решения интеллектуальной системы оперативно-технологического управления электрическими сетями 6-35 кВ. Концепция автоматизации распределительных электрических сетей. Методология применения» (далее – Стандарт) устанавливает концепцию автоматизации распределительных электрических сетей.

1.2 Требования Стандарта распространяются на первичные и вторичные системы, компоненты, комплексы и устройства распределительных электрических сетей 6 – 35 кВ, включая оборудование 0,4 кВ, а также системы мониторинга и индикации (ОМП, УМЛ и т.д.).

Требования Стандарта не распространяются на первичные и вторичные системы, компоненты, комплексы и устройства объектов системообразующих электрических сетей, а также Центров управления сетями.

1.3 Стандарт предназначен для обязательного применения в ПАО «РусГидро».

Подконтрольные организации ПАО «РусГидро» применяют требования Стандарта после присоединения к Стандарту и утверждения его в качестве локального нормативного акта (документа), обязательного для исполнения.

1.4 Требования Стандарта обязательны для выполнения сторонними организациями и физическими лицами, выполняющими работы (оказывающими услуги) в области его применения по договорам с ПАО «РусГидро» и (или) с его подконтрольными организациями, если такое обязательство закреплено в заключаемых с ними договорах.

1.5 Обязательность применения требований Стандарта ограничена их деятельностью на объектах, расположенных в Российской Федерации, владельцами или инвесторами (застройщиками) которых являются ПАО «РусГидро» и (или) его подконтрольные организации.

1.6 Применение требований Стандарта для целей зарубежной экономической деятельности определяется соответствующим международным соглашением.

1.7 При расхождении требований Стандарта с требованиями локальных нормативных актов и иных документов ПАО «РусГидро» и (или) подконтрольных организаций, присоединившихся к Стандарту, изданных до его утверждения, следует руководствоваться требованиями Стандарта.

1.8 При введении в действие (внесении изменений) в нормативные правовые и (или) нормативные технические акты, а также при внесении организацией-изготовителем оборудования изменений в конструкторскую документацию, требования которых отличаются от приведенных в Стандарте, следует руководствоваться требованиями вновь введенных (измененных) документов до внесения в Стандарт соответствующих изменений.

2 Нормативные ссылки

В Стандарте использованы ссылки на следующие нормативные документы:

Федеральный закон от 29.06.2016 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации»

Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике»

Постановление Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»

Постановление Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)»

Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 7

Приказ ФСТЭК России от 14.03.2014 № 31 «Об утверждении требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды» (для АСУ 1 класса защищенности)

ГОСТ 17717-79. Выключатели нагрузки переменного тока на напряжение от 3 до 10 кВ. Общие технические условия

ГОСТ 31946-2012 Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи

ГОСТ 34834-2022 Кабели силовые с экструдированной изоляцией на номинальное напряжение от 6 до 35 кВ включительно. Общие технические условия

ГОСТ 10434-82 Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования

ГОСТ Р 70450-2022 «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 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения»

ГОСТ Р 51624-2000 «Защита информации. Автоматизированные системы в защищенном исполнении. Общие требования»

ГОСТ Р 56938-2016 «Защита информации при использовании технологии виртуализации»

ГОСТ Р 58651.7—2023 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели неоперативной технологической информации

ГОСТ Р 58651.8—2023 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели оперативной технологической информации

ГОСТ Р 70399-2022 Устройства защиты птиц на объектах электроэнергетики. Общие технические условия

СО 153-34.48.519-2002 Правила проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 0,4-35 кВ

Техническая политика Группы РусГидро, утвержденная решением Совета директоров Общества (протокол от 09.04.2020 № 307 в ред. протокола от 07.02.2024 № 368)

87-07-2015-РЗА.ТПР1.1 Типовые проектные решения при создании (модернизации) РЗА присоединений главных схем всех классов напряжения ГЭС. Типовые проектные решения ПАО «РусГидро». Раздел 1. Пояснительная записка. Часть 1. Технические требования к шкафам и микропроцессорным устройствам защиты и автоматики

СТО РусГидро 07.01.134-2019 Типовые технические требования к проектированию и оснащению зданий (помещений), предназначенных для размещения диспетчерских служб

Примечание - при пользовании Стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет, или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году, СТО ПАО «РусГидро» – по официальному регулярно обновляемому перечню применяемых нормативных документов. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании Стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В Стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1. **критерий определения целевого уровня автоматизации**: Признак или совокупность признаков распределительной электрической сети, ее компонентов и систем, соответствующих определенному уровню автоматизации.

3.2. **Совокупная эффективность инвестиций и эксплуатации (англ. Total Capex and Opex Efficiency, TCOE)**: Суммарная оценка эффективности капитальных затрат и эффективности изменения эксплуатационных затрат за выбранный период времени.

3.3. **Уровень автоматизации РЭС**: Состояние автоматизации распределительной электрической сети, включающее определенный набор средств автоматизации (систем и компонентов), выполняющих определенный набор функций защиты, автоматики и управления.

4 Сокращения

ARIE – Average Reconstruction Investment Efficiency;

CAIDI – Customer Average Interruption Duration Index;

CAIFI – Customer Average Interruption Frequency Index;

CIM – Common Information Model;

DMS – Distribution Management System;

EMS – Energy Management System;

GOOSE – Generic Object-Oriented Substation Event;

GSM – Global System for Mobile Communications;

HSR – High-availability Seamless Redundancy;

ICCP – Inter-Control Center Communications Protocol;

LoRa WAN – Long Range Wide Area Network;

MMS – Manufacturing Message Specification;

NB-IoT – NarrowBand Internet of Things;

NTP – Network Time Protocol;

OMS – Outage Management System;

PLC – Power Line Communication;

PTP – Precision Time Protocol;

RCOE – Relative Cost of Ownership Efficiency;

RDCO – Relative Decline Cost of Ownership;

RNRE – Relative Network Reconstruction Efficiency;

RRIE – Relative Reconstruction Investment Efficiency;

SAIDI – System Average Interruption Duration Index;

SAIFI – System Average Interruption Frequency Index;

SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition;

SNTP – Simple Network Time Protocol;

TCOE – Total Capex and Opex Efficiency;

АВР – автоматический ввод резерва;

АВЭ – автоматика восстановления электроснабжения;

АИИС - КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;

АИИС - ТУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система технического учета электроэнергии;

АИП – автоматика отключения (изоляции) поврежденного сегмента;

АКБ – аккумуляторная батарея;

АЛП – автоматика определения (локализации) повреждённого участка;

АОП – автоматика определения наличия устойчивого повреждения;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АПС – автоматический пункт секционирования;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

АСДТУ – автоматизированная система диспетчерского и технологического управления;

АСМД – автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования;

АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

АЧР – автоматическая частотная разгрузка;

БСК – батареи статических конденсаторов;

ВИЭ – возобновляемые источники энергии;

ВН – высокое напряжение;

ВЛ – воздушная линия электропередачи;

ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи;

ВЧ – высокочастотный;

ГЛОНАСС – глобальная навигационная спутниковая система;

ДЦ – диспетчерский центр;

ЗОЗЗ – защита от однофазных замыканий на землю;

ЗПУ – зарядно-подзарядное устройства;

ИБ – информационная безопасность;

ИБП – источник бесперебойного питания;

ИВК – информационно-вычислительный комплекс;

ИИК – измерительно-информационный комплекс;

ИКЗ – индикатор короткого замыкания;

ИТ – информационные технологии;

ИТС – индекс технического состояния;

КА – коммутационный аппарат;

КВЛ – кабельно-воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

ЛВС – локальная вычислительная сеть;

ЛЭП – линия электропередачи;

МП – микропроцессорное;

МЭК – международная электротехническая комиссия;

МТЗ – максимальная токовая защита;

МТП – мачтовая трансформаторная подстанция;

НН – низкое напряжение;

НТД – нормативно-техническая документация;

ОВБ – оперативно-выездная бригада;
ОЗЗ –однофазные замыкания на землю;
ОИК – оперативно-информационный комплекс;
ОК – оптический кабель;
ОМП – определение места повреждения;
ОПН – ограничитель перенапряжения;
ПО – программное обеспечение;
ПП – переходной пункт;
ПС – подстанция;
ПТК – программно-технический комплекс;
РАС – регистратор аварийных событий;
РВ – разрядники вентильные;
РДИ – разрядники длинно-искровые;
РЗ – релейная защита;
РП – распределительный пункт;
РПН – регулирование напряжения трансформатора под нагрузкой;
РТ – разрядники трубчатые
РТП – распределительная трансформаторная подстанция;
РУ – распределительное устройство;
РЭС – район электрических сетей;
СА – сетевая автоматика;
САВС – система автоматического восстановления электроснабжения;
СН – среднее напряжение;
СНЭЭ – система накопления электрической энергии;
СКРМ – система компенсации реактивной мощности;
СКУД – система контроля и управления доступом;
СОЕВ – система обеспечения единого времени;
СОИБ – система обеспечения информационной безопасности;
СОПТ – система оперативного постоянного тока;
СОТ – система охранного телевидения;
ССПИ – система сбора и передачи информации;
СТК – статический тиристорный компенсатор;
СТП – столбовая трансформаторная подстанция;
ТИ – телеинформация;
ТМ – телемеханика;
ТН – трансформатор напряжения;
ТО – токовая отсечка;
ТОиР – техническое обслуживание и ремонт;
ТП – трансформаторная подстанция;

ТС – телесигнализация;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ТТ – трансформатор тока;
ТУ – телеуправление;
УГО – условное графическое обозначение
УМЛ – устройство мониторинга параметров линии электропередачи;
УТКЗ – указатель прохождения тока короткого замыкания;
ЦУС – центр управления сетями;
ЧМИ – человеко-машинный интерфейс;
ШАП – шкаф автоматического переключения;
ШПСН – шкаф питания собственных нужд;
ШР – шунтирующий реактор;
ШСН – шкаф собственных нужд;
ШУОТ – шкаф управления оперативным током;
ЭЭ – электрическая энергия.

5 Целевая модель

Стандарт описывает подход к проведению автоматизации распределительных электрических сетей 6 – 35 кВ, включая оборудование 0,4 кВ, в основе которого лежит создание и ведение расчетной модели электрической сети, учитывающей ее специфику, режимы работы, конфигурацию и характер сети (сельские, городские, смешанные), наличие протяжённых линий электропередачи, а также плотность и категорию потребителей.

На основании расчетов для конкретного района распределительной электрической сети определяется целевой уровень средств и инструментов автоматизированного и надежного управления режимом электроснабжения потребителей: 0 – Базовый, I – Стандартный, II – Высокий, III – Интеллектуальный.

Разделение на уровни автоматизации направлено на поэтапное внедрение средств автоматизации с целью оптимизации получаемых эффектов относительно капитальных затрат. Автоматизация распределительных сетей может осуществляться по плановому или расчетно-аналитическому подходам.

Каждый уровень автоматизации содержит признаки определения целевого уровня автоматизации (для текущих и строящихся распределительных сетей), оценку эффективности автоматизации.

5.1 Уровень автоматизации

Уровни автоматизации разделены в соответствии с набором функций и задач, приведенных в таблице Таблица 1.

Базовый (0) уровень автоматизации предусматривает реализацию срочных противоаварийных мероприятия по выборочной установке коммутационных аппаратов (реклоузеров, интеллектуальных разъединителей и пр.) на основании решений протоколов расследования аварий.

Стандартный (1) уровень автоматизации предполагает внедрение расчетно-аналитической системы для анализа режимов работы электрической сети, контроля показателей надежности электроснабжения потребителей и обоснованного принятия решений по установке специальных средств автоматического восстановления сети.

Высокий (2) уровень автоматизации расширяет внедрение средств автоматизации и управления распределительной электрической сетью, позволяя оптимизировать ее режимы работы и повышая надежность электроснабжения потребителей при одновременном сокращении потерь электроэнергии.

Интеллектуальный (3) уровень автоматизации предполагает внедрение алгоритмов адаптивного управления электрической сетью с учетом увеличения

доли присутствия в ней возобновляемых источников энергии, зарядных станций и т.д.

Таблица 1. Функции и задачи уровней автоматизации

Функции Уровень	0 Базовый	I Стандартный	II Высокий	III Интеллектуальный
Управление системными услугами Оптимальное планирование развития сети Интеллектуальное управление СА Бизнес-аналитика данных Адаптивное управление РЗ и СА				+
Оптимальное управление режимами Автоматическое прогнозирование ИТС Автоматическое прогнозирование режимов Технологическое видеонаблюдение			+	+
Прогнозирование ИТС Дистанционное автоматизированное управление Прогнозирование режимов Автоматизированное планирование ТОиР Сбор и анализ данных ТМ Единая CIM		+	+	+
Учет и контроль ЭЭ Диспетчерское и технологическое управление Моделирование режимов сети Аналитика данных Учет оборудования (единая CIM, при наличии)	+	+	+	+

6 Архитектура построения системы

Основными компонентами целевой архитектуры высокоавтоматизированного РЭС (см. приложение А) являются:

− единая технологическая платформа. Реализуется на серверном оборудовании;

− сервисная шина данных. Реализуется на оборудовании локальной вычислительной сети;

− клиентские службы. Реализуются на АРМ, контроллерах ТМ и пр.

Указанные компоненты должны быть внедрены и настроены на Базовом уровне автоматизации, а их принципы взаимодействия и назначение должны оставаться неизменными при повышении уровня автоматизации и расширении.

Выполнение функциональных Задач и Приложений, приведенных для каждого уровня автоматизации РЭС в разделе 9, должно быть обеспечено необходимым составом систем автоматизации на всех технологических объектах РЭС (ПС, ТП, РТП, ЛЭП, диспетчерские центры и пр.).

В состав информационно-технологических систем в соответствии с перечнем функциональных Задач и Приложений каждого уровня автоматизации по типам технологических объектов управления распределительной электрической сети должны входить следующие.

Для питающих центров:

− АИИС КУЭ;

− АИИС ТУЭ;

− АСУТП;

− ССПИ/система ТМ;

− устройства РЗ и СА;

− инженерные системы;

− система связи;

− система видеонаблюдения.

Для ТП/КТП/СТП/РП/РТП 10(6) кВ:

− АИИС КУЭ;

− ССПИ/система ТМ;

− устройства РЗ и СА (АВР, АПВ);

− система видеонаблюдения.

Для управляемых коммутационных аппаратов РЭС:

− ССПИ/система ТМ;

− устройства РЗ и СА (АВР, АПВ и пр.).

Для устройств и объектов локальной генерации электроэнергии:

− АИИС КУЭ;

− ССПИ/система ТМ;

− устройства РЗ и СА (АВР, АПВ);

− система видеонаблюдения.

Для линий электропередачи:

− система мониторинга и индикации (ОМП, УМЛ, ИКЗ и пр.).

При внедрении локальных систем автоматизации на технологических объектах и элементах РЭС необходимо преимущественно совмещать технологические функции разных информационно-технологических систем в рамках устройств одного типа, при условии, что такое совмещение не должно снижать надежности выполнения основных технологических функций.

Поэтапный процесс повышения уровня автоматизации РЭС допускает частичное внедрение соответствующих оборудования и средств, в том числе, с использованием существующих программно-технических средств и оборудования, внедренных на более ранних этапах/уровнях автоматизации. В таком случае мероприятия по встраиванию и интеграции средств автоматизации при их наличии должны осуществляться в соответствии с целевой архитектурой. К таким мероприятиям, например, могут относиться:

− повышение наблюдаемости режимов работы распределительной электрической сети за счет вывода на диспетчерский пункт или в центр управления сетями информации о состоянии устройств ОМП, УМЛ или ИКЗ;

− повышение управляемости режимами работы распределительной электрической сети за счет вывода на диспетчерский пункт или в центр управления сетями информации о состоянии устройств АВР и АПВ и управление их состоянием (ввод/вывод) и т.д.

7 Порядок реализации

Поэтапная автоматизации РЭС возможна двумя различными подходами, основанными на разных алгоритмах принятия решения: плановый и расчетно-аналитический.

7.1 Плановый подход

Плановый подход заключается в равномерном расходовании инвестиционных средств, заложенных в программе долгосрочной модернизации при их равномерном распределении между РЭС. В результате применения планового подхода количество РЭС, для которых повышается уровень автоматизации, увеличивается обратно пропорционально плану расходования инвестиционных средств, а количество РЭС, требующих повышения уровня автоматизации, сокращается прямо пропорционально плану расходования инвестиционных средств.

Алгоритм принятия решений при применении планового подхода:

0) оценка текущего уровня автоматизации для всех РЭС;

1) определение требуемого уровня автоматизации РЭС, исходя из:

− протяженности ЛЭП;

− количества ТП и точек поставки ЭЭ;

− передаваемой мощности;

− топологического резервирования ЛЭП;

− перспективы развития РЭС;

− структуры потребителей ЭЭ;

2) формирование программы модернизации РЭС на долгосрочную перспективу (6 лет) с достижением требуемого уровня автоматизации;

3) определение состава средств автоматизации на стадии проектирования и подтверждение необходимости автоматизации расчетами с оценкой показателей $П_{SAIDI}$, $П_{SAIFI}$, потерь ЭЭ, операционных затрат с разделением по статьям расходов;

4) корректировка пунктов 1-2 по итогам п.3, при необходимости.

7.2 Расчетно-аналитический подход

Расчетно-аналитический подход заключается в реализации базового уровня автоматизации для всех РЭС с последующим определением необходимости дальнейшего повышения уровня автоматизации для каждого РЭС в отдельности на основе результатов расчетов режимов и анализа функционирования РЭС за период не менее 1 года. В результате применения расчетно-аналитического подхода инвестиционные средства расходуются пропорционально количеству РЭС, для которых требуется повышение уровня

автоматизации, и неравномерно в зависимости от требуемого уровня повышения автоматизации РЭС.

Алгоритм принятия решений при применении расчетно-аналитического подхода:

0) определение текущего уровня автоматизации РЭС;

1) разработка программы перевода РЭС на следующий уровень (3 мес.);

2) проектирование и реализация модернизации РЭС с переводом на следующий уровень автоматизации (3 мес.);

3) эксплуатация РЭС на текущем уровне автоматизации с длительностью, достаточной для накопления данных (1 год);

4) выполнение расчетов и анализ полученных данных ($П_{SAIDI}$, $П_{SAIFI}$, потери ЭЭ, операционные затраты с разделением по статьям расходов);

5) выбор РЭС, для которых требуется перевод на следующий уровень автоматизации;

6) циклический возврат к п. 1, при необходимости повышения уровня автоматизации.

7.3 Критерии определения целевого уровня автоматизации

Для определения требуемого или целевого уровня автоматизации РЭС в случае применения планового подхода автоматизации для каждого РЭС должна быть проведена его оценка на соответствие признакам, приведенным в приложении Б. Среди выделенных признаков различают основные и вспомогательные. К основным признакам относятся:

− масштаб РЭС;

− наличие фидеров 6 (10) кВ с длиной более 20 км и ТП более 15 шт.;

− категория электроснабжения потребителей;

− конфигурация сетей;

− назначение сети (по характеру потребителей).

К вспомогательным признакам, которые классифицируют основной признак по наличию фидеров 6 (10) кВ с длиной более 20 км и ТП более 15 шт., относятся:

− плотность нагрузок: $\rho_{\text{нг}}$, $\text{МВт}/\text{км}^2$;

− плотность загрузки фидера: $P \cdot L$, $\text{МВт} \cdot \text{км}$;

− значение потерь электроэнергии, %.

Признаки классификации РЭС, представленные в приложении Б, ранжированы по степени их значимости сверху вниз. Для однозначного определения целевого уровня автоматизации достаточно соответствие по 4 из 5 основных признаков.

Данные признаки могут быть применены также для предварительной оценки необходимых инвестиционных средств в случае использования расчетно-аналитического подхода.

7.4 Критерии достижения уровней автоматизации

Основными критериями достижения уровня автоматизации являются: реализация функций автоматизации и достижение установленных значений показателей надежности ($П_{SAIDI}$, $П_{SAIFI}$) и показателя технических потерь.

Примечание – числовые значения показателей надежности и технических потерь определяется для каждого РЭС индивидуально.

Функциональные критерии.

Базовый уровень автоматизации	- учет и контроль электрической энергии; - диспетчерское и технологическое управление (с ручным оперированием со стороны ОВБ); - релейная защита, автоматика, регистрация аварийных событий и нарушений; - инвентаризация оборудования, определение ИТС оборудования - расчет и моделирование режимов работы сети (опционально); - аналитика данных (опционально); - ретроспективное заполнение, накопление параметров и событий элементов РЭС (ручное).
Стандартный уровень автоматизации	- интеллектуальный учет электрической энергии (внедрение интеллектуальных приборов учета); - дистанционное управление устройствами релейной защиты и автоматики; - дистанционное автоматизированное диспетчерское и технологическое управление (снижение доли ручного оперирования со стороны ОВБ); - функции расчетно-аналитической системы; - интеграция информационных компонентов и систем в единую платформу; - автоматический сбор данных сети, анализ и хранение в базе данных; - автоматизированный расчет и прогнозирование ИТС; - прогнозирование режимов работы сети; - цифровая информационная модель сети; - секционирование сети (применение реклоузеров,

	выключателей нагрузки, управляемых разъединителей); - индикация коротких замыканий линий электропередачи
Высокий уровень автоматизации	- оптимальное управление режимами работы сети; - автоматическое прогнозирование режимов работы сети; - технологическое видеонаблюдение; - автоматизированное формирование отчетности; - автоматизированный анализ рисков отказов в сети; - мониторинг и диагностика первичного оборудования сети.
Интеллектуальный уровень автоматизации	- автоматизированное планирование ТОиР; - автоматическое прогнозирование ИТС; - автоматическое управление системными услугами; - оптимальное планирование развития сети; - интеллектуальное управление СА; - бизнес-аналитика данных; - адаптивное управление РЗ и СА, автоматический расчет параметров срабатывания, автоматическая проверка правильности работы; - управление распределенной генерацией ВИЭ и накопителями; - управление локальными рынками электрической энергии.

Примечание – каждый последующий уровень автоматизации включает функциональные признаки предыдущего уровня автоматизации, и при необходимости дополняет и расширяет эти признаки.

7.5 Критерии перехода на следующий уровень автоматизации

Признаками перехода на следующий уровень автоматизации относительно целевого уровня автоматизации является появление у РЭС новых свойств, систем или компонентов.

Примечание – настоящие признаки перехода на следующий уровень не являются ограничением для принятия решения перехода, и носят рекомендательный характер, а переход на следующий уровень может быть осуществлен при наличии хотя бы одного из нижеприведенных признаков.

7.5.1 Признаки перехода на Стандартный уровень автоматизации:

− необходимость улучшения показателей SAIDI, SAIFI;

− необходимость улучшения технико-экономических показателей параметров эксплуатации элементов РЭС;

− проведена полная инвентаризация оборудования и элементов сети РЭС,

определены текущие ИТС оборудования и элементов сети;

− накоплен статистически достоверный объем данных по элементам сети (первоначальная целевая оценка периодов наблюдения: 5 лет до начала инвентаризации и 2 года после завершения инвентаризации);

− определены участки с наихудшими показателями качества ЭЭ;

− определены элементы сети с наибольшим количеством отказов, наибольшим риском отказа и недоотпуска ЭЭ (ущерба);

− определены тренды/прогнозы изменения ИТС оборудования и прогнозы ущерба.

7.5.2 Признаки перехода на Высокий уровень автоматизации:

− выявлена необходимость улучшения показателей SAIDI, SAIFI;

− выявлена необходимость улучшения технико-экономических показателей параметров эксплуатации элементов РЭС;

− создана верифицированная цифровая информационная модель сети в формате CIM;

− внедрена расчетно-аналитическая система (набор инструментов, осуществляющих прием, обработку параметров сети и элементов сети, и осуществляющих расчетные, аналитические и оперативно-диспетчерские функции);

– информационные системы компании интегрированы посредством сервисной шины данных в единую платформу;

– обеспечена достаточная наблюдаемость сети (возможность определения и верификации параметров технологического режима сети по текущим точкам наблюдения. Качественный показатель наблюдаемости определяется возможностью верификации параметров режима сети в нормальных и послеаварийных режимах работы для N-1 измерения на участке РЭС);

– обеспечена достаточная степень управляемости сети, реализовано дистанционное диспетчерское управление (достаточность степени управляемости сети должна определяться сокращением ручного оперирования со стороны ОВБ не менее чем в 10 раз от значения на Стандартном уровне);

– накоплены верифицированные данные/тренды для возможности прогнозирования режимов и автоматического расчета ИТС;

– реализовано использование прогнозов изменения ИТС для диспетчерского и технологического управления;

– появились накопители ЭЭ и ВИЭ в объеме установленной мощности от 15 до 30 % от объема потребления РЭС;

– доступность кадров требуемой квалификации и возможность эксплуатации интеллектуальной системы оперативно-технологического управления высокого уровня;

– масштаб и тип РЭС позволяют получить эффекты от внедрения дополнительного функционала системы.

7.5.3 Признаки перехода на Интеллектуальный уровень автоматизации:

– появились просьюмеры, образующие локальные рынки ЭЭ и системных услуг (поддержание качества ЭЭ, обеспечение надежности и т.п.);

– превышение объема установленной мощности накопителей ЭЭ, ВИЭ и просьюмеров более чем на 50 % от объема потребления РЭС;

– появление субъектов в сети РЭС, требующих оказания системных услуг (например, инфраструктура зарядных станций);

– динамичное развитие сетей РЭС (интенсивный поток заявок на технологическое присоединение к РЭС);

– масштаб и тип РЭС позволяют получить эффекты от внедрения дополнительного функционала системы.

8 Оценка эффективности автоматизации

8.1 Единовременная оценка эффективности автоматизации

Для оценки эффективности планируемых инвестиций в повышение уровня автоматизации и достижения целевых показателей надежности электроснабжения ($П_{SAIDI}$, $П_{SAIFI}$) РЭС должен проводиться расчет следующих показателей:

− RNRE (Relative Network Reconstruction Efficiency) – относительная эффективность реконструкции (чем ниже, тем лучше):

$$RNRE = \left(1 - \frac{SAIDI}{SAIDI(0)}\right)\%,$$

(Ошибка! Неуказана последовательность.)

или

$$RNRE = \left(1 - \frac{SAIFI}{SAIFI(0)}\right)\%;$$

(Ошибка! Неуказана последовательность.

)

– ARIE (Average Reconstruction Investment Efficiency) – средняя эффективность реконструкции (чем ниже, тем лучше):

(**Ошибка! Не указана последовательность.**)

$$ARIE = \frac{CAPEX}{RNRE}\%;$$

– RDCO (Relative Decline Cost of Ownership) – относительная эффективность реконструкции в стоимость владения (чем выше, тем лучше):

(**Ошибка! Не указана последовательность.**)

$$RDCO = \left(1 - \frac{OPEX}{OPEX(0)}\right)\%;$$

– RRIE (Relative Reconstruction Investment Efficiency) – относительная эффективность реконструкции (чем выше, тем лучше):

(**Ши**

$$RRIE = \frac{\frac{SAIDI}{SAIDI(0)}}{CAPEX(0)\%+CAPEX\%}.$$

бка ! Не ука зан а пос лед ова тел ьно сть.

)

Оценка эффективности повышения уровня автоматизации РЭС по указанным показателям может быть выполнена двумя способами достижения целевых значений:

− единоразовые инвестиции в повышение уровня автоматизации всех объектов РЭС (повышается уровень автоматизации всего РЭС);

− постепенное инвестирование в повышение уровня автоматизации отдельных объектов РЭС для перехода на новый уровень (повышается уровень автоматизации отдельных объектов РЭС).

Целевой (предельный) уровень автоматизации для каждого РЭС должен оцениваться по совокупности наименьшего значения показателя средней эффективности реконструкции (ARIE), наибольших значений относительной эффективности реконструкции (RRIE) и относительной эффективности реконструкции в стоимость владения (RDCO). По «скорости» снижения значений характеристики относительной эффективности реконструкции (RNRE) оценивают приемлемый способ достижения целевого уровня автоматизации каждого РЭС и оценивают ожидание достижения целевых показателей надежности электроснабжения ($П_{SAIDI}$, $П_{SAIFI}$) РЭС.

8.2 Оценка эффективности автоматизации на длительном периоде

Технико-экономическое обоснование эффективности способа достижения целевых показателей надежности электроснабжения ($П_{SAIDI}$, $П_{SAIFI}$) РЭС на длительном периоде эксплуатации должно проводиться на основе следующих показателей:

− RCOE (Relative Cost of Ownership Efficiency) – относительная эффективность стоимости владения (чем ниже, тем хуже):

(Ошибка! Не указана последовательность.)

$$RCOE = \frac{OPEX(0)}{OPEX(i)}\%;$$

(Ошибка! Не указана последовательность.)

− TCOE (Total Capex and Opex Efficiency) – совокупная эффективность инвестиций и эксплуатации (чем выше, тем лучше):

(Ошибка! Не указана последовательность.)

$$TCOE = RRIE + RCOE.$$

(Ошибка! Не указана последовательность.)

Постепенное повышение степени автоматизации РЭС на заданном периоде времени является более предпочтительным в сравнении с единоразовым повышением уровня автоматизации, т.к. позволяет формировать и корректировать планы и мероприятия по автоматизации РЭС на основе накапливаемого опыта эксплуатации, оптимизируя инвестиционные затраты с учетом изменяющихся (возрастающих со временем) операционных расходов.

9 Системы и компоненты

Выполнение функциональных задач, заданных для каждого уровня автоматизации РЭС, возможно при наличии в составе РЭС необходимых электротехнического оборудования и программно-технических компонентов, соответствующих определенным требованиям автоматизации. Типовые решения для оборудования, систем и компонентов приведены в таблице Таблица 2.

Распределение оборудования, компонентов, их функций и их сетевых интерфейсов характерных для каждого уровня автоматизации к ним приведены в приложении В.

Таблица 2. Системы и компоненты

Системы и компоненты	Типовые решения
Система мониторинга	Приложение Г, п. Г.3.3
Релейная защита и автоматика (СА, ОМП, РАС)	Приложение Д, раздел Д.1
Система сбора и передачи технологической информации	Приложение Д, раздел Д.2
Автоматизированная система диспетчерско-технологического управления (АСДУ/АСДТУ)	Приложение Д, раздел Д.4
Автоматизированная система учета электроэнергии (АИИС КУЭ)	Приложение Д, раздел Д.5
Система обеспечения единого времени (СОЕВ)	Приложение Д, раздел Д.7
Система автоматизация инженерных систем	Приложение Д, раздел Д.8
Система связи и передачи информации	Приложение Д, раздел 0

Поэтапная автоматизация РЭС должна предусматривать сохранение функционального использования оборудования и компонентов, эксплуатационный ресурс которых позволяет продолжить их эксплуатацию. При этом находящиеся в составе РЭС оборудование и компоненты должны обеспечивать расширение функциональных задач в случае необходимости повышения уровня автоматизации за счет их частичной модернизации или обновления. Таким образом электротехническое оборудование и программно-технические компоненты, внедряемые на начальном уровне автоматизации РЭС, должны обеспечивать функциональную и техническую гибкость для использования на последующих уровнях автоматизации.

9.1 Расчетно-аналитические функции

Для применения расчетно-аналитического подхода поэтапной автоматизации РЭС на Стандартном уровне необходимо внедрение расчетно-аналитической системы в составе:

− модуль диспетчерского и технологического управления;

− модуль учета и контроля потребления ЭЭ;

− модуль расчета и моделирования режимов электроснабжения РЭС;

− модуль учета оборудования (инвентаризация);

− модуль аналитики технологических данных.

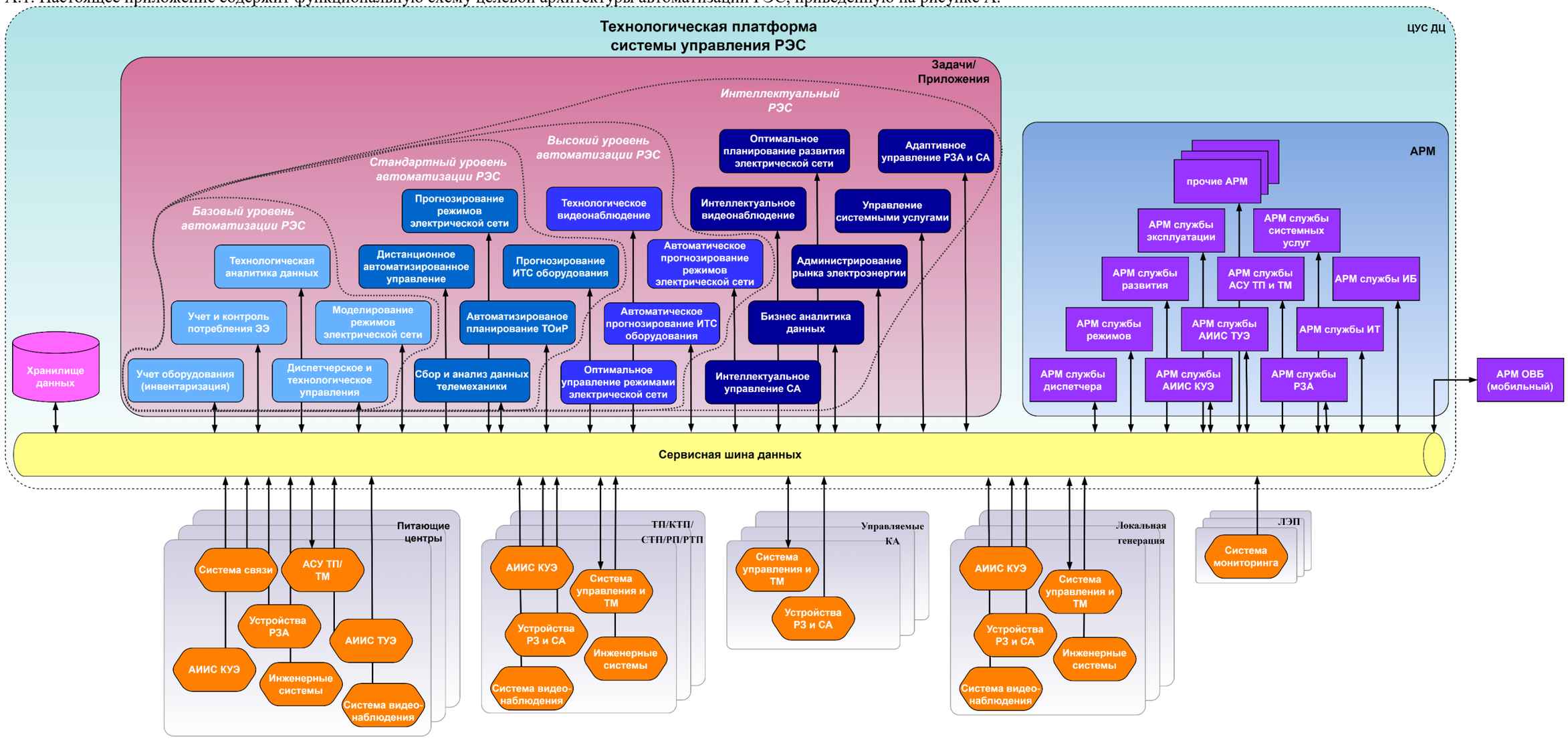
Данный набор программно-технических инструментов предусматривает ввод данных о функционировании РЭС и состоянии оборудования, а также вывод расчетных данных. Ввод данных может быть осуществлен как от установленных средств мониторинга состояния и автоматизации сети, например счетчиков ЭЭ, так и ручным способом. На основании вводимых данных в автоматическом режиме периодически и спорадически должны проводиться расчеты показателей режима (U/P), надежности электроснабжения ($П_{SAIDI}$, $П_{SAIFI}$), технологических потерь и показателей эффективности вложенных инвестиций и затрат на эксплуатацию ($П_{ARIE}$, $П_{RDCO}$, $П_{RNRE}$). Задачи оперативно-диспетчерского управления должны выполняться также с учетом данных по расчету режимов.

Приложение А

(обязательное)

Функциональная схема целевой архитектуры автоматизации

А.1. Настоящее приложение содержит функциональную схему целевой архитектуры автоматизации РЭС, приведенную на рисунке А.



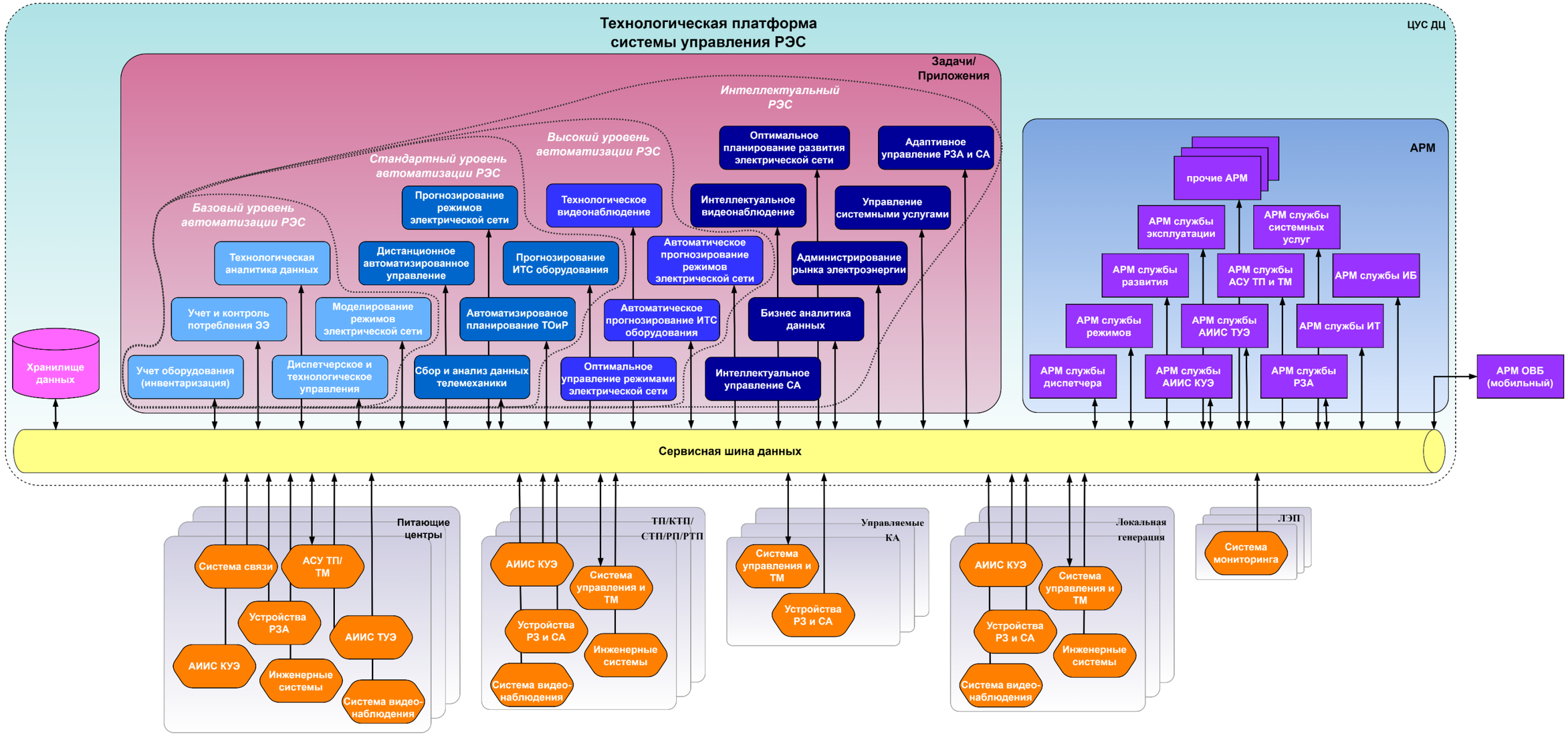

Технологическая платформа системы управления РЭС
ЦУС ДЦ
Задачи/ Приложения
Интеллектуальный РЭС
Высокий уровень автоматизации РЭС
Стандартный уровень автоматизации РЭС
Базовый уровень автоматизации РЭС
Оптимальное планирование развития электрической сети
Адаптивное управление РЗА и СА
Прогнозирование режимов электрической сети
Технологическое видеонаблюдение
Интеллектуальное видеонаблюдение
Управление системными услугами
Технологическая аналитика данных
Дистанционное автоматизированное управление
Прогнозирование ИТС оборудования
Автоматическое прогнозирование режимов электрической сети
Администрирование рынка электроэнергии
Учет и контроль потребления ЭЭ
Моделирование режимов электрической сети
Автоматизированое планирование ТОиР
Автоматическое прогнозирование ИТС оборудования
Бизнес аналитика данных
Учет оборудования (инвентаризация)
Диспетчерское и технологическое управления
Сбор и анализ данных телемеханики
Оптимальное управление режимами электрической сети
Интеллектуальное управление СА
Хранилище данных
АРМ
прочие АРМ
АРМ службы эксплуатации
АРМ службы системных услуг
АРМ службы развития
АРМ службы АСУ ТП и ТМ
АРМ службы ИБ
АРМ службы режимов
АРМ службы АИИС ТУЭ
АРМ службы ИТ
АРМ службы диспетчера
АРМ службы АИИС КУЭ
АРМ службы РЗА
АРМ ОВБ (мобильный)
Сервисная шина данных
Питающие центры
Система связи
АСУ ТП/ ТМ
Устройства РЗА
АИИС ТУЭ
АИИС КУЭ
Инженерные системы
Система видео-наблюдения
ТП/КТП/ СТП/РП/РТП
АИИС КУЭ
Система управления и ТМ
Устройства РЗ и СА
Инженерные системы
Система видео-наблюдения
Управляемые КА
Система управления и ТМ
Устройства РЗ и СА
Локальная генерация
АИИС КУЭ
Система управления и ТМ
Устройства РЗ и СА
Инженерные системы
Система видео-наблюдения
ЛЭП
Система мониторинга

Рисунок А.

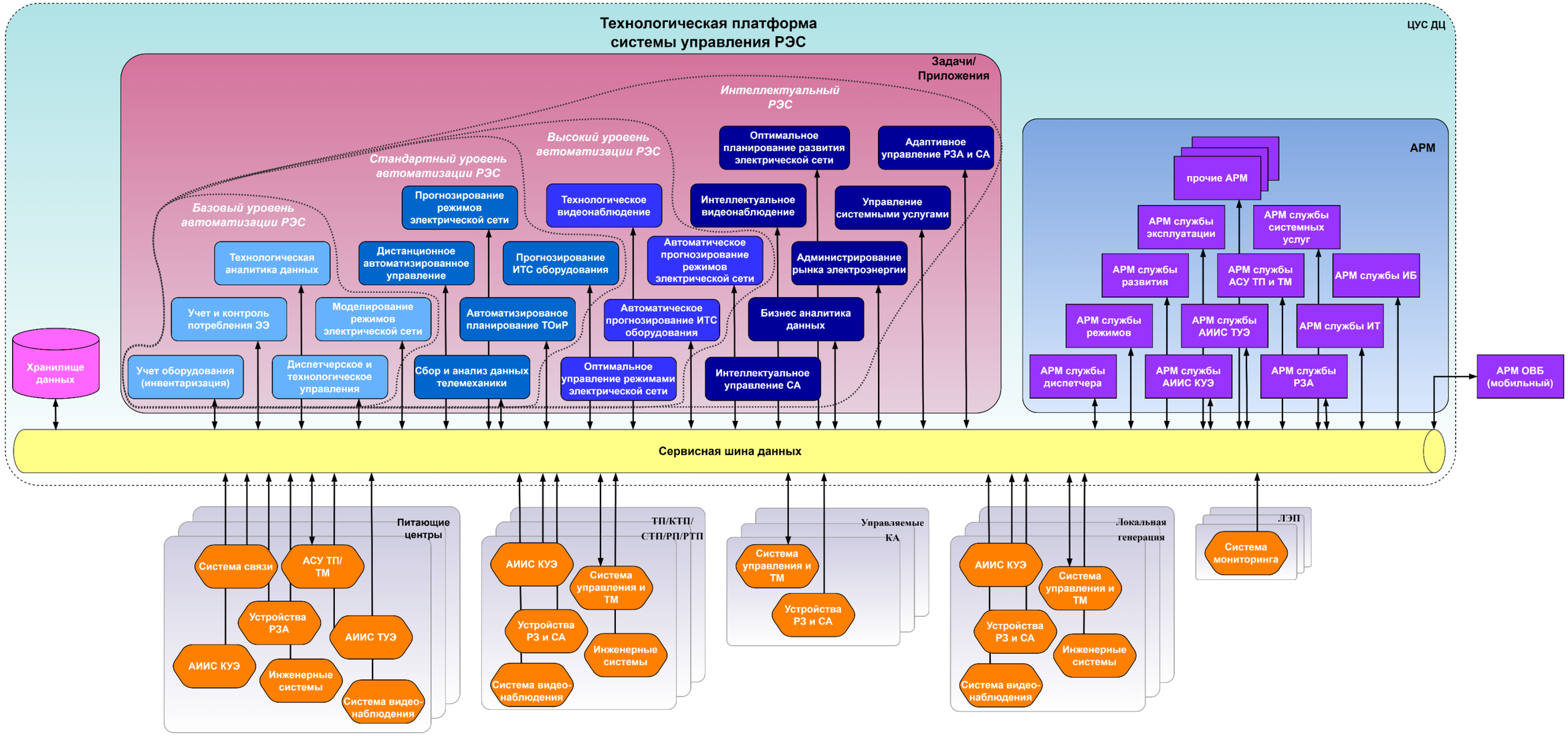


Рисунок А.1 – Функциональная схема целевой архитектуры автоматизации

Приложение Б

(обязательное)

Критерии определения целевого уровня

Б.1. Настоящее приложение содержит критерии определения целевого уровня автоматизации РЭС по плановому подходу, приведенные в таблице Б.Таблица Б.1.

Таблица Б.1. Критерии определения целевого уровня автоматизации РЭС по плановому подходу

№ п.п.	Уровень Автоматизации Признак классификации РЭС	Базовый	Стандартный	Высокий	Интеллектуальный	Примечание
1	Масштаб РЭС	Малые (< 2000 у.е.)	малые (< 2000 у.е.) средние (> 2000 у.е. и < 6000 у.е.)	малые (< 2000 уе.) средние (> 2000 у.е. и < 6000 у.е.) крупные (> 6000 у.е.)	малые (< 2000 уе.) средние (> 2000 у.е. и < 6000 у.е.) крупные (> 6000 у.е.)	целевой уровень автоматизации в зависимости от масштаба РЭС [4]
2	Наличие фидеров 6(10) кВ с длиной более 20 км и ТП более 15 шт.	Есть	Есть	Есть	Есть	необходимо деление сети, CIM не обязательно
2.1	Плотность нагрузок $\rho_{нг}$, МВт/км^2	$\rho_{нг} < 0,15$	$0,15 < \rho_{нг} < 5$	$5 < \rho_{нг} < 10$	$10 < \rho_{нг}$	

Продолжение таблицы Б.Таблица Б.1

№ п.п.	Уровень Автоматизации Признак классификации РЭС	Базовый	Стандартный	Высокий	Интеллектуальный	Примечание
2.2	Дополнительный признак по каждому фидеру: PL = ∑(Потребляемая мощность ТП х длина ВЛ/КЛ до питающего центра), МВт*км	$PL_{ВЛ} < 14$ $PL_{КЛ} < 7,5$	$14 < PL_{ВЛ} < 75$ $7,5 < PL_{КЛ} < 47$	$PL_{ВЛ} > 75$ $PL_{КЛ} > 47$	$PL_{ВЛ} > 75$ $PL_{КЛ} > 47$	Значения приведены из электротехнического справочника для ЛЭП 10кВ
2.3	Значение потерь электроэнергии, %	8,49 и > 7,36	7,36 и > 6,17	6,17 и > 6,08	≤ 6,08	В соответствии с [5]
3	Категория электроснабжения потребителей	II, III	I, II, III	I (особая), II, III	I (особая), II, III	наличие единичных потребителей с повышенной категорией электроснабжения не всегда приводит к повышению уровня автоматизации

Продолжение таблицы Б.Таблица Б.1

№ п.п.	Уровень Автоматизации Признак классификации РЭС	Базовый	Стандартный	Высокий	Интеллектуальный	Примечание
4	Конфигурация сетей	разомкнутые (радиальная, магистральная (с ответвлением), не автоматизированные двухлучевые, петлевые схемы)	- разомкнутые (радиальная, магистральная, магистральная с ответвлением, лучевые, петлевые) - замкнутые (кольцевая, с двухсторонним питанием, сложнозамкнутая)			
5	Назначение сети (по характеру потребителей)	-сельскохозяйственные - городские - смешанные	-сельскохозяйственные - городские - смешанные	-сельскохозяйственные - городские - смешанные	-сельскохозяйственные - городские - смешанные - автономные сети	**городские**/сельские: **высокая**/низкая плотность нагрузок, **большое**/малое количество потребителей, **высокая**/низкая плотность потребления

Приложение В

(обязательное)

Состав функций и сетевых интерфейсов уровней автоматизации

В.1. Настоящее приложение содержит состав функций и сетевых интерфейсов уровней автоматизации, приведенных в таблице В.1.

Таблица В.2. Состав функций и сетевых интерфейсов уровней автоматизации

Уровень автоматизации	Элемент автоматизации	Основные требования
0 Базовый уровень	**АСДУ/АСДТУ**	***Функции:*** **учет и контроль ЭЭ, расчет и моделирование режимов сети, диспетчерское и технологическое управление, аналитика данных, учет оборудования (инвентаризация)** ***Цифровой интерфейс:*** **МЭК60870-5-104, МЭК 61968/61970 (CIM - опционально)**
	АИИС КУЭ/АИИС ТУЭ	***Функции:*** **учет и контроль ЭЭ;** ***Цифровой интерфейс:*** **Modbus, МЭК 60870-5-104(103*), СПОДЭС (необязательно)**
	РЗ (СА, ОМП, РАС)	***Функции:*** **защита, автоматика, регистрация событий и нарушений** ***Цифровой интерфейс:*** **Modbus, МЭК 60870-5-104(103*) (необязательно)**
	Система связи	***Канал передачи:*** **3G/4G, нерезервированный**
	Инженерные системы	***Функции:*** **ПЖС, СКУД**
I Стандартный уровень	АСДУ/АСДТУ	***Функции:*** учет и контроль ЭЭ, расчет и моделирование режимов сети, диспетчерское и технологическое управление, аналитика данных, учет оборудования (инвентаризация), **прогнозирование ИТС, дистанционное автоматизированное управление, прогнозирование режимов, сбор и анализ данных ТМ** ***Цифровой интерфейс:*** МЭК60870-5-104, МЭК 61968/61970 (CIM)
	АИИС КУЭ/АИИС ТУЭ	***Функции:*** учет и контроль ЭЭ **на базе интеллектуальных приборов учета;** ***Цифровой интерфейс:*** Modbus, МЭК 60870-5-104(103*), СПОДЭС

Продолжение таблицы В. Таблица В.2

Уровень автоматизации	Элемент автоматизации	Основные требования
	РЗ (СА, ОМП, РАС)	***Функции:*** защита, автоматика, регистрация событий и нарушений, **управление** ***Цифровой интерфейс:*** Modbus, МЭК 60870-5-104(103*)
	Система связи	***Канал передачи:*** 3G/4G, **ВОЛС, резервированный**
	Инженерные системы	***Функции:*** ОПС, СКУД, **вентиляция, отопление, кондиционирование** ***Цифровой интерфейс:*** **Modbus, МЭК 60870-5-104**
	АСУТП/ССПИ/ТМ	***Функции:*** **сбор, хранение и передача информации, контроль и мониторинг состояния, управление** ***Цифровой интерфейс:*** **Modbus, МЭК60870-5-104(103*), МЭК 61968/61970 (CIM)**
	Реклоузер/Выключатель нагрузки/Управляемый разъединитель	***Функции:*** **защита, автоматика, регистрация событий и нарушений, управление** ***Цифровой интерфейс:*** **МЭК 60870-5-104**
	ИКЗ	***Функции:*** **индикация нарушений** ***Цифровой интерфейс:*** **МЭК 60870-5-104**
II Высокий уровень	АСДУ/АСДТУ	***Функции:*** учет и контроль ЭЭ на базе интеллектуальных приборов учета, расчет и моделирование режимов сети, диспетчерское и технологическое управление, аналитика данных, учет оборудования (инвентаризация), прогнозирование ИТС, дистанционное автоматизированное управление, прогнозирование режимов, сбор и анализ данных ТМ, **оптимальное управление режимами, автоматическое прогнозирование режимов, технологическое видеонаблюдение, анализ рисков отказов в сети**; ***Цифровой интерфейс:*** МЭК60870-5-104, МЭК 61968/61970 (CIM)
	АИИС КУЭ/АИИС ТУЭ	***Функции:*** учет и контроль ЭЭ на базе интеллектуальных приборов учета; ***Цифровой интерфейс:*** МЭК 60870-5-104(103*), СПОДЭС
	РЗ (СА, ОМП, РАС)	***Функции:*** защита, автоматика, регистрация событий и нарушений, управление ***Цифровой интерфейс:*** МЭК 60870-5-104(103*), **МЭК61850**

Продолжение таблицы В. Таблица В.2

Уровень автоматизации	Элемент автоматизации	Основные требования
	Система связи	***Канал передачи:*** 3G/4G, ВОЛС, резервированный
	Инженерные системы	***Функции:*** ОПС, СКУД, вентиляция, отопление, кондиционирование ***Цифровой интерфейс:*** МЭК 60870-5-104
	АСУТП/ССПИ/ТМ	***Функции:*** сбор, хранение и передача информации, контроль и мониторинг состояния, управление ***Цифровой интерфейс:*** МЭК60870-5-104(103*), МЭК 61968/61970 (CIM), **МЭК61850**
	Реклоузер/Выключатель нагрузки/Управляемый разъединитель	***Функции:*** защита, автоматика, регистрация событий и нарушений, управление ***Цифровой интерфейс:*** МЭК 60870-5-104
	ИКЗ	***Функции:*** индикация нарушений ***Цифровой интерфейс:*** МЭК 60870-5-104
	АСМД	***Функции:*** **мониторинг и диагностика состояния «первичного» оборудования** ***Цифровой интерфейс:*** **МЭК 60870-5-104(103*)**
	Система видеонаблюдения	***Функции:*** **контроль и подтверждение состояния «первичного» оборудования** ***Цифровой интерфейс:*** **IP/Real-time Transport Protocol (RTP)**
III Интеллектуальный уровень	АСДУ/АСДТУ	***Функции:*** учет и контроль ЭЭ, расчет и моделирование режимов сети, диспетчерское и технологическое управление, аналитика данных, учет оборудования (инвентаризация), прогнозирование ИТС, дистанционное автоматизированное управление, прогнозирование режимов, сбор и анализ данных ТМ, оптимальное управление режимами, автоматическое прогнозирование режимов, технологическое видеонаблюдение, **автоматизированное планирование ТОиР, автоматическое прогнозирование ИТС**, **управление системными услугами, оптимальное планирование развития сети, интеллектуальное управление СА, бизнес аналитика данных, адаптивное управление РЗ и СА**; ***Цифровой интерфейс:*** МЭК60870-5-104, МЭК 61968/61970 (CIM)

Продолжение таблицы В. Таблица В.2

Уровень автоматизации	Элемент автоматизации	Основные требования
	АИИС КУЭ/АИИС ТУЭ	***Функции:*** учет и контроль ЭЭ на базе интеллектуальных приборов учета; ***Цифровой интерфейс:*** МЭК 60870-5-104(103*), СПОДЭС
	РЗ (СА, ОМП, РАС)	***Функции:*** защита, автоматика, регистрация событий и нарушений, управление, **автоматический расчет уставок, автоматическая проверка правильности работы** ***Цифровой интерфейс:*** МЭК 60870-5-104(103*), МЭК61850
	Система связи	***Канал передачи:*** 3G/4G, ВОЛС, резервированный
	Инженерные системы	***Функции:*** ОПС, СКУД, вентиляция, отопление, кондиционирование ***Цифровой интерфейс:*** МЭК 60870-5-104
	АСУТП/ССПИ/ТМ	***Функции:*** сбор, хранение и передача информации, контроль и мониторинг состояния, управление ***Цифровой интерфейс:*** МЭК60870-5-104(103*), МЭК 61968/61970 (CIM), МЭК61850
	Реклоузер/Выключатель нагрузки/Управляемый разъединитель	***Функции:*** защита, автоматика, регистрация событий и нарушений, управление, **автоматический учет нагрузки и генерации** ***Цифровой интерфейс:*** МЭК 60870-5-104
	ИКЗ	***Функции:*** индикация нарушений ***Цифровой интерфейс:*** МЭК 60870-5-104
	АСМД	***Функции:*** мониторинг и диагностика состояния «первичного» оборудования ***Цифровой интерфейс:*** МЭК 60870-5-104(103*)
	Система видеонаблюдения	***Функции:*** контроль и подтверждение состояния «первичного» оборудования, **фиксация действия персонала** ***Цифровой интерфейс:*** IP/Real-time Transport Protocol (RTP)
	ВИЭ/СНЭЭ	***Функции:*** **активное энергопотребление, smart-контракты** ***Цифровой интерфейс:*** **МЭК 60870-5-104, мультиагентное взаимодействие (ACL)**
Примечание – * протокол МЭК 60870-5-103 применяется в случае его поддержки уже эксплуатирующимся оборудованием (устройствами) и отсутствия возможности реализации иных протоколов, а также при проектном обосновании.		

Приложение Г
(обязательное)
Типовые решения по первичным системам и компонентам

Г.1 Трансформаторные подстанции и распределительные пункты

В качестве основных схем на ТП 6-10(35) кВ в зависимости от числа присоединений рекомендуется применять в большинстве случаев схемы: одна система шин, одна рабочая секционированная система шин и две рабочие секционированные системы шин.

Таблица Г.3. Варианты схем ТП(РТП), РП

№ пп	Тип	Напряжения, кВ	Схема ТП
1.	ТП	6-10(35)/0,4	РУ ВН 6-10(35) кВ – два блока линия-трансформатор, трансформаторы мощностью 250-1600 кВА
2.		6-10(35)/0,4	РУ ВН 6-10(35) кВ – четыре блока линия-трансформатор, трансформаторы мощностью 250-1600 кВА
3.	РП	6-10(35)/0,4	РУ ВН 6-10(35) кВ с выключателями
4.		6-10(35)/0,4	РУ ВН 6-10(35) кВ с выключателями нагрузки

Рекомендуется в качестве типовых технических решений по РУ 6-10(35) кВ применять моноблоки комплектных РУ с электрооборудованием (сборными шинами, ошиновкой, выключателями/выключателями нагрузки, заземляющими разъединителями и др.) конструктивного исполнения компактных ячеек и, как правило, жесткой ошиновки блочной заводской комплектации.

Требования к электрической прочности изоляции — по [26] (раздел 11).

Длина пути утечки внешней изоляции должна быть не менее II степени загрязнения по [30].

Требования к нагреву в продолжительном режиме — по [29].

Площадка размещения ТП (РТП) должна размещаться вблизи:

− центра электрических нагрузок (как правило, 1000 кВА и выше);

− автомобильных дорог, по которым возможно передвижение трейлеров необходимой грузоподъемности;

− железнодорожных станций или подъездных железнодорожных путей промышленных предприятий, на которых возможна разгрузка тяжелого оборудования, строительных конструкций и материалов;

− населенных пунктов, при этом должны соблюдаться минимально допустимые расстояния по условиям шума от силового оборудования согласно санитарным нормам.

Размещение подстанций должно производиться с учетом наиболее рационального использования земель, как на расчетный период, так и с учетом последующего расширения.

Инженерная подготовка территории и защита их от затопления, оползней, лавин и других климатических и техногенных факторов должна быть выполнена на стадии проектирования.

Г.1.1 Комплектные трансформаторные подстанции

Комплектная трансформаторная подстанция (КТП) – подстанция трехфазного переменного синусоидального тока частоты 50 Гц общего назначения, предназначенная для приема, преобразования и распределения электроэнергии, состоящая из шкафов или блоков со встроенным в них трансформатором и другим оборудованием распределительного устройства, поставляемая в собранном или подготовленном для сборки виде.

Таблица Г.4 Основные параметры

№	Наименование параметра / функции	Значение
1.	номинальная мощность силового трансформатора, кВА	25; 40; 63; 100; 160; 250; 400; 630; 1000; 1600; 2500
2.	номинальное напряжение на стороне высшего напряжения (стороне ВН), кВ	6; 10; 20; 35
3.	наибольшее рабочее напряжение на стороне ВН, кВ	7,2; 12; 24; 40,5
4.	номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,23; 0,4; 0,69
5.	ток термической стойкости в течение 1 с на стороне ВН, кА	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5
6.	ток электродинамической стойкости на стороне ВН, кА	12,5; 16; 21; 26; 32; 41; 51; 64; 81
7.	уровень изоляции по [25]:	– с масляным трансформатором – нормальная изоляция; – с сухим трансформатором и с негорючим жидким диэлектриком – облегченная изоляция.

Г.1.1.1 Типовые решения

Требования к электрической прочности изоляции главных и вспомогательных цепей КТП со стороны ВН - по [25]. Изоляция главных и вспомогательных цепей КТП со стороны НН должна выдерживать испытательное напряжение 2 кВ переменного тока частотой 50 Гц в течение 1 мин без пробоя или перекрытия.

Стойкость к токам короткого замыкания сборных шин НН и ответвления от них в пределах КТП должна соответствовать стойкости к току короткого замыкания вводов со стороны НН трансформатора. Продолжительность тока термической стойкости – 3 с.

Стойкость к токам короткого замыкания ответвлений после коммутационных аппаратов главных цепей на номинальный ток до 250 А включительно - в соответствии с термической и электродинамической стойкостью этих аппаратов.

РУ ВН, ввод и сборные шины РУ НН двухтрансформаторных КТП, а также однотрансформаторных, предназначенных для дальнейшего расширения в двухтрансформаторные, должны допускать аварийные перегрузки на 40 % выше номинального тока силового трансформатора продолжительностью не более 3 ч в сутки, если длительная предварительная нагрузка составляла не более 70 % номинального тока трансформатор.

Комплектующая аппаратура должна быть специально предназначена для работы в КТП. Допускается применение комплектующей аппаратуры общего назначения, условия ее применения должны указываться в технических условиях на конкретные типы КТП.

Конструкция КТП в части механической прочности должна обеспечивать нормальные условия работы и транспортирования без каких-либо остаточных деформаций или повреждений, препятствующих нормальной работе КТП.

Конструкция КТП должна исключать ложные срабатывания встроенных в шкафы устройств защиты при перемещении выдвижных элементов, а также обеспечивать нормальное функционирование приборов измерения и учета, управления и сигнализации при работе встроенных аппаратов.

Разборные соединения сборочных единиц, подвергающихся механическим нагрузкам в процессе транспортирования и эксплуатации, должны быть снабжены приспособлениями, препятствующими самоотвинчиванию.

Шины должны быть окрашены в следующие отличительные цвета: фаза А - желтый, фаза В - зеленый, фаза С – красный.

Конструкция КТП должна обеспечивать возможность замены силового трансформатора без демонтажа РУ НН.

КТП должны выполняться в полностью собранном виде или транспортными блоками, подготовленными для сборки на месте монтажа без разборки коммутационных аппаратов, проверки надежности болтовых соединений и правильности внутренних соединений. Конструкция составных частей КТП (транспортных блоков) должна обеспечивать их совместимость.

Металлические конструкции должны иметь антикоррозионное покрытие типа «горячий цинк» по [20]. Способы защиты от коррозии стальных несущих конструкций и ограждающих конструкций из оцинкованной стали рекомендуется принимать в соответствии [86].

Наружные и внутренние металлические поверхности оболочки КРУ должны быть покрыты эмалью. Класс покрытия для наружных лицевых поверхностей — не ниже IV, для остальных не ниже VI класса по [19].

Металлические двери (ворота) КТП должны соединяться с основным контуром заземления гибким медным проводником, защищённым от расплетения. Сопротивление между каждой доступной к прикосновению металлической нетоковедущей частью, которая может оказаться под напряжением, и местом подключения к заземляющей магистрали должно быть не более 0,1 Ом. На КТП должен быть выполнен контур заземления с нормируемым значением сопротивления растекания тока. Внутри РУНН должна быть выполнена главная заземляющая шина. Главная заземляющая шина должна быть, как правило, медной.

На КТП должны быть предусмотрены ограждения токоведущих частей, наличие антивандальных замков, знаков электрической опасности, препятствующих несанкционированному доступу к ним сторонних лиц.

КТП должны быть пригодны для работы в условиях гололеда при толщине льда до 20 мм и скорости ветра 15 м/с, а при отсутствии гололеда - при скорости ветра до 36 м/с.

КТП должны иметь освещение панелей, на которых смонтированы измерительные приборы и расположены рукоятки управления аппаратами.

КТП должны иметь питание выделенную точку напряжением не выше 42 В и розетку для включения лампы переносного освещения. Для однотрансформаторных КТП мощностью до 250 кВА допускается освещение не выполнять и осветительную арматуру не устанавливать.

КТП должны иметь фиксацию дверей в крайних положениях.

На КТП конструкция шкафов РУ НН должна обеспечивать возможность присоединения:

− воздушных линий;

− кабельных линий;

− как кабельных, так и воздушных линий;

Коммутационный аппарат КТП может устанавливаться как на концевой (ответвительной) опоре ВЛ, так и внутри КТП.

Номинальное напряжение вспомогательных цепей КТП не должно превышать 400 В переменного тока и 440 В постоянного тока.

По условиям механической прочности присоединения проводов к зажимам или аппаратам вспомогательные цепи КТП должны выполняться проводами с медными жилами сечением не менее:

− для однопроволочных жил, присоединяемых к винтовым зажимам - 0,75 мм2;

− для однопроволочных жил, присоединенных пайкой - 0,5 мм2;

− для многопроволочных жил, присоединенных пайкой или под винт с помощью специальных наконечников - 0,35 мм2.

Присоединение однопроволочных жил (под винт или пайкой) допускается только к неподвижным элементам аппаратуры. Присоединение жил к подвижным элементам аппаратуры должно производиться гибкими (многопроволочными) жилами.

Для переходов на двери должны применяться многопроволочные провода сечением не менее 0,5 мм2, допускается также применение для этих целей проводов с однопроволочными жилами сечением не менее 1,5 мм2 при условии, что жгуты проволок работают только на кручение.

В КТП прокладка проводов вспомогательных цепей должна производиться изолированным проводом как в монтажных коробах, так и непосредственно по металлическим панелям с обеспечением возможности контроля и замены поврежденного провода.

Присоединение внешних цепей контрольными кабелями и проводами должно осуществляться при помощи зажимов или штепсельных соединений.

Приборы и аппараты вспомогательных цепей должны устанавливаться таким образом, чтобы была обеспечена возможность их обслуживания без снятия напряжения с главных цепей КТП.

Все приборы, аппараты, а также ряды зажимов и соединительная проводка должны быть маркированы. Маркировка должна наноситься способом, обеспечивающим ее стойкость против действия влаги и света.

Разъединяющие контакты вспомогательных цепей между шкафом КТП и выдвижным выключателем, установленным в нем, должны выполняться в виде штепсельных разъемов с числом цепей не более 47.

Приборы, устанавливаемые на КТП, должны быть расположены с фасадной стороны для удобства наблюдения за их показаниями.

Измерительные приборы, в том числе и счетчики, рекомендуется устанавливать таким образом, чтобы их шкалы находились на высоте не более 2100 мм от пола.

Аппараты ручного управления (автоматы, переключатели, кнопки и т.п.) рекомендуется располагать на высоте не более 2100 мм от пола.

Полный установленный срок службы КТП - не менее 25 лет (при условии проведения технического обслуживания или замены аппаратуры в соответствии с указаниями инструкции по эксплуатации на конкретные типы КТП и их составные части).

Г.1.2 Мачтовые (столбовые) трансформаторные подстанции

Мачтовая (столбовая) трансформаторная подстанция – открытая комплектная трансформаторная подстанция трехфазного переменного синусоидального тока частотой 50 Гц, предназначенная для приема, преобразования и распределения электроэнергии, оборудование которой установлено на одной или нескольких опорах линии электропередачи, не требующая наземных ограждений.

Мачтовые подстанции рекомендуется применять с одним трехфазным силовым трансформатором мощностью, кВА – 25; 40; 63; 100; 160; 250; 400. Номинальное напряжение на стороне высшего напряжения, кВ – 6; 10; 20; 35, низшего напряжения – 0,23; 0,4 кВ.

Ток термической стойкости в течение 1 с на стороне ВН, кА – 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5.

Требования, приведенные в Г.1.2, отражают особенности трансформаторных подстанций наружной установки столбовых (СТП), мачтовых (МТП) с высшим напряжением до 35 кВ и низшим напряжением до 0,4 кВ. Во всем остальном, не оговоренном в Г.1.2, следует руководствоваться общими требованиями раздела Г.1.

Коммутационный аппарат МТП и СТП, как правило, должен устанавливаться на концевой (или ответвительной) опоре ВЛ.

Конструкция столбовой трансформаторной подстанций (СТП) мощностью 10 – 630 кВА должна позволять ее установку на опорах.

Типы опор и относительное размещение трансформатора по [33] и шкафа НН должны соответствовать конструкции ввода высокого напряжения и вывода НН.

В местах возможного наезда транспорта подстанции должны быть защищены отбойными тумбами.

Для СТП устройство площадок и лестниц не обязательно.

Для обслуживания МТП на высоте не менее 3 м должна быть устроена площадка с перилами. Для подъема на площадку рекомендуется применять лестницы с устройством, блокирующим подъем по ней при включенном коммутационном аппарате.

Части МТП, остающиеся под напряжением при отключенном коммутационном аппарате, должны находиться вне зоны досягаемости с уровня площадки. Отключенное положение аппарата должно быть видно с площадки.

На подстанциях с ограждением высотой не менее 1,8 м указанные расстояния до неизолированных токоведущих частей напряжением 10 (6) и 20 кВ могут быть уменьшены. При этом в плоскости ограждения расстояния от ошиновки должны быть не менее: до 10 кВ - 2,20 м и 20 кВ - 2,30 м.

Электропроводка в подстанциях между трансформатором и низковольтным щитом, а также между щитом и ВЛ низшего напряжения должна быть защищена от механических повреждений.

Со стороны низшего напряжения трансформатора рекомендуется устанавливать аппарат, обеспечивающий видимый разрыв.

На подстанциях без ограждения расстояние по вертикали от поверхности земли до неизолированных токоведущих частей при отсутствии движения транспорта под выводами должно быть не менее 3,50 м для напряжений до 1 кВ, а для напряжений 10 (6) кВ не менее 4,50 м и 20 кВ не менее 4,75 м.

Все детали, изготовленные из черных металлов, должны иметь антикоррозионное покрытие – термодиффузионное цинковое класса не ниже 3 по [24] или лакокрасочное класса VI по [19].

Требования к жгутам проводов напряжением до 1000 В и их креплению – по [39].

Двери отсеков должны без заеданий поворачиваться на угол не менее 95°. иметь замки, ручки и приспособления для фиксации в открытом положении. Ручки могут быть съемными или совмещенными с ключом или защелкой.

Замки дверей отсеков разного назначения не должны открываться одним и тем же ключом.

Отдельные шкафы или транспортные блоки шкафов должны иметь приспособления для подъема и перемещения в процессе монтажа.

Присоединение трансформатора к сети высшего напряжения должно осуществляться при помощи предохранителей и разъединителя (рекомендуется применять выключатель нагрузки) или комбинированного аппарата «выключатель-разъединитель» с видимым разрывом цепи.

Местное управление коммутационным аппаратом должно осуществляться с поверхности земли. Привод коммутационного аппарата должен запираться на замок. Коммутационный аппарат должен иметь заземлители со стороны трансформатора.

По условию пожарной безопасности подстанции должны быть расположены на расстоянии не менее 3 м от зданий I, II, III степеней огнестойкости и 5 м от зданий IV и V степеней огнестойкости.

Расстояние от жилых зданий до трансформаторных подстанций следует принимать не менее 10 м при условии обеспечения допустимых нормальных уровней звукового давления (шума).

Заземляющее устройство выполняется общим для мачтовой подстанции и разъединителя.

Сопротивление заземляющего устройства применяется в соответствии с [10] и должно быть не более 10 Ом (при условии, что к МТП присоединено две и более ВЛ 0,4 кВ и удельное сопротивление грунта составляет не более 100 ОМ м).

Заземлению подлежат нейтрали и корпус трансформатора, а также другие металлические части, которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции.

Защита от перенапряжений осуществляется ограничителями перенапряжения установленными на вводе ВН и сборных шинах НН.

Г.2 Секционирующие пункты и коммутационные аппараты ВЛ и КЛ

Г.2.1 Реклоузер, пункт секционирования

Реклоузер (пункт секционирования, переключательный пункт) – электротехническое устройство, обеспечивающие протекание и коммутацию, ручное и автоматическое включение и отключение, автоматическое повторное включение цепи переменного тока по предварительно настроенной последовательности циклов отключения и включения с последующим возвратом функции АПВ в исходное состояние, сохранением включенного положения или блокировкой в отключенном положении. Функциональная возможность многократного включения и отключения токов цепи, включая номинальные токи отключения, и наличие встроенных функций дистанционного управления, РЗ позволяет использовать реклоузер в качестве:

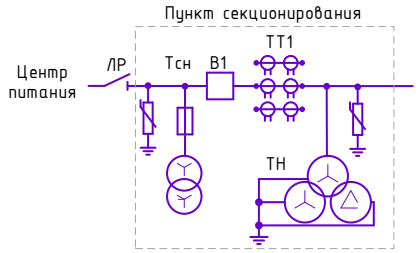
– автоматического пункта секционирования (АПС) на линиях с односторонним и двусторонним питанием;

– пунктов секционирования для установки на ответвления, например, в точку подключения потребителей, и выполняет функции секционирования, защиты и учёта электроэнергии;

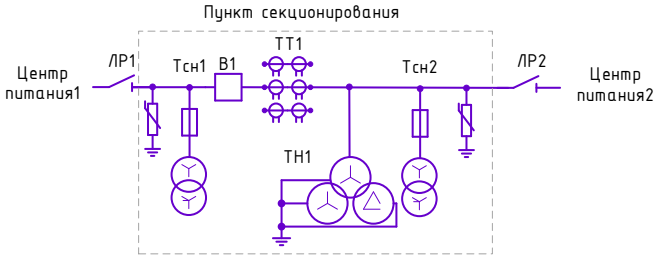
– пунктов местного резервирования и ячейки в открытых распределительных устройствах.

В зависимости от технических решений конкретного производителя и функций устройства в состав оборудования могут входить коммутационные аппараты (выключатели, разъединители, заземлители), ОПН, средства управления и автоматики, ТСН и система гарантированного питания (АКБ).

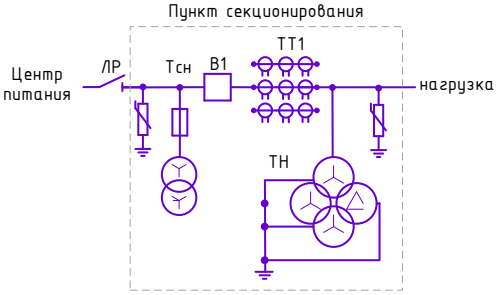
Некоторые схемы подключения реклоузеров в РЭС представлены на рисунке Г. Рисунок Г.2.



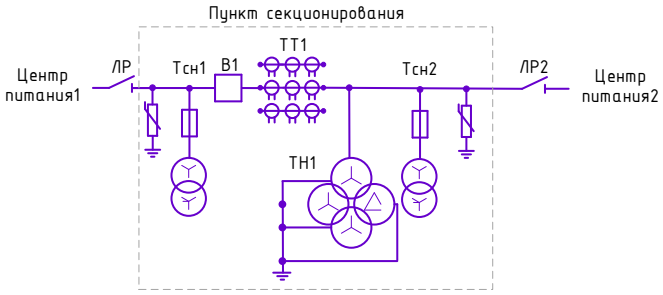
а) с односторонним питанием



в) с двусторонним питанием



б) с односторонним питанием и учетом ЭЭ



г) с двусторонним питанием и учетом ЭЭ

Рисунок Г.2 - Схемы подключения реклоузеров в РЭС

Таблица Г.5. Технические требования к реклоузерам

№	Наименование параметра / функции	Значение
1	Категория размещения	1
2	Климатическое исполнение	У, УХЛ, ХЛ
3	Номинальное напряжение, кВ	6, 10, 15, 20, 35
4	Номинальный ток, А	630; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500
5	Номинальная частота, Гц	50
6	Номинальный ток отключения $I_{о,ном}$, кА	12,5; 16; 20; 25; 31,5
7	Время протекания тока термической стойкости, с, не менее	3,0
8	Вид привода	Пружинный, электромагнитный
9	Выполнение операций включения и отключения и циклов операций по сигналу дистанционного управления при обеспечении информационной безопасности	Обязательно
10	Выполнение отключения путем ручного воздействия на элемент механизма привода (защелку, кнопку, клапан и пр.)	Обязательно
11	Испытательное переменное напряжение электрической прочности изоляции вспомогательных цепей, кВ	2
12	Коммутирующие контакты, установленные в местах, доступных для осмотра и ремонта, для внешних вспомогательных цепей в количестве, не менее	12
13	Нормируемый цикл операций - АПВ	цикл 1: О - $t_{бт}$ – ВО - 180 с - ВО
14	Требование к ресурсу выключателя по механической стойкости N (число циклов «включение — пауза — отключение» В — $t_п$ — О без тока в главной цепи). Объем испытаний, количество циклов:	2000; 10 000
15	«В-$t_п$-О-$t_п$» - при $U_п$= U_{min};	500; 2 500;
16	«В-$t_п$-О-$t_п$» - при $U_п$= U_{max};	500; 2 500;
17	«В-$t_п$-О-$t_п$» - при $U_п$= $U_{ном}$;	500; 2 500;
18	«О-$t_{бп}$-ВО-$t_п$-В-$t_п$» - при $U_п$=$U_{ном}$	250; 1 250
19	Ресурс по коммутационной стойкости, не менее:	

Продолжение таблицы Г. Таблица Г.5

№	Наименование параметра / функции	Значение
20	- количество операций «О» при токе отключения:	25
21	- количество операций «В» при токе включения (начальное действующее значение периодической составляющей):	13
22	Номинальное напряжение цепей управления выключателя, В:	
23	- постоянный ток	110/220
24	- переменный ток	100/230
25	Реклоузеры должны нормально работать в условиях гололеда:	
26	- толщина корки льда, мм, не менее	20
27	- скорость ветра, м/с, не менее	15
28	При отсутствии гололеда: - скорость ветра, м/с, не менее	 40
29	Реклоузер должен быть устойчив к воздействию сквозных токов короткого замыкания со следующими параметрами:	
30	- наибольший пик (ток электродинамической стойкости) iд, кА;	31,5; 40; 50; 63; 80
31	- среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) Iт, кА;	12,5; 16; 20; 25; 31,5
32	- время протекания тока (время короткого замыкания) tк.з., с	3
33	Нормированные характеристики переходного восстанавливающегося напряжения при отключении токов КЗ	согласно [74]
34	Возможность питания цепей управления от внешнего источника питания переменного/постоянного тока	Обязательно
35	Удельная длина пути утечки внешней изоляции, см/кВ, не менее	2,25
36	Собственное время включения/отключения, мс	указывается в ТУ и эксплуатационных документах
37	Защитное покрытие выполнено методом горячего оцинкования	Обязательно (допускается выполнять методом, которой обеспечивает аналогичный уровень коррозионной стойкости)

Продолжение таблицы Г. Таблица Г.5

№	Наименование параметра / функции	Значение
38	Крепление к стойке ЛЭП, шт. материал стоек: железобетонные, металлические; профиль сечения стоек, в том числе переменного сечения: круглые, квадратные, трапециевидные.	1 или 2
39	Наличие аккумуляторной батареи, обеспечивающей питание РЗ, ТМ, привода и сигнализации	Обязательно
40	Время работы от АКБ после пропадания оперативного питания, ч, не менее	24
41	Наличие сертификата соответствия или декларации соответствия требованиям безопасности в системе ГОСТ Р и об утверждении типа средств измерений датчика тока (при наличии)	Обязательно
42	Наличие свидетельства о первичной поверке средств измерений датчика тока (при наличии)	Обязательно
43	Наличие сертификата соответствия или декларации соответствия требованиям безопасности в системе ГОСТ Р и об утверждении типа средств измерений датчика напряжения (при наличии)	Обязательно
44	Наличие свидетельства о первичной поверке средств измерений датчика напряжения (при наличии)	Обязательно
45	Требования к измерительным ТТ	
	Электромагнитные трансформаторы тока (ГОСТ 7746-2015): Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ Номинальный ток первичной обмотки, А Номинальный ток вторичной обмотки, А Количество вторичных обмоток, шт., не менее Вторичные обмотки:	 6, 10, 15, 20, 35 1; 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200 1; 5 2 Класс точности:
46	для измерения	0,2; 0,5

Продолжение таблицы Г. Таблица Г.5

№	Наименование параметра / функции	Значение
47	для технического и коммерческого учета ЭЭ	0,2; 0,5 и 0,2s; 0,5s
48	для релейной защиты и автоматики	5P; 10P
49	Номинальная термическая и механическая стойкость при КЗ	ТТ должны быть устойчивы к токам: а) токам электродинамической стойкости. б) токам термической стойкости. в) времени протекания тока КЗ – 3 с. Конкретные значения параметров должны быть указаны в заводской документации.
50	Номинальная вторичная нагрузка $S_{2ном}$ с коэффициентом мощности $cos\varphi_2$= 1,0; ВА	0,5; 1; 2; 2,5; 5
51	Сопротивление изоляции обмоток трансформаторов при нормальных климатических условиях — по ГОСТ 15150 должно быть не менее	для первичных обмоток 1000 МОм трансформаторов на номинальные напряжения 3-35 кВ
52	Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты $K_{ном}$	от 5 до 30
53	Номинальный коэффициент безопасности приборов $K_{Бном}$, вторичных обмоток для измерений	Определяется производителем в документации
54	Наибольшая допустимая температура нагрева при продолжительном режиме протекания рабочих первичных токов	в соответствии с [29]
55	Электронные (цифровые) измерительные ТТ (ГОСТ Р МЭК 60044- 8- 2010)	
56	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	6, 10, 15, 20, 35
57	Номинальный ток первичной обмотки, А	10; 12,5; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 75 а также их десятичные кратные или дробные значения
58	Номинальный коэффициент превышения первичного тока $K_{1ном}$	1,2; 1,5; 2; 5;10; 20; 50; 100
59	Номинальное напряжение источника дополнительного электропитания, $U_{ЭПном}$, В	Постоянного тока: 24; 48; 60; 110; 125; 220 Переменного тока: 120; 220; 380
60	Номинальное вторичное напряжения $U_{2ном}$ при номинальном первичном токе	22,5 мВ; 150 мВ; 200 мВ; 225 мВ; 4 В

Продолжение таблицы Г. Таблица Г.5

№	Наименование параметра / функции	Значение
61	Частота дискретизации, Гц	4800; 14400
62	Номинальная нагрузка, $R_{Hном}$	2 кОм; 20 кОм; 2 МОм
63	Номинальное время задержки $t_{3ном}$, мкс	0; 50; 100; 200; 500
64	Требования к цифровому выходу:	
	Физический уровень	волоконно-оптический или медно-проволочный
65	- оптическая длина волны	820-860 нм; 1300 нм
66	- тип оптического волокна	50/125 мкм
67	- максимальная/минимальная мощность передачи	-15 дБм/-20 дБм
68	- максимальная/минимальная принимаемая мощность	-15 дБм/-30 дБм
69	Канальный уровень	формат кадра FT3 по МЭК 60870-5-1
70	Прикладной уровень	совместимость со стандартом МЭК 61850-8-1
71	ТТ нулевой последовательности	
72	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	0,66
73	Номинальный ток вторичной обмотки, А	1
74	Коэффициент трансформации	30/1; 60/1
75	Трансформатор должен выдерживать короткие замыкания на выводах вторичных обмоток в течение, с	1
76	Требования к измерительным ТН	
	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	6, 10, 15, 20, 35
	Номинальное напряжение вторичных обмоток, кВ:	
77	1) основных (для учета и измерений):	0,1(0,11|0,12|0,127)/√3
78	2) дополнительной (для защиты)	
79	- для трансформаторов, работающих в сетях с заземленной нейтралью	0,1(0,11|0,12|0,127)
80	- для трансформаторов, работающих в сетях с изолированной нейтралью	0,1(0,11|0,12|0,127)/3
81	Класс точности обмотки, предназначенной для:	

Продолжение таблицы Г. Таблица Г.5

№	Наименование параметра / функции	Значение	
82	- учета и измерений	0,2; 0,5	
83	- защиты	3Р; 6Р	
84	Номинальная мощность вторичной обмотки, ВА	10, 15, 25, 30, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 800, 1000, 1200	
85	Сопротивление изоляции обмоток, МОм, не менее:		
86	- первичной обмотки	100	
87	- вторичных обмоток при отключенных вторичных цепях	50	
88	- вторичных обмоток совместно с подключенными вторичными цепями	1	
89	Трансформатор должен выдерживать короткие замыкания на выводах вторичных обмоток в течение, с	1	
90	Выдерживаемое напряжение при длительном однофазном замыкании питающей сети на землю в течение 8 часов, В	1,9 $U_{ном}$	
91	Предел допускаемой погрешности обмоток	Напряжения, %	Угловой, мин
92	Для коммерческого учета в соответствии с классом точности 0,2	±0,2	±10
93	Для коммерческого учета в соответствии с классом точности 0,5	±0,5	±20
94	Для защит в соответствии с классом точности 3Р	±3,0	±120
95	Для защит в соответствии с классом точности 6Р	±6,0	±240
96	Наличие свидетельства об утверждении типа средств измерений, допущенных к применению в РФ	Обязательно	
97	Интервал между поверками, лет, не менее	8	
98	Срок службы, лет, не менее	25	

Продолжение таблицы Г. Таблица Г.5

№	Наименование параметра / функции	Значение		
99	Требования к ОПН (соответствие ГОСТ Р 52725— 2021)			
	Номинальное напряжение сети, кВ	6	10	35
	Наибольшее рабочее напряжение сети, кВ	7,2	12	40,5
	Категория размещения		1	
	Климатическое исполнение		У; УХЛ	
	Степень загрязнения атмосферы		II-IV	
	Номинальный разрядный ток (импульс тока 8/20 мкс), кА	5; 5; 10	10	5; 10
	Класс пропускной способности	2; 1; 2	2	1; 2
	Удельная энергоемкость на 1 кВ наибольшего рабочего напряжения, кДж/кВ Uнр, не менее	2,1; 1,8; 2,1	2,1	1,8; 2,1
	Остающиеся напряжения (кВ не более) при грозовом импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой, А			
100	5000	17,2; 22,5; 22,3	36	120
101	10000	18,5; 24,7; 24,5	38	127
102	20000	- ; - ; 25,0	42	139
103	Остающиеся напряжения (кВ не более) при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой, А			
104	250	14,1; 19,5; 19,0	28,5	95
105	500	14,6; 20,1; 19,8	30	100
106	1000	15,5; 21,0; 20,5	31,5	
107	Остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе, кВ не более 500 1000	17,2; 22,5; - - ; -; 24,5	38	127
108	Испытательные напряжения внешней изоляции полного грозового импульса, не менее, кВ		$1,3U_{ост}$	
109	Удельная длина пути утечки внешней изоляции, см/кВ Uнр, не менее		2,0 - 3,1	
110	Тип внешней изоляции		фарфор, полимер	
111	Герметичность		Обязательно	
112	Срок службы до списания, лет не менее		25	

Продолжение таблицы Г. Таблица Г.5

№	Наименование параметра / функции	Значение
113	Требования к функции защит и автоматики, ОМП и РАС и связи	определены в разделе Д.1
114	Требования к информационной безопасности	определены в разделе Д.10
115	Требования к синхронизации времени, наличие протоколов	Обязательно, RFC 5905 NTPv4 (SNTPv4) МЭК 61850-9-3
116	Режим работы системы самодиагностики	при включении; фоновый, постоянно
117	Срок службы, лет, не менее	25
118	Указания по утилизации конструкций	должны содержаться в эксплуатационной документации завода-изготовителя

Г.2.2 Переходный пункт

В зависимости от конкретных условий состав оборудования переходного пункта может включать в себя коммутационные аппараты (выключатели, разъединители, заземлители), ОПН, ВЧ заградители, конденсаторы связи, средства управления и автоматики, ТСН и системы гарантированного питания.

В зависимости от конструктивного исполнения ПП могут быть наземного исполнения (открытого или закрытого типа), или монтироваться на опорах (порталах).

Переходной пункт: Комплекс оборудования и конструкций, необходимых для соединения кабельной и воздушной линий.

Тип переходных пунктов, коммутационное оборудование и компоновка, требования к контуру заземления, наличие устройств диагностики и мониторинга КЛ должны быть определены при разработке проектной документации.

Переходные пункты (ПП), размещаемые на селитебной территории, следует предусматривать закрытого типа или с размещением на специальных переходных опорах (порталах).

На подходах к переходным пунктам следует предусматривать технические полосы для ввода и вывода кабельных и воздушных линий.

Технические требования к ПП, размещаемым на опорах:

− выполнены требования в части соблюдения необходимых изоляционных расстояний согласно [10];

− обеспечен круглогодичный доступ к опорам с ПП;

− для двухцепных КВЛ: ПП каждой цепи размещены на отдельных опорах;

− кабельные муфты, ОПН, опорные изоляторы и другое оборудование размещено на специальных конструкциях на высоте не менее 10 м;

− подъём кабелей на опору выполнен с одной стороны опоры с учётом требований к креплению, указанных ниже. Кабели, проложенные горизонтально или вертикально по конструкциям, стенам и перекрытиям, должны быть жестко закреплены в конечных точках, непосредственно у муфт, с обеих сторон изгибов, а на прямых участках – согласно проекту. Кабели однофазной конструкции, прокладываемые вертикально по конструкциям и стенам,

должны быть закреплены на каждой кабельной конструкции пофазно. Крепление кабелей должно быть выполнено таким образом, чтобы предотвратить деформацию кабелей и муфт под действием собственного веса кабеля, а также механических напряжений, возникающих при циклах «нагрев-охлаждение» и при магнитных взаимодействиях при коротких замыканиях. Конструкции, на которые укладываются небронированные кабели, должны быть выполнены таким образом, чтобы исключалась возможность механического повреждения оболочек кабелей;

− кабель защищён от механических повреждений на высоте не менее 3 м от уровня земли и на глубине 0,3 м в земле; предусмотрен резерв кабеля для перемонтажа концевых муфт;

− для монтажа и эксплуатации оборудования ПП на опорах предусмотрены площадки;

− конструкции опор проверены на дополнительную нагрузку.

Кабельные участки КВЛ 6-35 кВ вне зависимости от длины должны быть защищены при помощи ОПН, установленным по концам вставок. Выбор характеристик защитного аппарата должен осуществляться исходя из требований защиты изоляции кабеля.

На КВЛ следует применять такие схемы АПВ, которые исключают повторную подачу напряжения на повреждённый кабельный участок (например контроль дифференциального тока по через экраны кабелей). Не рекомендуется АПВ на КВЛ с общей длиной кабельного участка 80 % и более от общей длины КВЛ.

Г.2.3 Выключатель нагрузки

Выключатель нагрузки (ВН) по[38] – коммутационный аппарат, способный включать, длительно пропускать и отключать номинальные токи, а в некоторых случаях и обусловленные перегрузочные токи электрической цепи, в которой он установлен, а также включать ток короткого замыкания этой цепи, и обладающий обусловленной динамической и термической стойкостью при сквозных токах короткого замыкания.

ВН преимущественно применяются для установки на тупиковых подстанциях небольшой мощности, для размыкания кольцевых линий, а также для коммутации двигателей высокого напряжения и конденсаторных батарей. Повышенный эффект применения ВН с дистанционным управлением в сети РЭС достигается при совместном использовании ВН с индикаторами короткого замыкания направленного действия и установке в местах подключения протяженных отпаек к магистрали ЛЭП (см. раздел Г.3.4).

Таблица Г.6. Технические требования к выключателям нагрузки

№	Наименование параметра / функции	Значение
1	Категория размещения	2, 3
2	Климатическое исполнение	У
3	Номинальное напряжение, кВ	6, 10, 15, 20, 35
4	Номинальный ток, А	100; 200; 320; 400; 630; 1000

Продолжение таблицы Г. Таблица Г.6

№	Наименование параметра / функции	Значение
5	Номинальная частота, Гц	50
6	Номинальный ток отключения $I_{о,ном}$, кА	2,5; 3,2; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5
7	Время протекания тока термической стойкости, с, не менее	3
8	Вид привода	Пружинный, электромагнитный, электродвигательный, ручной
9	Номинальное напряжение питания цепей включающих и отключающих устройств и вспомогательных цепей (управления, блокировки и сигнализации) $U_{п.ном}$, В	Для постоянного тока - 24; 48; 110 или 125; 220 или 250. Для трехфазного переменного тока - 127; 220; 400. Для однофазного переменного тока - 100; 220
10	Выполнение операций включения и отключения и циклов операций по сигналу дистанционного управления при обеспечении информационной безопасности	Обязательно
11	Встроенные элементы защиты	с встроенными предохранителями – для базового и стандартного уровней автоматизации; без встроенных предохранителей – для высокого и интеллектуального уровней автоматизации
12	Испытательное переменное напряжение электрической прочности изоляции вспомогательных цепей, кВ	2
13	Коммутирующие контакты, установленные в местах, доступных для осмотра и ремонта, для внешних вспомогательных цепей в количестве, не менее	12
14	Удельная длина пути утечки внешней изоляции, см/кВ, не менее	2,25

Продолжение таблицы Г. Таблица Г.6

№	Наименование параметра / функции	Значение
15	Тип эксплуатационного назначения	Общего назначения: 1Б – для многократных коммутационных операций на номинальные токи до 630 А; 1В – для частых коммутационных операций на номинальные токи до 630 А; Специализированного назначения: 2Б – для коммутирования двигателей на номинальные токи до 200 А; 2В – для коммутирования одиночных конденсаторных батарей на номинальные токи до 630 А;
16	Собственное время включения/отключения, мс	указывается в ТУ и эксплуатационных документах
17	Нормированный цикл операций	О - 180 с - ВО - 180 с – ВО
18	Требование к ресурсу выключателя по механической стойкости N (число циклов «включение — пауза — отключение» В — $t_п$ — О без тока в главной цепи).	2000; 10 000 ВН типа 1Б и 2 Б – 2 000 циклов ВН типа 1В и 2 В – 10 000 циклов Коммутационная способность в нормальном эксплуатационном режиме согласно [38]
19	Устойчивость к воздействию сквозных токов короткого замыкания со следующими параметрами: - наибольший пик (ток электродинамической стойкости) $I_{нп}$ кА; - среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) $I_т$, кА; - время протекания тока (время короткого замыкания) $t_{к.з.}$, с	 2,5; 3,15; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5 2,5; 3,2; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5 3
20	Нормированные характеристики переходного восстанавливающегося напряжении при отключении токов КЗ	согласно [74]
21	Разновременность замыкания и размыкания контактов полюсов ВН при одновременном управлении ими, менее, с	0,01
22	Возможность питания цепей управления от внешнего источника питания переменного/постоянного тока	Рекомендуется

Продолжение таблицы Г. Таблица Г.6

№	Наименование параметра / функции	Значение
	Защитное покрытие выполнено методом горячего или холодного оцинкования	Обязательно (допускается выполнять методом, которой обеспечивает аналогичный уровень коррозионной стойкости)
23	Выполнение операций включения и отключения и циклов операций по сигналу дистанционного управления при обеспечении информационной безопасности	Обязательно
24	Выполнение отключения путем ручного воздействия на элемент механизма привода (защелку, кнопку, клапан и пр.)	Обязательно
25	Включение выключателем нагрузки нормированного тока короткого замыкания	должна быть обеспечена безопасность для оператора и другого персонала, находящегося вблизи места установки выключателя нагрузки, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.3—75 и ГОСТ 12.2.007.6—75
26	Функции защит и автоматики, ОМП и РАС	определены в разделе Д.1
27	Резьбовые соединения, расположенные на подвижных частях, а также ответственные резьбовые соединения на неподвижных частях	должны быть предохранены от самоотвинчивания
28	Требования к конструкции ВН пружинных приводов для выключателя нагрузки должны быть предусмотрены	- возможность местного или (и) дистанционного включения и отключения; - невозможность включения выключателя нагрузки при неполностью заведенной пружине (пружинах); - наличие устройства для автоматического и ручного или только для ручного завода пружины (пружин), которое для дистанционных управляемых выключателей нагрузки должно допускать завод включающей пружины при включенном выключателе нагрузки,

Продолжение таблицы Г. Таблица Г.6

№	Наименование параметра / функции	Значение
		наличие в приводах с дистанционным управлением устройства для сигнализации об окончании завода пружины (пружин) и готовности к включению выключателя нагрузки, а также механического указателя как для приводов с дистанционным (двигательным), так и ручным заводом пружины
29	ВН с приводом должна	обеспечивать невозможность самопроизвольного выхода из включенного или отключенного положения под действием силы тяжести, вибраций, ударов умеренной силы, электродинамических сил, а также случайного прикосновения к элементам управления и другим деталям
30	Срок службы, лет, не менее	25
31	Указания по утилизации конструкций	должны содержаться в эксплуатационной документации завода-изготовителя

Г.2.4 Управляемый разъединитель

Управляемый разъединитель - контактный коммутационный аппарат, который обеспечивает в отключенном положении изоляционный промежуток, удовлетворяющий нормированным требованиям, и снабженный двигательным приводом с возможностью дистанционного/местного управления.

Таблица Г.7. Технические требования к управляемым разъединителям

№	Наименование параметра / функции	Значение
1	Категория размещения	1, 2, 3
2	Климатическое исполнение	У, УХЛ
3	Номинальное напряжение, кВ	6, 10, 15, 20, 35
4	Номинальный ток, А	200; 315; 400; 630; 800; 1000
5	Номинальная частота, Гц	50
6	Номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости) $I_т$, кА	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80
7	Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости), $I_д$, кА	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80
8	Время протекания тока термической стойкости, с, не менее	3,0
9	Количество заземлителей, на один полюс	0; 1; 2
10	Блокировка между главными и заземляющими ножами разъединителя (механическая или электромагнитная)	Обязательно
11	Ручное оперирование разъединителем и заземлителями	Обязательно
12	Указатель включенного и отключенного положений разъединителя в приводе	Обязательно
13	Фиксация включенного и отключенного положений	Обязательно
14	Вид привода	Пружинный, электромагнитный, электродвигательный, ручной
15	Номинальное напряжение питания цепей включающих и отключающих устройств и вспомогательных цепей (управления, блокировки и сигнализации) $U_{п.ном}$, В	Для постоянного тока - 24; 48; 110 или 125; 220 или 250. Для трехфазного переменного тока - 127; 220; 400. Для однофазного переменного тока - 100; 220
16	Выполнение операций включения и отключения и циклов операций с разъединителем и заземлителем по сигналу дистанционного управления при обеспечении информационной безопасности	Обязательно
17	Коммутирующие контакты, установленные в местах, доступных для осмотра и ремонта, для внешних вспомогательных цепей в количестве, не менее	12

Продолжение таблицы Г. Таблица Г.7

№	Наименование параметра / функции	Значение
18	Испытательное переменное напряжение электрической прочности изоляции вспомогательных цепей, кВ	2
19	Удельная длина пути утечки внешней изоляции, см/кВ, не менее	2,25
20	Собственное время включения/отключения, мс	указывается в ТУ и эксплуатационных документах
21	Требование к ресурсу разъединителя по механической стойкости N (число циклов «включение — пауза — отключение» В — $t_п$ — О)	разъединитель класса М0 - 1000; разъединитель класса М1 - 2000; разъединитель класса М2 – 10000 (рекомендуется класс М2).
22	Устойчивость к воздействию сквозных токов короткого замыкания со следующими параметрами: - наибольший пик (ток электродинамической стойкости) $i_д$, кА; - среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) $I_т$, кА; - время протекания тока (время короткого замыкания) $t_{к.з.}$, с	 6; 8; 10; 13; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80 2,5; 3,2; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5 3
23	Возможность питания цепей управления от внешнего источника питания переменного/постоянного тока	Рекомендуется
24	Защитное покрытие выполнено методом горячего или холодного оцинкования	Обязательно (допускается выполнять методом, которой обеспечивает аналогичный уровень коррозионной стойкости)
25	Обеспечение операций включения и отключения и циклов операций по сигналу дистанционного управления при обеспечении информационной безопасности	Обязательно
26	Обеспечение отключения путем ручного воздействия на элемент механизма привода (защелку, кнопку, клапан и пр.)	Обязательно
27	Ресурс по коммутационной стойкости, не менее: - количество операций «О» при токе отключения:	 25

Продолжение таблицы Г. Таблица Г.7

№	Наименование параметра / функции	Значение
28	- количество операций «В» при токе включения (начальное действующее значение периодической составляющей):	13
29	Включение выключателем нагрузки нормированного тока короткого замыкания	должна быть обеспечена безопасность для оператора и другого персонала, находящегося вблизи места установки выключателя нагрузки, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.3—75 и ГОСТ 12.2.007.6—75
30	Срок службы, лет, не менее	25
31	Указания по утилизации конструкций	должны содержаться в эксплуатационной документации завода-изготовителя

Г.3 Линии электропередачи

Г.3.1 Воздушные линии электропередачи 6-35 кВ

Основными элементами ВЛ 6-35 кВ являются:

− провода;

− линейная арматура;

− изоляторы;

− опоры;

− фундаменты.

Все элементы ВЛ должны соответствовать государственным стандартам, строительным нормам и правилам Российской Федерации и ПУЭ.

При проектировании, строительстве, реконструкции и эксплуатации ВЛ должны соблюдаться требования «Правил охраны электрических сетей напряжением свыше 1000 В» и действующих санитарно-эпидемиологических правил и нормативов. При этом элементы ВЛ рассчитываются на сочетания нагрузок, действующих в нормальных, аварийных и монтажных режимах.

Сочетания климатических и других факторов в различных режимах работы ВЛ (наличие ветра, гололеда, значение температуры, количество оборванных проводов или тросов и пр.) определяются в соответствии с требованиями ПУЭ.

Г.3.1.1 Типовые решения по проводам ВЛ 6-35 кВ

Механический расчет проводов ВЛ производится по методу допускаемых напряжений. Расчеты производятся на расчетные нагрузки в соответствии с НТД [10].

На магистралях ВЛ напряжением 6-20 кВ могут применяться:

− неизолированные провода типа АС сечением не менее 70 мм^2;

− защищенные провода сечением не менее 70 мм^2.

На отпайках от магистралей напряжением 6-20 кВ могут применяться:

− неизолированные провода типа АС не менее 35 мм^2;

− защищенные провода сечением не менее 35 мм^2.

На ВЛ 35 кВ могут применяться неизолированные провода типа АС сечением не менее 70 мм^2, но рекомендуется применять защищенные провода сечением не менее 70 мм^2.

Применение на ВЛ 6-35 кВ проводов в защитной оболочке (СИП-3 и ПЗВ) позволяют повысить надежность работы электрической сети и электроснабжения потребителей.

Защищенные провода рекомендуется применять на ВЛ напряжением 6 – 35 кВ в первую очередь:

− при прохождении трассы ВЛ по населенной местности;

− при прохождении ВЛ по лесным массивам;

− при пересечении ВЛ водных преград;

− при отсутствии возможности соблюдения габаритных расстояний при прохождении ВЛ в стеснённых условиях;

− при совместной подвеске с ВЛ напряжением 0,4 кВ с самонесущим изолированным проводом (СИП).

Монтаж защищенных проводов рекомендуется выполнять при температуре окружающего воздуха не ниже -20 °С.

Монтаж защищенных проводов следует выполнять с применением специальной линейной арматуры, средств механизации, приспособлений и монтерского инструмента, предназначенных для использования при работах с проводом конкретного типа. Допускается использование средств механизации, приспособлений и инструмента, применяемых при сооружении ВЛ с неизолированными проводами и соответствующих требованиям по монтажу защищенных проводов.

Провода должны быть стойкими к воздействию температуры окружающей среды от - 60 до + 50°С.

Провода должны быть стойкими к воздействию солнечного излучения.

Герметизированные провода должны быть устойчивы к продольному распространению воды. Распространение воды вдоль провода от места ее проникновения не должно превышать 3 м ГОСТ 31946-2012.

Г.3.1.2 Типовые решения по линейной арматуре ВЛ 6-35 кВ

Линейная арматура должна быть необслуживаемая и соответствовать сроку службы ВЛ. По климатическим условиям арматура должна соответствовать основным функциональным узлам ВЛ.

Арматура должна быть изготовлена в соответствии с требованиями [61].

Арматуру должны изготовлять в климатическом исполнении УХЛ, категории 1 по [35]. Номинальные значения климатических факторов – по [36] и [35].

Арматуру следует монтировать с применением стандартных инструментов, приспособлений и оборудования, либо в эксплуатационной документации должны быть указаны марки специальных инструментов, приспособлений и оборудования, применяемого для монтажа арматуры [61].

Размеры соединений арматуры должны соответствовать требованиям [32] и [40].

Конструкция арматуры токоведущего соединения должна обеспечивать надежный электрический контакт между проводом и зажимом, проводом и ответвлением в течение всего срока эксплуатации [61].

Конструкция арматуры должна исключать возможность накопления в ней и в образованном с помощью нее контактном соединении влаги при эксплуатации [61].

Конструкция арматуры должна исключать образование электрохимических пар у сопрягаемых деталей [61].

Срок службы арматуры должен составлять не менее 40 лет [61].

Сцепная арматура служит для крепления проводов к гирляндам изоляторов и крепления гирлянд изоляторов к траверсам опор. Сцепная арматура должна изготавливаться из оцинкованной стали.

На ВЛ с гирляндами изоляторов следует применять специальные поддерживающие и натяжные зажимы для проводов. Могут применяться поддерживающие зажимы с ограниченной прочностью заделки провода. Такие зажимы при обрыве провода допускают его проскальзывание, уменьшая тем самым одностороннее тяжение провода на промежуточные опоры.

Соединительная арматура ВЛ должна соответствовать типу используемых проводов. Дополнительных требований к соединительной арматуре не предъявляется.

Защитная арматура ВЛ предназначена для предотвращения опасных последствий вибрации проводов, использованием многочастотных гасителей вибрации. Гасители вибрации устанавливаются на ВЛ 35 кВ, для ВЛ 6, 10, 20 кВ не устанавливаются. Защита от вибрации не требуется в тех случаях, когда отсутствуют условия и причины вибрации проводов и тросов, создающей опасность их разрушения. Степень опасности вибрации определяется расположением ВЛ или ее участков относительно преобладающего направления ветров, условиями прохождения линии, тяжением проводов и тросов, конструктивными параметрами пролетов РД 34.20.182-90.

Арматура, предназначенная для крепления и подвески проводов с защитной изоляцией СИП-3 не должна создавать условий для попадания влаги к токопроводящей жиле. Вспомогательное оборудование и арматура для подвески, крепления и монтажа не должны нарушать технических и эксплуатационных параметров (характеристик) провода в процессе монтажа и эксплуатации. Арматура предназначена для эксплуатации при температуре окружающего воздуха от - 60 до + 50°С, на высоте до 1000 м над уровнем моря в районах с (1 – 4) степенью загрязнения, во всех районах по ветру и гололёду.

Г.3.1.3 Типовые решения по изоляторам ВЛ 6-35 кВ

На ВЛ 35 кВ должны применяться подвесные или стержневые изоляторы. Допускается применение штыревых изоляторов.

На ВЛ 20 кВ и ниже должны применяться:

− на промежуточных опорах - любые типы изоляторов;

− на опорах анкерного типа - подвесные изоляторы, допускается применение штыревых изоляторов в районе по гололеду I и в ненаселенной местности. [10].

Для снижения количества аварий на ВЛ 6-35 кВ рекомендуется применять подвесные изоляторы.

Количество изоляторов в гирляндах должно определяться в соответствии с ПУЭ [10], а также с учетом местных условий, в том числе наличия обновленных карт загрязнения изоляции.

Выбор типа и материала (стекло, фарфор, полимерные материалы) изоляторов производится с учетом климатических условий (температуры и увлажнения) и условий загрязнения в соответствии с требованиями НТД [10].

Г.3.1.4 Типовые решения по опорам ВЛ 6-35 кВ

Опоры ВЛ разделяются на два основных вида:

− анкерные опоры, полностью воспринимающие тяжение проводов и тросов в смежных

с опорой пролетах;

− промежуточные, которые не воспринимают тяжение проводов или воспринимают его частично.

Промежуточные опоры для ВЛ 6-35 кВ могут быть гибкой и жесткой конструкции [10].

Анкерные опоры для ВЛ 6-20 кВ должны быть жесткими, при этом допускается применение анкерных опор гибкой конструкции для ВЛ до 35 кВ [10].

Требования к применению анкерных опор нормальной конструкции:

− на ВЛ 35 кВ расстояние между анкерными опорами должно быть не более 10 км, а на ВЛ, проходящих в труднодоступной местности и в местности с особо сложными природными условиями, - не более 5 км;

− на ВЛ 20 кВ и ниже с проводами, закрепленными на штыревых изоляторах, расстояние между анкерными опорами не должно превышать 1,5 км в районах по гололеду I-III и 1 км в районах по гололеду IV и более;

− на ВЛ 20 кВ и ниже с подвесными изоляторами расстояние между анкерными опорами не должно превышать 3 км;

− на ВЛ, проходящих по горной или сильно пересеченной местности в районах по гололеду III и более, рекомендуется устанавливать опоры анкерного типа на перевалах и в других точках, резко возвышающихся над окружающей местностью.

По назначению опоры ВЛ делятся на:

− угловые опоры. При небольших углах поворота (15 — 30°), где нагрузки невелики, должны применяться угловые промежуточные опоры. При углах поворота более 30° должны использоваться угловые анкерные опоры, которые имеют более прочную конструкцию и анкерное крепление проводов;

− концевые опоры. Такие опоры являются разновидностью анкерных и устанавливаются в конце и начале линии электропередачи, концевые опоры должны быть рассчитаны на нагрузку от одностороннего тяжения всех проводов и тросов;

специальные опоры. Таки опоры применяются для выполнения специальных задач:

− транспозиционные — для изменения порядка расположения проводов на опорах;

− переходные — для перехода линии электропередачи через инженерные сооружения или естественные преграды;

− ответвительные — для устройства ответвлений от магистральной линии электропередачи;

− противоветровые — для усиления механической прочности участка ЛЭП;

− перекрестные — при пересечении воздушных ЛЭП двух направлений.

На ВЛ 6-35 кВ должны применяться железобетонные и металлические опоры. Для увеличения срока службы опор в обводненных и засоленных грунтах рекомендуется применять стальные опоры с фундаментом, выполненным из стальных труб или свай.

Железобетонные опоры должны иметь срок службы не менее 30 лет, а стальные опоры – не менее 50 лет.

Все железобетонные и металлические опоры ВЛ 6-35 кВ должны быть заземлены. На ВЛ напряжением 6 (10) кВ в соответствии с требованиями главы 2.5 [10] должны быть заземлены:

− опоры, имеющие аппараты защиты от грозовых перенапряжений;

− железобетонные и металлические опоры;

− опоры, на которых установлены силовые или измерительные трансформаторы, разъединители, предохранители или другие аппараты. Деревянные опоры и деревянные опоры

с металлическими траверсами, не имеющие аппаратов защиты от грозовых перенапряжений, не заземляются.

Сопротивления заземляющих устройств опор для ВЛ 6-35 кВ не должны превышать 30 Ом [10].

Заземлители опор ВЛ, должны находиться на глубине не менее 0,5 м, а в пахотной земле - 1 м. В случае установки опор в скальных грунтах прокладка лучевых заземлителей может осуществляться непосредственно под разборным слоем над скальными породами при толщине слоя не менее 0,1 м [10]. При меньшей толщине слоя или его отсутствии рекомендуется прокладка заземлителей по поверхности скалы с заливкой их цементным раствором.

На металлических и железобетонных опорах соединение заземляющих спусков должно быть выполнено болтовым или сварным соединением [10].

Конструкция опор ВЛ 6-35 кВ должна обеспечивать размещение оптических кабелей (ОК) путем подвески с помощью линейной арматуры. Для крепления ОК на опорах ВЛ должна применяться арматура, рекомендованная к использованию изготовителем ОК, которая прошла полный комплекс испытаний с данным типом кабеля. Конструкции зажимов для подвески и крепления ОК на опорах ВЛ не должны приводить к механическим повреждениям наружной оболочки кабеля в течение всего срока его эксплуатации. СО 153-34.48.519-2002.

Г.3.1.5 Типовые решения по фундаментам ВЛ 6-35 кВ

Для закрепления стальных опор ВЛ в грунте должны применяться фундаменты из стальных труб или стальных винтовых свай. Крепление опор к фундаментам должно осуществляться с помощью фланцевого соединения или стальными скобами.

В «нормальных» грунтах для закрепления опор должны применяться фундаменты из стальных труб или стальные свайно-винтовые фундаменты. Фундамент опоры устанавливается в сверленый котлован, выполненный с помощью бурильной машины.

В болотистых грунтах строительство ВЛ должно выполняться в зимнее время, закрепление свайного фундамента из стальной трубы или стальной винтовой сваи осуществляется забиванием (либо вдавливанием) фундаментной трубы с открытым или конусным концом (либо, в случае винтовой сваи – ввинчиванием) с достижением подстилающих болото грунтов и заглублением в подстилающие грунты для обеспечения необходимой несущей способности фундамента опоры на опрокидывание.

В многолетнемерзлых грунтах закрепление опор ВЛ достигается необходимым заглублением сваи из стальной трубы или стальной винтовой сваи, как правило, на глубину 5-9 метров.

В сложных глыбово-щебенистых и скальных грунтах наряду со свайными фундаментами рекомендуется применять поверхностные и приповерхностные фундаменты.

Для противостояния коррозионным процессам должны применяться металлические фундаменты фундамента, обработанные методом горячего оцинкования.

Г.3.1.6 Защита от грозовых перенапряжений

Для ВЛ 6-35 кВ необходимо предусматривать защиту от грозовых перенапряжений:

− линейное электрооборудование, установленное на опорах ВЛ (силовые и измерительные трансформаторы, разъединители и другие аппараты);

− участки ВЛ напряжением 6 (10) кВ с ослабленной изоляцией (места пересечения ВЛ, опоры с кабельными муфтами, отдельные железобетонные опоры на ВЛ с деревянными опорами и другие);

− воздушные линии с защищенными проводами;

− воздушные линии с неизолированными проводами (в местах, например, с аномальной

грозовой деятельностью).

Если на ВЛ напряжением 6-10 кВ с деревянными опорами устанавливаются отдельные железобетонные опоры, то на последних при отсутствии аппаратов защиты должны применяться изоляторы более высокого класса напряжения и/или изоляционные траверсы.

Защите от грозовых перенапряжений подлежат силовые и измерительные трансформаторы, выключатели, разъединители, предохранители и другие аппараты.

Для защиты разъединителей и выключателей, имеющих изоляцию того же класса, что и ВЛ 6-35 кВ с железобетонными опорами, аппараты защиты от грозовых перенапряжений не устанавливаются.

ВЛ напряжением 6-35 кВ при пересечениях требуют установки аппаратов защиты от воздействия грозовых перенапряжений.

На ВЛ напряжением 6-35 кВ с защищенными проводами (ВЛЗ 6-35 кВ) должны применяться изоляторы в соответствии с требованиями, предъявляемыми к ВЛ с неизолированными проводами

Необходимость применения защитных аппаратов на ВЛ устанавливается для вновь строящихся и реконструируемых ВЛ на основании расчета среднего числа грозовых отключений и опыта эксплуатации ГОСТ 34834—2022.

На подходах к подстанциям для ВЛ 35 кВ с металлическими и железобетонными опорами должны применяться грозозащитные тросы [10]. На ВЛ с защищенными проводами 6-20 кВ рекомендуется устанавливать устройства защиты изоляции проводов при грозовых перекрытиях.

Защита подходов ВЛ напряжением 6-35 кВ к ПС с молниеотводами по условиям грозозащиты не требуется.

На подходах ВЛ напряжением 6-35 кВ с железобетонными опорами к подстанциям установка аппаратов защиты не требуется.

Аппараты защиты от грозовых перенапряжений (ОПН, РДИ, РВ или РТ) должны быть установлены в точках ВЛ с ослабленной изоляцией:

− на единичных железобетонных опорах ВЛ напряжением 6-35 кВ с деревянными опорами;

− на опорах, ограничивающих пролеты пересечений ВЛ;

− на опорах с кабельными муфтами.

Для защиты подходов ВЛ 6-35 кВ рекомендуется устанавливать ОПН (или РВ), РДИ. На подходах ВЛ 6-10 кВ с деревянными опорами к ПС (РУ, РП или РТП 6-10 кВ) на расстоянии 200-300 м от ПС должен быть установлен комплект аппаратов защиты.

Г.3.1.7 Требования к охране окружающей среды

При проектировании, строительстве новых и эксплуатации (в т.ч. ремонте, техническом перевооружении и реконструкции) воздушных линий электропередачи должны предусматриваться меры по исключению гибели птиц от электрического тока при их соприкосновении с проводами, элементами траверс и опор:

1) применение при строительстве новых и реконструкциях ВЛ (участков ВЛ) современных конструкций опор, траверс и/или проводов ВЛ, безопасных для птиц:

− опоры с подвесными изоляторами;

− самонесущие изолированные провода типа СИП (защищенные провода типа ПЗВ);

2) применение для ВЛ с незащищенными проводами (для конструкций, представляющих опасность для птиц) специальных устройств защит птиц в соответствии с

ГОСТ Р 70399-2022. Оснащению птицезащитными устройствами, изолирующими электропровода, подлежат все без исключения опоры;

3) временно неиспользуемые участки ЛЭП, находящиеся под напряжением, должны быть обязательно отключены.

В соответствии с действующим санитарным законодательством РФ СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200- 03 для электросетевых объектов предусматривается наличие санитарных разрывов (для ВЛ).

Выбор трасс должен осуществляться с соблюдением требований ФЗ «О животном мире», обеспечивающим охрану животного мира, включая сохранение среды обитания объектов животного мира и условий их размножения, нагула, отдыха и путей миграции.

Трассы ВЛ выбираются в соответствии с [87] в обход:

− залегания полезных ископаемых;

− населенных пунктов;

− промышленных предприятий;

− массивов орошаемых, осушенных и других мелиорированных земель;

− многолетних плодовых насаждений и виноградников;

− участков с высоким естественным плодородием почв и других, приравненным к ним, земельных угодий;

− зон санитарной охраны курортов, заповедников, памятников истории и культуры.

Г.3.1.8 Автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования

Воздушные линии должны оснащаться автоматизированными системами мониторинга и технического диагностирования. Для разных уровней автоматизации РЭС предусматривается техническая и программная реализация определенных функций мониторинга. Более подробная информация представлена в п. Г.3.3.3

Г.3.2 Кабельные линии электропередачи 6-35 кВ

Проектирование и сооружение кабельных линий должны производиться на основе технико-экономических расчетов с учетом развития сети, ответственности и назначения линии и т. д. [10].

Г.3.2.1 Типовые решения по кабелям КЛ 6-35 кВ

Для КЛ напряжением 6-35 кВ при проектировании, строительстве, реконструкции, техническом перевооружении рекомендуется применять кабели с пластмассовой или экструдированной изоляцией ГОСТ 34834—2022.

Кабельные линии напряжением 6-35 кВ должны соответствовать требованиям [11], [19].

В зависимости от условий прокладки кабеля должны соблюдаться следующие требования:

− при наличии риска повреждения оболочки при прокладке рекомендуется применять кабели с увеличенной толщиной оболочки повышенной твердости;

− для подводной прокладки должны применяться бронированные (бронированные немагнитные) кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена обеспечивающие работу в течение срока службы, выдерживающие осевые, поперечные, механические нагрузки в условиях гидростатического давления;

− для прокладки в инженерных сооружениях у кабельной линии должен быть наружный электропроводящий слой, в том числе в составе огнезащитного покрытия, наносимого после прокладки кабеля на его оболочку. Оболочка должна быть выполнена из

материалов пониженной горючести с низким дымогазовыделением и без галогенных композиций с высоким кислородным индексом;

− для прокладки в горной местности, а также в зонах сейсмической активности, должны применяться бронированные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. Прокладка кабелей должна осуществляться в специальных инженерных сооружениях. Способ прокладки определяется проектом, с применением специальных мер защиты от механических повреждений.

Для кабелей с пластмассовой изоляцией рекомендуется прокладка при температуре не ниже 0°С. При этом допускается осуществлять прокладку при более низких температурах:

− минус 20°С для кабелей с оболочкой из полиэтилена;

− минус 15°С для кабелей с оболочкой из поливинилхлоридного пластиката;

− минус 15°С для кабелей с оболочкой пониженной горючести и с полимерной композицией, не содержащей галогенов;

− минус 15°С для кабелей с оболочкой поливинилхлоридной композиции пониженной горючести и низким выделением газа и дыма;

− при температурах до минус 40°С прокладка кабеля допускается только после его предварительного прогрева.

Прокладка кабеля при температуре ниже минус 40°С запрещается.

Для обеспечения продольной герметизации экрана подушку и разделительный слой рекомендуется выполнять из водоблокирущих электропроводящих лент.

Число изгибов кабеля под углом до 90° на трассах прокладки должно быть не более 8 на строительную длину кабеля.

При прокладке кабельной линии кабели однофазного исполнения должны прокладываться параллельно и располагаться в одной плоскости или треугольником вплотную.

Скрепление кабелей в треугольник должно осуществляться лентами, стяжками, хомутами или скобами из немагнитного материала.

Г.3.2.2 Типовые решения по кабельным муфтам КЛ 6-35 кВ

При соединении и оконцевании силовых кабелей следует применять конструкции муфт, соответствующие условиям их работы и окружающей среды. Соединения и заделки на кабельных линиях должны быть выполнены так, чтобы кабели были защищены от проникновения в них влаги и других вредно действующих веществ из окружающей среды. Соединения и заделки должны выдерживать испытательные напряжения для кабельной линии и соответствовать требованиям [31].

Для кабельных линий до 35 кВ концевые и соединительные муфты должны применяться в соответствии с действующей технической документацией на муфты, утвержденной в установленном порядке. [10].

Концевые муфты должны выполняться с применением компаунда (термопластическая, термоактивная полимерная смола) или специального материала с добавками для отверждения состава.

Соединительные муфты должны обеспечивать надежное соединение, герметизировать и предохранять от повреждения место соединения силовых кабелей. При монтаже линий электропередач на вертикальных и наклонных трассах должен использоваться стопорный и стопорно-переходной кабельный крепеж.

Для каждого типа кабеля должны использоваться отдельные марки соединительных муфт, соответствующие конструктивными и технологическими особенностями.

Для кабелей с СПЭ-изоляцией в качестве основного материала для изоляционного слоя соединительных муфт должен использоваться поливинилхлорид или полиэтилен.

В состав соединительной муфты должны входить кожухи, соединители и некоторые вспомогательные элементы. Кабельные муфты для кабелей с пластмассовой изоляцией должны иметь кожухи, изготовленные из термопластичных полимеров. Монтаж осуществляется посредством нагрева и усаживания материала.

Также могут применяться муфты холодной усадки и гибридные муфты. Муфты холодной усадки подходят для установки в местах со стесненными условиями монтажа, а также в местах с ограниченной возможностью применения газовой горелки. Гибридные муфты совмещают в себе элементы муфт холодной усадки и термоусаживаемых муфт.

Соединительные муфты при прокладке кабелей в земле рекомендуется размещать в камерах, подлежащих последующей засыпке просеянной землей или песком. Высота камер не нормируется. Кабельные колодцы для соединительных муфт должны иметь размеры, обеспечивающие монтаж муфт без разрытия. В кабельных колодцах кабели и соединительные муфты должны быть уложены на конструкциях, лотках или перегородках. Кабельные колодцы должны быть снабжены металлическими лестницами.

Г.3.2.3 Защита от грозовых и коммутационных перенапряжений

Защита кабельных линий 6-35 кВ от коммутационных перенапряжений при помощи ОПН не требуется вне зависимости от типа применяемых выключателей. Исключение составляют те кабельные линии 6 и 10 кВ, которые питают двигательную нагрузку.

Для ограничения перенапряжений, локализации развития повреждений, повышения безопасности и надежности КЛ следует применять:

– в действующих сетях плавно регулируемые дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами настройки компенсации;

– во вновь строящихся сетях плавно регулируемые дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами настройки компенсации, а также резистивное заземление нейтрали.

При проектировании защиты от перенапряжений следует применять меры по предотвращению и ограничению времени и интенсивности воздействия на кабель высокочастотных перенапряжений.

Защита кабельных линий 6-35 кВ от грозовых перенапряжений требуется вне зависимости от их протяжённости. Кабельные вставки в ВЛ должны быть защищены по обоим концам кабеля от грозовых перенапряжений защитными аппаратами. Заземляющий зажим защитных аппаратов, экраны кабеля, корпус кабельной муфты должны быть соединены между собой по кратчайшему пути. Заземляющий зажим аппарата защиты должен быть соединен с заземлителем отдельным проводником.

Г.3.2.4 Требования к охране окружающей среды

Экологическая безопасность должна обеспечиваться применяемыми материалами и выполнением требований по безопасности, электрической безопасности и пожарной безопасности.

Материалы конструкции кабелей при температуре их хранения и эксплуатации не должны выделять вредных продуктов в концентрациях, опасных для организма человека и загрязняющих окружающую среду.

Г.3.3 Системы мониторинга технологического состояния оборудования

Автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования (АСМД) – совокупность датчиков (приборов диагностирования) и системы по обработке информации от датчиков, позволяющей в автоматизированном режиме производить оценку технического состояния оборудования или отдельных функциональных узлов.

Приборы и устройства диагностирования технического состояния оборудования должны обеспечивать автоматический периодический контроль измеряемых и расчетных диагностических параметров элементов оборудования, отражающих степень опасности возникающих в элементах оборудования дефектов, и уведомлять оперативный персонал о необходимости устранения дефекта.

АСМД должна осуществлять измерения диагностических параметров оборудования, и определять техническое состояние по расчетно-аналитическим моделям.

Для достижения максимального технико-экономического эффекта, состав и структура АСМД должны комплектоваться оптимальным набором компонентов и функций, обеспечивающих необходимый уровень диагностирование контролируемого оборудования.

Г.3.3.1 Типовые решения по АСМД

Датчики и диагностические приборы должны иметь функцию самодиагностики и обеспечивать автоматический периодический контроль исправности, а также позволять производить удаленный запуск диагностики датчиков через соответствующее ПО.

Наработка на отказ датчика должна составлять не менее 50000 часов.

Степень защиты датчика должна быть не менее IP68 по [34].

По воздействию климатических факторов внешней среды датчики должны соответствовать исполнению УХЛ категории размещения 1 по [35].

По воздействию механических факторов датчики должны соответствовать группе исполнения М1 по [37].

По требованиям к электромагнитной совместимости технические средства АСМД должны соответствовать ГОСТ Р 51317.4.

Технические средства должны обеспечивать защиту обслуживаемого персонала от поражения электрическим током в соответствии с требованиями [21] и [22]. По способу защиты человека от поражения электрическим током технические средства должны соответствовать классу 01 по [22].

Технические средства системы мониторинга, предполагающие эксплуатацию на улице, должны обеспечивать нормальное функционирование при температуре окружающего воздуха от -50 до +50°С.

Элементы системы мониторинга должны поддерживать напряжение питания 120 ÷ 240 В (AC/DC).

Информация от диагностических приборов передается на следующий уровень по интерфейсам связи:

− оптическая или «медная» линия Ethernet;

− интерфейс RS-485.

Для передачи информации от диагностических приборов должны использоваться следующие протоколы связи:

− МЭК 60870-5-104;

− МЭК 61850 (MMS);

− МЭК 60870-5-103 (Примечание – протокол МЭК 60870-5-103 применяется в

случае его поддержки уже эксплуатирующимся оборудованием (устройствами) и отсутствия возможности реализации иных протоколов, а также при проектном обосновании).

На уровне контроллеров (диагностирующих приборов) АСМД должна быть предусмотрена возможность конфигурирования пользователем устройств с помощью ЧМИ или с помощью ноутбука, подключенного через специальный интерфейс.

Г.3.3.2 Функциональные требования к АСМД

АСМД должна применяться для РЭС «Стандартного» уровня автоматизации и выше. В зависимости от уровня автоматизации РЭС, климатических условий эксплуатации, конструктивных особенностей оборудования состав функций АСМД может изменяться.

АСМД должна обеспечивать:

− сбор данных;

− возможность формирования местных сигналов управления защитного оборудования для системы охлаждения трансформаторов;

− обнаружение на ранней стадии потенциально опасных тенденций и повреждений;

− контроль выхода параметров за пороговые значения и проверку состояния с формированием предупредительной и аварийной сигнализации;

− обнаружение и предупреждение о возникающих повреждениях по результатам расчетов на модели.

Математическое обеспечение должно поддерживать выполнение функций АСМД, в том числе:

− алгоритмов приема и обработки входной информации о состоянии контролируемого оборудования, в том числе, программную фильтрацию;

− алгоритмов, осуществляющих диагностику текущего состояния и прогноз по остаточному ресурсу оборудования;

− алгоритмов формирования предупредительных, аварийных и диагностических сообщений;

− алгоритмов самодиагностики системы и ее отдельных частей.

Г.3.3.3 Воздушные линии электропередачи 6-35 кВ

Система мониторинга технологического состояния ВЛ 6-35 кВ должна выполнять следующие функции:

− измерение температуры проводов линии;

− измерения тока в проводе;

− контроль состояния подвесной изоляции;

− контроль загрязнения изоляторов;

− локация мест дефектов в линии;

− локация мест повреждений;

− контроль обледенения проводов;

− диагностика стрелы провеса;

− определение механического напряжения провода в точках подвеса (тензодатчики).

Рекомендуется использовать АСМД с интеллектуальными многофункциональными датчиками на проводах контролируемой линии. Комплекс технологических, технических и эксплуатационных задач по контролю работы ВЛ при этом зависит от уровня автоматизации РЭС.

Для регионов, подверженных частым появлениям гололедно-изморозевых отложений на ВЛ, необходимо устанавливать АСМД с функций обнаружения и диагностирования степени обледенения проводов.

Для ВЛ в районах с «повышенным» и более уровнем загрязнения атмосферы рекомендуется применять АСМД с функцией контроля загрязнения изоляторов.

Для ВЛ с подвесными изоляторами рекомендуется применять АСМД с функцией контроля состояния подвесной изоляции.

Г.3.3.4 Кабельные линии электропередачи 6-35 кВ

Система мониторинга технологического состояния КЛ 6-35 кВ должна выполнять следующие функции:

− определение технического состояния кабельной линии, концевых и соединительных муфт по частичным разрядам;

− оценка остаточного ресурса кабельной линии, концевых и соединительных муфт по частичным разрядам;

− контроль состояния изоляции кабеля и муфт;

− определение вида дефектов в изоляции;

− локализация мест возникновения дефектов в муфтах и кабелях;

− контроль температуры поверхности КЛ и токопроводящей жилы по всей длине КЛ;

− проведение оперативного контроля емкостных и уравнительных токов, протекающих по броне кабельной линии.

Г.3.3.5 Способы монтажа диагностических средств

Диагностические средства должны монтироваться непосредственно на оборудовании или вблизи оборудования.

Степень защиты датчика должна быть не менее IP68 по [34].

Диагностические средства, размещенные вблизи оборудования, должны быть размещены в монтажных шкафах со степенью защиты IP65.

Диагностические приборы монтируются непосредственно на оборудовании ВЛ. При использовании в системе мониторинга двух приборов на разных концах линии необходимо синхронизировать процесс регистрации сигналов с высокой точностью. Это должно производиться по сигналам системы GPS/ГЛОНАСС.

Датчики, которые монтируются на провода ВЛ, должны иметь автономное питание. Рекомендуется применять многофункциональные датчики с питанием измерительных устройств и микроэлектроники от фазного провода.

При применении АСМД с подключением к ВЛ через конденсаторы связи элементы системы мониторинга должны быть смонтированы на территории подстанции вблизи места захода ЛЭП.

Технические средства размещаются непосредственно на КЛ или вблизи ее. Датчики могут монтироваться на проводниках заземления экрана кабеля, или корпуса соединительной муфты, и непосредственно на поверхности кабеля.

Диагностические приборы, расположенные вблизи КЛ, монтируются непосредственно в монтажных шкафах, связанных между собой по оптической линии или по сигналам системы GPS/ ГЛОНАСС.

Для силового трансформаторного оборудования и выключателей датчики и диагностические приборы монтируются непосредственно на оборудование. Дополнительные диагностические средства должны размещаться в шкафах в непосредственной близости к объекту диагностики.

Г.3.3.6 Архитектура АСМД

Информация от датчиков (диагностирующих приборов) должна передаваться по каналам связи в ДЦ РЭС (архитектура 1, см. п. Д.4.18) и/или ЦУС (архитектура 2, п. Д.4.18).

В ДЦ на серверах производится обработка информации и вывод результатов в удобном для эксплуатирующего персонала виде. Информация от датчиков (диагностирующих приборов) может агрегироваться на уровне SCADA и после этого передаваться в ДЦ, в этом случае алгоритмы обработки данных также должны быть реализованы в рамках специализированного ПО, установленного на серверах в ДЦ. Отдельных АРМ для АСМД не предусматривается.

Г.3.3.7 Типовые решения по информационной безопасности

Технические решения по информационной безопасности АСМД приведены в разделе Д.10.

Г.3.4 Система индикации коротких замыканий

Г.3.4.1 Общие технические решения

Системы индикации короткого замыкания (ИКЗ) предназначены для локализации поврежденного участка распределительных сетей напряжением 6-35 кВ.

Системы индикации короткого замыкания должны обеспечивать надежное определение места КЗ в сети с любым типом заземления нейтрали (глухозаземленная, резистивная, изолированная, компенсированная) и различной конфигурацией (одностороннее/двустороннее питание, кольцевые сети).

Для визуального контроля индикации аварийной ситуации рекомендуется устанавливать светодиоды, которые сигнализируют при фиксации факта аварийной ситуации.

Г.3.4.2 Область применения

Возможны следующие варианты установки ИКЗ:

− установка ИКЗ на опору. Особенности: возможность секционирования воздушных линий; простота установки; отсутствие необходимости в обслуживании;

− установка ИКЗ на провода контролируемой линии. Особенности: возможность секционирования воздушных линий; высокая точность измерений; простота установки;

− установка ИКЗ в ячейку КРУ. Датчики тока индикатора короткого замыкания крепятся непосредственно на провод, а сам индикатор устанавливается на щите релейного отсека ячейки КРУ. Особенности: высокая точность измерений; простота обслуживания; простота интеграции в телемеханику; возможность работы на кабельных линиях.

При проектировании системы мониторинга сетей электропередачи необходимо осуществить оптимальное размещение ИКЗ, которое позволит значительно сократить расходы на выявление и локализацию поврежденных участков во время эксплуатации сетей. Для этого необходимо провести предварительный анализ РЭС с целью определения оптимального количества приборов и мест их установки. Места установки ИКЗ должны быть в зоне визуальной видимости по пути следования персонала ОВБ.

Требуется проведение предварительного анализа схемы линии перед установкой комплекта ИКЗ. Рекомендуется размещение индикаторов до и после труднодоступных участков (например, рек, лес, болото) и возле опор с секционными выключателями, чтобы обеспечить быстрое обнаружение и изоляцию поврежденных участков.

Места размещения ИКЗ выбираются с учетом следующих рекомендаций:

− комплекты ИКЗ на линиях с короткими ответвлениями (менее 2 км) должны быть установлены по главной линии за местом разветвления (отпайки) на ближайших к месту разветвления промежуточных опорах (см. рисунок Г. Рисунок Г.3).

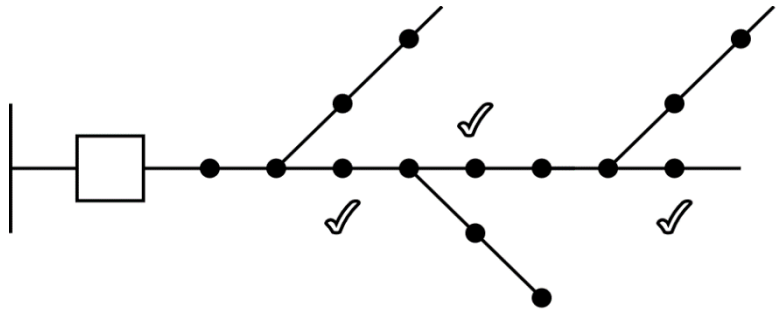


Рисунок Г.3 – Установка комплектов на линии с короткими ответвлениями

− комплекты ИКЗ на коротких линиях с длинными ответвлениями должны быть установлены вблизи мест разветвления на ближайших к месту разветвления промежуточных опорах (см. рисунок Г. Рисунок Г.4).

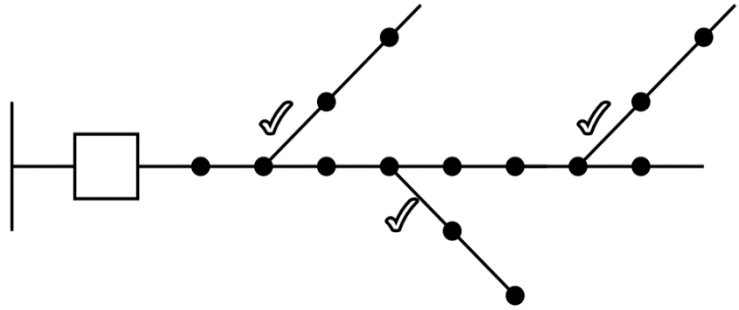


Рисунок Г.4 – Установка комплектов на коротких линиях с длинными ответвлениями

− комплекты ИКЗ на длинных линиях с длинными ответвлениями должны быть установлены в начале контролируемых ответвлений и за местом разветвления на ближайших промежуточных опорах (см. рисунок Г. Рисунок Г.5).

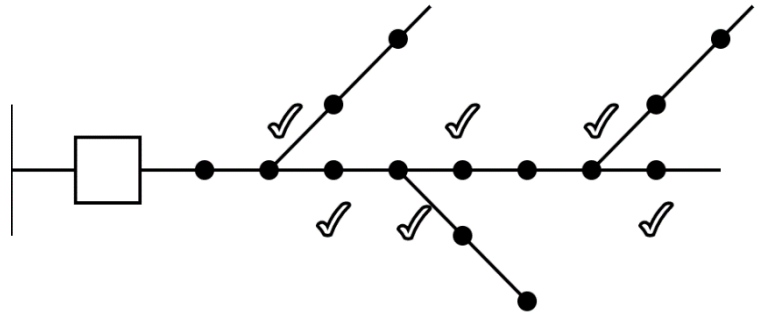


Рисунок Г.5 – Установка комплектов на длинных линиях с длинными ответвлениями

Г.3.4.3 Технические характеристики ИКЗ

В таблице Г. Таблица Г.8 приведены требования к техническим характеристикам ИКЗ.

Таблица Г.8. Технические характеристики ИКЗ

№	Наименование показателя	Значение
Общее описание требований		
1	Типы регистрируемых событий	- Короткие замыкания; - Однофазные замыкания на землю (с возможностью определения поврежденной фазы); - Определение аварийной

		фазы при КЗ.
2	Чувствительность по току КЗ	не менее 20 А
3	Автоматическая подстройка порога по току КЗ	+
4	Чувствительность по току ОЗЗ (при наличии функционала)	не менее 0,5 А
5	Контроль напряжения	+
6	Класс напряжения воздушных линий	6-35 кВ
7	Визуальная индикация	- периодическая вспышка сверхъярких светодиодов с каждой стороны устройства; - дальность определения до 100м (в дневное время), до 500 м (в ночное время)
8	Виды контроля срабатывания	- Визуальный; - Радиоканал ближней связи; - GSM/ GPRS-модем (опционально)
9	Сброс индикации	- По восстановлению питания; - По таймеру; - Магнитом - С переносного пульта - Дистанционно (при подключении БСПИ)
10	Срок службы батареи (в режиме ожидания)	не менее 7 лет
11	Общее время индикации	> 1000 ч.
12	Наработка на отказ	Не менее 60 000 ч (для провода/опоры ВЛ) Не менее 110 000 ч (для ячейки КРУ)

Продолжение таблицы Г. Таблица Г.8

№	Наименование показателя	Значение
Исполнение		
13	Место установки	- на провод ВЛ - на опору ВЛ - в ячейку КРУ
14	Установка на линию под напряжением (для мест установки на провод/опору ВЛ)	+
15	Температурный диапазон	- Стандартный: от – 40°С до +70°С, - Расширенный: от – 60°С до +85°С
16	Степень защиты индикатора	IP 65 по [34] (для ячейки КРУ) IP 68 по [34] (для провода/опоры ВЛ)
17	Воздействие климатических факторов внешней среды	- Соответствие исполнению УХЛ категории размещения 1 по [35]; - Устойчивость к воздействию солнечной радиации в соответствии с [42] (МЭК 68-2-9-75); - Стойкость к воздействию ветровой нагрузки 40 м/с без гололеда и 23 м/с с гололедом с толщиной стенки 35 мм.
18	Воздействие механических факторов	- Соответствие группе исполнения М1 по [37] (для провода/опоры ВЛ); - Исполнение М7 по [37] (для ячейки КРУ); - Стойкость к воздействию галопирования (пляски) (для провода/опоры ВЛ).

Индикаторы ИКЗ могут работать на линиях с любым типом заземления нейтрали и определяют основные типы повреждений – междуфазные замыканий и однофазные замыкания на землю. Устройства ИКЗ позволяют сократить время поиска повреждения и выявить неисправности на линии за счет секционирования сети и, как следствие, меньшей протяженности участка для обхода.

Г.4 Система электроснабжения собственных нужд

Система электроснабжения собственных нужд (СН) предназначена для обеспечения надежной работы электротехнического и технологического оборудования объектов РЭС в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы электроэнергетической системы.

Система СН включает в себя следующее электрооборудование и устройства:

− ячейки распределительных устройств 6-35 кВ (от источников питания);

− трансформаторы собственных нужд (ТСН) 6-35/0,4 кВ;

− распределительные устройства СН переменного напряжения 0,4 кВ;

− кабели линий питания и присоединений СН;

− источники и схемы распределения оперативного тока;

− устройства релейной защиты и автоматики, вторичные цепи и устройства управления коммутационными аппаратами, задействованными в схемах СН;

− устройства измерения, контроля и сигнализации, относящиеся к СН;

− цепи и аппаратуру питания основных электроприемников СН.

В составе электрооборудования СН должны применяться электроприемники с высокими значениями КПД и входного коэффициента мощности (применяться энергоэффективное и энергосберегающее оборудование).

Г.4.1 Собственные нужды. Общие технические решения

Для сети собственных нужд переменного тока необходимо принимать напряжение 400/230 В с заземленной нейтралью. В сети 0,4 кВ применяется система заземления TN-S и TN-C-S с разделением PEN проводника на PE и N непосредственно в шкафах собственных нужд (ШСН).

При применении системы заземления TN-S заземление нейтрали осуществляется непосредственно в месте установки источника питания. При применении же системы заземления TN-C-S заземление нейтрали осуществляется, путем подключения к PE проводнику ШСН.

Для защиты от перенапряжений на каждой секции ШСН рекомендуется устанавливать комбинированное устройство защиты от импульсных перенапряжений I+II класса, защищаемое автоматическими выключателями или предохранителями.

Силовые трансформаторы ТСН, применяемые в системах питания собственных нужд, должны соответствовать [86].

В системах СН должны применяться силовые трансформаторы со следующими схемами и группами соединения обмоток:

− Δ/Yн-11 в общем случае;

− Y/Zн -11 для повышения чувствительности защит от однофазных КЗ в сети 0,4 кВ.

Допускается использование схемы соединения обмоток трансформатора Y/Yн при наличии соответствующего обоснования, например, замена вышедшего из строя трансформатора на двухтрансформаторной ТП.

Для обеспечения нормально допустимых отклонений напряжения в пределах ± 5 % от номинального значения необходимо применять ТСН с устройством ПБВ. В том случае, если регулировочного диапазона устройств ПБВ недостаточно для обеспечения уровней напряжения в период наибольших и наименьших нагрузок допускается использовать ТСН с устройством РПН.

Требования по обеспечению безопасности, защите от отклонений напряжения и электромагнитных помех для низковольтных электроустановок системы собственных нужд принимаются по [56].

Мощность ТСН, питающих шины 0,4 кВ, должна выбираться в соответствии с нагрузками в разных режимах работы электрооборудования с учетом коэффициентов одновременности их загрузки, а также перегрузочной способности.

Расчет нагрузок выполняется для летнего и зимнего периодов работы оборудования. Расчет электропотребителей напряжением до 1 кВ производится для каждого узла питания (распределительного пункта, шкафа, сборки, распределительного шинопровода, и др.), а также по зданию, цеху, корпусу в целом. При включении однофазного электропотребителя на фазное напряжение он учитывается как эквивалентный трехфазный электропотребитель с номинальной мощностью, равной тройному значению мощности однофазного электропотребителя. При наличии группы однофазных электроприемников, которые распределены по фазам с неравномерностью, номинальная мощность эквивалентной группы трехфазных электроприемников принимается равной тройному значению мощности наиболее загруженной фазы

Оборудование системы собственных нужд переменного тока подлежит контролю и управлению со стороны ССПИ. Типовой перечень сигналов от оборудования системы собственных нужд для передачи в ССПИ приведен в таблице Г.7.

Таблица Г.9. Типовой перечень сигналов от оборудования системы собственных нужд для передачи в ССПИ

Оборудование	Параметр
Выключатели ТСН 6-35 кВ	Действующее значение фазного тока (I_b)
	Активная мощность трехфазной системы
	Реактивная мощность трехфазной системы
	Положение выключателя
ТСН 6-35/0,4 кВ	Положение ПБВ (РПН)
	Прекращение принудительной циркуляции масла
	Прекращение принудительной циркуляции охлаждающей воды
	Включение резервного источника питания
	Включение резервного охладителя
	Температура верхних слоев масла в баке трансформатора
ШСН 0,4 кВ	Действующее значение линейного напряжения секции шин (U_{ab}, U_{bc}, U_{ca})
	Действующее значение фазного напряжения секции шин (U_{ao}, U_{bo}, U_{co})
	Действующее значение фазного тока вводных и секционного АВ (I_a, I_b, I_c)
	Активная мощность (фазная)
	Активная мощность (суммарная по трем фазам)
	Реактивная мощность (фазная)
	Реактивная мощность (суммарная по трем фазам)
	Полная мощность (фазная)
	Полная мощность (суммарная по трем фазам)
	Положение вводных и секционного АВ

Продолжение таблицы Г.7

Оборудование	Параметр
	Аварийное отключение вводного/секционного АВ
	Аварийное отключение АВ присоединений
	Неисправность цепей управления
	АВР включён/выключен
	Работа АВР
	Отсутствие напряжения 0,4 кВ (неисправность в ШСН) – обобщенный сигнал

Дистанционное управление ШСН должно предусматриваться в следующем объеме:

− вводные и секционные АВ;

− ввод/вывод АВР питающих элементов;

− наиболее ответственные часто включаемые присоединения (определяется проектом).

Питание сторонних потребителей от сети СН не допускается. Исключение составляют телекоммуникационное оборудование, средства и системы связи сторонних потребителей, осуществляющих реконструкцию, развитие или создание объектов связи с использованием инфраструктуры электроэнергетики. При этом должна быть предусмотрена возможность организации учета потребленной электроэнергии сторонними потребителями.

Г.4.2 Электроснабжение собственных нужд центров питания 35-110 кВ

Электроснабжение собственных нужд центров питания 35-110 кВ должно соответствовать требованиям раздела 9 [90].

Г.4.3 Электроснабжение собственных нужд РП 6-35 кВ и ТП 6-35/0,4 кВ

В РП и ТП для питания электроприемников собственных нужд предусматривается установка шкафов питания собственных нужд (ШСН).

В РП 6-35 кВ ШСН подключается через защитный коммутационный аппарат к ТСН (см. рисунок Г. Рисунок Г.6).

В ТП 6-35/0,4 кВ ШСН подключается через защитный коммутационный аппарат к силовым трансформаторам ТП на участке между обмоткой НН силового трансформатора и вводным автоматическим выключателем (см. рисунок Г. Рисунок Г.7).

В ТП с абонентской частью в случае, если трансформаторы находятся в эксплуатации абонента, необходимо питание собственных нужд РУ ВН осуществлять от ТСН мощностью 40-63 кВА (см. рисунок Г. Рисунок Г.8) или кабелем 0,4 кВ от ближайшей ТП, находящейся в эксплуатации организации, через шкафы питания с автоматическими выключателями, установленными в РУ ВН (см. рисунок Г.Рисунок Г.9).

На столбовых трансформаторных подстанциях РУ 0,4 кВ питается через рубильник со встроенными предохранителями или автоматический выключатель на участке между обмоткой НН силового трансформатора и вводным автоматическим выключателем.

Система питания ШСН по двум вводам с АВР обеспечивает его бесперебойное электроснабжение. Первый ввод является основным, второй ввод – резервным. Резервное питание включается автоматически при исчезновении напряжения на одном из вводов.

Для защиты подключаемых кабелей от перегрузки и коротких замыканий к шкафу питания собственных нужд должны быть установлены автоматические выключатели.

Потребителями СН переменного тока в РП 6-35 кВ и ТП 6-35/0,4 кВ являются:

– цепи оперативного питания высоковольтных ячеек;
– шкафы телемеханики;
– шкафы учета;
– электрические привода высоковольтных ячеек;
– освещение и отопление ячеек;
– освещение и отопление помещений;
– шкафы охранно-пожарной сигнализации;
– розеточные сети 230 В;
– розеточные сети 12-42 В;
– ящики собственных нужд (подключение измерительного и испытательного оборудования и переносных электроприемников).

Для организации розеточной сети 12-42 В устанавливается соответствующий понижающий трансформатор в ШСН.

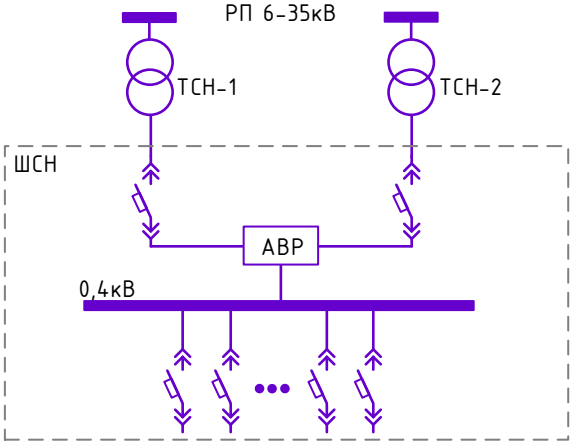


Рисунок Г.6 – Схема СН с подключением ШСН к ТСН

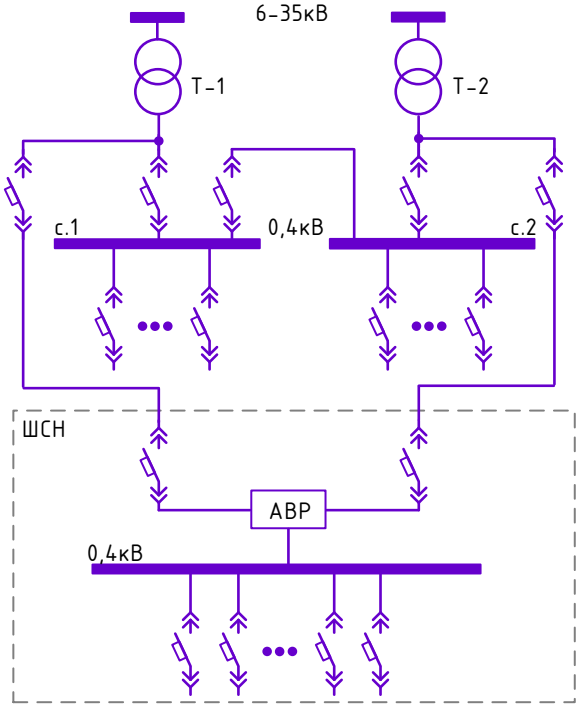


Рисунок Г.7 – Схема СН с подключением ШСН к основным трансформаторам ТП

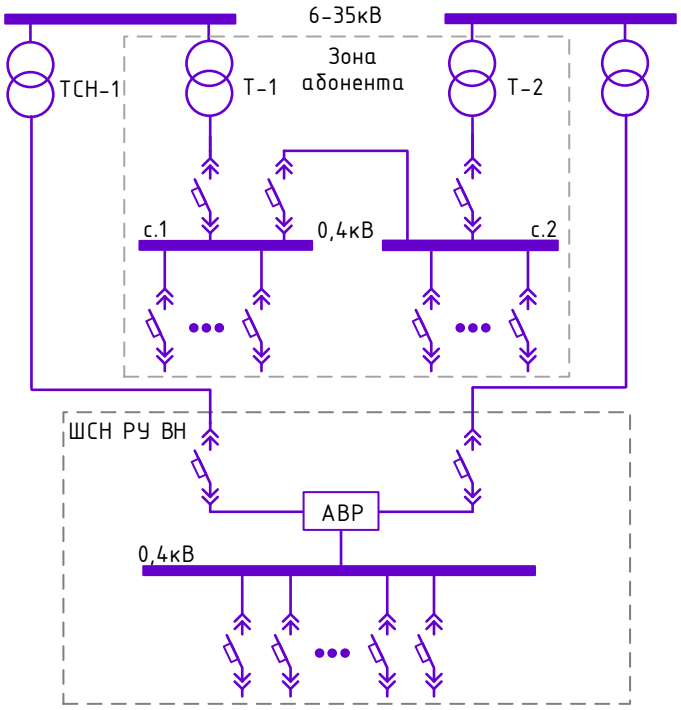


Рисунок Г.8 – Схема СН ТП 6-35 кВ с границей эксплуатационной ответственности на стороне ВН (питание от ТСН)

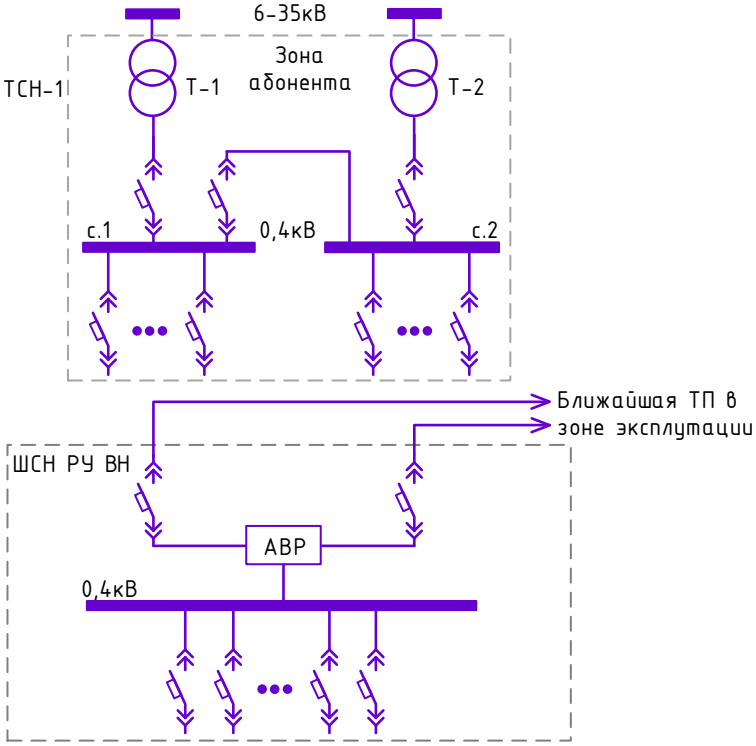


Рисунок Г.9 – Схема СН ТП 6-35 кВ с границей эксплуатационной ответственности на стороне ВН (питание от ближайшей ТП)

Г.4.4 Электроснабжение собственных нужд секционирующих пунктов (реклоузеров)

Потребителями СН переменного тока в реклоузерах являются цепи оперативного питания привода КА, модулей шкафа автоматики и управления, связи и ССПИ, цепи освещения и обогрева. Для защиты подключаемых кабелей от перегрузки и коротких замыканий к шкафу питания собственных нужд должны быть установлены автоматические выключатели.

Количество используемых ТСН зависит от схемы организации электроснабжения реклоузера (кольцевая, магистральная, радиальная).

ТСН подключается к линии через предохранители.

Для организации оперативного питания реклоузера с односторонним питанием устанавливается один ТСН, который должен быть подключен со стороны источника питания.

Для организации оперативного питания реклоузера с двусторонним питанием устанавливается два ТСН, которые должны быть подключены по разные стороны реклоузера. В этом случае реклоузер может получать оперативное питание от любого из двух ТСН.

Типовые схемы подключения ТСН реклоузеров приведены на рисунке Г.Рисунок Г.2.

Г.5 Система оперативного тока

Г.5.1 Назначение

Система оперативного тока предназначена для обеспечения бесперебойного электропитания потребителей оперативным током.

Г.5.2 Область применения

Система оперативного тока должна обеспечивать рабочее и резервное питание следующих основных электроприемников:

− устройств РЗ и СА;

− устройств управления высоковольтными коммутационными аппаратами 6-35 кВ (без питания приводов разъединителей и заземляющих ножей, питание приводов выключателей возможно при обосновании);

− устройств связи, обеспечивающих передачу сигналов и команд СА;

− устройств ССПИ;

− приводов автоматических вводных и секционных выключателей СН 0,4 кВ;

− устройств аварийного освещения и сигнализации.

Г.5.3 Система оперативного тока центров питания 35-110 кВ

Система оперативного тока центров питания 35-110 кВ должна соответствовать требованиям раздела 9 [90].

Г.5.4 Система оперативного тока РП 6-35 кВ и ТП 6-35/0,4 кВ

Система оперативного тока РП 6-35 кВ и ТП 6-35/0,4 кВ может быть выполнена на основе ШУОТ (шкаф управления оперативным током – постоянный ток) или шкафа с ИБП (источник бесперебойного питания – переменный ток).

В ТП, РП и РТП 6-35 кВ, не требующих повышенной надежности и обслуживаемых оперативно-выездными бригадами, применяется система оперативного переменного тока.

Г.5.4.1 Система оперативного тока на основе шкафа с ИБП

Допускается применение секционного выключателя между секциями нескольких ИБП на шинах гарантированного питания при этом необходимо предусматривать аппаратуру автоматической распределения нагрузки и синхронизации между ИБП.

Шкаф переменного оперативного тока с ИБП должен иметь один (в случаях, когда нет двух независимых источников 0,4 кВ) или два ввода напряжения переменного тока с устройством АВР и ввод напряжения постоянного тока от АКБ (см. рисунок Г. Рисунок Г.10).

В шкафу переменного оперативного тока с ИБП должны быть автоматические выключатели для защиты присоединений.

В нормальном режиме ИБП должен осуществлять питание подключенных к нему электроприемников от основного ввода напряжения переменного тока.

ИБП должны обеспечивать автоматическое переключение на питание от АКБ при исчезновении напряжения питания переменного тока.

ИБП должны обеспечивать автоматическое восстановление нормального режима электроснабжения подключенных к нему электроприемников при появлении напряжения основного источника питания после его исчезновения.

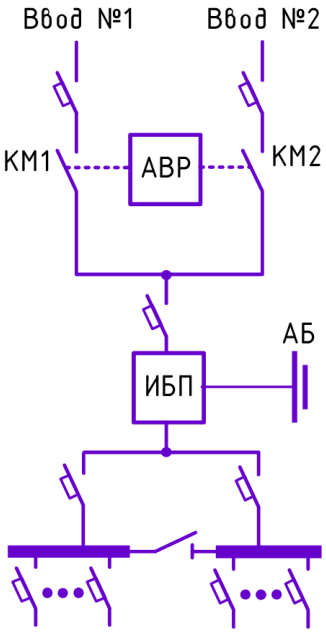


Рисунок Г.10 – Схема системы оперативного переменного тока (шкаф с ИБП)

ИБП должны обеспечивать требуемые показатели качества электроэнергии при провале, потере питающего напряжения в соответствии с требованиями ПУЭ и [52] во всем диапазоне допустимой нагрузки.

Устанавливаемые ИБП должны работать по принципу двойного преобразования электроэнергии.

Секции выпрямителя, инвертора и статического байпасного переключателя должны быть отделены металлическими листами от остальных отсеков ИБП, таких как панели вводов, сервисный байпас, распределительные щиты.

Вход основной и байпасной цепей ИБП должен оснащаться гальванической развязкой (разделительный трансформатор) между питающей сетью и электроприемниками, подключенными к ИБП.

Батареи, предназначенные для использования с ИБП, требуют отдельного или закрытого размещения. Для такого размещения применяют:

− отдельные шкафы или корпуса в помещении или на открытом воздухе;

− батарейные отсеки или секции внутри ИБП.

Свинцово-кислотные АКБ необслуживаемого типа должны быть расположены в свободно стоящих шкафах рядом с ИБП. Емкость АКБ должна обеспечивать возможность формирования максимального расчетного толчкового тока после гарантированного, не менее чем 2-часового, разряда током нагрузки в автономном режиме в течение всего срока службы.

ИБП должны реализовывать автоматическое включение резерва (посредством статического выключателя) и оснащаться ручным «безразрывным» сервисным

переключателем для обеспечения безударного перевода подключенных к ИБП электроприемников на байпасное питание и обратно для технического обслуживания ИБП.

ИБП должны быть самовентилируемыми. ИБП должны быть способны длительно выдавать номинальную мощность, без переключения в режим байпаса в нормальных рабочих условиях, при отключении любого из вентиляторов принудительного охлаждения, в случае применения ИБП с принудительным охлаждением. При этом температура компонентов ИБП не должна превышать максимально допустимое значение. Все вентиляторы должны быть снабжены бесконтактными средствами мониторинга.

ИБП должны оснащаться устройствами защиты от электромагнитных помех (на входе и выходе ИБП).

Контур питания от АКБ должен быть снабжен защитой от чрезмерного тока.

Выпрямитель ИБП должен обеспечивать заряд АКБ до уровня 90% от номинального значения в течение 8 часов после их разрядки на номинальную нагрузку.

ИБП должны обеспечивать автоматическую и ручную проверку АКБ посредством частичного (обычно 25%) разряда АКБ на нагрузку.

При выборе номинальной емкости АКБ необходимо учитывать уменьшение емкости при снижении температуры внутри помещения, в котором они установлены, ниже номинального значения, а также уменьшение емкости в конце срока эксплуатации.

В случае установки нескольких взаиморезервируемых ИБП необходимо предусматривать аппаратуру автоматической распределения нагрузки и синхронизации. Мощность каждого из ИБП должна рассчитываться с учетом обеспечения гарантированного питания электроприемников при выходе из строя другого ИБП.

Помещения, в которых устанавливаются ИБП, должны соответствовать требованиям, приведенным в [10] и [41] с изменениями.

Срок службы ИБП должен составлять 25 лет.

ИБП должен быть предназначен для полностью необслуживаемой работы непрерывно в течение 4 лет, за исключением очистки в пыльных условиях.

Г.5.4.2 Система оперативного тока на основе ШУОТ

ШУОТ должен иметь два ввода напряжения переменного тока с устройством АВР.

В ШУОТ должны быть автоматические выключатели для защиты присоединений.

В нормальном режиме ШУОТ должен осуществлять питание подключенных к нему электроприемников от основного ввода напряжения переменного тока.

В нормальном режиме ШУОТ должен обеспечивать режим постоянного подзаряда АКБ от ЗПУ, питание электроприемников должно осуществляться от ЗПУ.

При аварийном отключении напряжения питающей сети питание электроприемников должно автоматически осуществляется от АКБ. После восстановления напряжения питающей сети должно осуществляться АПВ ЗПУ, питание электроприемников должно вновь осуществляться от ЗПУ с одновременным зарядом АКБ.

ШУОТ должны обеспечивать требуемые показатели качества электроэнергии при провале, потере питающего напряжения в соответствии с требованиями ПУЭ и [52] во всем диапазоне допустимой нагрузки.

ШУОТ должен содержать защиту ЗПУ от импульсных перенапряжений и уменьшения радиопомех.

Для СОПТ, выполненных на базе шкафов ШУОТ рекомендуется применение малообслуживаемых АКБ типа OPzS блочного исполнения и располагаемых в отдельном шкафу, оборудованном системой термоконтроля и подсоединённом к вытяжной вентиляции.

В случае невозможности выполнения вентиляции допустимо использование герметизированных необслуживаемых аккумуляторов VRLA. При этом предпочтение следует отдавать аккумуляторам, выполненным по технологии dryfit.

Для батарей, применяемых в СОПТ на базе шкафов ШУОТ, допускается срок эксплуатации не менее 10 лет.

Г.5.5 Система оперативного тока секционирующих пунктов (реклоузеров)

Система оперативного тока реклоузеров должна соответствовать требованиям раздела 9 [90].

Г.6 Системы накопления электроэнергии

Г.6.1 Назначение

Система накопления электроэнергии (СНЭЭ) предназначена для организации бесперебойного электропитания объектов электросетевого комплекса и электроснабжения потребителей РЭС.

Г.6.2 Область применения

Область применения СНЭЭ зависит от ее назначения и места установки.

По задачам выполняющие СНЭЭ можно разделить на три класса согласно [79]:

− класс А – СНЭЭ, обеспечивающие поглощение или отдачу требуемой мощности в течении непродолжительного рабочего цикла (заряд или разряд не более чем за 1 ч);

− класс В – СНЭЭ, обеспечивающие поглощение или отдачу требуемой мощности в течении длительного рабочего цикла (заряд или разряд белее чем за 1 ч);

− класс С – СНЭЭ, обеспечивающие отдачу электрической мощности переменного тока в энергосистему во время аварийного режима при отсутствии внешнего источника питания.

Одна и та же СНЭЭ может обеспечивать функции комбинации классов.

СНЭЭ класса А должны применяться для:

− регулирования частоты сети;

− компенсации колебаний мощности;

− смягчения последствий снижения качества питания;

− компенсации реактивной мощности.

СНЭЭ класса В должны применяться для срезания или смещения пиков нагрузок.

СНЭЭ класса С должны применяться для обеспечения бесперебойного питания (питание изолированной части сети) в течении определенного времени.

СНЭЭ, предназначенные для использования в применениях с преимущественным использованием аккумулированной в них энергии, должны обеспечивать необходимую мощность в течение длительного периода времени. При работе в обособленной электрической сети СНЭЭ обеспечивают необходимую мощность для локальных электрических сетей, не полагаясь на внешнюю электрическую сеть. К числу функций таких типов применений относятся:

− уменьшение изменений баланса энергии энергосистемы;

− работа в обособленной электрической сети.

При отключении подачи электроэнергии из внешней энергосистемы СНЭЭ должна обеспечивать требуемую мощность резервного энергоснабжения для всех нагрузок или только аварийных нагрузок внутри локальной обособленной электрической сети. Функции резервного энергоснабжения СНЭЭ – обеспечение непрерывного режима работы

энергопринимающих устройств потребителя с требуемой мощностью в течение периода времени, необходимого для восстановления энергоснабжения от энергосистемы/электрической сети.

СНЭЭ может применяться совместно с возобновляемыми источниками питания.

Согласно [80], при совместном использовании СНЭЭ и ВИЭ могут быть реализованы различные меры по управлению нагрузкой, энергией, качеством электроэнергии, приводящие к повышению эффективности ВИЭ. К числу таких функций относятся:

− сглаживание колебаний мощности;

− регулирование выработки энергии ВИЭ;

− применения для электрических зарядных станций, работающих в сочетании с ВИЭ;

− выравнивание нагрузки (уменьшение колебаний потребления нагрузки);

− участие в оперативно-диспетчерском управлении.

Г.6.3 Типовые решения по составу основных компонентов

В состав СНЭЭ должны входить следующие основные компоненты:

− система аккумулирования электрической энергии;

− подсистема преобразования электрической энергии;

− коммутационное оборудование;

− система управления и телемеханики;

− система учета и контроля качества электрической энергии;

− система охраны и пожарной сигнализации;

− система вентиляции, отопления и кондиционирования;

− система гарантированного питания.

Г.6.4 Типовые решения по составу основных параметров

В документации на СНЭЭ должны содержаться следующие основные параметры:

− нормированная активная мощность P, Вт;

− нормированная реактивная мощность Q, вар;

− нормированная полная мощность S, ВА;

− нормированная поглощаемая и отдаваемая мощность, Вт;

− (нормированная) кратковременная максимальная поглощаемая и отдаваемая мощность, Вт;

− кратковременная максимальная реактивная мощность, вар;

− удельная мощность, Вт/кг, плотность мощности, Вт/м^3;

− скорость изменения поглощения и отдачи мощности, Вт/мин;

− нормированную продолжительность заряда/разряда;

− нормированная продолжительность кратковременного поглощения/отдачи максимальной мощности;

− нормированная энергоемкость, МВт·ч;

− фактическая энергоемкость, МВт·ч;

− удельная энергия, кВт·ч/кг, и плотность энергии, кВт·ч/м^3;

− энергосодержание, МВт·ч;

− энергоэффективность, %;

− КПД подсистемы преобразования энергии, %;

− нормированная эффективность заряда-разряда, %;

− скорость саморазряда, %/сут;

− длительность времени отклика на единичное ступенчатое возмущение;

− скорость изменения выходной переменной;

− длительность стабилизации параметра;

− временные параметры измерений частоты.

Г.6.5 Перечень функций СНЭЭ

Согласно [80], для обеспечения требуемой функциональности в СНЭЭ должны быть реализованы соответствующие алгоритмы управления и характеристики:

− возможность участия в регулировании частоты с характеристикой зависимости активной мощности от частоты (P(/)) и скорости ее изменения (P(СИЧ));

− возможность участия в регулировании напряжения с характеристикой зависимости реактивной мощности от напряжения (Q((J));

− нивелирование провалов напряжения;

− сглаживание генерации ВИЭ (мощность), носящей стохастический характер;

− регулирование выработки ВИЭ (энергия);

− использование СНЭЭ на электрических зарядных станциях электромобилей совместно с ВИЭ;

− демпфирование колебаний мощности;

− возможность холодного запуска.

Г.6.6 Типовые решения по организации связи

АСУ СНЭЭ должна обеспечивать связь с АСДТУ РЭС.

Передача телеинформации, телесигнализации и команд телеуправления должна осуществляться посредством ВОЛС или технологии Ethernet.

При техническом обосновании допускается применение GSM.

Передача информации должна осуществляться посредством следующих протоколов передачи информации:

− МЭК 61850-8-1 MMS;

− МЭК 60870-5-104.

Перечень сигналов обмена между АСДТУ и СНЭЭ приведен в приложенииЕ.1.

Г.6.7 Типовые решения по мониторингу

АСДТУ РЭС должна иметь возможность контролировать важные для функционирования значения параметров СНЭЭ:

− параметры для системы аккумулирования: напряжение, ток, температура, ключевые параметры или показатели, связанные с технологией (например, скорость вращения маховика, момент инерции ротора и т. д.);

− параметры для подсистемы преобразования электрической энергии: активная мощность, реактивная мощность, частота, напряжение, ток, режим работы и т. д.

Дополнительно к контролю внутренних значений СНЭЭ должна непосредственно контролировать значения электрических параметров точки подключения системы накопления (например, напряжение, ток, обмен активной и реактивной мощностью или доступная энергия) и статус оборудования СНЭЭ (например, коммутационные устройства или положения переключателей регулировочных ответвлений трансформатора).

Данные мониторинга СНЭЭ должны предоставляться в АСДТУ периодически или по запросу. Отслеживаемые данные должны регистрироваться по событию или периодически.

Контролируемые данные должны периодически собираться, сортироваться и анализироваться для принятия решения о необходимости сервисного или технического обслуживания.

Необходимо контролировать следующие параметры при взаимодействии СНЭЭ с энергосистемой:

− напряжение и ток в точке подключения системы накопления;

− активную и реактивную мощности, обмениваемые между СНЭЭ и энергосистемой.

Данные контролируемых коммутационных устройств включают:

− положение переключателя регулировочных ответвлений трансформатора, состояние переключения автоматических выключателей внутри СНЭЭ;

− положение главного переключателя регулировочных ответвлений трансформатора, состояние переключения автоматических выключателей на точке подключения системы накопления.

Г.6.8 Требования к условиям эксплуатации

СНЭЭ должны быть устойчивы к воздействию климатических факторов внешней среды и изготавливаться в климатических исполнениях и категориях размещения по [35]. Значения климатических факторов по [35] и [36].

Г.6.9 Требования к надежности

Наработка на отказ должна быть не менее 100 000 часов.

Коэффициент безотказной работы должен быть не менее 0,99.

Средний срок службы СНЭЭ должен быть не менее 12 лет.

Среднее время восстановления должно быть не более 1 часа.

Приложение Д
(обязательное)
Типовые решения по вторичным системам, комплексам, компонентам и устройствам

Д.1 Релейная защита и сетевая автоматика

Д.1.1 Состав функций РЗ и СА для РЭС

Д.1.1.1 Общие требования

Применяемые устройства РЗ и СА должны обеспечивать:

− надежность и быстродействие при возникновении аварийных ситуаций в электрических сетях;

− адаптивность к различным условиям работы электрических сетей, например, в случаях изменения нагрузки и топологии путем использования алгоритмов, которые могут настраиваться и адаптироваться к конкретным условиям;

− гибкость настройки и изменения параметров для разных типов сетей и оборудования для управления уровнем защиты в соответствии с требованиями конкретной системы и оптимизировать ее работу;

− совместимость с другими элементами системы автоматизации электрической сети для обеспечения единства и эффективности функционирования системы автоматизации в целом;

− удобство и простоту эксплуатации путем использования интуитивно понятных пользовательских интерфейсов и средств настройки и управления.

Д.1.1.2 Типовые решения по защите линий

Решения по релейной защите линий должны соответствовать требованиям раздела 12 [90].

Д.1.1.3 Типовые решения по защите трансформаторов

Решения по релейной защите трансформаторов должны соответствовать требованиям раздела 12 [90].

Д.1.1.4 Типовые решения по защите секционирующих пунктов (реклоузеров)

Решения по релейной защите реклоузеров должны соответствовать требованиям раздела 12 [90].

Д.1.1.5 Типовые решения по применению функции ОМП

Функция ОМП участков РЭС с классом напряжения 35 кВ и выше может реализовываться посредством:

− автономного специализированного устройства ОМП;

− устройства РАС (совмещение функций);

− устройства РЗ (совмещение функций).

Решения по ОМП, реализуемые посредством автономных специализированных устройств, РАС и устройств РЗ, должны соответствовать требованиям раздела 12 [90].

На участках РЭС с классом напряжения ниже 35 кВ определение поврежденного участка ЛЭП должно быть реализовано посредством ИКЗ.

ИКЗ должны выполнять передачу информации о поврежденном участке ЛЭП, виде повреждения и поврежденной фазе в АСТДУ (см. п. Д.4.10).

Д.1.1.6 Типовые решения по применению функций релейной защиты и сетевой автоматики

Состав и распределение функций релейной защиты и сетевой автоматики для радиального фидера представлен на рисунке Д.Рисунок Д.11.

При возникновении междуфазного КЗ на каком-либо участке будет отключиться ближайший к месту повреждения реклоузер (выключатель) со стороны источника питания действием токовых защит. Спустя бестоковую паузу произойдет включение от АПВ. В случае если повреждение устойчивое, то реклоузер (выключатель) отключится от токовых защит (например, ТО). Если повреждение неустойчивое, то восстановится нормальный режим работы.

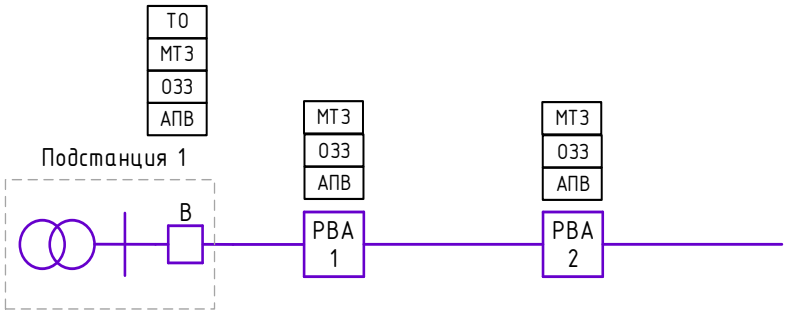


Рисунок Д.11 – Однолинейная схема распределительной сети с односторонним питанием

Состав и распределение функций релейной защиты и сетевой автоматики для кольцевого фидера представлен на рисунке Д.Рисунок Д.12.

Направленная МТЗ устанавливается с обеих сторон реклоузера и обеспечивает селективное отключение повреждений при питании линии как от подстанции 1, так и от подстанции 2.

На реклоузерах РВА1 и РВА3 устанавливается функция ЗМН, которая действует на отключение реклоузера или выключателя на подстанции перед действием АВР.

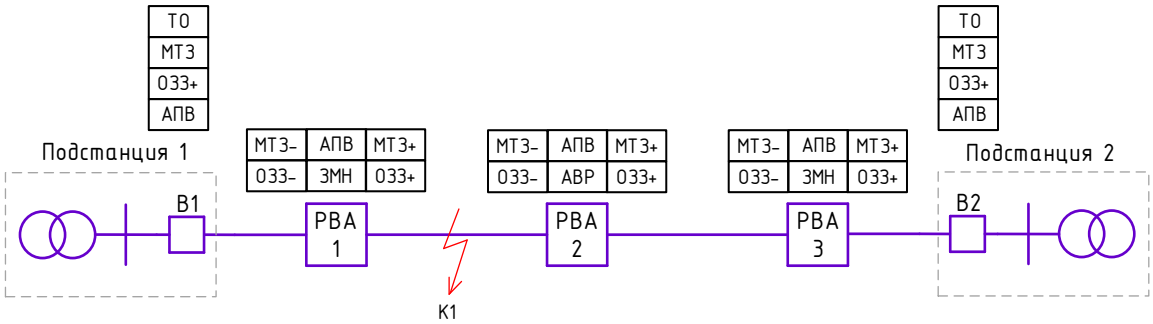


Рисунок Д.12 – Однолинейная схема распределительной сети с двухсторонним питанием

Д.1.1.7 Типовые решения по ускорению действия защиты при АПВ

Совместное использование устройств АПВ и РЗ позволяет сократить время отключения КЗ и тем самым повысить надежность функционирования энергосистемы и потребителей.

Для распределительных сетей могут применяется два способа ускорения действия РЗ:

– ускорение до АПВ;

– ускорение после АПВ.

Ускорение до АПВ применяется для распределительной сети, состоящей из нескольких последовательно включенных участков при наличии одностороннего питания (см. рисунок Д. Рисунок Д.13). На каждом участке сети устанавливается селективная защита (СЗ), например, МТЗ. Дополнительно, на головном выключателе устанавливается быстродействующая неселективная защита (НЗ) с АПВ однократного действия. Параметр срабатывания

неселективной защиты выбирается из условия достаточной чувствительности при КЗ на участках I, II, III, а также из условия надежной отстройки от КЗ за трансформаторами подстанций (точки К1, К2, К3). В случае реализации данного способа повышенные требования должны предъявляться к ресурсу головного выключателя.

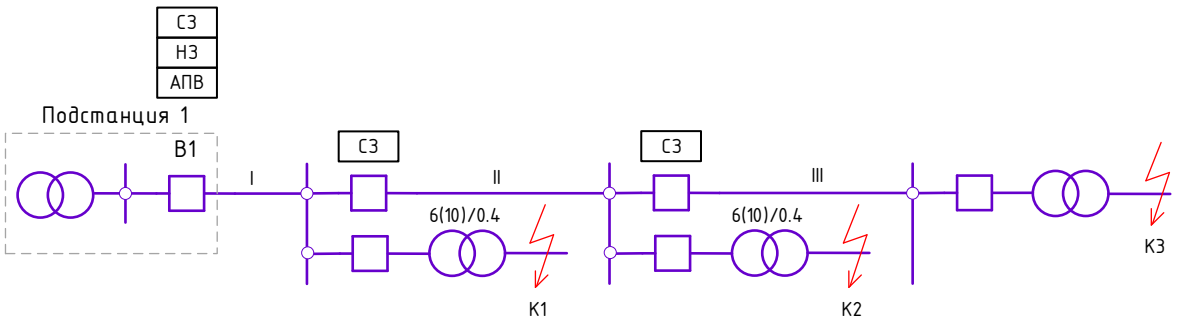


Рисунок Д.13 – Ускорение действия защиты до АПВ

Ускорение после АПВ может применяться во всех случаях, когда отсутствует быстродействующая защита с абсолютной селективностью.

Д.1.1.8 Типовые решения по поочередному АПВ

При наличии поочередного АПВ на каждом участке сети (см. рисунок Д. Рисунок Д.14) должен реализовываться следующий состав функций: АПВ однократного действия, быстродействующая неселективная защита (с зоной действия, охватывающей защищаемый участок и часть смежного) и СЗ (как правило, МТЗ). В качестве неселективной защиты могут использоваться либо токовая отсечка, либо одноступенчатая дистанционная защита.

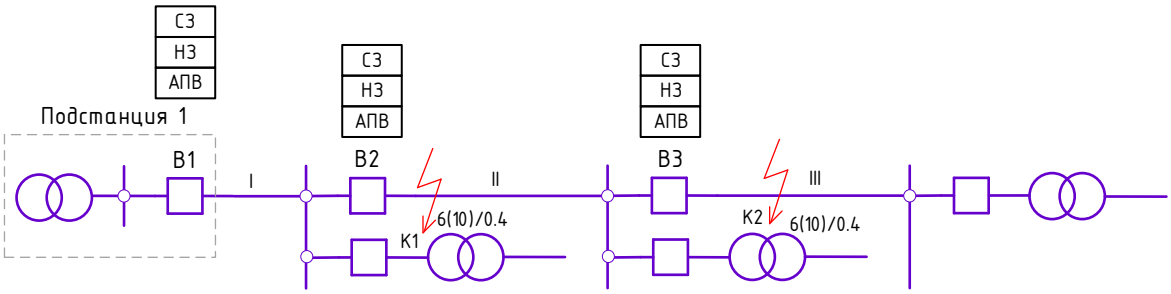


Рисунок Д.14 – Поочередное АПВ

Выдержки времени АПВ на участках I, II, III должны выбираться возрастающими на ступень селективность Δt по мере удаления от источника питания. Ступень селективности должна учитывать время отключения выключателя и время срабатывания неселективной защиты. Необходимая последовательность срабатывания функций АПВ может быть обеспечена без введения дополнительных выдержек времени – по факту появления напряжения на шинах подстанции, что свидетельствует об исправности смежного участка линии.

Д.1.1.9 Типовые решения по АПВ с возрастающей кратностью

Совместное использование неселективных защит в сочетании с АПВ различной кратности позволяет также как при поочередном АПВ осуществить быстрое селективное отключение поврежденного участка сети. Для этого в электрической сети на наиболее удаленном от источника питания участке III должно быть установлено АПВ однократного действия, на участке II – АПВ двукратного действия, на участке I – АПВ трехкратного действия (см. рисунок Д.Рисунок Д.14).

Выбор защит производится аналогично как для поочередного АПВ. Выдержки времени одноименных циклов АПВ разных участков должны приниматься одинаковыми.

АПВ с возрастающей кратностью должно применяться в случае необходимости снижения длительности перерывов питания при неустойчивых повреждениях, для защиты двух последовательных линий с применением функций АПВ одно- и двукратного действия.

Д.1.1.10 Типовые решения для АПВ линий с ответвлениями (при отсутствии выключателя ответвления)

На линиях 6 (10) кВ с ответвлениями, где отсутствует выключатель на стороне высшего напряжения трансформатора ответвления возможно использовать:

− отстройку выдержки времени АПВ питающей линии от времени отключения отделителя (QR, см. рисунок Д.Рисунок Д.15) на стороне ВН трансформатора подстанции ответвления;

− отключающий импульс релейной защиты трансформатора. При возникновении повреждения на трансформаторе ответвления релейная защита трансформатора (ТО) должна действовать на отключение выключателя стороны НН (В2, см. рисунок Д.Рисунок Д.15). При этом необходимо, чтобы РЗ Т действовала также на короткозамыкатель (QK), который создает искусственное КЗ на случай нечувствительности РЗ линии к КЗ на трансформаторе ответвления (до включения короткозамыкателя). Для передачи отключающего импульса от РЗ Т (для отключения выключателя В1) должны использоваться специальные высокочастотные каналы связи.

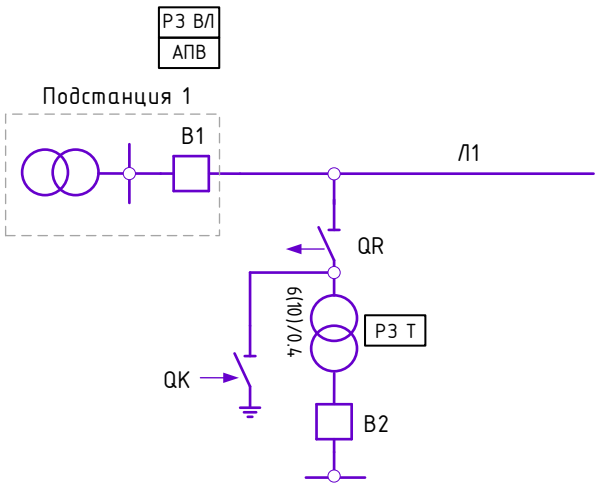


Рисунок Д.15 – Алгоритм работы АПВ на линиях с ответвлениями

После отключения выключателя В1 на питающей подстанции должно запускаться АПВ однократного действия. В период бестоковой паузы АПВ проводится отключение отделителя (QR), установленного на трансформаторе ответвления с контролем отсутствия тока в цепи включенного короткозамыкателя. Включение выключателя В1 от АПВ должно выполняться после отключения отделителя.

Дополнительно повысить надежность электроснабжения потребителей можно, применяя секционирование линии, которое рекомендуется осуществлять выключателем или в крайнем случае, отделителем. Секционирование линии позволяет сохранить питание потребителей при устойчивых повреждениях на линии.

Д.1.1.11 Типовые решения по применению АВР

Требования к реализации АВР представлены в п. 3.3 [10].

Для объектов распределительной электрической сети (ТП, РП, РТП и пр.) рекомендуется вариант применения АВР показанный на рисунке Д.Рисунок Д.16, когда питание нагрузок осуществляется от отдельных рабочих трансформаторов Т1 и Т2, но параллельно они работать не могут. Поэтому со стороны низшего напряжения Т1 и Т2

включены на разные системы шин. При аварийном отключении любого из рабочих трансформаторов автоматически от АВР включается выключатель Q5, восстанавливая электропитание на шинах, потерявших питание. Каждый из рабочих трансформаторов должен иметь мощность достаточную для питания всей нагрузки энергообъекта распределительной сети. В противном случае при действии АВР должны применяться меры для отключения части наименее ответственной нагрузки.

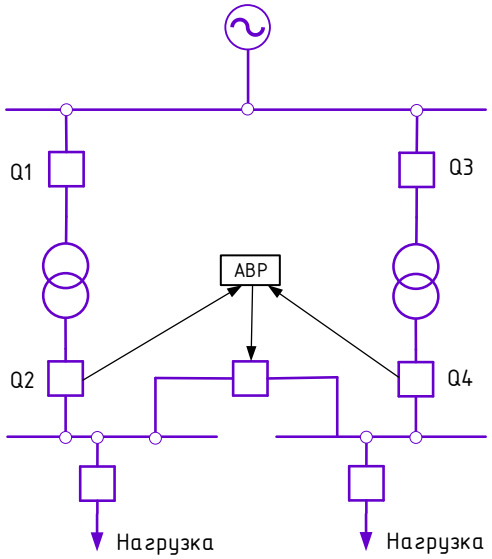


Рисунок Д.16 – Принцип осуществления АВР для РП, ТП, РТП

Для сетевого АВР рекомендуется вариант применения показанный на рисунке Д.Рисунок Д.17. Линия W2 находится под напряжением со стороны подстанции 3, а выключатель Q3 нормально отключен. При аварийном отключении линии W3 устройство АВР, установленное на подстанции 4, включает выключатель Q3, тем самым осуществляется перевод питания подстанции 4 от подстанции 3.

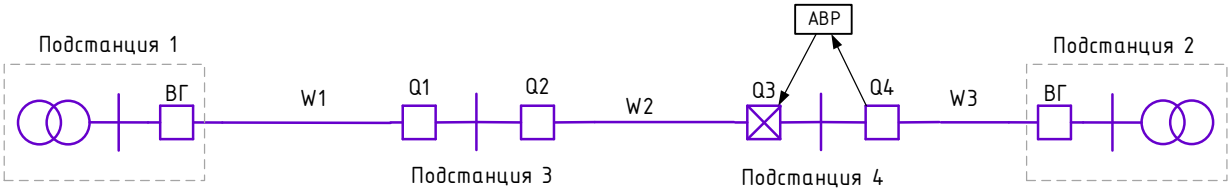


Рисунок Д.17 – Принцип осуществления сетевого АВР

Д.1.1.12 Система автоматической изоляции поврежденного участка и восстановления электроснабжения

Система автоматической изоляции поврежденного участка и восстановления электроснабжения (САВС) относится к СА и реализуется на базе устройств СА и управляемых выключателей с применением индикаторов КЗ, реклоузеров. САВС может быть реализован в распределительной сети 6-35 кВ.

Алгоритм системы должен реализовываться в большую бестоковую паузу цикла АПВ, на выключателе на питающем центре или на реклоузере, установленном на магистральном участке ВЛ.

Система должен включать в себя следующие компоненты:

− автоматику определения наличия устойчивого повреждения на участке питающей сети (АОП);

− автоматику определения (локализации) повреждённого участка сети между двумя коммутационными аппаратами (АЛП);

− автоматику отключения (изоляции) поврежденного сегмента (АИП);

− автоматику восстановления электроснабжения потребителей (АВЭ).

Алгоритм АОП должен выполняться в начале и конце каждого сегмента сети. Факт устойчивого повреждения за точкой наблюдения должен определяться при выполнении следующих условий (один из возможных вариантов реализации):

− признак аварийного режима (например, превышение тока выше заданной уставки);

− срабатывание соответствующих защит (МТЗ, ЗОЗЗ) фидера на распределительном пункте (РП);

− превышение заданного количества циклов АПВ (если применимо).

Архитектуры построения САВС может быть построена по двум базовым типам: централизованная и децентрализованная.

В случае централизованной архитектуры логика САВС реализуется на одном устройстве РЗ и СА, которое выполняет функцию САВС, устанавливаемом на РП или на диспетчерском пункте. При таком принципе построения, в соответствующих точках сети должны устанавливаться простые устройства, обеспечивающие выполнение алгоритмом ИКЗ и взаимодействие с КА. Также должна быть реализована вертикальная связь между устройством РЗ и СА с функцией САВС и полевыми устройствами. На рисунке Д.Рисунок Д.18 представлен вариант централизованной архитектуры САВС.

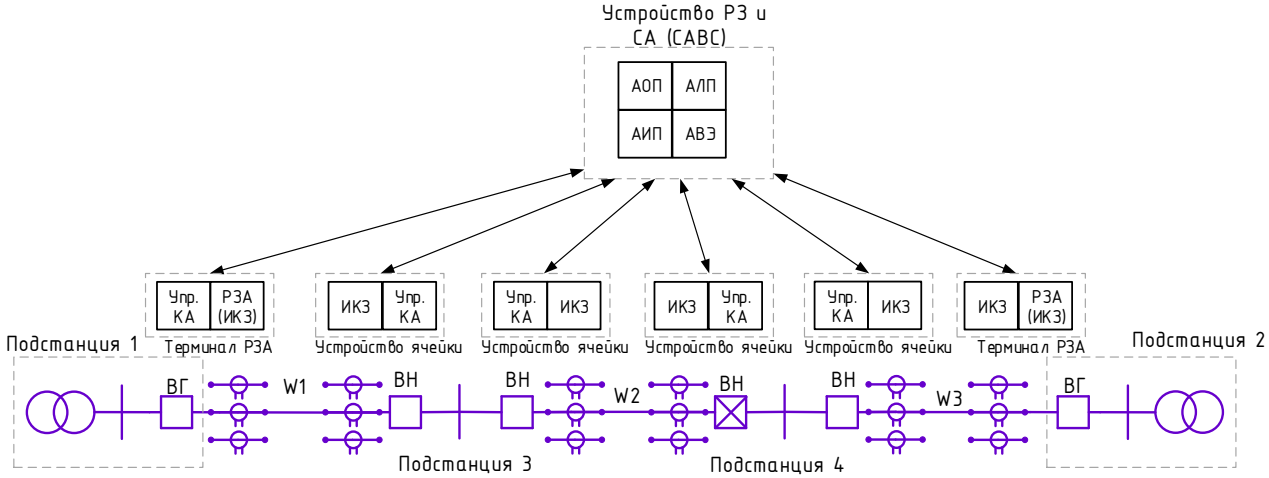


Рисунок Д.18 – Централизованная архитектура САВС

В случае децентрализованной архитектуры логика автоматики САВС должна реализовываться распределено в устройствах РЗ и СА ячейки. Каждое из таких устройств реализует наборы алгоритмов (АОП, АИП, АЛП), относящиеся к данной точке распределенной электрической сети. Информационные потоки в этом случае направлены горизонтально (между устройствами ячеек).

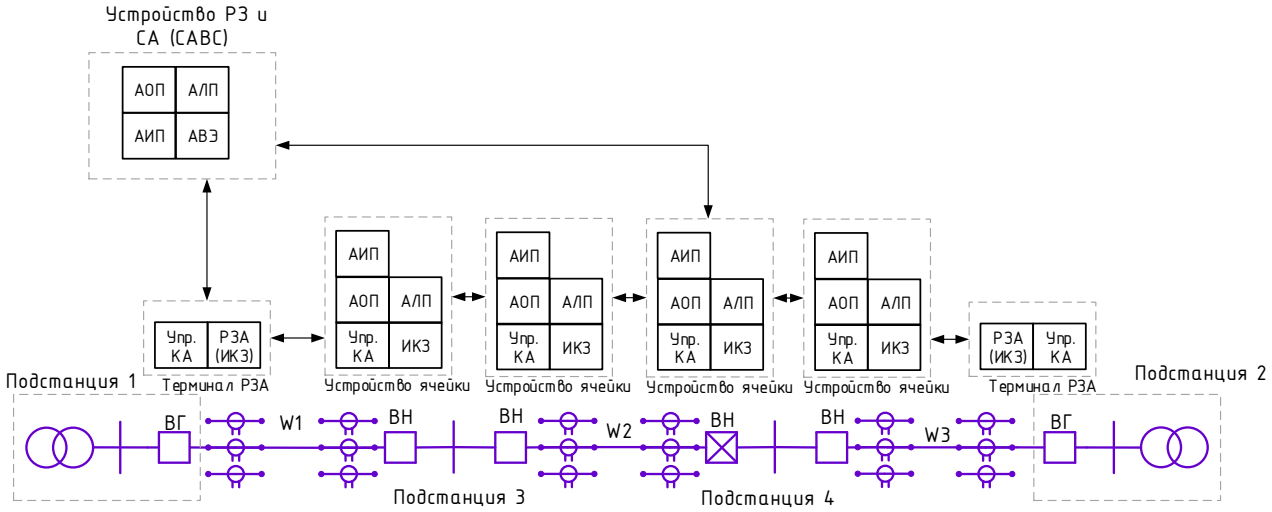


Рисунок Д.19 – Децентрализованная архитектура САВС

Для реализации каналов обмена информацией между компонентами САВС могут применяться как проводные каналы (Ethernet RJ-45/ВОЛС), так и беспроводные каналы связи (GSM). Для этого в архитектуре системы при проектной реализации могут применяться дополнительные устройства – специализированные GSM-модемы или оборудование связи.

Таблица Д.10. Сводная таблица решений по РЗ и СА в зависимости от уровня автоматизации

Наименование способа	Особенности реализации	Преимущества	Уровень автоматизации			
			Базовый	Стандартный	Высокий	Интеллектуальный
1.Блокировка действия АВР при включении на КЗ для распределительной сети с двусторонним питанием	Организация блокировки АВР при срабатывании РЗ на противоположном конце линии при помощи спец. каналов связи	Исключение включения АВР на устойчивое короткое замыкание				

Продолжение таблицы Д. Таблица Д.10

Наименование способа	Особенности реализации	Преимущества	Уровень автоматизации			
			Базовый	Стандартный	Высокий	Интеллектуальный
2.Ускорение действие защиты до АПВ	На головном выключателе устанавливается АПВ однократного действия, которое «исправляет» неселективное действие токовой защиты и в случае неустойчивого повреждения минимизируется перерыв электропитания потребителей	Устранение неселективного действия токовой защиты и минимизация перерыва электроснабжения потребителей	+	+	+	+
3.Ускорение действия после АПВ	Уменьшение выдержки времени селективной токовой защиты при включении выключателя (после АПВ) после действия данной защиты	Быстрая ликвидация повреждения при повторном включении на КЗ	+	+	+	+

Продолжение таблицы Д. Таблица Д.10

Наименование способа	Особенности реализации	Преимущества	Уровень автоматизации			
			Базовый	Стандартный	Высокий	Интеллектуальный
4.Поочередное АПВ	Применяется при наличии двух последовательно установленных неселективных защит. Дополнительно к ним устанавливаются комплекты АПВ однократного действия. Время бестоковой паузы комплектов АПВ увеличивается на ступень селективности по мере удаления от источника питания. При повреждении в зоне действия обоих комплектов неселективных защит срабатывают обе неселективные защиты. После чего сначала срабатывает комплект АПВ, ближайший к	Устранение неселективного действия токовой защиты и минимизация перерыва электроснабжения потребителей	-	+	+	+

Продолжение таблицы Д. Таблица Д.10

Наименование способа	Особенности реализации	Преимущества	Уровень автоматизации			
			Базовый	Стандартный	Высокий	Интеллектуальный
	источнику питания, тем самым обеспечивая селективное отключение повреждения.					
5.АПВ с возрастающей кратностью	Селективное отключение повреждения обеспечивается кратностью действия АПВ. Кратность АПВ увеличивается по мере приближения к источнику питания.	Устранение неселективного действия токовой защиты и минимизация перерыва электроснабжения потребителей	-	+	+	+
6.АПВ на линиях с ответвлениями (см. рисунок Д.5)	Реализация передачи сигнала срабатывания РЗ Т на головной выключатель линии при помощи спец. каналов связи	Исключение работы короткозамыкателя для создания искусственного КЗ	-	+	+	+

Д.1.2 Типовые решения по метрологическому обеспечению

К устройствам РЗ и СА не предъявляются требования к метрологическому обеспечению средств измерений.

Для целей РЗ и СА должны использоваться:

− классы точности ТТ – 5Р, 10Р, 5PR, 10PR (при проектном обосновании);

− классы точности ТН – 0.5, 3Р.

При совмещении в рамках одного устройства функций защиты, автоматики, управления присоединением, ОМП и учета электроэнергии требования к метрологическому обеспечению должны соответствовать требованиям, предъявляемым к отдельным функциям и устройствам (см. таблицы Д. Таблица Д.15, Д.Таблица Д.22). Совмещение в рамках одного устройства нескольких разнородных функций, таких как функции защиты, автоматики,

управления присоединением и учета электроэнергии допускается в случае отсутствия противоречий локальным нормативным актам ПАО «РусГидро».

Д.1.3 Типовые решения по МП устройствам РЗ и СА

Требования к цифровым интерфейсам связи и протоколам обмена информацией МП устройств РЗ и СА приведены в таблице Д. Таблица Д.11.

Таблица Д.11. Требования к цифровым интерфейсам связи и протоколам обмена информацией МП устройств РЗ и СА

№	Наименование показателя	Значение
1.	Режим работы	Полный дуплекс (full-duplex)
2.	Тип интерфейса	Ethernet RJ-45 RS-485 RS-232
3.	Протокол обмена информацией: - для горизонтального обмена - для вертикального обмена	МЭК 61850 (GOOSE) МЭК 61850 (MMS), Modbus, МЭК 60870-5-103*
4.	Количество физических интерфейсов (с возможностью резервирования), шт.	1 (2)
5.	Интерфейс для подключения переносного ПК	USB, Ethernet RJ-45, RS-232
Примечание – * допускается применение иных протоколов передачи данных по проектному обоснованию.		

Требования устойчивости устройства РЗ и СА к механическим воздействиям приведены в типовых проектных решениях ПАО «РусГидро» [88].

Требования по информационной безопасности устройств РЗ и СА приведены в рамках раздела Д.10.

Д.1.4 Типовые решения по электропитанию оперативным током

В части обслуживания системы электропитания оперативным током требуется выполнение следующего комплекса мероприятий:

− разделение цепей вторичной коммутации на зоны подключения микропроцессорных и электромеханических устройств (при наличии);

− применение кабеля с экраном и устройств заземления экрана;

− установка защиты от обратного тока.

Продолжительность автономной работы устройств РЗ и СА после исчезновения оперативного питания должна быть не менее 500 мс.

Требования к устойчивости технических средств устройств РЗ и СА по электропитанию постоянным оперативным током приведены в рамках стандартов [47], [48], [64], [67], [68], [69], а также представлены в таблице Д. Таблица Д.12.

Таблица Д.12. Требования к устойчивости технических средств устройств РЗ и СА по электропитанию постоянным оперативным током

№	Наименование показателя	Значение

1.	Номинальное напряжение, В	220
2.	Допустимые длительные отклонения напряжения, %	–20 … +10
3.	Допустимый уровень (размах) пульсаций, %	10
4.	Провалы напряжения электропитания с остаточным напряжением - в течение 1,0 с, % от номинального	70
5.	Допустимый перерыв питания (обеспечение выполнения заданных функций устройства со срабатыванием выходных реле после полного пропадания оперативного питания) без перезагрузки, не менее, с	0,5
6.	Наличие защиты от подачи напряжения питания обратной полярности	+
7.	Период от подачи питания оперативного тока на устройство до начала выполнения им основных функций (время готовности устройства к срабатыванию), не более, с:	1

Требования к устойчивости технических средств устройств РЗ и СА по электропитанию переменным оперативным током приведены в рамках стандартов [67], [69], [47], а также представлены в таблице Д. Таблица Д.13.

Таблица Д.13. Требования к устойчивости технических средств устройств РЗ и СА по электропитанию переменным оперативным током

№	Наименование показателя	Значение
1.	Допустимые длительные отклонения напряжения, %	–20 … +10
2.	Обеспечение выполнения заданных функций устройства со срабатыванием выходных реле после полного пропадания оперативного питания (ТН, ТСН и ТТ) в течение, не менее, с	0.5
3.	Провалы напряжения электропитания с остаточным напряжением, % от номинального: - в течение 250 периодов промышленной частоты; - в течение 25 периодов промышленной частоты; - в течение 10 периодов промышленной частоты; - в течение 1 периода промышленной частоты; - в течение 0,5 периода промышленной частоты;	 80 70 40 0 0

Применение переменного и выпрямленного оперативного тока должно быть обоснованно соответствующими расчетами надежности и технико-экономической эффективности.

Д.1.5 Решения по утилизации

Указания по утилизации и демонтажу устройств должны содержаться в эксплуатационной документации завода-изготовителя.

Устройства при демонтаже и утилизации не должны требовать после вывода из эксплуатации специальных мер безопасности, а также специальных приспособлений и инструментов.

Основным методом утилизации должна являться разборка устройства, с разделением материалов по группам: черные и цветные металлы, пластик, изоляция, провода и т.д. (в соответствии с требованиями [76]).

Информация о содержании/отсутствии драгоценных материалов в компонентах устройства должна присутствовать в технической документации (в РЭ конкретного типа исполнения устройства и его паспорте (при наличии)).

Д.2 Система сбора и передачи информации

Д.2.1 Назначение

ССПИ предназначена для сбора, предварительной обработки и передачи оперативной и неоперативной технологической информации в ДЦ в соответствии с применяемой архитектурой построения АСДТУ (см. п. Д.4.18) о состоянии технологического режима объектов и оборудования РЭС.

Д.2.2 Область применения

Системой сбора и передачи информации должны снабжаться следующие технологические объекты РЭС в зависимости от их значений номинального напряжения и номинальной мощности:

− КА с электроприводом;

− ТП, РП, РТП и пр. в составе которых применяются КА с электроприводом;

− ТП, РП, РТП номинальным напряжением не менее 6 кВ и суммарной мощностью не менее 630 кВА.

Система сбора и передачи информации центров питания 35-110 кВ должна соответствовать требованиям раздела 14 [90].

Допускается применение функций ССПИ отдельными устройствами защиты, автоматики и управления, встроенными в состав технологического оборудования, при условии соответствия необходимым функциям ССПИ.

Применение ССПИ на объектах РЭС требуется при реализации Стандартного и последующих уровней автоматизации.

Д.2.3 Перечень функций ССПИ

ССПИ должна поддерживать следующие функции:

− измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих режимных параметрах электрической сети и состоянии схемы;

− контроль и регистрация предупредительных и аварийных сигналов, контроль отклонения аналоговых параметров за предупредительные и аварийные пределы;

− обмен оперативной информацией с ДЦ в соответствии с применяемой архитектурой построения АСДТУ (см. п. Д.4.18);

− телеуправление выключателями 6 кВ и выше подстанции, ТП, РТП, СТП и управляемыми КА РЭС;

− передача ТС о событиях изменения состояния КА, переключающих устройств трансформаторов и технологического режима работы оборудования;

− информационное взаимодействие с имеющимися на ПС автономными устройствами (РЗ, СА, сигнализация и пр.) по стандартным протоколам;

− ведение и синхронизация времени.

Д.2.4 Типовые решения по сбору информации и выдаче команд управления

Д.2.4.1 Перечень минимальных объемов сигналов (информации)

При выборе объемов сигналов ТМ, ТИ, ТУ, передаваемых с ТП, СП, РП, РТП 6-35 кВ в АСДТУ следует руководствоваться типовым перечнем сигналов, приведенным в приложении Е.1.

Средства ТМ в составе ССПИ, установленные на объектах РЭС и используемые при сборе и передаче ТИ, должны поддерживать передачу трех основных типов сигналов:

− сигналы событий (ТС изменения состояния коммутационных аппаратов и устройств, аварийно-предупредительная ТС);

− сигналы ТИ текущих значений параметров, характеризующих технологический режим работы сети и ее оборудования;

− команды ТУ коммутационными аппаратами и другими устройствами.

Телеинформация, передаваемая в спорадическом режиме, должна содержать метки единого времени. Метка времени для сигналов ТС, ТИ должна присваиваться в устройствах-источниках сигналов – модулях сбора и обработки ТИ, ТС, ТУ.

В перечнях сигналов ТМ должна быть указана принадлежность ТС к одному из классов тревог:

− аварийные;

− предупредительные 1;

− предупредительные 2;

− оперативного состояния.

Группа аварийных сигналов предназначена для быстрого анализа оперативным персоналом причин произошедшего технологического нарушения. В эту группу должны входить сигналы, содержащие информацию об аварийных событиях. В указанную группу должны входить сигналы, информирующие об автоматическом (без команды оперативного персонала) переключении коммутационных аппаратов или устройств РЗ и СА, вызвавших это переключение. В указанную группу не должны входить сигналы, которые не сигнализируют о непосредственном отключении оборудования и срабатывании устройств РЗ и СА (такие как срабатывание на сигнал, неисправность оборудования, в том числе устройств РЗ и СА).

В группу «предупредительные 1» должны входить сигналы, содержащие информацию о нарушениях работы основного и вспомогательного оборудования, не повлекшие технологического нарушения, но которые требуют оперативного принятия мер по устранению указанных нарушений для недопущения технологического нарушения.

В группу «предупредительные 2» должны входить сигналы, содержащие информацию о нарушениях технологического состояния оборудования и устройств (кроме положения коммутационных аппаратов, оперативного состояния РЗ и СА и блокировок) и требующие принятия мер по устранению указанных нарушений.

В группу «оперативное состояние» должны входить сигналы, содержащие информацию о положении коммутационных аппаратов, переключающих устройств, оперативном состоянии РЗ и СА и блокировках.

Классификация ТС по классам тревог приведена в приложении Е.1.

Разграничение прав управления основным технологическим оборудованием (группой оборудования) между диспетчерским центром РЭС и оперативным персоналом должно осуществляться переключением ключа «местное/дистанционное», который должен быть установлен по месту установки соответствующего оборудования.

Д.2.4.2 Первичная обработка дискретной и аналоговой информации

Первичная обработка дискретной информации должна включать:

− устранение влияние «дребезга», возникающее при замыкании/размыкании контактов;

− проверка достоверности положения коммутационных аппаратов путем использования двух сигналов от одного КА: «включен» и «отключен», получаемых с помощью нормально замкнутого и нормально разомкнутого контактов;

− присвоение метки времени с точностью не хуже 1 мс.

Первичная обработка аналоговой информации должна включать:

− масштабирование (вычисление реальных значений физических величин с учетом коэффициентов трансформации ТТ, ТН);

− вычисление расчетных величин (линейных напряжений, активной и реактивной мощностей и т.д.);

− присвоение меток времени;

− проверка достоверности аналоговых сигналов.

Д.2.5 Типовые решения по обмену данными телемеханики между объектами РЭС и ДЦ

В случае преобладания на объектах РЭС сети устройств, поддерживающих стандарт МЭК 61850, и наличия достаточной полосы пропускания канала связи, обмен данными телемеханики между объектами РЭС и ДЦ в соответствии с применяемой архитектурой построения АСДТУ (см. п. Д.4.18) должен осуществляться в формате CIM с использованием протокола передачи данных МЭК 60870-6 ICCP/TASE.2 (в соответствии с [83]). В ином случае должен использоваться протокол передачи данных МЭК 60870-5-104.

Канал передачи денных должен быть резервируемый (основной и резервный каналы передачи данных).

Организация передачи данных может быть организована посредством ВОЛС, GSM или PLC.

Д.2.6 Типовые решения по составу ССПИ

Для обеспечения функций сбора и передачи информации с объектов РЭС в состав устройств ССПИ могут входить:

− контроллер/сервер телемеханики;

− многофункциональные измерительные преобразователи с функцией учета электроэнергии;

− контроллеры присоединений;

− многофункциональные устройства защиты, автоматики и управления;

− устройства синхронизации времени;

− контроллеры и цифровые датчики инженерных систем и пр.

Устройства ССПИ уровня присоединения ТП, КТП, РП и др. должны выполняться посредством контроллеров присоединений и измерительных преобразователей и/или посредством устройств, совмещающий в себе функции контроллера присоединения, защиты, автоматики и прибора учета электроэнергии.

Данные с устройств ССПИ уровня присоединения собираются в контроллер телемеханики (наличие контроллера определяется в рамках проектирования, при наличии АСУТП на объекте контроллеры телемеханики не проектируются) и передаются в ДЦ в соответствии с применяемой архитектурой построения АСДТУ (см. п. Д.4.18) .

Класс точности измерительных ТТ и ТН должен быть не хуже 0,5. ТТ должны соответствовать [28]. ТН должны соответствовать [27].

Коэффициент безопасности ТТ должен быть не более 5 для вторичного тока 5 А и не более 10 для вторичного тока 1 А.

Таблица Д.14. Технические требования к контроллерам телемеханики

№	Наименование параметра / функции	Значение		
1.	Рабочий температурный диапазон	от -40 до +70 °С		
2.	Относительная влажность воздуха	до 95 % при 35 °С		
3.	Атмосферное давление	65-107 кПа (487-803 мм рт. ст.)		
4.	Температура окружающего воздуха при нормальных условиях эксплуатации	от 15 до 25 °С		
5.	Номинальное напряжение питания	230 В, 50 Гц AC	220 В DC	24 В DC
6.	Диапазон напряжения питания	90…265 В (45…55 Гц)	100…365 В	10…30 В
7.	Поддержка навигационной системы	ГЛОНАСС		
8.	Поддержка сотовых сетей	2G/3G/4G		
9.	Количество независимых интерфейсов Ethernet	не менее двух		
10.	Скорость передачи	не менее 100 Мбит/с		
11.	Разъем подключения	RJ-45, RS-485, RS-232		
12.	Цифровые протоколы обмена данными	МЭК 60870-5-104(103*)/МЭК 61850 MMS/ МЭК 60870-6 ICCP/TASE.2, Modbus		
13.	Синхронизация времени	SNTP/NTP		
14.	Электромагнитная совместимость	[70] категория А, группа 1 [69]		
15.	Радиопомехи	[49] класс А [43] класс А		
16.	Защита от поражения током	[23] [22] класс I		

Продолжение таблицы Д. Таблица Д.14

№	Наименование параметра / функции	Значение
17.	Электрическое сопротивление изоляции	не менее 2,5 МОм
18.	Электрическая прочность изоляции в течении 1 мин	2500 В, 50 Гц
Примечание – * протокол МЭК 60870-5-103 применяется в случае его поддержки уже эксплуатирующимися устройствами и отсутствия возможности реализации иных протоколов, а также при проектном обосновании.		

Таблица Д.15. Технические требования к многофункциональным измерительным преобразователям

№	Наименование параметра / функции	Значение			
1.	Рабочий температурный диапазон	от -40 до +70 °С			
2.	Относительная влажность воздуха	до 95 % при 35 °С			
3.	Атмосферное давление	65-107 кПа (487-803 мм рт. ст.)			
4.	Температура окружающего воздуха при нормальных условиях эксплуатации	от 15 до 25 °С			
5.	Номинальное напряжение питания	230 В AC, 50 Гц	220 В DC	24 В DC	110 В DC
6.	Диапазон напряжения питания	100…265 В (45…55 Гц)	120…370 В	18…36 В	42…176 В
7.	Количество интерфейсов Ethernet	не менее двух			
8.	Поддержка протоколов резервирования	PRP/2 независимых IP адреса **			
9.	Скорость передачи	не менее 100 Мбит/с			
10.	Разъем подключения	RJ-45			
11.	Протоколы передачи данных	МЭК 60870-104(103*)/МЭК 61850 MMS/Modbus			
12.	Синхронизация времени	SNTP/NTP			
13.	Наличие ЧМИ	Да			
14.	Электромагнитная совместимость	[69]			
15.	Класс точности	Не хуже 0,5			
Примечания: * протокол МЭК 60870-5-103 применяется в случае его поддержки уже эксплуатирующимися устройствами и отсутствия возможности реализации иных протоколов, а также при проектном обосновании; ** резервирование связи применяется при технико-экономическом обосновании для каждого проектного решения. Тип резервирования определяется при проектировании.					

Таблица Д.16. Технические требования к контроллерам присоединения

№	Наименование параметра / функции	Значение			
1.	Рабочий температурный диапазон	от -40 до +70 °С			
2.	Относительная влажность воздуха	до 95 % при 35 °С			
3.	Атмосферное давление	65-107 кПа (487-803 мм рт. ст.)			
4.	Температура окружающего воздуха при нормальных условиях эксплуатации	от 15 до 25 °С			
5.	Номинальное напряжение питания	230 В AC, 50 Гц	220 В DC	24 В DC	110 В DC
6.	Диапазон напряжения питания	100…265 В (45…55 Гц)	120…370 В	18…36 В	42…176 В
7.	Количество интерфейсов Ethernet	не менее двух			
8.	Поддержка протоколов резервирования	PRP/2 независимых IP адреса **			
9.	Скорость передачи	не менее 100 Мбит/с			
10.	Разъем подключения	RJ-45			
11.	Протоколы передачи данных	МЭК 60870-104(103*)/МЭК 61850 MMS/ МЭК 61850 GOOSE, Modbus			
12.	Синхронизация времени	SNTP/NTP			
13.	Наличие ЧМИ	да			
14.	Электромагнитная совместимость	[69]			

Примечание:
* протокол МЭК 60870-5-103 применяется в случае его поддержки уже эксплуатирующимися устройствами и отсутствия возможности реализации иных протоколов, а также при проектном обосновании;
** резервирование связи применяется при технико-экономическом обосновании для каждого проектного решения. Тип резервирования определяется при проектировании.

Требования к устройствам синхронизации времени приведены в разделе Д.7.

На объектах могут устанавливаться многофункциональные устройства релейной защиты и автоматики, включающие в себя функции нескольких устройств: защиты, автоматики, управления и измерения. Требования к устройству, выполняющего функции управления и измерения приведены в настоящем подразделе.

На ТП столбового исполнения могут применяться приборы учета электроэнергии с поддержкой GSM для выполнения функций ССПИ, в случае невозможности установки иных устройств ССПИ.

Система ССПИ должна функционировать в непрерывном режиме круглосуточно в течении установленных сроков эксплуатации устройств, которые должны быть не менее:

− 20 лет для устройств уровня присоединения объектов РЭС;

− 15 лет для устройств уровня станции объектов РЭС.

Все устройства системы ССПИ в течении указанного срока службы должны удовлетворять требованиям ремонтопригодности и восстановления.

При отказах каналов связи между уровнями объектов или между объектами РЭС и ДЦ в соответствии с применяемой архитектурой построения АСДТУ (см. п. Д.4.18) , отказах со смежными системами, элементы системы ССПИ должны функционировать в автономном режиме с регистрацией событий во внутренней постоянной памяти.

После восстановления работоспособности каналов связи должен автоматически восстанавливаться информационный обмен на всех уровнях взаимодействия. Элементы системы должны выполнить отправку данных из внутренней памяти в ДЦ в соответствии с применяемой архитектурой построения АСДТУ (см. п. Д.4.18).

Элементы системы ССПИ должны обеспечивать хранение данных на каждое направление передачи не менее чем 2 000 событий. При появлении новых событий, новые события должны затирать более старые.

Среднее время восстановления работоспособности системы ССПИ должно составлять не более 60 минут.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения могут быть представлены следующими типами:

− электромагнитные ТТ и ТН;

− емкостные ТН;

− электронные измерительные трансформаторы (при соответствующем обосновании).

Выбранный тип ТТ должен обеспечивать правильную работу устройств релейной защиты и автоматики при коротких замыканиях с учетом наличия апериодической составляющей тока.

Применяемые ТТ и ТН должны обеспечивать повышенную надежность, взрыво- и пожаробезопасность.

Фактические вторичные нагрузки измерительных ТТ и ТН должны соответствовать требованиям нормативных документов и обеспечивать правильную работу ТТ и ТН в выбранном классе точности.

Интервал между поверками измерительных ТТ и ТН должен быть не менее 8 лет.

Требования к метрологическому обеспечению измерительных ТТ и ТН должны соответствовать п. Д.1.2.

Д.2.6.1 Типовые решения по объему и формату регистрируемых и передаваемых данных по цифровым каналам связи от устройств РЗ и СА

Рекомендуется регистрировать следующие события в устройствах РЗ и СА для передачи в ССПИ с возможностью передачи в ДЦ в соответствии с применяемой архитектурой построения АСДТУ (см. п. Д.4.18):

− реализация команд управления от персонала или устройств блокировки и автоматического управления (за исключением автоматического регулирования);

− изменение положения КА, автоматических выключателей и ключей вторичных цепей;

− выход параметров за установленные пределы;

− появление, квитирование и прекращение аварийной и предупредительной сигнализации;

− пуск и срабатывание устройств релейной защиты и автоматики;

− отказы базовых технических средств системы управления.

Регистрация должна производиться с указанием времени возникновения, наименования событий и их принадлежности к соответствующим объектам управления. Точность фиксации времени событий должна быть согласована со средствами регистрации аварийных событий и позволять однозначно распознавать при анализе последовательность событий. Система регистрации должна обеспечивать возможность дальнейшего анализа событий, а также отображения и архивирования результатов анализа.

Д.2.7 Требования к быстродействию

Периодичность обновления информации на устройстве ЧМИ в составе ССПИ, при его наличии, должна составлять не более 2 с.

Задержка от момента подачи команды управления из ДЦ в соответствии с применяемой архитектурой построения АСДТУ (см. п. Д.4.18) не должна превышать 2 с.

Суммарное время на измерение и передачу ТИ от технологического объекта РЭС в диспетчерский центр не должно превышать 2 с.

Д.2.8 Типовые решения по мониторингу компонентов ССПИ

Для компонентов ССПИ должен выполняться непрерывный мониторинг всех устройств системы. В минимальном объеме мониторинг должен выполняться для следующих устройств:

− контроллер/сервер телемеханики/ССПИ;
− многофункциональные измерительные преобразователи;
− контроллеры присоединений;
− многофункциональные устройства защиты, автоматики и управления;
− устройства синхронизации времени;
− контроллеры и цифровые датчики инженерных систем и пр.

Мониторинг компонентов ССПИ должен включать в себя:

− наличие питания устройства;
− состояние портов;
− наличие внутренних системных ошибок;
− наличие каналов связи;

Перечень параметров мониторинга определяется в ходе проектирования ССПИ.

Д.2.9 Типовые решения по архитектуре системы ССПИ

В общем случае ССПИ должна строиться по трехуровневой архитектуре программно-технических средств:

− уровень присоединения;
− уровень станции объекта;
− уровень диспетчерского управления (РЭС).

Допускается упрощение трехуровневой архитектуры ССПИ до двух уровней реализации в случае отсутствия необходимости применения контроллера телемеханики (см. рисунок Д.Рисунок Д б).

Укрупненные структурные схемы вариантов построения ССПИ приведен на рисунке Д.Рисунок Д.

Уровень присоединения должен включать в себя:

− контроллеры присоединения и/или измерительные преобразователи;
− устройства РЗ и СА;
− контроллеры инженерных систем и пр.

Уровень станции объекта РЭС должен включать в себя:

− контроллер телемеханики (для ТП, РП, КТП и др., не резервируемый);

− устройство синхронизации времени (не резервируемое);

− коммуникационное оборудование ЛВС.

Локально вычислительная сеть ССПИ объектов РЭС должна представлять собой общую коммуникационную шину объекта, связывающую устройства уровня присоединения с устройствами уровня объекта (см. рисунок Д.Рисунок Д а). При наличии трех и более устройств ЛВС, функционально позволяющих их соединение по схеме «звезда», к реализации рекомендуется ЛВС ССПИ объектов РЭС именно по такой схеме.

Д.2.10 Типовые решения по информационной безопасности

Типовые решения по информационной безопасности ССПИ приведены в разделе Д.10.

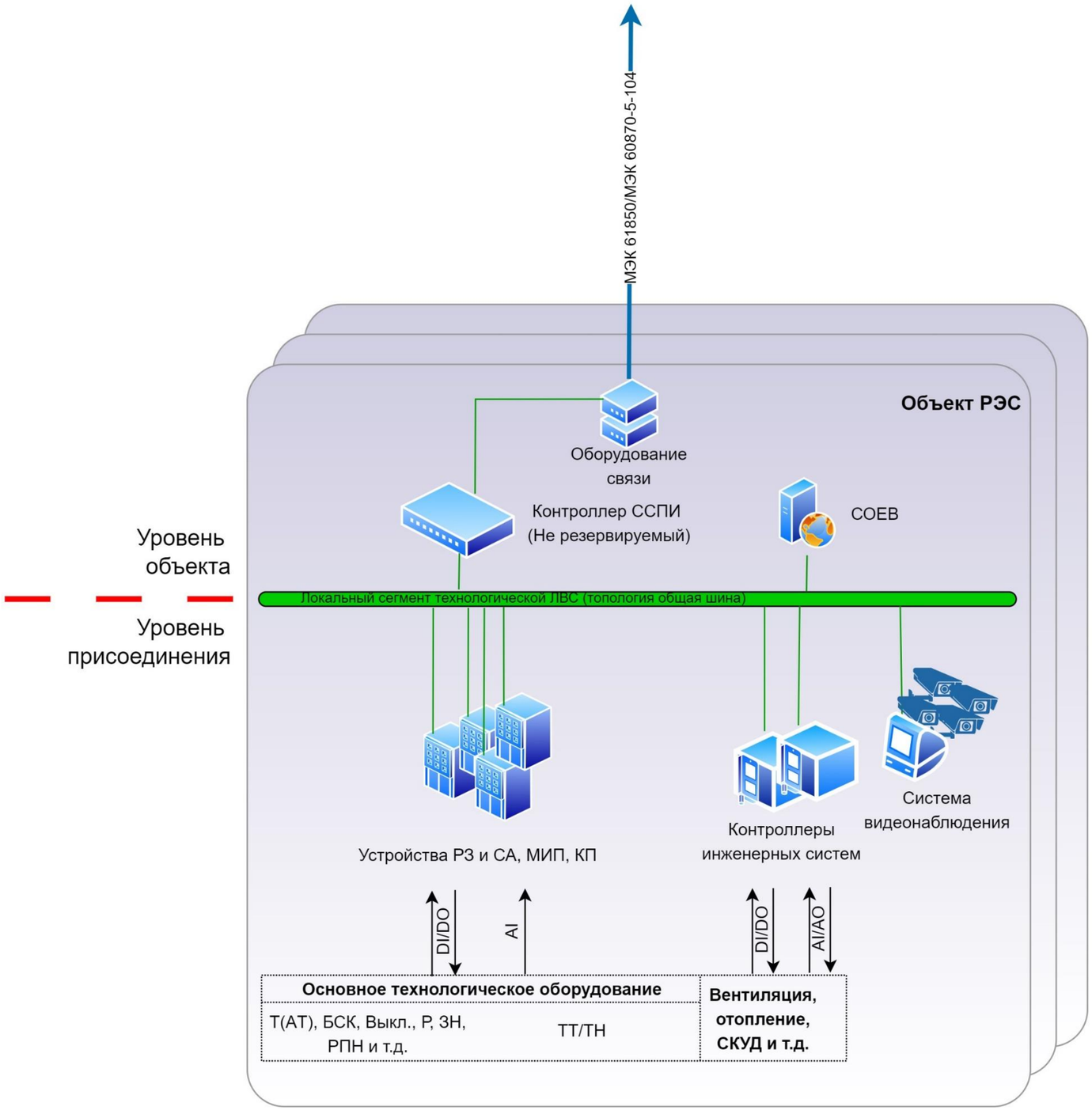
Д.2.11 Типовые решения по обеспечению единого времени

Типовые решения по обеспечению единого времени приведены в разделе Д.7.

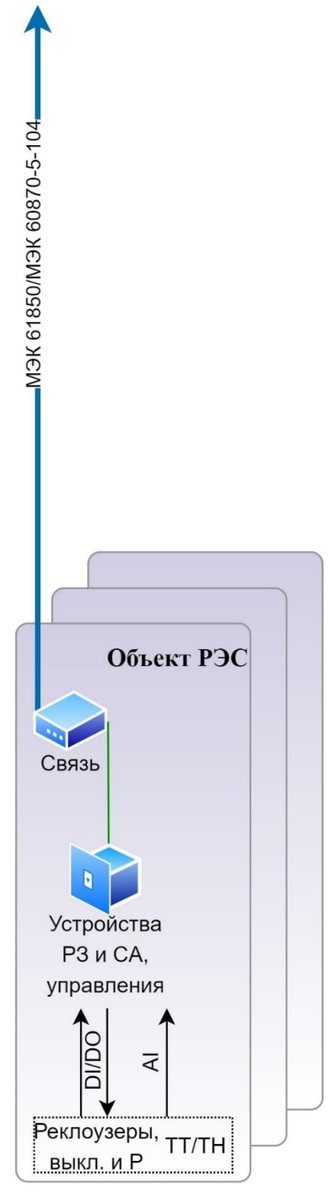
Д.2.12 Требования к электромагнитной совместимости

Устройства уровня присоединения должны соответствовать требованиям по эмиссии кондуктивных и излучаемых радиопомех по [71].

Устройства уровня присоединения должны соответствовать требованиям по электрической прочности изоляции по [13], [69].



а)



б)

Рисунок Д.20 – Структурная схема ССПИ

Д.3 Автоматизированная система управления технологическим процессом

Д.3.1 Назначение

АСУТП предназначена автоматизации выполнения задач управления технологическими процессами, и включает:

− наблюдение за технологическим режимом работы основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем и комплексов, устройств защиты и автоматики;

− наблюдение за эксплуатационным состоянием основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем и комплексов, устройств защиты и автоматики;

− управление основным и вспомогательным оборудованием, функциями вторичных систем и комплексов, устройствами защиты и автоматики;

− предотвращение и ликвидация технологических нарушений;

− анализ ретроспективных данных о технологическом режиме работы основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем и комплексов, устройств защиты и автоматики и пр.

Д.3.2 Область применения

АСУТП следует применять только на питающих центрах РЭС. АСУТП питающих центров должна интегрироваться в SCADA систему ДЦ в соответствии с применяемой архитектурой построения АСДТУ (см. п. Д.4.18).

АСУТП должна соответствовать требованиям раздела 14 [90].

Д.4 Система оперативно-технологического и оперативно-диспетчерского управления

Д.4.1 Назначение

АСДТУ предназначена для автоматизированного выполнения задач оперативно-технологического управления объектами РЭС, принадлежащими сетевой компании, для повышения наблюдаемости технологических процессов передачи и распределения электроэнергии и управляемости объектов сети.

Д.4.2 Область применения

АСДТУ применяется в ДЦ РЭС и/или ЦУС.

Д.4.3 Перечень функций

АСДТУ РЭС должна решать следующие задачи:

− наблюдаемость объектов РЭС;

− управление переключениями;

− моделирование режимов РЭС;

− управление режимами РЭС;

− ликвидацию последствий технологических нарушений;

− применение геоданных, полученных от ГИС;

− подготовку персонала;

− управление проведением работ по изменению технологического режима работы элементов РЭС;

− решение вспомогательных задач, необходимых для надежного функционирования

АСДТУ.

АСДТУ РЭС должна обеспечить выполнение следующих основных функций:

− сбор и обработка технологической информации;

− обработка событий;

− отображение технологической информации;

− управление переключениями;

− выполнение расчетно-аналитических задач;

− анализ и управление ликвидацией аварийных отключений в РЭС;

− мониторинг;

− архивирование;

− ведение электронных журналов;

− формирование отчетов;

− обучение персонала.

Д.4.4 Типовые решения по сбору технологической информации

АСДТУ должна осуществлять сбор технологической информации с присвоением кода качества и метки времени устройства измерения и/или регистрация сигнала:

− телесигнализация о событиях изменения состояния коммутационного оборудования, технологического режима работы оборудования;

− телеизмерения текущих значений параметров, характеризующих технологический режим работы РЭС и оборудования объектов РЭС;

− дополнительная телеинформация, необходимая для контроля работоспособности основного, вспомогательного и иного оборудования;

− иная информация, необходимая для решения задач оперативного технологического (диспетчерского) управления;

Основными источниками технологической информации являются автоматизированные устройства, системы и комплексы объектов:

− АСУТП;

− ССПИ;

− АИИС КУЭ/АИИС ТУЭ (см. п. Д.5.8);

− устройства РЗ и СА, ОМП, РАС;

− системы мониторинга и пр.

При отсутствии автоматизированной системы сбора и передачи данных на объекте, необходимо осуществлять сбор технологической информации напрямую от устройств защиты, автоматики, управления и измерения или иных концентрирующих устройств.

Допускается ручной ввод с обязательным присвоением метки времени и статуса «ручной ввод» следующей технологической информации:

− значений параметров электроэнергетического режима;

− телесигнализация положения коммутационного оборудования;

− наложения/снятия переносных заземлений, закороток и перемычек;

− присоединения/снятия временных проводов/кабелей;

− подключения/отключения резервных источников снабжения электрической энергией;

− вывешивания/снятия плакатов безопасности и диспетчерских пометок.

Д.4.5 Типовые решения по обработке технологической информации

АСДТУ должна обеспечить предварительную и основную обработку собираемой технологической информации с сохранением следующих данных:

− источник информации;

− отклонение от допустимых пределов для измерений;

− отклонение от нормального состояния для дискретных сигналов;

− метка времени источника информации;

− код качества, определяющий достоверность информации.

Предварительная обработка технологической информации должна включать:

− присвоение метки времени приема;

− контроль времени обновления информации;

− контроль скорости изменения значений;

− присвоение признака достоверности.

Основная обработка технологической информации должна включать:

− преобразование полученных значений в инженерные единицы;

− выявление нарушений отклонений от допустимых значений измерений;

− несоответствие значений двухпозиционных дискретных сигналов с присвоением признака недостоверности и генерацией сообщений при нарушении и возврате в нормальный режим.

Д.4.6 Типовые решения по обработке событий

АСДТУ должна регистрировать события с присвоением метки времени и кода типа события:

− оперативное состояние;

− команда;

− предупреждение;

− авария;

− системное событие.

АСДТУ должна обеспечивать возможность установки двух, верхнего и нижнего, предупредительных и двух аварийных пределов измеряемых величин с установкой зоны нечувствительности по времени и генерации сообщений об их нарушении.

Д.4.7 Типовые решения по отображению технологической информации

Технологическая информация собираемая АСДТУ после обработки должна отображаться на индивидуальные (АРМ) и коллективные средства отображения (диспетчерская панели или щит).

Информация на средствах отображения должна предоставляться в виде:

− схем;

− списков;

− таблиц;

− графиков (трендов).

АСДТУ должна обеспечивать отображение пространственного положения:

− объектов управления;

− карт региона, с отображением на отдельных слоях климатических, топографических, геологических особенностей местности;

− спутниковых снимков прилегающей к объекту управления местности;

− границ зон эксплуатационной ответственности;

− расчетного места повреждения ЛЭП;

− фактических погодных условий (при наличии технической возможности получения таких данных);

− мест расположения транспорта, персонала и аварийного резерва оборудования и материалов сетевой организации (при наличии технической возможности получения таких данных);

− дорожной сети;

− маршрут передвижения ОВБ.

Д.4.8 Типовые решения по оперативному управлению оборудованием

АСДТУ должна обеспечивать функцию проведения работ по переключению следующими объектами сети:

− управление коммутационным оборудованием и заземляющими ножами;

− управление реклоузерами;

− управление устройствами РЗ и СА (управление функциями устройств РЗ и СА);

− управление устройствами РПН и СКРМ;

− управление иным оборудованием и устройствами, допускающими дистанционное управление.

АСДТУ должна соответствовать требованиям [84] для обеспечения и организации дистанционного управления оперативным персоналом.

Проведение оперативного управления посредством дистанционного управления должно осуществляться в соответствии с [81] с применением следующей процедуры:

− выбор объекта управления;

− захват управлением объекта;

− выполнение команды;

− освобождение управлением объекта;

− отчет о результатах выполненной команды.

Должно быть запрещено:

− одновременный выбор более одного объекта управления одним пользователем в пределах зоны ответственности сетевой организации или ее подразделения;

− возможность подачи команды управления на один из объектов управления до получения отчета о результатах выполнения или невыполнения предыдущей команды для этого объекта управления.

Д.4.9 Типовые решения по управлению переключением

Производство переключений должно осуществляться при помощи вызова диалогового окна и контроля прав доступа персонала, выполняющего переключение. При выполнении переключения должен производиться запрос подтверждения команды.

Производство переключений должно сопровождаться блокировками при попытке выполнения недопустимых операций, включая:

− блокировки доступа (недостаточные права доступа, одновременный выбор более одного объекта управления одним пользователем в пределах зоны ответственности сетевой организации или ее подразделения (кроме автоматического формирования команд переключения), подача команд до получения отчета об успешном выполнении команды или невыполнение предыдущей команды управления);

− блокировки состояния (недостоверность состояния объекта, запрет повторного отключения/включения, неисправность канала связи или исполняющего оборудования, наличие запрещающих пометок диспетчера);

− блокировки при отсутствии телесигнализации «управление разрешено» или наличие телесигнализации «неисправность оперативной блокировки»;

− топологические блокировки (проверка допустимости переключения при наличии топологического процессора в составе АСДТУ), включающие: включение заземляющих ножей на участке без видимого разрыва; несанкционированное отключение потребителей; включение разъединителей при включенных на участке заземляющих ножей; и т.п.;

− режимные блокировки (недопущение управление коммутационными аппаратами при недопустимой нагрузке, недопустимые режимы работы при произведении коммутации по результатам прогнозирования режима при прогнозируемом переключении);

− параметрируемые блокировки.

Все действия по переключениям должны фиксироваться АСДТУ с указанием метки времени, способа управления, места управления и данных пользователя, осуществляющего действия.

АСДТУ должна обладать функцией автоматизированного переключения, включая:

− формирование автоматизированных переключений;

− хранение автоматизированных переключений;

− выполнение автоматизированных переключений;

− корректировку автоматизированных переключений;

− удаление автоматизированных переключений.

АСДТУ должна позволять создавать автоматизированные переключения:

− в ручном режиме;

− в автоматическом режиме.

Выполнение автоматизированных переключений должно производиться:

− в ручном режиме;

− в автоматическом режиме;

− с возможностью остановки, возобновления и отмены выполнения пользователем;

− с возможностью автоматической остановки до получения подтверждения от пользователя о возможности продолжения выполнения переключений;

− с возможностью автоматической остановки при непредусмотренном положении коммутационного оборудования, режиме работы оборудования и функций работы РЗ и СА;

− с проверкой отсутствия блокировок для каждой операции.

На всей стадии выполнения переключений (от создания до отчета об успешном выполнении) должен производиться контроль выполнения с информированием пользователя.

При осуществлении переключения в качестве контроля на АРМ диспетчерского персонала, осуществляющего переключение или контроль за переключением, должен поступать видеотрафик с места переключения в режиме реального времени (при наличии средств видеонаблюдения у коммутационных аппаратов).

Д.4.10 Типовые решения по выполнению расчетно-аналитических задач

АСДТУ может обеспечивать выполнение следующих расчетно-аналитических функций в соответствии с уровнем автоматизации:

а) базовый:

− формирование моделей электрической сети;

− расчет потерь в электрической сети;

− расчет токов коротких замыканий;

− определение места повреждения участка сети;

− расчет отключающей способности коммутационных аппаратов;

б) стандартный:

− анализатор топологии сети;

− расчет потокораспределения;

− регулирование напряжения/реактивной мощности;

− обеспечение проведения работ по переключениям;

− управление восстановлением сети после аварии;

− система автоматического восстановления электроснабжения сетей;

− оценка надежности (n-1);

в) высокий:

− синтез последовательности переключений;

− формирование предиктивных моделей электрической;

− оценка состояния;

− управление последовательностью переключений;

− мониторинг временных элементов сети;

− электронные бланки переключений;

г) интеллектуальный:

− адаптивное управление последовательностью переключений;

− обеспечение проведения работ по переключениям

− краткосрочный прогноз нагрузки

− виртуальный голосовой помощник/чат-бот для приема обращений потребителей

− автоматическая программа переключений

Произведение расчетно-аналитических функций должно производиться:

− по событию, инициированному изменением дискретного сигнала;

− по событию, инициированному изменением измеряемого параметра;

− по истечению заданного пользователем интервала времени после последнего запуска функции;

− по команде пользователя.

Система должна обеспечивать выполнение расчетно-аналитических функций по команде пользователя в режиме моделирования сети для предварительной проверки планируемых изменений в режиме работы сети.

Формирование модели электрической сети должно производиться на основе:

− топологии сети с учетом зон эксплуатационной ответственности и граничных элементов смежных сетей;

− параметров и характеристик силового оборудования;

− технологической информации;

− измерений;

− импортируемых данных.

При выполнении функции расчета потерь в электрической сети должна осуществляться возможность:

− расчета в режиме реального времени;

− расчета в режиме моделирования;

− расчета основных составляющих потерь в электрической сети (нагрузочные, на

холостой ход трансформаторов и СКРМ);

− расчет отпуска мощности в сети;

− контроля отпуска мощности из сети с заданием допустимой мощности для любого присоединения или сечения;

− формирование отчетов.

При выполнении функции расчета токов междуфазных коротких замыканий и токов замыкания на землю система должна обеспечиваться возможность:

− проверка соответствия рассчитываемых токов КЗ допустимым значениям токов по условиям электродинамической и термической стойкости элементов сети;

− формирование перечня элементов несоответствующих фактическим токам КЗ;

− учет результатов расчета при формировании режимных блокировок;

− отображение результатов.

При реализации функции определения поврежденного участка ЛЭП посредством ИКЗ, АСДТУ (см. п. Д.1.1.5) должна обеспечивать возможность:

− отображения поврежденного участка ЛЭП;

− информирования персонала о поврежденном участке ЛЭП.

При реализации функции ОМП посредством автономных специализированных устройств или в устройствах, совмещающих функции ОМП и РЗ (РАС), АСДТУ должна выполнять прием информации о месте повреждения от соответствующих устройств, реализующих функцию ОМП и обеспечивать возможность:

− отображения места повреждения;

− информирования персонала о расчетном месте повреждения.

Анализатор топологии сети должен обеспечивать определение и мониторинг наличия электрической связности токопроводящего оборудования сети:

− определение участков сети под напряжением;

− определение отключенных участков;

− определение заземленных участков;

− определение наличия электрической связи между элементами сети по данным о положении коммутационных аппаратов;

− определение наличия или отсутствия напряжения от питающих центров;

− определение радиально запитанных элементов сети по определенному маршруту;

− определение расположения элемента сети по отношению к источнику питания;

− определение всех элементов сети в нисходящем направлении по отношению к выбранному элементу участка сети;

− определение оптимальной конфигурации электрической сети с выбором критерия оптимальности (минимальные потери, максимальная надежность, количество отклонений от нормальной схемы сети).

При выполнении регулирования напряжения и реактивной мощности система должна обеспечивать возможность:

− расчета в режиме моделирования и реального времени;

− формирования ранжированного перечня управляющих воздействий оборудованием с целью минимизации потерь;

− передача команд управления на нижестоящие уровни управления;

− оптимизация я режима по напряжению и реактивной мощности.

Оценка состояния должна производиться:

− автоматический с заданной периодичностью;

− по запросу.

Оценка состояния должна производиться с использованием текущих и архивных данных телеметрии, по данным контрольных замеров.

Д.4.11 Типовые решения для функции анализа и управления ликвидацией аварийных отключений в РЭС

АСДТУ по получаемым телеизмерениям и телесигнализации (в том числе о срабатывании РЗ и СА), данным от устройств ОМП и регистраторов аварийных событий должна:

− производить анализ произошедших аварийных отключений;

− информировать о возникновении аварии, месте повреждения и поврежденном оборудовании;

− информировать о характере повреждения;

− информировать о сработавших РЗ и СА;

− информировать о наличии/отсутствии перегрузок и недопустимых режимах работы оборудования;

− информировать о недопустимых отклонениях напряжения;

− информировать о объеме и категории значимости отключенных потребителей.

АСДТУ по анализу полученных данных должна формировать (оперативному) диспетчерскому персоналу сообщения-подсказки о необходимых действиях (при наличии функции советчика диспетчера).

Д.4.12 Типовые решения по мониторингу состояния РЭС

АСДТУ должна обеспечить контроль [85]:

− загрузки оборудования относительно допустимых пределов;

− уровней напряжения в узлах электрической сети;

Контроль загрузки оборудования и уровней напряжения в узлах должен выполняться на основе следующих данных:

− допустимые токи (мощности), заданные для оборудования с учетом допустимой длительности перегрузки и температуры окружающей среды;

− допустимые уровни напряжения в узлах сети в соответствии с действующими нормативными документами (наибольшие рабочие уровни, графики напряжения в контролируемых пунктах электрической сети), промежутка времени между повышениями напряжения (отдых изоляции);

− фактические токи (мощности) в оборудовании, уровни напряжения в узлах электрической сети по данным телеметрической информации для контроля в реальном времени;

− токи (мощности) в оборудовании и уровни напряжения в узлах электрической сети, полученные в результате оценки состояния режима электрической сети и при всех видах расчетов установившихся режимов работы сети для контроля в режиме моделирования.

Результатами контроля загрузки оборудования и уровней напряжения в узлах должны являться:

− предупредительная и аварийная сигнализация;

− контролируемое измеряемое значение в абсолютных и относительных единицах в процентах относительно допустимого значения с учетом температуры окружающей среды;

− выделение цветом на графической схеме и в табличных формах оборудования

подверженного перегрузке с отображением оставшегося времени допустимой перегрузки в зависимости от текущей загрузки и температуры окружающей среды;

− выделение цветом значений напряжения, выходящих за допустимый диапазон, на схемах сети и в табличных формах с информацией о режиме работы сети, а также об оставшемся времени до нарушения нормативных требований к допустимому времени превышения наибольших допустимых уровней напряжения в зависимости от кратности превышения;

− интегральные отчеты о длительности работы оборудования при выходе контролируемых параметров за допустимые диапазоны.

АСДТУ должна собирать данные о состоянии оборудования объектов РЭС. Мониторинг технического состояния оборудования должен выполняться посредством интеграции локальных систем мониторинга. Требования к мониторингу отдельных компонентов систем объектов приведены в п. Г.3.3.

Д.4.13 Типовые решения по архивированию

Архив технологической информации должен соответствовать профилю общей информационной модели.

АСДТУ должна обеспечивать хранение и архивирование технологической информации:

− вся собираемая с объектов РЭС;

− рассчитываемая;

− нормативно-справочная информация;

− журналы и отчеты;

− версии цифровой информационной модели электрической сети.

Минимальный срок хранения архивов должен составлять:

− не менее трех месяцев для всех видов информации;

− не менее пяти лет для информации, связанной с технологическими нарушениями;

− в иных случаях не менее 10 лет для архивной оперативной информации;

− весь срок эксплуатации силового оборудования для архивной неоперативной информации.

АСДТУ должна обеспечивать хранение информации на протяжении всего срока хранения и по окончании его удалить эту информацию.

АСДТУ должна предоставлять доступ к архивной информации для просмотра и обработки. АСДТУ должна иметь возможность отображать измерения и события на мнемосхемах в любой заданный момент времени.

АСДТУ должна обеспечивать экспорт архивных данных по задаваемым пользователем критериям в форматы .csv, .xml, .xls.

АСДТУ должна иметь возможность оптимизации архивируемых значений измеряемых параметров для уменьшения объема хранилища.

Д.4.14 Типовые решения по ведению электронных журналов

Ведение электронных журналов должно быть с настраиваемым администратором набором функций.

Ведение репозитариев баз данных:

− организационные структуры, центры управления;

− персонал (физические лица, должности, сотрудники (администрирование);

− должности;

− права и допуски, роли;

− типовые словосочетания и термины, синтаксические правила для формирования структурированных сообщений;

− ЛЭП, ПС, (оборудование ПС);

− типы нештатных ситуаций, типы событий.

Рабочий режим:

− сдача/прием смены;

− учет организационных режимов;

− учет диспетчерских распоряжений и оперативных указаний;

− рапорт от подчиненного персонала, рапорт вышестоящему персоналу, руководителю;

− учет и выдача ключей;

− ознакомление с входящей документацией (приказы, распоряжения, письма, обзоры и т.д.);

− проведение инструктажей, спецподготовки;

− выдача распоряжений руководителем;

− выполнение переключений.

Нештатные ситуации:

− аварийное отключение ЛЭП, оборудования ПС (электростанций);

− аварийное отключение электрической мощности генерирующего оборудования;

− управление работами (плановыми, неплановыми, неотложными, аварийными), выдача разрешений на подготовку рабочего места, выдача разрешений на допуск к работам, оформление окончания работ, осмотры, учет работ по нарядам, распоряжениям в порядке текущей эксплуатации;

− регистрация массовых отключений;

− учет разделения энергосистемы на части и выделение энергорайона;

− учет неправильной работы противоаварийной автоматики;

− учет взрывов, пожаров или деформаций;

− учет повреждений зданий и сооружений;

− учет график временного отключения потребления;

− учет несанкционированного изменения эксплуатационного состояния оборудования;

− учет повреждений основного оборудования ПС и ЛЭП;

− учет несанкционированных проникновений на объект;

− учет нарушений, приводящих к потере управления оборудованием;

− учет несчастных случаев;

− учет причин несчастных случаев.

АСДТУ должна поддерживать архивирование журналов с возможностью доступа к ней в течение трех лет.

АСДТУ должна поддерживать атрибутивный поиск по типу события, причине, характеру, принадлежности события к объекту, иной организации, прочим заданным атрибутам.

АСДТУ должна поддерживать автоматическое создание записей по определенным условиям.

АСДТУ должна поддерживать предоставление возможности просмотра оперативного журнала персоналом в соответствии с уровнем доступа.

АСДТУ должна поддерживать автоматический обмен данными с оперативными журналами иных уровней.

АСДТУ должна поддерживать формирование оперативных сводок, отчетов (формирование ситуационных справок и отчетной информации об оперативной обстановке).

АСДТУ должна поддерживать фиксацию в электронном оперативном журнале диспетчера нанесенных (установленных) на схему сети оперативных (диспетчерских) пометок (плакатов). Ведение учета оперативных (диспетчерских) пометок.

Д.4.15 Типовые решения по формированию отчетов

АСДТУ должна обеспечивать (в том числе автоматическое) формирование отчетных документов на основе:

− записей журналов;

− собираемой технологической информации:

− информации, полученной в результате расчетов и обработки данных.

Должна обеспечиваться возможность:

− внесения дополнений и корректировок в отчетные документы с сохранением всех версий и указанием данных пользователей, вносивших корректировки;

− автоматической актуализации отчетных документов при внесении изменений в источниках информации с сохранением предыдущей версии;

− передачи отчетных документов на вышестоящие уровни ОТУ.

Д.4.16 Типовые решения по единой информационной модели

АСДТУ должна поддерживать единую информационную модель в соответствии с каноническими профилями CIM в соответствии с МЭК 61968/61970 (CIM).

Д.4.17 Типовые решения по составу АСДТУ

В состав АСДТУ должны входить:

− серверное оборудование;

− сетевое оборудование;

− SCADA система;

− АРМы персонала;

− система коллективного отображения информации;

− устройства синхронизации времени.

Таблица Д.17. Технические требования к промышленным коммутаторам ЛВС

№	Наименование параметра / функции	Значение
1.	Рабочий температурный диапазон	от -40 до +70 °С
2.	Относительная влажность воздуха	до 95 % при 35 °С
3.	Атмосферное давление	65-107 кПа (487-803 мм рт. ст.)
4.	Температура окружающего воздуха при нормальных условиях эксплуатации	от 15 до 25 °С
5.	Номинальное напряжение питания	220 В DC/220 В AC
6.	Диапазон напряжения питания	120…370 В DC/120…230 В (45-55 Гц)
7.	Скорость обмена данными с устройствами	Не менее 100 Мбит/с
8.	Скорость обмена данными между коммутаторами	1 Гбит/с

9.	Поддерживаемые стандарты передачи данных	EEE 802.3 for 10BaseT; IEEE 802.3u for 100BaseTx and 100BaseFx; IEEE 802.1D for Spanning Tree Protocol; IEEE 802.1w for Rapid Spanning Tree Protocol; IEEE 802.1D-2004 for Spanning Tree Protocol; IEEE 802.1s for Multiple Spanning Tree Protocol; IEEE 802.1Q for VLAN Tagging; IEEE 802.1p for Quality of Service; IEEE 802.1X for Authentication;
10.	Протоколы передачи данных	МЭК 60870-104/МЭК 61850 MMS/ МЭК 61850 GOOSE/Ethernet
11.	Синхронизация времени	SNTP/NTP
12.	Резервирование	PRP/HSR
13.	Устойчиво к электромагнитным помехам	класс А группы 1 [70] [69]
14.	Устойчиво к радиопомехам	класс А [49], [43]
15.	Электрическое сопротивление изоляции	не менее 2,5 МОм
16.	Рабочий температурный диапазон	от 10 до +35 °С
17.	Относительная влажность воздуха	до 95 % при 35 °С
18.	Атмосферное давление	65-107 кПа (487-803 мм рт. ст.)
19.	Температура окружающего воздуха при нормальных условиях эксплуатации	от 15 до 25 °С
20.	Номинальное напряжение питания	220 В DC/220 В AC
21.	Диапазон напряжения питания	120…370 В DC/120…230 В (45-55 Гц)

Таблица Д.18. Технические требования к серверам

№	Наименование параметра / функции	Значение
22.	Накопители	SCSI/SAS/SATA-накопители с поддержкой RAID не хуже 5 уровня
23.	Количество интерфейсов Ethernet	Не менее четырех
24.	Количество блоков питания	2

Таблица Д.19. Технические требования к SCADA системе

№	Наименование параметра / функции	Значение
1.	Поддержка протоколов передачи данных	МЭК 61850-8.1 (MMS, GOOSE), МЭК 60870-5-104, МЭК 60870-6 ICCP/TASE.2, OPC DA, OPC UA
2.	Поддержка МЭК 61968, 61970 (CIM)	Да
3.	Поддерживаемые базы данных	Реляционные; Временных рядов
4.	Поддержка протоколов единого времени	NTP/SNTP
5.	Поддержка навигационной системы	ГЛОНАСС
6.	Поддержка сотовых сетей	2G/3G/4G
7.	Поддержка сети Ethernet (TCP/IP)	Да
8.	Поддержка доступа через Web-браузер	Да

Таблица Д.20. Функциональные требования к SCADA системе

№	Наименование параметра / функции	Значение	Примечание
1.	Контроль состояния ЛВС	Да	
2.	Контроль технологических пределов	Да	
3.	Фиксация аварийно-предупредительных сигналов	Да	
4.	Фильтрация аналоговых и дискретных сигналов	Да	
5.	Хранение информации	Да	

Продолжение таблицы Д. Таблица Д.20

№	Наименование параметра / функции	Значение	Примечание
6.	Формирование отчетов	Да	
7.	Электронные журналы	Да	
8.	Поддержка тренажера	Да	Уровень автоматизации: Стандартный
9.	Работа с геоданными	Визуализация технологической и инфраструктурной информации; Визуализация мест повреждения; Визуализация отключений	Уровень автоматизации: Стандартный
		Визуализация мест обращения абонентов	Уровень автоматизации: Высокий и Интеллектуальный
10.	Отображение данных	В реальном времени; Архив; Режим «исследования» (что если?)	Режим «исследования относится к уровням автоматизации: Высокий
11.	Пометка временного оборудования	Да	
12.	Диспетчерские плакаты	Да	
13.	Телеуправление	Да	
14.	Мониторинг режимных параметров	Да	
15.	Программа переключений	Автоматизированная	Уровень автоматизации: Стандартный
		Автоматическая	Уровень автоматизации: Высокий
		Адаптивная	Уровень автоматизации: Интеллектуальный

Продолжение таблицы Д. Таблица Д.20

№	Наименование параметра / функции	Значение	Примечание
16.	EMS/DMS	Формирование моделей электрической сети	Уровень автоматизации: Базовый
		Расчет потерь в электрической сети	Уровень автоматизации: Базовый
		Расчет токов коротких замыканий	Уровень автоматизации: Базовый
		Определение места повреждения участка сети	Уровень автоматизации: Базовый
		Анализ топологии сети	Уровень автоматизации: Стандартный
		Оценка надежности (n-1)	Уровень автоматизации: Стандартный
		Контроль режимных и технологических ограничений	Уровень автоматизации: Стандартный
		Расчет потокораспределения	Уровень автоматизации: Стандартный
		Расчет SAIDI, SAIFI, CAIDI, CAIFI	Уровень автоматизации: Стандартный
		Оценка состояния	Уровень автоматизации: Высокий
		Оптимизация режима	Уровень автоматизации: Высокий
		Режим «исследования» (что если?)	Уровень автоматизации: Высокий
		Прогноз нагрузки	Уровень автоматизации: Интеллектуальный

Продолжение таблицы Д. Таблица Д.20

№	Наименование параметра / функции	Значение	Примечание
17.	OMS	Определение отключенного КА	Уровень автоматизации: Базовый
		Определение поврежденного элемента	Уровень автоматизации: Базовый
		Изоляция поврежденного участка сети	Уровень автоматизации: Стандартный
		Восстановление сети после ремонта/аварии (управление ОВБ)	Уровень автоматизации: Стандартный
		Фиксация отключений: - на основе ТИ;	
		- на основе звонков абонентов.	Уровень автоматизации: Высокий
		Режим советника диспетчера (рекомендации по порядку операций при переключениях)	Уровень автоматизации: Интеллектуальный
		Виртуальный голосовой помощник/чат-бот для приема обращений потребителей	Уровень автоматизации: Интеллектуальный
18.	Оценка последствий отказов	Да	Уровень автоматизации: Высокий

Таблица Д.21. Технические требования к АРМ

№	Наименование параметра / функции	Значение
1.	2	3
2.	Рабочий температурный диапазон	от 10 до +35 °С
3.	Относительная влажность воздуха	до 95 % при 35 °С
4.	Атмосферное давление	65-107 кПа (487-803 мм рт. ст.)
5.	Температура окружающего воздуха при нормальных условиях эксплуатации	от 15 до 25 °С
6.	Номинальное напряжение питания	220 В АС
7.	Диапазон напряжения питания	120…230 В (45-55 Гц)
8.	Оперативная память	Не менее 8 ГБ
9.	Дисковое пространство	Не менее 100 ГБ
10.	Скорость канала связи Ethernet	Не менее 10 Мбит/с
11.	Наличие Web-браузера	Да
12.	Экран	Не менее 1920×1080 пикселей
13.	Манипулятор	Компьютерная «мышь» с интерфейсом USB
14.	Клавиатура	102/102 кнопки с интерфейсом USB

Требования к устройствам синхронизации времени приведены в разделе Д.7.

Д.4.18 Типовые решения по архитектуре АСДТУ

АСДТУ должна быть построена по одной из следующих архитектур: архитектура 1 приведена на рисунке Д.Рисунок Д.21. Сигналы телемеханики от объектов РЭС поступают в ДЦ РЭС и из ДЦ РЭС формируются сигналы телеуправления на объекты РЭС. В ДЦ РЭС осуществляется обработка сигналов телемеханики и оперативно-диспетчерское управление РЭС. Информация со всех РЭС собирается в ЦУС, где осуществляется ее обработка и оперативно-диспетчерское управления всеми РЭС.

Архитектура 2 приведена на рисунке Д.Рисунок Д.. Сигналы телемеханики от объектов всех РЭС собираются в ЦУС, минуя ДЦ РЭС и из ЦУС формируются сигналы телеуправления на объекты РЭС. В ЦУС осуществляется обработка сигналов телемеханики и оперативно-диспетчерское управление объектами всех РЭС. Информация, собираемая в ЦУС, может быть ретранслирована в ДЦ каждого РЭС.

Рекомендуется использовать архитектуру 2, поскольку данная архитектура позволяет бесшовно перейти к упрощенной организационной структуре оперативно-диспетчерского управления, упразднив ДЦ РЭС, без построения новых каналов связи.

Обмен оперативной технологической информацией с ЦУС должен выполнятся в соответствии с [83].

Обмен неоперативной технологической информацией с ЦУС должен выполнятся в соответствии с [82].

АСДТУ РЭС представляет из себя совокупность программных и технических средств (ЛВС, АРМы, сервера) позволяющие выполнять функции оперативно-технологического и диспетчерского управления РЭС.

ЛВС ЦУС должна быть разделена на две сети: корпоративную и технологическую. Корпоративная и технологическая сети должны быть разделены посредством межсетевого экрана (firewall).

В соответствии с Приказом [10] необходимо применять изоляцию между технологической сетью передачи данных и корпоративной сетью передачи данных. Передачу данных из технологической сети передачи данных в корпоративную сеть передачи данных необходимо осуществлять с использованием системы однонаправленных шлюзов (инфодиодов).

Для архитектуры 1 в ДЦ РЭС должна применяться только технологическая ЛВС.

К технологической сети должны подключаться сервера (ОИК) SCADA, АРМы основного оперативного персонала, диспетчерская панель (щит) и средства связи с системами объектов РЭС.

Состав АРМ технологического персонала:

- АРМ службы диспетчера;
- АРМ службы режимов;
- АРМ службы РЗ и автоматики;
- АРМ службы эксплуатации;
- АРМ службы АСУТП и ТМ;
- АРМ службы АИИС КУЭ;
- АРМ службы АИИС ТУЭ;
- АРМ службы развития.

К корпоративной сети должны быть подключены сервер БД, сервера иных приложений и АРМы персонала ЦУС.

Состав АРМ корпоративной сети:

- АРМ службы ИТ;
- АРМ службы ИБ;
- АРМ службы системных услуг.

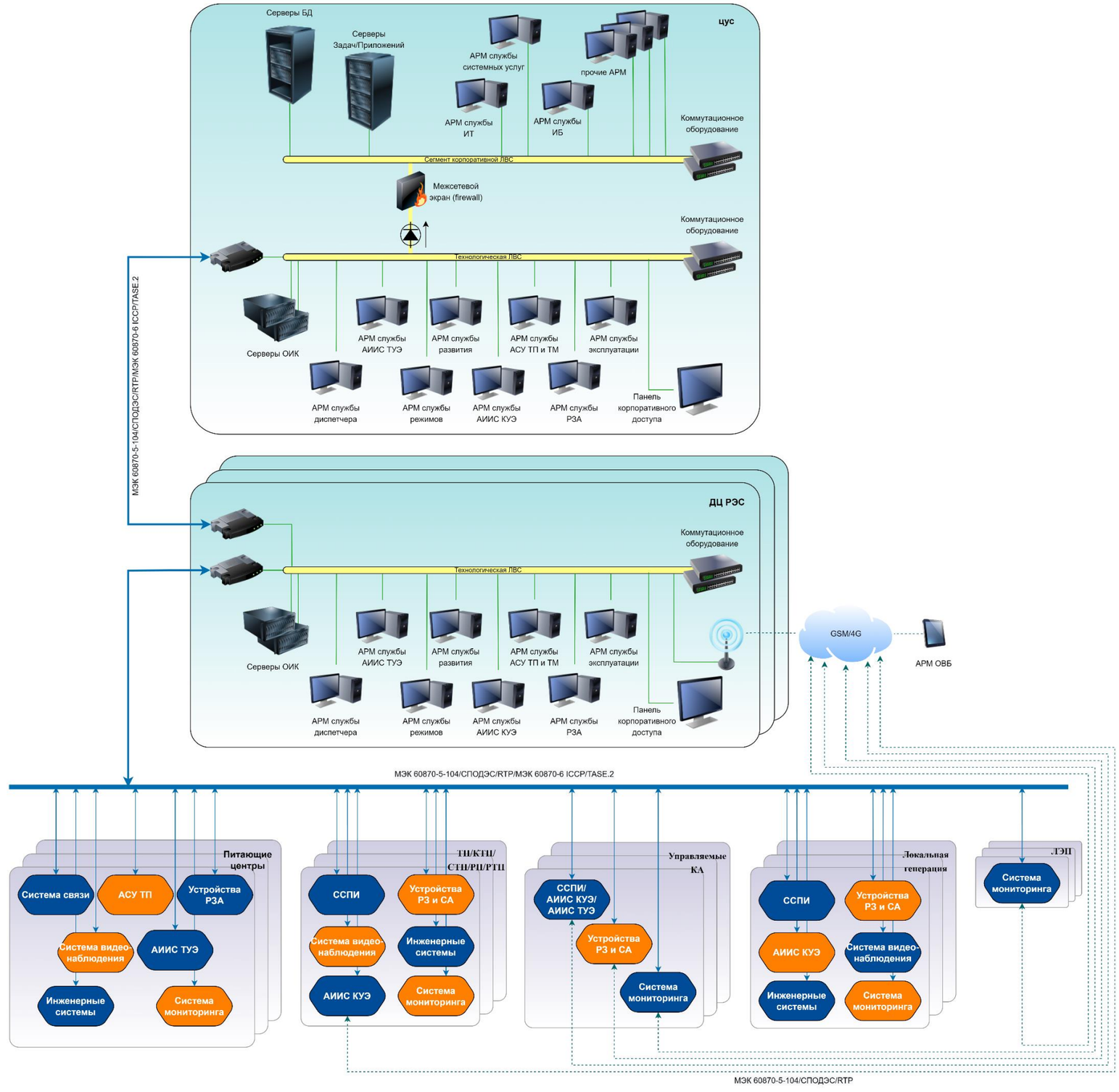


Рисунок Д.21 – Архитектура АСДТУ, архитектура 1

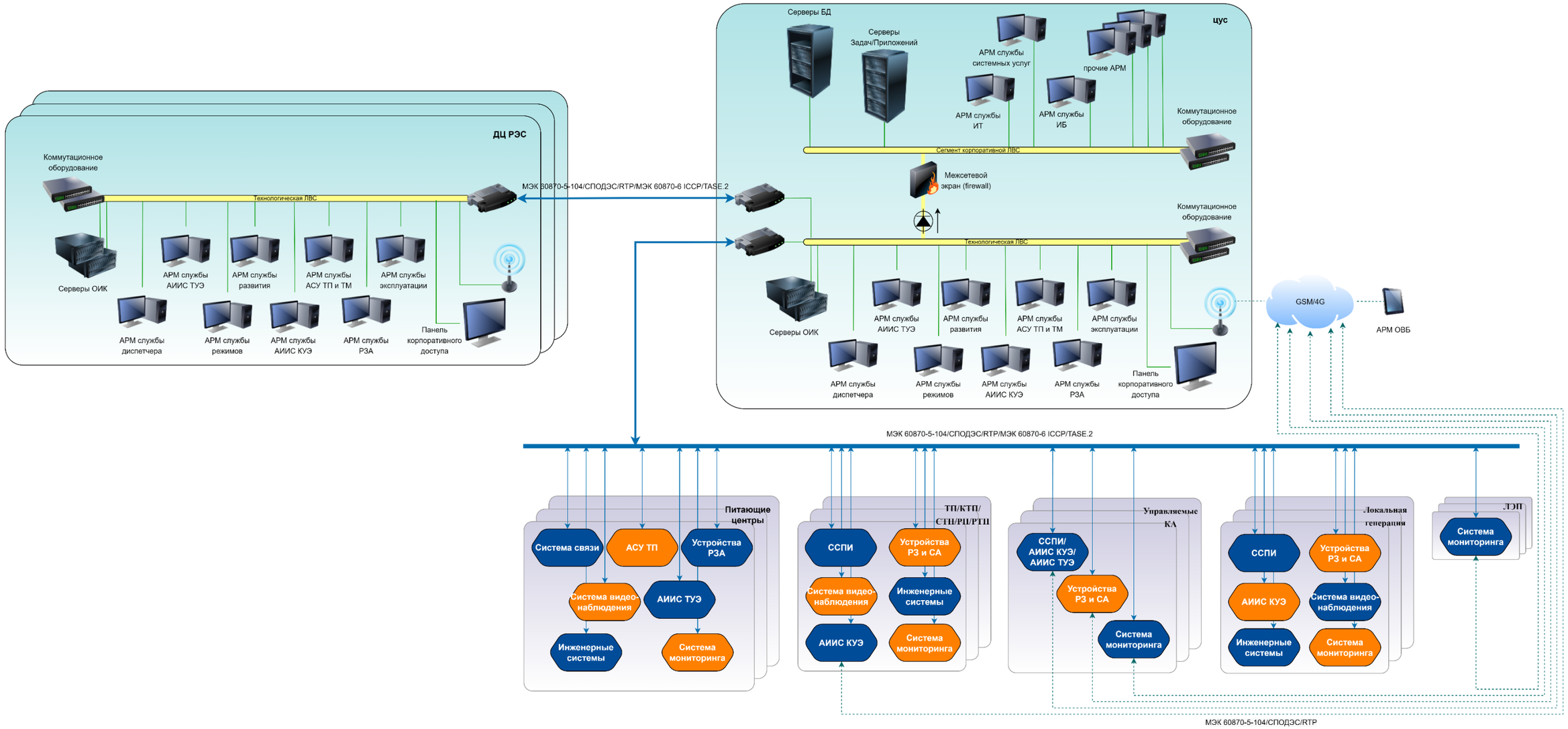


Рисунок Д.22 – Архитектура АСДТУ, архитектура 2

Д.4.19 Типовые решения по составу информации

Минимальный объем передаваемой информации в АСДТУ приведен в приложении Е.1.

Минимальный объем передаваемой информации в АСДТУ от центров питания и реклоузеров (пунктов секционирования) приведен разделе 14 [90].

Д.4.20 Типовые решения по коллективному отображению информации

Система коллективного отображения информации – обеспечение единой среды визуализации, предоставление диспетчерскому персоналу необходимых технических средств оперативно-технологического (диспетчерского) управления работой РЭС.

ДЦ должен обладать системой коллективного отображения информации в составе АСДТУ.

Система коллективного отображения информации должна представлять собой диспетчерскую панель в виде модульной видеостены (полиэкрана), разрешение которого является суммой разрешений отдельных экранов (LED панелей).

Система коллективного отображения информации должна соответствовать требованиям [89].

Режим работы системы коллективного отображения информации должен быть круглосуточным (24 часа/7дней в неделю/365(6) дней в году).

Система коллективного отображения информации должна иметь возможность подать звуковой сигнал при тревожном событии.

Система коллективного отображения информации должна иметь доступ к набору функций и приложений АСДТУ в соответствии ролью диспетчера.

Система коллективного отображения информации должна обеспечивать вывод информации без потери исходной информации и формирование изображений в мультиэкранном режиме в реальном масштабе времени.

В приложении Приложение Ж приведены требования графическому отображению информации на средствах индивидуального и коллективного пользования

Д.4.21 Типовые решения по самодиагностике

АСДТУ должно обладать функцией самодиагностики и самовосстановления.

Самодиагностика АСДТУ осуществляется посредством самодиагностики основных компонентов системы:

− сетевого оборудования;
− серверов;
− АРМов;
− системы коллективного отображения информации;
− наличия питания;
− системы резервного питания;
− текущего состояния используемых каналов связи.

Д.4.22 Типовые решения по аутентификации объектов РЭС

Информационно-технологические системы (ССПИ), устанавливаемые в РП, РТП, ТП, КТП, должны выполнять отправку данных аутентификации в АСТДУ.

АСДТУ должна принимать и обрабатывать сообщения аутентификации объектов РЭС по запросу диспетчера и с заданной периодичностью.

Данные самодиагностики:

− отклонение параметров нагрева;

− отклонение параметров качества напряжения;

− нарушение регламентных сроков обслуживания;

− должны содержать признак аутентификации объекта РЭС.

Признак аутентификации должен содержать координаты объекта в системе ГЛОНАСС.

Д.4.23 Типовые решения по обучению персонала

АСДТУ должна обеспечивать автоматизацию проведения тренировок оперативного персонала:

− тренажер в составе АСДТУ;

− экспорт/импорт тренировочных данных.

Тренажер должен повторять интерфейс и функции АСДТУ.

Тренажер должен обеспечивать:

− планирование и проведение контрольных тренировок;

− формирование программ тренировок на основе сценариев;

− ведение и хранение протоколов проведения тренировок;

− выполнение и реализацию всех функций АСДТУ;

− использование в качестве сценария для тренировок архивные нарушения нормального режима работы и аварии;

− оценивание участников тренировки.

Д.4.24 Типовые решения по администрированию

АСДТУ должна основываться на ролевой модели доступа.

АСДТУ должна обеспечивать доступ к информации или функциям персоналу, обладающему ролью с доступом к этой информации или функции.

Роль администратора должно входить в ролевую модель доступа АСДТУ.

Администратор должен обладать следующими функциями:

− установка и обслуживание сетевого оборудование;

− установка, обновление и поддержка программного обеспечения;

− обеспечение безопасности корпоративных данных, в том числе выдача и лишение прав доступа персоналу в соответствии с ролевой моделью;

− техническая поддержка персонала;

− составление отчетности и резервное копирование данных.

Изменение уровня доступа и полномочий пользователя должно выполняться администраторами системы по указанию соответствующих руководящих лиц. Действия по редактированию доступа должны подтверждаться личными электронными подписями участников процесса.

Рекомендуется применять следующие роли:

а) административный персонал;

б) оперативно-технический персонал:

− персонал службы диспетчера;

− персонал службы режимов;

− персонал службы РЗ и СА;

− персонал службы эксплуатации;

− персонал службы АСУТП и ТМ;

− персонал службы АИИС КУЭ;

− персонал службы АИИС ТУЭ;

− персонал службы развития;

в) ИТ персонал:

− администратор;

− персонал службы ИТ;

− персонал службы ИБ;

− персонал службы системных услуг.

Д.4.25 Требования к быстродействию

Быстродействие АСДТУ при выполнении информационного обмена между компонентами 1 с.

Быстродействие ДЦ при выполнении информационного обмена с системами РЭС не должно превышать 1 с.

Быстродействие обновления информации на АРМ и средствах коллективного отображения информации не должно превышать 1 с.

Д.4.26 Типовые решения по информационной безопасности

Типовые решения по информационной безопасности АСУТП приведены в разделе Д.10.

Д.4.27 Требования к электромагнитной совместимости

В части требований электромагнитной совместимости программно-технический комплекс АСДТУ должен соответствовать [44], [45], [46], [47], [60], [62], [63], [64], [65], [66], [67], [68], [69], [13], [15].

Д.5 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии

Д.5.1 Назначение

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) – многоуровневая иерархическая, автоматизированная система, обеспечивающая измерение количества электроэнергии и величин ее параметров (тока, напряжения, мощности и др.), автоматизированный сбор и передачу результатов измерений по коммуникационный каналам на верхний уровень, с последующим ее хранением и использованием.

АИИС КУЭ предназначена для измерений количества электроэнергии, получаемой и отпускаемой по коммерческим присоединениям.

Д.5.2 Область применения

Приборы учета электроэнергии из состава АИИС КУЭ должны устанавливаться на границе балансовой принадлежности между потребителем и энергосбытовой компанией [1]. Границами балансовой принадлежности могут являться ячейки отходящих линий 0,4 кВ ТП, КТП и пункты секционирования 6-35 кВ.

Д.5.3 Перечень функций АИИС КУЭ

В соответствии с [2] АИИС КУЭ должна поддерживать следующие функции:

− передача показаний и результатов измерений прибора учета электрической энергии, присоединенного к интеллектуальной системе учета;

− предоставление информации о количестве и иных параметрах электрической энергии;

− полное и (или) частичное ограничение режима потребления электрической энергии (приостановление или ограничение предоставления коммунальной услуги), а также возобновление подачи электрической энергии;

− установление и изменение зон суток (часов, дней недели, месяцев), по которым прибором учета электрической энергии, присоединенным к интеллектуальной системе учета, осуществляется суммирование объемов электрической энергии в соответствии с дифференциацией тарифов (цен), предусмотренной законодательством Российской Федерации (тарифные зоны);

− передача данных о параметрах настройки и событиях, зафиксированных прибором учета электрической энергии, присоединенным к интеллектуальной системе учета;

− передача справочной информации;

− ведение и передача архива данных;

− оповещение о возможных недостоверных данных, поступающих с приборов учета в случае срабатывания индикаторов вскрытия электронных пломб на корпусе и клеммной крышке прибора учета, воздействия магнитным полем на элементы прибора учета, неработоспособности прибора учета вследствие аппаратного или программного сбоя, его отключения (после повторного включения), перезагрузки;

− формирование и экспорт отчета в виде электронного документа;

− формирование и экспорт не чаще одного раза в месяц по запросу, направляемому организациями, профиля мощности в получасовой разбивке, полученного с прибора учета, определяющего объемы потребленной (произведенной) электрической энергии в отношении точек поставки розничного рынка, совпадающих с точками поставки, входящими в состав групп точек поставки на оптовом рынке электрической энергии и мощности;

− расчет различных параметров по данным с приборов учета (группы, баланс, тарифы и т.п.);

− сбор данных о состоянии составных частей системы.

Д.5.4 Типовые решения по составу АИИС КУЭ

Для выполнения полного объема функций в состав АИИС КУЭ может входить следующее оборудование:

− измерительные ТТ и ТН (ИИК);

− приборы коммерческого учета (счетчики) электроэнергии (ИИК);

− средства связи;

− сервер АИИС КУЭ (ИВК);

− АРМ АИИС КУЭ (ИВК).

Система учета и ее составные части должны соответствовать требованиям нормативно-правовых актов, требованиям к АИИС КУЭ, предъявляемым регламентами оптового рынка электрической энергии и мощности, требованиям Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных [1], и требованиям Правил предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), утвержденных [2].

В составе АИИС КУЭ должны применяться устройства, имеющие сертификат соответствия установленного типа средств измерений.

В составе АИИС КУЭ могут применяться устройства совмещающие функции учета электроэнергии и измерительного прибора для устройств телемеханики.

Согласно [2] устройства из состава АИИС КУЭ должны подлежать поверке. Интервал между поверками должен быть не менее 16 лет для однофазных приборов учета электроэнергии и не менее 10 лет для трехфазных приборов учета электроэнергии.

Измерительные ТТ должны соответствовать [28]. Измерительные ТН должны соответствовать [27].

Для обеспечения работы ТТ и ТН в заданном классе точности, нагрузка вторичной обмотки ТТ и ТН, предназначенная для измерений, должна находиться в допустимых пределах в соответствии с [27], [28] или в соответствии с технической документацией на конкретные типы ТТ и ТН.

В ТТ и ТН должны предусматриваться отдельные вторичные обмотки для подключения приборов учета электроэнергии с классом точности:

− не хуже 0,5S для ТТ и 0,5 для ТН для присоединений 6-35 кВ;

− не хуже 0,5 для ТТ на отходящих линиях и вводах 0,4 кВ объектов сетевых предприятий.

Коэффициент безопасности ТТ должен быть не более 5 для вторичного тока 5 А и не более 10 для вторичного тока 1 А.

Для защиты приборов учета и (или) измерительного комплекса коммерческого учета электрической энергии от несанкционированного доступа должно применяться пломбирование клеммных крышек приборов учета и испытательных коробок, а также испытательных и промежуточных клеммников цепей тока и напряжения, идентификация и аутентификация субъектов и объектов доступа.

Таблица Д.22. Технические требования к приборам коммерческого учета электроэнергии

№	Наименование параметра / функции	Значение	Примечание
1.	Рабочий температурный диапазон	от -50 до +70 °С	
2.	Относительная влажность воздуха	до 95 % при 30 °С	
3.	Атмосферное давление	70-107 кПа (537-803 мм рт. ст.)	

Продолжение таблицы Д. Таблица Д.22

№	Наименование параметра / функции	Значение		Примечание
4.	Температура окружающего воздуха при нормальных условиях эксплуатации	от 15 до 25 °С		
5.	Номинальное напряжение питания	220 В DC	230 В, 50 Гц AC	
6.	Диапазон напряжения питания	120…370 В DC	90…265 В (45…55 Гц)	
7.	Тип включения цепей напряжения	Прямое	Трансфор-маторное	
8.	Класс точности при измерении активной энергии	1,0	0,5S	
9.	Класс точности при измерении реактивной энергии	2,0	1,0	
10.	Количество тарифов	4		
11.	Количество тарифных зон	16		
12.	Количество интерфейсов связи	Не менее 2		
13.	RS-485	Да		Все уровни автоматизации
14.	Ethernet	Не менее 100Base-FX		Все уровни автоматизации
15.	Поддержка сотовой связи	2G/3G/4G		Стандартный, высокий и интеллектуальный уровни автоматизации
		5G		Интеллектуальный уровень автоматизации
16.	Поддержка технологии PLC	Да		Стандартный, высокий и интеллектуальный уровни автоматизации
17.	Поддержка технологии GSM	Да		Стандартный, высокий и интеллектуальный уровни автоматизации

Продолжение таблицы Д. Таблица Д.22

№	Наименование параметра / функции	Значение	Примечание
18.	Поддержка технологии LoRa WAN/ Nb-IoT/ ZigBee/RF	Да	Высокий и интеллектуальный уровни автоматизации
19.	Поддержка информационной модели СПОДЭС	Да	Высокий и интеллектуальный уровни автоматизации
20.	Соответствие требованиям ГОСТ 31818.11	Да	
21.	Электромагнитная совместимость	[50]	
22.	Затухающее колебательное магнитное поле	[59]	
23.	Магнитное поле промышленной частоты	[57]	
24.	Импульсное магнитное поле	[60]	
25.	Электростатические разряды	[44]	
26.	Радиочастотные электромагнитные поля	[45]	
27.	Наносекундные импульсные помехи	[46]	
28.	Кондуктивные помехи, наведенные радиочастотными полями, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц	[63]	
29.	Микросекундные импульсные помехи большой энергии	[62]	
30.	Динамические изменения напряжения электропитания	[47]	
31.	Колебательные затухающие помехи	[14]	
32.	Колебания напряжения электропитания	[64]	
33.	Изменения частоты питающего напряжения	[68]	

Таблица Д.23. Функциональные требования к приборам коммерческого учета электроэнергии

№	Наименование параметра / функции	Значение	Примечание
1.	Измерение активной и реактивной энергии в сетях переменного тока в двух направлениях	Да	
2.	Возможность выполнения измерений с применением коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения	Да	При трансформаторном включении
3.	Ведение времени	Да	
4.	Возможность синхронизации и коррекции времени с внешним источником сигналов точного времени	Да	
5.	Измерение и вычисление	– фазного напряжения в каждой фазе; – линейного напряжения; – фазного тока в каждой фазе; – активной, реактивной и полной мощности в каждой фазе и суммарной мощности; – значения тока в нулевом проводе; – небаланса токов в фазном и нулевом проводах; – частоты электрической сети;	для трехфазных приборов учета электрической энергии для однофазного прибора учета электрической энергии для однофазного прибора учета электрической энергии
6.	Нарушение индивидуальных параметров качества электроснабжения	Погрешность измерения параметров должна соответствовать классу S или выше согласно ГОСТ 30804.4.30-2013	

Продолжение таблицы Д. **Ошибка! Источник ссылки не найден.**

№	Наименование параметра / функции	Значение	Примечание
7.	Контроль наличия внешнего переменного и постоянного магнитного поля	Да	
8.	Наличие внешнего цифрового дисплея	Да	
9.	Индикация функционирования	Да	
10.	Защита прибора	Идентификации и аутентификации;	
		Контроля доступа;	
		Контроля целостности;	
		Регистрации событий безопасности в журнале событий;	
		Пломбирование	
11.	Ведение журнала событий	Да	
12.	Самодиагностика	Да	Высокий и интеллектуальный уровни автоматизации
13.	Полное ограничение режима потребления электроэнергии	Да	Высокий и интеллектуальный уровни автоматизации
14.	Частичное ограничение режима потребления электроэнергии	Да	Высокий и интеллектуальный уровни автоматизации
15.	Возобновление питания потребителя	Да	Высокий и интеллектуальный уровни автоматизации

Таблица Д.24. Технические требования к серверу АИИС КУЭ

№	Наименование параметра / функции	Значение
1.	Рабочий температурный диапазон	от 10 до +35 °С
2.	Относительная влажность воздуха	до 95 % при 35 °С
3.	Атмосферное давление	65-107 кПа (487-803 мм рт. ст.)
4.	Температура окружающего воздуха при нормальных условиях эксплуатации	от 15 до 25 °С
5.	Номинальное напряжение питания	220 В DC
6.	Диапазон напряжения питания	120…370 В DC
7.	Накопители	SCSI/SAS/SATA-накопители с поддержкой RAID не хуже 5 уровня
8.	Количество блоков питания	2

Таблица Д.25. Функциональные требования к ИВК

№	Наименование параметра / функции	Значение	Примечание
1.	Поддержка информационной модели СПОДЭС	Да	Высокий и интеллектуальный уровни автоматизации
2.	Сбор данных с уровней ИИК	– суммарных показаний счетчиков на начало суток; – показаний счетчиков на начало суток по тарифным зонам; – суммарных показаний счетчиков на начало месяца; – показаний счетчиков на начало месяца по тарифным зонам; – текущих суммарных показаний счетчиков; – текущих показаний счетчиков по тарифным зонам; – профилей мощности за 30 минут; – дополнительных интервальных профилей энергии/ мощности (1, 3, 5, 15, 60 минут).	
3.	Сбор показателей качества электроэнергии	Да	

Продолжение таблицы Д. Таблица Д.25

№	Наименование параметра / функции	Значение	Примечание
4.	Сбор регистраторов состояния средств и объектов измерения	Да	
5.	Сбор данных о состоянии объектов автоматизации	Да	Высокий и интеллектуальный уровни автоматизации
6.	Управление состояниями объектов автоматизации	Да	Высокий и интеллектуальный уровни автоматизации
7.	Расчет различных параметров по данным с приборов учета (группы, баланс, тарифы и т.п.)	Да	Высокий и интеллектуальный уровни автоматизации
8.	Ведение системы единого времени	Да	
9.	Хранение данных об измеренных величинах в стандартной базе данных с глубиной хранения	Не менее 3,5 лет	Высокий и интеллектуальный уровни автоматизации
10.	Контроль достоверности данных	– по показаниям контрольных ПУ; – по данным от смежных субъектов; – по значениям допустимых небалансов; – по предельной нагрузке; – по средним значениям контролируемых параметров за предшествующие периоды времени; – по характерным графикам нагрузки; – по плановым значениям; – по договорным условиям.	
11.	Ведение журнала событий	Да	

Продолжение таблицы Д. Таблица Д.25

№	Наименование параметра / функции	Значение	Примечание
12.	Формирование отчетов в формате данных	– MS Excel; – Adobe Acrobat; – XML.	
13.	Возможность ввода данных из	– автоматизированного из таблиц формата Excel; – автоматизированной загрузки XML-макетов, принимаемых от смежных сетевых организаций и производителей электрической энергии, с возможностью контроля результатов загрузки; – автоматизированной загрузки в базу данных информации, собранной с ПУ при помощи переносного компьютера; – ручного ввода пользователем показаний ПУ.	
14.	Защита от несанкционированного доступа	аутентификация и авторизация	
		регистрация событий безопасности	
		Ролевая модель доступа	Высокий и интеллектуальный уровни автоматизации

Д.5.5 Типовые решения по архитектуре АИИС КУЭ

Архитектура построения АИИС КУЭ должна разбиваться на следующие уровни:

− измерительно-информационный комплекс (ИИК);

− информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

ИИК представляет из себя первичные измерительные приборы с телеметрическими или цифровыми выходами, осуществляющие непрерывно или с минимальным интервалом усреднения измерений параметров энергоучета потребителей.

ИВК представляет из себя АРМ или сервер центра сбора и обработки данных со специализированным программным обеспечением АИИС КУЭ, осуществляющий сбор информации с группы первичных измерительных приборов (счетчиков), итоговую обработку этой информации как по точкам учета, так и по их группам, документирование и отображение данных учета в виде, удобном для анализа и принятия решений (управления) оперативным персоналом службы главного энергетика и руководством предприятия.

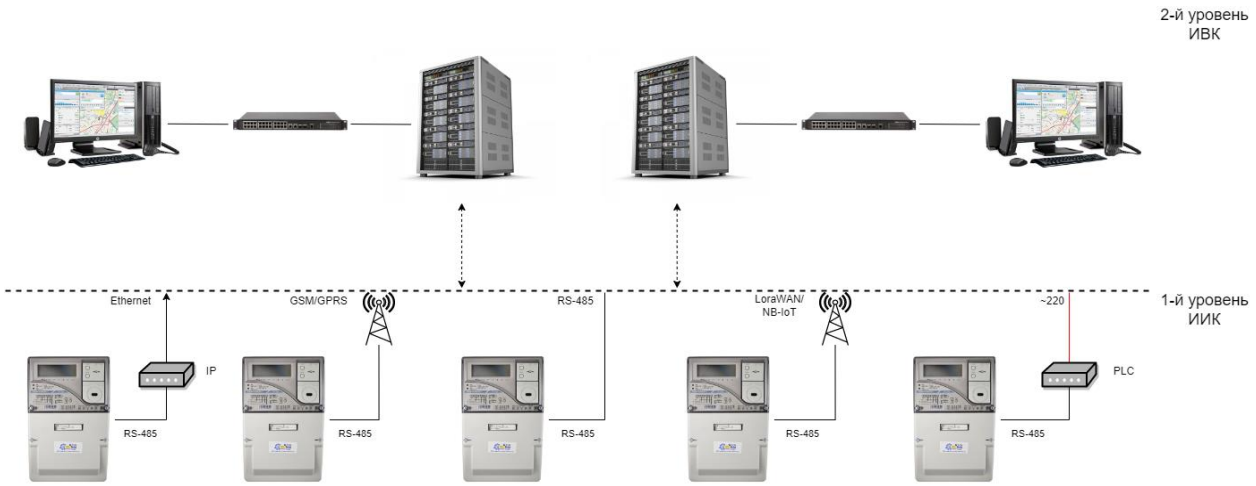


Рисунок Д.23 – Двухуровневая архитектура АИИС КУЭ

Д.5.6 Типовые решения по организации АИИС КУЭ

В соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электроэнергии, утвержденными [1], учет активной и реактивной энергии и мощности производится, как правило, на границе балансовой принадлежности объектов электросетевого хозяйства и смежных субъектов розничного рынка.

При отсутствии технической возможности установки прибора учета на границе балансовой принадлежности объектов электросетевого хозяйства, прибор учета подлежит установке в месте, максимально приближенном к границе балансовой принадлежности, в котором имеется техническая возможность его установки.

На ТП (КТП) на вводах 0,4 кВ трансформатора и на каждой отходящей линии 0,4 кВ должны устанавливаться балансовые приборы учета электроэнергии. Установка ПУ на отходящих линиях определяется на этапе проектирования. В случае балансовой принадлежности потребителю вводов 0,4 кВ трансформатора, приборы учета должны устанавливаться на вводах высокого напряжения.

ИВК АИИС КУЭ должен интегрироваться в АСДТУ РЭС с целью замещения или резервирования функций ССПИ объектов по сбору телеинформации.

Д.5.7 Типовое решение по информационному обеспечению

Объем передаваемых данных приведен в приложении Приложение И.

Д.5.8 Типовые решения по реализации функций ССПИ посредством АИИС КУЭ

На объектах 0,4-35 кВ рекомендуется предусматривать использование единых устройств, поддерживающих возможность сбора и передачи сигналов телемеханики и данных АИИС КУЭ (при соответствующем техническом обосновании).

На ТП столбового исполнения могут применяться приборы учета электроэнергии с поддержкой GSM для выполнения функций ССПИ, в случае невозможности установки иных устройств ССПИ.

При применении единых устройств ССПИ и АИИС КУЭ рекомендуется применять общие каналы связи.

При применении единых устройств ССПИ и АИИС КУЭ на объектах 0,4-35 кВ, данные устройства должны обеспечивать дистанционное наблюдение управление на соответствующих объектах:

− управляемость сети посредством управления КА (при наличии соответствующей

технической возможности в КА);

− объем телеинформации в соответствии в соответствии с минимальными требованиями к объему собираемой и передаваемой телеинформации и дистанционного управления.

Минимальные требования к объему собираемой и передаваемой телеинформации и дистанционного управления:

а) для телесигнализации:

− сбор информации о передаче и потреблении электроэнергии на питающих вводах 0,4 кВ;

− сбор информации о качестве электроэнергии на питающих вводах 0,4 кВ;

− пофазный контроль наличия напряжения на вводах НН секций 0,4 кВ;

б) для телеметрической информации внутренней самодиагностики системы:

− диагностика наличия связи с модулями (узлами) сбора и управления;

− диагностика неисправности или критических режимов работы вычислительного модуля системы;

− контроль исправности собственного резервного источника питания системы.

При применении единых устройств ССПИ и АИИС КУЭ на объектах 0,4-35 кВ необходимо применять единые первичные преобразовательные устройства (датчики, трансформаторы) тока и напряжения для подключения измерительных приборов ССПИ и АИИС КУЭ.

Д.5.9 Типовые решения по реализации функций интеллектуального управления

АИИС КУЭ может обладать функцией адаптивного АЧР.

Для реализации функции адаптивного АЧР приборы учета электроэнергии должны обеспечивать следующее:

− полное ограничение режима потребления электроэнергии;

− частичное ограничение режима потребления электроэнергии;

− возобновление питания потребителей.

Функция адаптивного АЧР должна реализовываться посредством ПТК, интегрируемого в ИВК АИИС КУЭ.

Точки отключения нагрузки рекомендуется организовывать по следующему принципу:

− на отходящем фидере 6 (10) кВ питающего центра при условии отсутствия на этом фидере ответственного потребителя или группы ответственных потребителей (классический способ реализации АЧР);

− в РУ 6 (10) кВ ТП, КТП, при условии отсутствия питания ответственного потребителя или группы ответственных потребителей этой ТП, КТП;

− на отходящей линии ТП, КТП 6 (10)/0,4 кВ при условии отсутствия питания ответственного потребителя или группы ответственных потребителей от этой отходящей линии и питании ответственного потребителя или группы ответственных потребителей от других(ой) отходящих(ей) линий(ии) этой ТП, КТП.

Д.5.10 Требования к быстродействию

Система должна выполнять измерение приращений активной и реактивной электроэнергии на следующих интервалах времени: 1, 3, 5, 15, 30, 60 минут.

Д.5.11 Типовые решения по мониторингу компонентов

Устройства АИИС КУЭ должны обладать функцией самодиагностики.

Устройства АИИС КУЭ должны производить контроль измерительных цепей.

Средства связи должны производить контроль каналов связи.

Все данные мониторинга должны поступать в ИВК для последующего информирования оперативного персонала.

Д.5.12 Требования к надежности

Значения показателей надежности информационно-измерительного комплекса (ИИК) должны быть не ниже:

− наработка на отказ – не менее 50 000 часов;

− среднее время восстановления – не более 168 часов.

Примечание – при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя.

Значения показателей надежности ИВК рекомендуется иметь не ниже:

− коэффициент готовности – не менее 0,99;

− среднее время восстановления – не более 1 часа.

Значения показателей надежности каналообразующей аппаратуры рекомендуется иметь не ниже:

− коэффициент готовности – не менее 0,95.

Д.5.13 Типовые решения по информационной безопасности

Типовые решения по информационной безопасности АИИС КУЭ приведены в разделе Д.10.

Д.5.14 Типовые решения по обеспечению единого времени

Типовые решения по обеспечению единого времени приведены в разделе Д.7.

Д.6 Автоматизированная информационно-измерительная система технического учета электроэнергии

Д.6.1 Назначение

Автоматизированная информационно-измерительная система технического учета электроэнергии (АИИС ТУЭ) – многоуровневая иерархическая, автоматизированная система, обеспечивающая измерение количества электроэнергии и величин ее параметров (тока, напряжения, мощности и др.), автоматизированный сбор и передачу результатов измерений по коммуникационным каналам на верхний уровень, с последующим ее хранением и использованием.

АИИС ТУЭ предназначена для автоматизированного сбора и хранения информации о расходе энергии, обеспечения комплексности и оперативности получения данных, объективности расчетов поставщиков энергии с потребителями.

Д.6.2 Область применения

АИИС ТУЭ применяется на питающих центрах РЭС, ТП, РП 6 (10) кВ и т.п., и при обосновании на пунктах секционирования.

АИИС ТУЭ должна соответствовать требованиям раздела 15 [90].

С целью повышения наблюдаемости РЭС рекомендуется совмещать в приборах технического учета, размещаемых на ТП, РП 6 (10) кВ и т.п., функции по учету ЭЭ и функции ССПИ.

Д.7 Система обеспечения единого времени

Д.7.1 Назначение

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) предназначена для синхронизации времени на объектах РЭС с помощью первичных и вторичных часов.

Д.7.2 Область применения

СОЕВ должна применяться на следующих объектах как самостоятельная система:
− ДЦ в соответствии с применяемой архитектурой построения АСДТУ (см. п. Д.4.18);
− ТП, КТП, РП и т.п.

Д.7.3 Типовые решения по составу СОЕВ

В состав оборудования СОЕВ должны входить:
− сервер точного времени;
− ГЛОНАСС антенна.

Таблица Д.26. Технические требования к серверам точного времени

№	Наименование параметра / функции	Значение		
1.	Рабочий температурный диапазон	от 0 до +50 °С		
2.	Относительная влажность воздуха	до 95 % при 35 °С		
3.	Атмосферное давление	70-106 кПа (525-795 мм рт. ст.)		
4.	Температура окружающего воздуха при нормальных условиях эксплуатации	от 15 до 25 °С		
5.	Номинальное напряжение питания	230 В AC, 50 Гц (основное)	220 В DC	24 В DC
6.	Диапазон напряжения питания	100…260 В (45…55 Гц)	120…370 В	10…30 В
7.	Поддержка навигационных систем	ГЛОНАСС		
8.	Сетевые интерфейсы	Ethernet		
9.	Протоколы синхронизации времени	NTP, SNTP		
10.	Соответствие МЭК 61850	Да		

Таблица Д.27. Технические требования к ГЛОНАСС антенне

№	Наименование параметра / функции	Значение
1.	Рабочий температурный диапазон	от -40 до +65 °С от -70 до +90 °С для наружного применения
2.	Относительная влажность воздуха	до 95 % при 35 °С
3.	Атмосферное давление	65-107 кПа (487-803 мм рт. ст.)
4.	Поддержка навигационных систем	ГЛОНАСС
5.	Диапазон рабочих частот	1590±16 МГц
6.	Коэффициент усиления	Не менее 30 дБ
7.	КСВН	Не более 1.3.1
8.	Волновое сопротивление	50±2 Ом
9.	Длина кабеля	Не менее 20 м

Д.7.4 Типовые решения по организации

Устройства синхронизации (сервер времени) СОЕВ должны поддерживать протокол синхронизации времени NTP (SNTP). Допускается синхронизация устройств по цифровым протоколам обмена информацией, в случае проектного обоснования.

Синхронизация времени отдельно установленных приборов, пунктов секционирования и т.п. должна выполняться по цифровым каналам обмена информацией.

Д.7.5 Требования к надежности

Средний срок службы должен быть не менее 12 лет.

Наработка на отказ должна быть не менее 100 000 часов.

Коэффициент готовности должен быть не менее 0,99.

Д.7.6 Требования к точности

СОЕВ должна обеспечивать точность синхронизации не хуже 1 мс.

Д.7.7 Типовые решения по информационной безопасности

Типовые решения по информационной безопасности приведены разделе Д.10.

Д.7.8 Требования к электромагнитной совместимости

Устройства СОЕВ в части электромагнитной совместимости должны соответствовать [51] (четвертая группа исполнения), [69] (3 - 5 степени жесткости).

Д.8 Инженерные системы

Система инженерно-технического обеспечения питающих центров должна соответствовать требованиям [90].

Д.8.1 Типовые решения по отоплению, вентиляции и кондиционированию ТП, РП, РТП

В типовом проектном решении в ТП, РТП не предусматривается отдельная система отопления. Отопление должно осуществляться за счет теплообмена с трансформаторным отсеком. В случае, не обеспечения требуемых температурных режимов отдельных видов оборудования при проведении тепловых расчетов, в ТП, РТП могут устанавливаться электрообогреватели. В РП для обогрева оборудования должны устанавливаться энергоэффективные электрообогреватели в соответствии с тепловым расчетом помещений.

В ТП, РП, РТП должна предусматриваться естественная вентиляция. Обмен воздуха должен осуществляется через жалюзийные решетки, расположенные в вентиляционных проемах. Принудительная приточно-вытяжная вентиляция с высоким КПД и автоматической системой управления, адаптирующейся к климатическим факторам и текущей нагрузке оборудования ТП, РП, применяется для сухих силовых трансформаторов в зависимости от тепловыделения силового трансформатора, региона и условий установки.

Система вентиляции должна иметь в контуре забора наружного воздуха сменные фильтры для исключения попадания пыли в помещение.

Мониторинг и контроль состояния отопления должен осуществляться автономно в контроллере управления инженерными системами.

Интеграция устройств автоматизации и управления инженерно-технического обеспечения в ССПИ должна осуществляться преимущественно по протоколу Modbus TCP с подключением посредством двух независимых Ethernet интерфейсов. При малых объемах регистрируемых и передаваемых данных для интеграции инженерных систем в ССПИ допускается применение протокола Modbus RTU по интерфейсам RS-485 или подключение к специальному контроллеру инженерных систем (концентратору) дискретными сигналами типа «сухой контакт».

Д.8.1.1 Типовые решения по системе контроля и управления доступом

В состав системы контроля и управления доступом (СКУД) ТП, РП, РТП, прочих зданий и помещений РЭС должны входить следующие компоненты:

− считыватели электронные карты-идентификаторы;

− исполнительные механизмы (замков электромагнитных, электромеханических, защелок электромеханических и т.п.);

− микропроцессорные контроллеры автоматизации и управления.

Технические средства СКУД должны обеспечивать:

− контроль и управление доступом персонала в помещения и идентификацию личности при проходе;

− контроль и управление доступом на автономных объектах без постоянно присутствующего охранного и обслуживающего персонала;

− централизованное назначение и последующую модификацию прав персонала по доступу в охраняемые зоны;

− автономную работу контроллеров и считывателей при потере связи с системой;

− автоматический контроль исправности средств системы и линий передачи информации с автоматизированным ведением журналов тестирования;

− централизованную разблокировку/блокировку по команде оператора;

− возможность автоматизированного анализа электронных журналов и формирование отчетов учета рабочего времени;

− бесперебойное функционирование системы в случае отключения основного электропитания в течение не менее 24 часов;

− сохранение протокола работы и сведений при пропадании электропитания не менее чем о 2500 последних событиях.

При проектировании и реконструкции необходимо обеспечить интеграцию СКУД ТП, РП, РТП с АПС (при наличии), СОТ в АСДТУ.

Д.8.1.2 Типовые решения по системе технологического видеонаблюдения

На объектах РЭС при необходимости может применяться охранное и технологическое видеонаблюдение. Системы охранного и технологическое видеонаблюдения допускается выполнять совмещенными.

Система охранного видеонаблюдения должна обеспечивать контроль:

− полного периметра ТП, РП, РТП (в том числе в тёмное время суток);

− входов в здания (с возможностью идентификации людей и объектов).

В состав функций системы технологического видеонаблюдения могут входить:

− визуальный контроль помещений с основным технологическим оборудованием (трансформаторы, РУ);

− визуальный контроль положения дистанционно управляемых коммутационных аппаратов на РУ (по указателю в приводе), разъединителей (в т.ч. нейтралей трансформаторов) и заземлителей, выкаченных ячеек;

− визуальный контроль за безопасным выполнением работ персоналом опреативных и ремонтных бригад в помещениях.

Система технологического видеонаблюдения должна:

− взаимодействовать с ДЦ в соответствии с применяемой архитектурой построения АСДТУ (см. п. Д.4.18) и обеспечивать в автоматическом режиме позиционирование видеокамер на предварительно настроенную зону (в том числе, при получении информации из ССПИ о срабатывании датчиков открытия дверей шкафов и т.д.) и вывод соответствующего изображения на АРМы диспетчера ДЦ;

− отображение, регистрацию и архивирование поступающей информации в объеме, необходимом для последующего анализа возникающих нештатных ситуаций;

− контроль наличия неисправностей (пропадание видеосигнала, вскрытие оборудования, попытки доступа к линиям связи и т.п.), информирование об этом оператора и архивирование данной информации.

При выполнении операций с коммутационной аппаратурой или срабатыванием устройств РЗ и СА должно обеспечиваться позиционирование видеокамер на коммутационный аппарат, защищающий оборудование, на котором произошло короткое замыкание или сработали датчики технологических защит.

Видеокамеры, устанавливаемые в помещениях, должны быть цифровыми, передавать данные по протоколу IP, с наличием объектива с автоматической регулировкой диафрагмы и функцией ночного видения.

Видеокамеры, устанавливаемые на открытом воздухе, должны быть цифровыми, передавать данные по протоколу IP, с наличием объектива с автоматической регулировкой диафрагмы, размещаться в кожухе, иметь солнцезащитный козырек, обеспечивать надежную работу в соответствующих климатических условиях, обеспечены устройствами грозозащиты.

Видеокамеры должны обеспечивать возможность передачи изображения и управления с рабочего места удаленного пользователя после прохождения индивидуальной аутентификации пользователем.

Разрешение видеокамер должно обеспечивать на мониторах четкое изображение поступающих видеосигналов.

Электропитание устройств видеонаблюдения должно осуществляться от сети переменного тока с номинальным напряжением 220 В частотой 50 Гц и сети постоянного тока с номинальным напряжением 12 или 24 В.

Д.9 Система обеспечения связи

Д.9.1 Назначение

Система обеспечения связи предназначена для организации информационного обмена между различными объектами РЭС (ТП, КТП, РП, секционирующие пункты, ИКЗ и т.д.) и ДЦ в соответствии с применяемой архитектурой построения АСДТУ (см. п. Д.4.18).

Под информационным обменом подразумевается обмен следующими типами информации:

а) нетехнологическая информация;

б) технологическая информация:

− оперативная;

− неоперативная.

Для каждого типа информации должен быть выделен отдельный канал передачи данных (физический или виртуальный).

Д.9.2 Организация связи

Система обеспечения связи должна соответствовать требованиям раздела 16 [90].

Допускается применение следующих видов связи:

− волоконно-оптические линии связи (ВОЛС);

− высокочастотная (ВЧ) связь;

− сотовая связь;

− радиосвязь.

Д.9.3 Волоконно-оптические линии связи

Д.9.3.1 Назначение

ВОЛС используется в случае необходимости передачи большого объема информации в основном следующего характера:

− телеизмерения;

− телесигнализация;

− команды телеуправления;

− данные от АИИС ТУЭ;

− данные от системы мониторинга;

− данные от инженерных систем;

− данные видеонаблюдения;

− и прочее.

Д.9.3.2 Область применения

ВОЛС рекомендуется применять для организации связи между ДЦ РЭС и ЦУС, а также для обеспечения информационного обмена между ТП, КТП, РП, д.р. и ДЦ. ВОЛС может использоваться при построении связи между ДЦ и ТП, РП, КТП, т.п. при обосновании недостаточной полосы пропускания другими способами передачи данных и при передачи данных по МЭК 60870-6 ICCP/TASE.2.

Д.9.3.3 Типовые решения по составу оборудования

В состав ВОЛС входят следующие основные компоненты:

− волоконно-оптические кабели;

− коммутатор/маршрутизаторы;

− пассивное коммутационное оборудование.

Волоконно-оптические кабели должны соответствовать требованиям [73].

Основные технические требования к коммутаторам и маршрутизаторам системы связи приведены в таблице Д. Таблица Д.28.

Таблица Д.28. Основные технические требования к промышленным коммутаторам/маршрутизаторам

№	Наименование параметра / функции	Значение
1.	Рабочий температурный диапазон	от 0 до +45 °С
2.	Относительная влажность воздуха	до 95 % при 35 °С
3.	Атмосферное давление	65-107 кПа (487-803 мм рт. ст.)
4.	Температура окружающего воздуха при нормальных условиях эксплуатации	от 15 до 25 °С
5.	Номинальное напряжение питания	220 В DC/220 В AC
6.	Диапазон напряжения питания	120…240 В DC/120…230 В (45-55 Гц)
7.	Поддержка VLAN	Да
8.	Поддерживаемые стандарты передачи данных	EEE 802.3 for 10BaseT; IEEE 802.3u for 100BaseTx and 100BaseFx; IEEE 802.1D for Spanning Tree Protocol; IEEE 802.1w for Rapid Spanning Tree Protocol; IEEE 802.1D-2004 for Spanning Tree Protocol; IEEE 802.1s for Multiple Spanning Tree Protocol; IEEE 802.1Q for VLAN Tagging; IEEE 802.1p for Quality of Service; IEEE 802.1X for Authentication;
9.	Протоколы передачи данных	МЭК 60870-104/МЭК 61850 MMS/ МЭК 61850 GOOSE/Ethernet
10.	Синхронизация времени	SNTP/NTP
11.	Устойчиво к электромагнитным помехам	класс А группы 1 [70] [69]
12.	Устойчиво к радиопомехам	класс А [49], [43]

Продолжение таблицы Д. Таблица Д.28

№	Наименование параметра / функции	Значение
13.	Электрическое сопротивление изоляции	не менее 2,5 МОм
14.	Рабочий температурный диапазон	от 0 до +45 °С
15.	Относительная влажность воздуха	до 95 % при 35 °С
16.	Атмосферное давление	65-107 кПа (487-803 мм рт. ст.)
17.	Температура окружающего воздуха при нормальных условиях эксплуатации	от 15 до 25 °С
18.	Номинальное напряжение питания	220 В DC/220 В AC
19.	Диапазон напряжения питания	120…370 В DC/120…230 В (45-55 Гц)
20.	Поддерживаемые стандарты передачи данных	EEE 802.3 for 10BaseT; IEEE 802.3u for 100BaseTx and 100BaseFx; IEEE 802.1D for Spanning Tree Protocol; IEEE 802.1w for Rapid Spanning Tree Protocol; IEEE 802.1D-2004 for Spanning Tree Protocol; IEEE 802.1s for Multiple Spanning Tree Protocol; IEEE 802.1Q for VLAN Tagging; IEEE 802.1p for Quality of Service; IEEE 802.1X for Authentication;
21.	Протоколы передачи данных	МЭК 60870-104/МЭК 61850 MMS/ МЭК 61850 GOOSE/Ethernet
22.	Синхронизация времени	SNTP/NTP
23.	Устойчиво к электромагнитным помехам	класс А группы 1 [70] [69]
24.	Устойчиво к радиопомехам	класс А [49], [43]
25.	Электрическое сопротивление изоляции	не менее 2,5 МОм

Д.9.3.4 Типовые решения по технологиям

Для построения ВОЛС должны применяться следующие технологии:

− MPLS;

− Ethernet.

Д.9.3.5 Типовые решения по протоколам передачи данных

При передаче информации посредством ВОЛС должны применяться следующие протоколы передачи данных:

− МЭК 60870-5-104;

− СПОДЭС;

− МЭК 60870-6 ICCP/TASE.2;

− RTP.

Д.9.4 Высокочастотные каналы связи

Д.9.4.1 Назначение

ВЧ каналы связи предназначены для передачи ТИ, ТУ, ТС между объектами РЭС для устройств РЗ и СА, реклоузеров, а также между уровнями ИВК и ИИК.

Д.9.4.2 Область применения

ВЧ связь применяется в сетях 0,4-35 кВ для передачи ТИ, ТУ, ТС между объектами РЭС для устройств РЗ и СА, реклоузеров, а также между уровнями ИВК и ИИК.

Д.9.4.3 Типовые решения по составу оборудования

Основным оборудованием для организации ВЧ каналов связи для передачи данных является:

− PLC-модем;

− PLC ретрансляторы.

Таблица Д.29. Требования к PLC модемам/ретрансляторам

№	Наименование параметра / функции	Значение	
1.	Рабочий температурный диапазон	от -40 до +55 °С	
2.	Относительная влажность воздуха	до 95 % при 35 °С	
3.	Атмосферное давление	70-107 кПа (525-803 мм рт. ст.)	
4.	Температура окружающего воздуха при нормальных условиях эксплуатации	от 15 до 25 °С	
5.	Номинальное напряжение питания	24 В DC	
6.	Диапазон напряжения питания	10…30 В DC	
7.	Скорость передачи данных	PLC v0	PLC v2
		Не менее 2500 бит/с	Не менее 33 400 бит/с
8.	Количество ретрансляций	Не менее 7	Не менее 16
9.	Устойчивость к воздействию помех	[53]	

Д.9.4.4 Типовые решения по технологиям

При передаче данных по ВЧ каналам связи должна использоваться технология PLC.

Д.9.4.5 Требования к быстродействию

Скорость передачи данных должна быть не менее 2500 бит/с.

Д.9.5 Сотовая связь

Д.9.5.1 Назначение

Сотовая связь предназначена для осуществления передачи информации от всех типов объектов РЭС в ДЦ в соответствии с применяемой архитектурой построения АСДТУ (см. п. Д.4.18), а также для связи приборов коммерческого учета .

Сотовая связь может использоваться для передачи следующей информации:

− телеизмерения;

− телесигнализация;

− команды телеуправления;

− данные от АИИС КУЭ/ТУЭ;

− данные от системы мониторинга;

− данные от инженерных систем.

Д.9.5.2 Область применения

Сотовая связь применяется для построения связи между:

− ТП, РП, КТП, т.п. и ДЦ (система ССПИАИИС КУЭ);

− пунктами секционирования, управляемыми КА (РЗ, СА, приборы АИИС КУЭ/ТУЭ, средства мониторинга) и ДЦ;

− приборами коммерческого учета и ДЦ.

Д.9.5.3 Типовые решения по составу оборудования

Основным оборудованием для организации передачи данных посредством сотовой связи является модем (антенна) с SIM-картой сотового оператора.

Д.9.5.4 Типовые решения по организации

Связь посредством сотовой связи организовывается путем установки модема (антенны) сотовой связи на объекте (устройстве) и использованием выделенного защищенного канала сотового оператора.

Д.9.5.5 Типовые решения по технологиям

Основными технологиями передачи данных посредством сотовой связи являются:

− GSM (3G);

− LTE (4G);

− 5G.

Д.9.5.6 Типовые решения по протоколам передачи данных

Основными протоколами передачи данных являются:

− МЭК 60870-5-104;

− СПОДЭС.

Д.9.5.7 Требования к быстродействию

Скорость передачи данных должна быть не менее 144 Кбит/с.

Д.9.6 Радиосвязь

Д.9.6.1 Назначение

Радиосвязь предназначена для сбора информации с приборов коммерческого учета в сетях 0,4 кВ.

Д.9.6.2 Область применения

Радиосвязь рекомендуется применять для организации сбора информации в составе АИИС КУЭ между ИИК.

Д.9.6.3 Типовые решения по составу оборудования

Основным оборудованием для организации связи является радиоантенна из состава комплекта прибора учета.

Помимо основного оборудования могут применяться шлюзы и станции радиосвязи.

Д.9.6.4 Типовые решения по организации

Радиосвязь организуется посредством специализированных устройств.

Д.9.6.5 Типовые решения по технологиям

Основными технологиями передачи данных посредством радиосвязи являются:

− LoRa WAN;

− NB-IoT;

− ZigBee;

− RF.

Д.9.6.6 Типовые решения по протоколам передачи данных

Основным протоколом передачи данных является СПОДЭС.

Д.10 Информационная безопасность

Система обеспечения информационной безопасности (СОИБ) предназначена для предотвращения ущербов от реализации угроз безопасности.

Проектируемые системы и реализуемые технические решения должны удовлетворять требованиям по информационной безопасности, утвержденным [6], [7], [8].

Технические и организационные решения по обеспечению информационной безопасности должны соответствовать требованиям законодательства РФ, учитывать необходимые меры обеспечения информационной безопасности.

СОИБ должна обеспечивать:

− целостность информации;

− подлинность (обеспечение идентичности информации);

− конфиденциальность информации;

− доступность информации;

− безотказность системы и отдельных её частей;

− подотчетность (обеспечение однозначного прослеживания действий любого субъекта).

К защищаемой информации относятся:

− обрабатываемая информация;

− программные настройки технических средств, включая значения уставок и других условно постоянных данных;

− значения настраиваемых параметров средств защиты от несанкционированного доступа.

Состав и перечень защищаемой информации, правила разграничения доступа к ней должны определяться локальными нормативными актами организации.

Элементы информационных систем РЭС, на которых должна обеспечиваться информационная безопасность:

− автоматизированные рабочие места,

− промышленные серверы,

− сетевое и телекоммуникационное оборудование,

− узлы связи и сеть технологической связи,

− каналы передачи данных,

− программируемые логические контроллеры, исполнительные устройства с программным обеспечением,

− программное обеспечение (в том числе микропрограммное, системное, прикладное),

− средства защиты информации;

− оборудование видеонаблюдения.

Для обеспечения целостности, доступности, конфиденциальности защищаемой информации должно предусматриваться:

− размещение технических средств на объектах РЭС с контролируемым уровнем доступа;

− применение аппаратно-программных средств защиты информации;

− применение программных средств защиты информации;

− организационные меры защиты, направленные на обеспечение безопасных условий функционирования.

Применяемые технические решения, программные средства и организационные мероприятия должны составлять единый, согласованный друг с другом комплекс мер информационной безопасности. Должны применяться встроенные и/или наложенные средства защиты информации или их совместное одновременное использование, при этом приоритет должен отдаваться встроенным средствам обеспечения информационной безопасности.

Для защиты серверов, АРМ должны выполняться следующие требования:

− ограничение применения внешних съемных носителей информации;

− ограничение применения технологий беспроводной передачи данных (WI-FI, Bluetooth, NFC, GSM и т.п.);

− блокирование (пломбирование, ограничение физического доступа, меры программной блокировки) внешних портов ввода-вывода (в т. ч. USB), за исключением необходимых для подключения комплектно поставляемого оборудования (клавиатуры, мыши, принтера и т.д.);

− реализация процедур управления доступом (идентификации, аутентификации и авторизации пользователей);

− обеспечение запуска программного обеспечения только в случае его принадлежности к списку безопасного ПО («белый список»).

Основным принципами построения СОИБ является формирование доверия к ПТК и обрабатываемой в нем информации в условиях работы в недоверенной среде и высокого потенциала нарушителя, и не пересечения функционала по созданию, модернизации и эксплуатации автоматизированных систем и обеспечению информационной безопасности на соответствующих этапах жизненного цикла автоматизированных систем.

Комплекс организационных и технических мер защиты информации в ПТК должен предусматривать:

− идентификацию и аутентификацию;

− управление доступом;

− ограничение программной среды;

− защиту машинных носителей информации;

− аудит безопасности;

− антивирусную защиту;

− предотвращение вторжений (компьютерных атак);

− обеспечение целостности;

− обеспечение доступности;

− защиту технических средств и систем;

− защиту автоматизированной системы и ее компонентов;

− реагирование на компьютерные инциденты;

− управление конфигурацией

− управление обновлениями программного обеспечения;

− планирование мероприятий по обеспечению безопасности;

− обеспечение действий в нештатных ситуациях;

− информирование и обучение персонала.

Организационные и технические меры защиты информации не должны ухудшать заданные характеристики функционирования ПТК информационно-технологических систем РЭС.

Выбор средств защиты информации должен осуществляться с учетом необходимых затрат на внедрение и эксплуатацию, обеспечение технической поддержки и своевременного

обновления программного обеспечения и сигнатур в течение всего срока эксплуатации, совместимости с программным обеспечением и техническими средствами, функций безопасности этих средств и особенностей их реализации.

Основными методами обеспечения информационной безопасности ПТК информационных систем РЭС должны выступать:

− строгая многофакторная идентификация и аутентификация взаимодействующих субъектов и объектов, включая связи между объектами на базе основной единицы доверия;

− защита данных, передаваемых по ЛВС и сетям технологической связи, от перехвата и модификации, в том числе с возможным применением криптографических средств защиты информации;

− разграничение доступа на всех технологических уровнях (физический, сетевой и т.д.);

− централизованная регистрация событий безопасности по защищенным коммуникациям;

− механизмы резервирования и восстановления конфигурации и данных.

Для передачи технологической оперативной и неоперативной информации должны применяться средства защиты информации в соответствии с требованиями законодательства РФ и российских нормативно-технических документов в области защиты информации.

В соответствии требованиям законодательства РФ и российских нормативно-технических документов в области защиты информации защита сетей передачи данных может формироваться с использованием стандарта протокола IPSec (RFC 2401 - RFC2412, RFC2451), стандарта IKE (RFC2409) и сертификатов X.509 v3 (RFC2459), с поддержкой возможности подключения удаленных пользователей с использованием технологий SSL/TLS VPN, при этом обеспечение доступа к сети не должно являться основанием для доступа к информационным системам РЭС с применением незащищенных механизмов.

Передача событий безопасности в системы мониторинга информационной безопасности должны осуществляться с применением защищенных сетевых протоколов.

При использовании криптографических средств защиты информации (включая реализацию защищенных каналов и сетевых протоколов) обязательно применение российских стандартов криптографии, а также действующих на момент формирования или реализации требований по информационной безопасности обновлений стандартов [54], [56].

Формирование проектных требований к защите информации в ПТК должно осуществляться в соответствии с [72].

Защита сетей связи должна осуществляться в соответствии с [16].

Защита информации при использовании технологий виртуализации должна осуществляться в соответствии с [78].

В составе системы обеспечения информационной безопасности информационных систем интеллектуального РЭС должны применяться средства защиты информации, прошедшие оценку соответствия в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании.

В составе СОИБ интеллектуального РЭС должны функционировать объектовые средства следующих подсистем СОИБ:

− управления доступом;

− контроля действий привилегированных пользователей (администраторов);

− регистрации и учета событий ИБ СОИБ;

− обеспечения целостности;

− обеспечения безопасного межсетевого взаимодействия;

− открытых ключей СОИБ;

− антивирусной защиты СОИБ;

− анализа и контроля защищенности;

− обнаружения и предотвращения вторжений;

− сбора и анализа событий ИБ СОИБ;

− защиты виртуальной инфраструктуры АСДТУ;

− резервного копирования;

− управления средствами обеспечения информационной безопасности АСДТУ.

В рамках обеспечения информационной безопасности, должны быть реализованы следующие мероприятия:

− определение категорий значимости создаваемых и (или) модернизируемых объектов информационной инфраструктуры интеллектуального РЭС (АСДТУ, АИИС КУЭ с функциями дистанционного полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии), в соответствии с положениями [3];

− категорирование значимости объектов информационной инфраструктуры интеллектуального РЭС;

− проектирование мероприятий по обеспечению безопасности объектов информационной инфраструктуры интеллектуального РЭС без установленной категории значимости.

Приложение Е
(рекомендуемое)
Рекомендуемый объем сигналов

Е.1 Общие данные

Таблица Е.30. Классификация сигналов по классам тревог

Сокращение	Наименование	Описание
А	Аварийные	– срабатывание устройств РЗ и СА на отключение; – срабатывание АПВ, АВР.
П1	Предупредительные 1	– срабатывание РЗ и СА на сигнал; – неготовность, непереключение КА; – отказы устройств РЗ, СА и ТМ; – достижение критических параметров (перегрузки по току, перегрев трансформатора, выход за пределы напряжения); – неисправность вторичных цепей переменного и постоянного тока; – срабатывание пожарной, охранной сигнализации.
П2	Предупредительные 2	– изменение состояния ключей управления режимом работы оборудования (местный/дистанционный и т.п.); – достижение предупредительных параметров (достижение предельных параметров по току или напряжению и т.п.); – сбои, выявленные в процессе самодиагностики оборудования устройств РЗ, СА и ТМ.
О	Оперативное состояние	– изменение положения КА; – состояние технологических ключей, блокировок.

Таблица Е.31 Общие требования к формированию ТИ

Параметры ТИ	Тип сигнала	Передаваемая величина	Единицы измерения	Апертура, а.е.	АПТС (ВП/НП)*
Режимные параметры 6-35 кВ					
Активная мощность трехфазной системы	АВ	±P	кВт	1	
Реактивная мощность трехфазной системы	АВ	±Q	кВар	1	
Полная мощность трехфазной системы	АВ	±S	кВА	1	
Действующее значение фазного напряжения (ф. А, В, С)	АВ	Ua, Ub, Uc	кВ	0,1	+/+
Действующее значение междуфазного напряжения	АВ	Uab, Ubc, Uca	кВ	0,1	
Действующее значение фазного тока (ф. А, В, С)	АВ	Ia, Ib, Ic	А	1	+/-
Частота сети	АВ	F	Гц	0,01	
Cos(φ) полный	АВ	cos(phi)	-	0,01	
Режимные параметры 0,4 кВ					
Действующее значение фазного напряжения (ф. А, В, С)	АВ	Ua, Ub, Uc	В	1	+/+
Действующее значение фазного тока (ф. А, В, С)	АВ	Ia, Ib, Ic	А	1	+/-

Продолжение таблицы Е. Таблица Е.31

Параметры ТИ	Тип сигнала	Передаваемая величина	Единицы измерения	Апертура, а.е.	АПТС (ВП/НП)*
Общие ТИ					
Ток зарядки АКБ	АВ	Iакб	А	0,25	
Напряжение заряда АКБ	АВ	Uакб	В	0,25	
Выходной ток ИБП	АВ	Iвых	А	0,25	
Выходное напряжение ИБП	АВ	Uвых	В	0,25	+/-
Температура в помещении (в случае изолированных помещений, для каждого помещения)	АВ	t		0,5	
Примечания: 1) ВП – верхний предел; 2) НП – нижний предел; 3) АВ – аналоговая информация с меткой времени.					

Е.2 Телеинформация, передаваемая с РП (РТП, СП, ГП) 6-35 кВ, оснащенных микропроцессорными устройствами РЗ и СА

Таблица Е.32. Телеизмерения, передаваемые с РП (РТП, СП, ГП) 6-35 кВ, оснащенных микропроцессорными устройствами РЗ и СА

Параметры	Передаваемая информация	Единицы измерения
Режимные параметры линии ввода		
Активная мощность трехфазной системы	±P	МВт
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	МВар
Действующее значение фазного напряжения (ф. A, B, C)	Ua, Ub, Uc	кВ
Действующее значение фазного тока	Ia	A
	Ib	A
	Ic	A
Режимные параметры линий к трансформатору (кроме РП)		
Активная мощность трехфазной системы	±P	МВт

Продолжение таблицы Е. Таблица Е.32

Параметры	Передаваемая информация	Единицы измерения
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	МВар
Действующее значение фазного напряжения (ф. A, B, C)	Ua, Ub, Uc	кВ
Действующее значение фазного тока	Ia	A
	Ib	A
	Ic	A
Режимные параметры отходящих линий 6-35 кВ		
Активная мощность трехфазной системы	±P	МВт
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	МВар
Действующее значение фазного напряжения (ф. A, B, C)	Ua, Ub, Uc	кВ
Действующее значение фазного тока	Ia	A
	Ib	A
	Ic	A
Режимные параметры отходящих линий 0,4 кВ (для каждого присоединения)		
Действующее значение фазного тока	Ia	A
	Ib	A
	Ic	A
Секционные и шиносоединительные выключатели		
Активная мощность трехфазной системы	±P	МВт
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	МВар
Действующее значение фазного напряжения (ф. A, B, C)	Ua, Ub, Uc	кВ
Действующее значение фазного тока	Ia	A
	Ib	A
	Ic	A
Режимные параметры ячеек ТН		
Действующее значение междуфазного напряжения на шинах секции	Uab	кВ
	Ubc	кВ
	Uca	кВ
Общее		
Температура в помещении (в случае изолированных помещений, для каждого помещения)	t	°C

Таблица Е.33. Телесигнализация, передаваемая с РП (РТП, СП, ГП) 6-35 кВ, оснащенных микропроцессорными устройствами РЗ и СА

Параметры	Состояние	Примечание
Ячейки линий ввода		
Положение выключателей 6-35 кВ	Вкл./Откл./Неисправно/ Недостоверно	
Положение шинного разъединителя	Вкл./Откл.	При отсутствии электропривода
	Вкл./Откл./Неисправно/ Недостоверно	При наличии электропривода
Положение выкатного элемента	Рабочее/ремонтное	
Положение заземляющего разъединителя	Вкл./Откл.	При отсутствии электропривода
	Вкл./Откл./Неисправно/ Недостоверно	При наличии электропривода
Готовность привода выключателя к управлению	Готов/не готов	
Земля в сети (6-10 кВ)	Работа/сброс	Для сетей с изолированной нейтралью, при наличии сигнала от РЗ и СА
Неисправность автоматики	Работа/сброс	При наличии сигнала от РЗ и СА
Отключение выключателя от действия защиты, с указанием сработавшей защиты	Работа/сброс	При наличии сигнала от РЗ и СА. При невозможности указания сработавшей защиты – сигнал «Аварийное отключение»
Параметры	Состояние	Примечание
Положение ключа управления режимом	Местное/дистанционное	
Положение ключа управления режимом работы ДГЗ	Введен/выведен	
Положение ключа управления режимом работы ЛЗШ	Введен/выведен	
Положение ключа управления режимом работы УРОВ	Введен/выведен	
Срабатыванием ДЗЛ	Работа/сброс	При наличии сигнала от РЗ и СА
Срабатывание дуговой защиты	Работа/сброс	При наличии сигнала от РЗ и СА

Продолжение таблицы Е. Таблица Е.33

Параметры	Состояние	Примечание
Положение автоматов оперативных цепей	Вкл./откл.	Один сигнал для группы автоматов (по ИЛИ)
Наличие напряжения на КЛ	U фаз «А», «В», «С»	3 сигнала пофазно
Ячейка отходящих линий		
Положение высоковольтных выключателей	Вкл./Откл./Неисправно/ Недостоверно	
Положение шинного разъединителя	Вкл./Откл.	При отсутствии электропривода
	Вкл./Откл./Неисправно/ Недостоверно	При наличии электропривода
Положение выкатного элемента	Рабочее/ремонтное	
Положение заземляющего разъединителя	Вкл./Откл.	При отсутствии электропривода
	Вкл./Откл./Неисправно/ Недостоверно	При наличии электропривода
Готовность привода выключателя к управлению	Готов/не готов	
Земля в сети (6-10 кВ)	Работа/сброс	Для сетей с изолированной нейтралью, при наличии сигнала от РЗ и СА
Неисправность автоматики	Работа/сброс	При наличии сигнала от РЗ и СА
Отключение выключателя от действия защиты, с указанием сработавшей защиты	Работа/сброс	При наличии сигнала от РЗ и СА. При невозможности указания сработавшей защиты – сигнал «Аварийное отключение»
Положение ключа управления режимом работы АПВ	Введен/выведен	
Положение ключа управления режимом	Местное/дистанционное	
Положение ключа управления режимом работы ДГЗ	Введен/выведен	
Положение ключа управления режимом работы УРОВ	Введен/выведен	
Срабатывание дуговой защиты	Работа/сброс	При наличии сигнала от РЗ и СА

Продолжение таблицы Е. Таблица Е.33

Параметры	Состояние	Примечание
Положение автоматов оперативных цепей	Вкл./откл.	Один сигнал для группы автоматов (по ИЛИ)
Наличие напряжения на КЛ	U фаз «А», «В», «С»	3 сигнала пофазно
Ячейки трансформатора (кроме РП)		
Положение высоковольтных выключателей	Вкл./Откл./Неисправно/ Недостоверно	
Положение шинного разъединителя	Вкл./Откл.	При отсутствии электропривода
	Вкл./Откл./Неисправно/ Недостоверно	При наличии электропривода
Положение выкатного элемента	Рабочее/ремонтное	
Положение заземляющего разъединителя	Вкл./Откл.	При отсутствии электропривода
	Вкл./Откл./Неисправно/ Недостоверно	При наличии электропривода
Готовность привода выключателя к управлению	Готов/не готов	
Земля в сети (6-10 кВ)	Работа/сброс	Для сетей с изолированной нейтралью, при наличии сигнала от РЗ и СА
Неисправность автоматики	Работа/сброс	При наличии сигнала от РЗ и СА
Отключение выключателя от действия защиты, с указанием сработавшей защиты	Работа/сброс	При наличии сигнала от РЗ и СА. При невозможности указания сработавшей защиты – сигнал «Аварийное отключение»
Положение ключа управления режимом	Местное/дистанционное	
Положение ключа управления режимом работы ДГЗ	Введен/выведен	
Положение ключа управления режимом работы УРОВ	Введен/выведен	
Срабатывание дуговой защиты	Работа/сброс	При наличии сигнала от РЗ
Положение автоматов оперативных цепей	Вкл./откл.	Один сигнал для группы автоматов (по ИЛИ)

Продолжение таблицы Е. Таблица Е.33

Параметры	Состояние	Примечание
Температура обмотки трансформатора – 110 °С	Работа/сброс	Предупредительный сигнал
Ячейка СВ		
Положение высоковольтных выключателей	Вкл./Откл./Неисправно/ Недостоверно	
Положение шинного разъединителя	Вкл./Откл.	При отсутствии электропривода
	Вкл./Откл./Неисправно/ Недостоверно	При наличии электропривода
Положение выкатного элемента	Рабочее/ремонтное	
Положение заземляющего разъединителя	Вкл./Откл.	При отсутствии электропривода
	Вкл./Откл./Неисправно/ Недостоверно	При наличии электропривода
Готовность привода выключателя к управлению	Готов/не готов	
Неисправность автоматики	Работа/сброс	При наличии сигнала от РЗ и СА
Отключение выключателя от действия защиты, с указанием сработавшей защиты	Работа/сброс	При наличии сигнала от РЗ и СА. При невозможности указания сработавшей защиты – сигнал «Аварийное отключение»
Положение ключа управления режимом	Местное/дистанционное	
Контроль ЗШ с ОБ в работе	Работа/сброс	При наличии сигнала от РЗ
Готовность АВР секции 6-35 кВ	Готов/не готов	При наличии сигнала от РЗ и СА
Положение ключа управления режимом работы АВР	Введен/выведен	
Положение ключа управления режимом работы ДГЗ	Введен/выведен	
Положение ключа управления режимом работы УРОВ	Введен/выведен	
Срабатывание дуговой защиты	Работа/сброс	При наличии сигнала от РЗ

Продолжение таблицы Е. Таблица Е.33

Параметры	Состояние	Примечание
Положение автоматов оперативных цепей	Вкл./откл.	Один сигнал для группы автоматов (по ИЛИ)
Ячейка СР		
Положение шинного разъединителя	Вкл./Откл.	При отсутствии электропривода
	Вкл./Откл./Неисправно/ Недостоверно	При наличии электропривода
Положение заземляющего разъединителя	Вкл./Откл.	При отсутствии электропривода
	Вкл./Откл./Неисправно/ Недостоверно	При наличии электропривода
Положение выкатного элемента	Рабочее/ремонтное	
Ячейка ТН		
Положение ШР	Вкл./откл.	При наличии
Положение автоматов оперативных цепей	Вкл./откл.	Один сигнал для группы автоматов (по ИЛИ)
Положение автоматического выключателя цепей 100 В	Вкл./откл.	
Общее по объекту		
Срабатывание АВР ШАП	Работа/сброс	
Срабатывание АВР ШПСН	Работа/сброс	
Неисправность устройств ТМ	Работа/сброс	
Неисправность UPS ТМ	Работа/сброс	
ЩАП в режиме байпаса	Работа/сброс	
Отсутствие питания на входе UPS	Работа/сброс	
Готовность АВР	Готов/не готов	
Срабатывание систем пожарной сигнализации и пожаротушения	-/Работа/сброс/ Неисправность	При наличии на объекте
Положение дверей	Открыты/закрыты	
Нарушение периметра	Нарушение/Неисправность	При наличии на объекте
Вентиляция	-/Неисправность	
Отопление	-/Неисправность	При наличии на объекте
Кондиционирование	-/Неисправность	При наличии на объекте
Видеофиксация	-/Неисправность	При наличии на объекте
Освещение	-/Неисправность	При наличии на объекте

Е.3 Телеинформация, передаваемая с ТП 6-35 кВ

Таблица Е.34.Телеизмерения, передаваемые с ТП 6-35 кВ

Параметры	Передаваемая информация	Единицы измерения
Режимные параметры всех линий 6-35 кВ		
Действующее значение фазного тока нагрузки	Ia	А
	Ib	А
	Ic	А
Режимные параметры линий к трансформатору		
Действующее значение фазного тока нагрузки	Ia	А
	Ib	А
	Ic	А
На стороне НН (для каждого луча) Ввод РУ 0,4 кВ		
Действующее значение фазного тока	Ia	А
	Ib	А
	Ic	А
Шины 0,4 кВ		
Действующее значение междуфазного и фазного напряжения на шинах секции	Ua	кВ
	Ub	кВ
	Uc	кВ
	Uab	кВ
	Ubc	кВ
	Uca	кВ
Ячейки отходящих линий кВ		
Ток нагрузки фаз «А», «В», «С» (после ПН 0,4 кВ)	Ia	А
	Ib	А
	Ic	А
Телесигнализационная информация по каждому фидеру 0,4 кВ		
Наличие/отсутствие фазного напряжения	Ua	сигнал
	Ub	сигнал
	Uc	сигнал
Общее		
Температура в помещении (в случае изолированных помещений, для каждого помещения)	t	°С

Таблица Е.35 Телесигнализация, передаваемая с ТП 6-35 кВ

Параметры	Состояние	Примечание
Ячейки линий ВН		
Положение выключателей	Вкл./Откл./Неисправно/ Недостоверно	
Положение заземляющего разъединителя	Вкл./Откл.	
Земля в сети (6-10 кВ)	Работа/сброс	Для сетей с изолированной нейтралью
Срабатывание УТКЗ (ИКЗ)	Работа/сброс	
Срабатывание защиты	Срабатывание/несрабатывание	
Ячейки СВН, ШВН		
Положение выключателей	Вкл./Откл./Неисправно/ Недостоверно	
Положение заземляющего разъединителя	Вкл./Откл.	
Ячейки ШР		
Положение выключателей	Вкл./Откл./Неисправно/ Недостоверно	
Положение заземляющего разъединителя	Вкл./Откл.	
Ячейки СР		
Положение выключателей	Вкл./Откл./Неисправно/ Недостоверно	
Положение заземляющего разъединителя	Вкл./Откл.	
АВР 0,4 кВ		
АВР (состояние схемы)	Готов/не готов	
Срабатывание АВР	Работа/возврат	
Положение главного автомата	Вкл./откл.	
Положение секционного автомата	Вкл./откл.	
Положение контактора основного питания	Вкл./откл.	
Положение контактора резервного питания	Вкл./откл.	
Ключ АВР	В работе/выведен	

Продолжение таблицы Е. Таблица Е.35

Параметры	Состояние	Примечание
АВР 6(10)-35 кВ		
Положение секционного выключателя	Вкл./Откл./Неисправно/ Недостоверно	
АВР положение ключа	В работе/выведен	
Сигнал готовности привода секционного выключателя	Готов/не готов	При наличии
АВР (состояние схемы)	Готов/не готов	
АПТС		
Неисправность устройств ТМ	Работа/сброс	
Контроль исправности устройств РЗ и СА	Исправно/неисправно	
Сигнал контроля оперативного тока	Есть/нет	
Срабатывание АВР ЯЩСН (ШПСН)	Работа/сброс	
Срабатывание систем пожарной сигнализации	Работа/сброс	
Положение дверей	Открыты/закрыты	
Сигнал включения от АПВ	Сработал/не сработал	
Ключ управления выключателем	Местное/дистанционное	

Таблица Е.36. Сигналы телеуправления, передаваемые на ТП 6-35 кВ

Параметры	Объекты передачи	Команда
Оборудование 6-35 кВ		
Выключатели	ТУ	Включить/отключить
Разъединители	ТУ	Включить/отключить
Линейные разъединители	ТУ	Включить/отключить
Шинные разъединители	ТУ	Включить/отключить
Заземляющие ножи	ТУ	Включить/отключить
Ключи управления АВР	ТУ	Включить/отключить
Ключи управления АПВ	ТУ	Включить/отключить
Ключи ТКР (токораздел)	ТУ	Включить/отключить
Ключи управления восстановления нормального режима	ТУ	Включить/отключить

Продолжение таблицы Е. Таблица Е.36

Параметры	Объекты передачи	Команда
Секционные выключатели	ТУ	Включить/отключить
Ключ управления выключателем	ТУ	Местное/дистанционное
Оборудование 0,4 кВ		
Выключатели	ТУ	Включить/отключить
Вводные рубильники	ТУ	Включить/отключить
Вводные выключатели	ТУ	Включить/отключить
Секционные разъединители	ТУ	Включить/отключить
Автоматы контакторных станций	ТУ	Включить/отключить
Секционные автоматы	ТУ	Включить/отключить
Заземляющие ножи	ТУ	Включить/отключить

Е.4 Телеинформация, передаваемая с ВЛ 6-35 кВ

Таблица Е.37. Телеизмерения, передаваемые с ВЛ 6-35 кВ

Параметры	Передаваемая величина	Единицы измерения	Апертура, а.е.	Формирование аварийных и предупредительных сообщений по уставкам
Параметры от ИКЗ				
Действующее значение фазного тока	Ia	A	0,5	+
	Ib	A	0,5	+
	Ic	A	0,5	+

Таблица Е.38. Телесигнализация, передаваемая с ВЛ 6-35 кВ

Параметры	Объекты передачи	Типы сигнала	Текст состояния	Примечание	Класс сигнализации
Интеллектуальный разъединитель					
Положение коммутационного аппарата	ТС	DP	Вкл./Откл./ Неисправно/ Недостоверно		О
Междуфазное КЗ	Аварийный сигнал	SP	Работа/ Возврат		А

Продолжение таблицы Е. Таблица Е.38

Параметры	Объекты передачи	Типы сигнала	Текст состояния	Примечание	Класс сигнали-зации
ОЗЗ	Аварийный сигнал	SP	Работа/ Возврат		А
АПВ	Аварийный сигнал	SP	Работа/ Возврат		А
Ключ выбора режима управления присоединения	ТС	SP	Мест./Дист.		О
Дверь шкафа управления		SP	Открыта/ Закрыта		О
Неисправность		SP	-/Неисправно		П1
Низкий заряд АКБ		SP	-/Низкий заряд		П1

Е.5 Телеинформация, передаваемая с СНЭЭ

Таблица Е.39. Телеизмерения, передаваемые с СНЭЭ

Параметры	Передаваемая информация	Единицы измерения	Формирование аварийных и предупредительных сообщений по уставкам
Активная мощность трехфазной системы	±P	Вт	+
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	Вар	+
Действующее значение фазного напряжения (ф. А, В, С)	Ua, Ub, Uc	кВ	+

Продолжение таблицы Е. Таблица Е.39

Действующее значение фазного тока	Ia	A	+
	Ib	A	+
	Ic	A	+
Частота	f	Гц	
Коэффициент мощности	cosφ	град.	
Суммарный коэффициент гармонических искажений	THD	-	
Энергопотребление вспомогательной подсистемой	-	-	
Доступная энергия при текущей мощности	Ет		
Доступная энергия при нормированной мощности	Ен		

Таблица Е.40. Телесигнализация, передаваемая с СНЭЭ

Параметры	Объекты передачи	Типы сигнала	Текст состояния	Примечание	Класс сигнали-зации
Готовность СНЭЭ	ТС	DP	Подключена / отключена (готова) / отключена (не готова) / недоступна		О
Возможности функционирования СНЭЭ с максимальным предельным значением активной мощности	ТС	SP	Возможно / невозможно		О
возможности функционирования СНЭЭ с минимальным предельным значением активной мощности	ТС	SP	Возможно / невозможно		О

Продолжение таблицы Е. Таблица Е.40

Параметры	Объекты передачи	Типы сигнала	Текст состояния	Примечание	Класс сигнали-зации
возможности функционирования СНЭЭ с максимальным предельным значением реактивной мощности	ТС	SP	Возможно / невозможно		О
возможности функционирования СНЭЭ с минимальным предельным значением реактивной мощности	ТС	SP	Возможно / невозможно		О
Срабатывание защиты	Аварийный сигнал	SP	Работа/ Возврат		А
Повреждение электрической изоляции	ТС	SP	Установлено/ Сброшено		П1
Срабатывание систем пожарной сигнализации	ТС	DP	-/Работа/сброс/ Неисправность		П1
Положение дверей	ТС	SP	Открыты/закрыты		П1
Нарушение периметра	ТС	SP	Нарушение/Неисправность		П1
Вентиляция	ТС	SP	-/Неисправность		П1
Отопление	ТС	SP	-/Неисправность		П1
Кондиционирование	ТС	SP	-/Неисправность		П1

Приложение Ж

(рекомендуемое)

Типовые решения по графическому отображению информации на средствах индивидуального и коллективного пользования диспетчерского центра

Ж.1 Основные принципы отображения информации

Для мнемосхем должны быть реализованы следующие основные требования:

− масштабирование (увеличение/уменьшение размеров мнемосхемы). Для улучшения условий просмотра допускается разделение мнемосхемы на фрагменты для последовательного отображения и разделение по классам напряжения;

− контекстное меню для любого объекта на мнемосхеме, вызываемое по правой клавише мыши и позволяющее просматривать дополнительную информацию по выбранному объекту (значение параметров режима, график, состояние выделенного элемента схемы);

− контекстное окно с всплывающей информацией о выбранном элементе, вызываемое путем наведения курсора на любой элемент на схеме и удержания его неподвижно в течение трех секунд или путем нажатия на правую клавишу мыши или иным способом;

− цветовое оформление топологических элементов мнемосхем;

− сигнализация аварийных отключений на элементах мнемосхем;

− распечатка мнемосхем на принтере в режиме текущего времени и в режиме архива с фиксацией времени измерения и времени распечатки.

Мнемосхемы должны содержать только те элементы, которые необходимы оператору для контроля и управления подведомственными объектами.

Соединительные линии на мнемосхемах должны быть сплошными, простой конфигурации, минимальной длины и иметь наименьшее число пересечений.

Сигналы об изменениях состояния объекта должны четко различаться: цветом, формой или другими признаками.

На всех мнемосхемах необходимо отобразить:

− логотип ПАО «РусГидро» – индикатор работы программы в виде анимированной иконки в левом верхнем углу;

− дату, текущее время и температуру наружного воздуха – в левом верхнем углу;

− частоту сети на шинах питающего центра – в левом верхнем углу (только на главной обзорной схеме);

− кнопки перехода к необходимым мнемосхемам – сверху мнемосхемы; имя пользователя – сверху мнемосхемы;

− категорию пользователя – сверху мнемосхемы.

Для диспетчерских центров должны быть сформированы следующие мнемосхемы:

− главная обзорная схема РЭС с и без привязки к ГИС (пример мнемосхемы приведен в приложении на рисунках Ж.Рисунок Ж.30-Ж.Рисунок Ж.32);

− подробные мнемосхемы РУ 6-35 кВ питающих центров (пример мнемосхемы приведен в приложении на рисунке Ж.Рисунок Ж);

− подробные мнемосхемы ТП, КТП, РП и т.п., при наличии на объекте средств телемеханики (пример мнемосхемы приведен в приложении на рисунке Ж.Рисунок Ж);

− журналы тревог и событий;

– список всех объектов РЭС.

Главная обзорная схема РЭС без привязки к ГИС должна отображать следующие элементы:

– шины низкого напряжения центров питания;

– силовые выключатели отходящих присоединений центров питания;

– ТП, КТП, РП и т.п.;

– пункты секционирования (реклоузеры, интеллектуальные разъединители и т.п.);

– воздушные и кабельные линии, соединяющие объекты;

– оперативные наименования центров питания, пунктов секционирования, ТП, КТП, РП и т.п.

В зависимости от масштаба и наличия средств телемеханики ТП, КТП, РП и т.п. должны отображаться в упрощенном или подробном виде.

При приближении масштаба отображения и наличии на ТП, КТП, РП и т.п. средств телемеханики, ТП, КТП, РП должны отображаться посредством шин и выключателей 6-35 кВ с оперативным наименованием (см. рисунок Ж.Рисунок Ж.24).

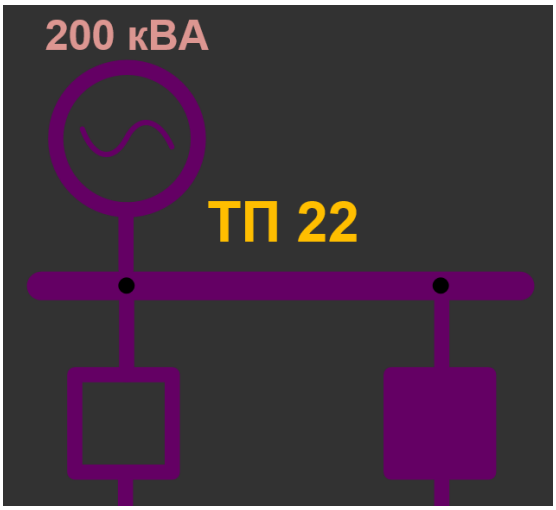


Рисунок Ж.24 – Подробный способ отображения ТП, КТП, РП и т.п.

При удалении масштаба или отсутствии на ТП, КТП, РП и т.п. средств телемеханики, ТП, КТП, РП должны отображаться в упрощенном виде – круг с оперативным наименованием (см. рисунок Ж.Рисунок Ж.25).



Рисунок Ж.25 – Упрощенный способ отображения ТП, КТП, РП и т.п.

Главная обзорная схема РЭС с привязкой к ГИС должна отображать следующие элементы:

– центр питания в упрощенном виде (квадрат или прямоугольник с оперативным наименованием);

− ТП, КТП, РП и т.п. в упрощенном виде;

− пункты секционирования (реклоузеры, интеллектуальные разъединители и т.п.);

− воздушные и кабельные линии, соединяющие объекты;

− оперативные наименования центров питания, пунктов секционирования, ТП, КТП, РП и т.п.

Места отображения объектов РЭС на схеме с привязкой к ГИС должны соответствовать координатам реальных объектов. Трассы на схемах воздушных и кабельных линий должны соответствовать реальным трассам.

Подробные мнемосхемы должны содержать изображения УГО элементов в соответствии с требованиями [77].

Ж.2 Типовые решения по системе графического отображения информации на средствах индивидуального и коллективного пользования

Все мнемосхемы должны включать мнемознаки, предназначенные для обозначения контролируемого оборудования, его состояния и состояния технологического процесса.

Форма мнемознака должна соответствовать основным функциональным или технологическим признакам отображаемого объекта.

Статические мнемознаки и изображения используются для отображения не изменяющейся информации, пояснений и дополнений к схеме.

Динамические мнемознаки отображают текущее состояние отдельных объектов. Переход из одного состояния в другое или изменение режима работы отображается изменением цвета в пределах контура (цвета заливки), изменением положения символа относительно предшествовавшего, а также изменением взаимного расположения символов.

Подлежащая использованию для отображения объектов цветовая палитра РЭС представлена в таблице Ж.Таблица Ж.41.

Таблица Ж.41. Цветовая модель отображаемых объектов РЭС

Наименование фона, класс напряжения, характеристика состояния	Значение RGB	Пример
Фон АСДТУ ЦУС	0:0:0	
Фон АСДТУ ДЦ РЭС	50:50:50	
Фон АСУТП питающего центра / ССПИ ТП,КТП,РП и т.п.	80:80:80	
35 кВ	102:51:0	
20 кВ; 15 кВ	160:32:240	

Продолжение таблицы Ж. Таблица Ж.41

Наименование фона, класс напряжения, характеристика состояния	Значение RGB	Пример
10 кВ	102:0:204	
6 кВ; 3 кВ	0:102:0	
до 3 кВ	127:127:127	
Обесточено	255:255:255	
Заземлено, ремонт	205:255:155	

Ж.3 Отображение объектов и их текущего состояния

УГО основного коммутационного оборудования на мнемосхеме должны соответствовать [77].

Иное коммутационное оборудование должно соответствовать [18].

Обесточенное состояние оборудования на мнемосхеме (линия, шина, секция, выключатель, разъединитель, заземляющий нож и т.д.) – отображать белым цветом (значение RGB 255:255:255).

Заземленное (выведенное в ремонт) оборудование на мнемосхеме (линия, шина, секция, выключатель, разъединитель, заземляющий нож и т.д.) – отображать салатовым цветом (значение RGB 180:250:150).

Цвет подложки коммутационных аппаратов при нормальной работе оборудования соответствует общему фону.

Частота мигания при аварийном отключении/включении составляет 2 Гц.

Правила динамического отображения нормального состояния оборудования должны соответствовать [77].

Автоматическое или самопроизвольное отключение/включение выключателя отображается его миганием цветом данного класса напряжения и должно продолжать мигать до момента квитирования.

Недостоверное состояние отображается изменением цвета подложки с предшествующего рабочего на белый с отображением по центру знака «?» цвета данного класса напряжения. Белой с отображением по центру знака «?» подложка остается до момента достоверизации состояния (см. рисунок Ж. Рисунок Ж.26).



Рисунок Ж.26 – Недостоверное состояние

Промежуточное состояние отображается цветом класса напряжения (технологического оборудования) и несоответствием положению включен/отключен (открыт/закрыт) мнемознака с заливкой мнемознака цветом фона.

Состояние неисправность отображается мнемознаком зачеркнутым красной линией по диагонали (см. рисунок Ж. Рисунок Ж.27 –).

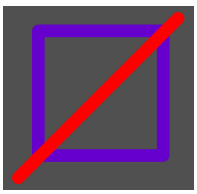


Рисунок Ж.27 – Состояние неисправность

Для информирования о состоянии оперативной блокировки разъединителя, заземляющего ножа у его мнемознака справа снизу должен отображаться значок «замка», предупреждающий, что разъединитель, заземляющий нож заблокирован (не заблокированное положение не отображается) представлено на рисунке Ж.Рисунок Ж.28.

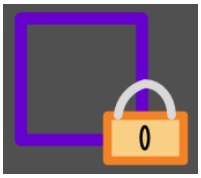


Рисунок Ж.28 – Управление блокировано

Для информирования о ручном вводе состояния коммутационного аппарата справа снизу от мнемознака нетелемеханизированного коммутационного аппарата, состояние которого определяется диспетчером путем ручного ввода, должен изображаться значок «руки». Признак ручного ввода должен передаваться в ДЦ в составе телеинформации о состоянии коммутационного аппарата и отображаться на мнемосхемах ДЦ представлено на рисунке Ж.Рисунок Ж.29.

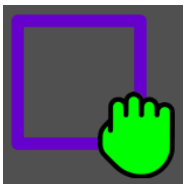


Рисунок Ж.29 – Ручное управление

Изображение шин, ошиновки оборудования, линий и их соединений должно соответствовать требованиям [77].

Изображение основного силового и вспомогательного оборудования должно соответствовать требованиям [77]. Для оборудования, которое существует в единичных экземплярах, правила отображения могут устанавливаться центром управления, в ведении или управлении которого оно находится.

Для трансформаторов на объектовом уровне должна указываться схема соединения обмоток и состояние заземления нейтрали (если применимо).

Текстовая информация (надписи), указываемые на мнемосхемах, должны соответствовать требованиям [77].

Цветовое отображение телеизмерений представлено в таблице Ж. Таблица Ж.42.

Таблица Ж.42. Цветовая модель телеинформации

Отображение телеизмерений	Значение RGB	Пример
Активная нагрузка, реактивная нагрузка, ток, напряжение	0:255:0	777
Генерация	220:150:145	777
Авария	255:0:0	777
Перегруз	255:255:0	777
Недостоверная информация	255:255:255	777
Дата, время, температура, частота тока	255:190:0	19.05.2023; 9:00:00; 15°C

Для отображения данных телеизмерений использовать тип шрифта Arial полужирный. Цвет шрифта – в соответствии таблицей Ж.Таблица Ж.42, цвет подложки соответствует фону. Размер шрифта минимальный (при условии свободного считывания информации оператором с нормальной остротой зрения).

Для отображения единиц измерения измеряемых величин энергообъекта использовать тип шрифта Arial. Цвет шрифта – желтый (значение RGB 255:192:0), цвет подложки в цвет фона. Размер шрифта минимальный (при условии свободного считывания информации оператором с нормальной остротой зрения). В качестве разделителя целой и дробной частей запятую и отводить следующее количество разрядов для числовых значений (показываются только действующие значения):

а) в сети 6 – 35 кВ:

− частота, напряжение – 2 разряда до запятой, 2 разряда после запятой;

− ток – 3 разряда до запятой, 1 разряд после запятой;

− мощность (активная, реактивная) – 2 разряда до запятой, плюс 1 разряд на знак (-) при направлении перетоков от шин, 1 разряд после запятой;

б) в сети до 1 кВ:

− напряжение – 3 разряда до запятой, после запятой не ставится;

− ток – 3 разряда до запятой, 1 разряд после запятой;

− мощность (активная, реактивная) – 3 разряда до запятой, плюс 1 разряд на знак (-) при направлении перетоков от шин, 1 разряд после запятой.

Для привлечения внимания оперативного персонала при отклонении параметров режимов работы оборудования по данным телеизмерений выше (ниже) допустимых, но не выходящих за пределы аварийного уровня (предупредительная сигнализация):

− данные телеизмерений должны поменять цвет на желтый (значение RGB 255:255:0) пока показатели не вернуться в допустимые пределы, после чего цвет переключается на обычный.

Для привлечения внимания оперативного персонала при отклонении параметров режимов работы оборудования по данным телеизмерений выше (ниже) допустимых за пределы аварийного уровня (аварийная сигнализация):

− данные телеизмерений должны поменять цвет на красный (значение RGB 255:0:0) пока показатели не вернуться в допустимые пределы, после чего цвет переключается на обычный.

Для привлечения внимания оперативного персонала при отсутствии или получении заведомо недостоверной информации:

− данные телеизмерений должны поменять цвет на белый (значение RGB 255:255:255) пока показатели не вернуться в допустимые пределы, после чего цвет переключается на обычный или предупредительный или аварийный и перестает мигать.

Звуковая сигнализация для привлечения внимания оперативного персонала должна срабатывать:

− при автоматическом (то есть, происходящем без команды оперативного персонала) изменении положения коммутационного аппарата;

− при срабатывании аварийной или предупредительной сигнализации;

− при потере связи с объектом, приводящей к исчезновению ТУ, ТС, ТИ.

Для нанесения надписей у элементов отображенных на мнемокадре, отдельного оборудования и иной информации необходимо использовать тип шрифта Arial. Цвет шрифта – желтый (значение RGB 255:192:0), цвет подложки в цвет фона. Размер шрифта минимальный (при условии свободного считывания информации оператором с нормальной остротой зрения).

Таблица Ж.43. Буквенное обозначение коммутационных аппаратов

Коммутационный аппарат	Буквенное обозначение
Выключатель	В
Выключатель нагрузки	ВН
Разъединитель	Р
Разъединитель интеллектуальный	РИ
Реклоузер	РК
Отделитель	О
Заземляющий нож	ЗН
Короткозамыкатель	К

Коммутационные аппараты на мнемосхеме должны иметь буквенные обозначения в соответствии с [17].

Рекомендуется выполнять нумерацию систем шин снизу вверх, а секций шин слева направо. Обходная система шин располагается как правило над основными системами (секциями) шинам.

Ж.4 Сигнализация об отклонении параметров электрических режимов от номинальных значений

Уровни отклонений для срабатывания предупредительной сигнализации (по умолчанию, в случае отсутствия иных локальных нормативных требований):

а) по напряжению:

− для сети переменного тока 0,38 кВ: ± 5 % от номинального;

− для сети переменного тока 1 кВ и выше: ± 10 % от номинального;

б) по частоте: ± 0,2 Гц.

Уровень отклонения для срабатывания аварийной сигнализации (по умолчанию, в случае отсутствия иных локальных нормативных требований):

а) по напряжению:

− для сети переменного тока 0,38 кВ ± 10 % от номинального;

− для сети переменного тока 1 кВ и выше: ± 20 % от номинального;

б) по частоте: ± 0,4 Гц.

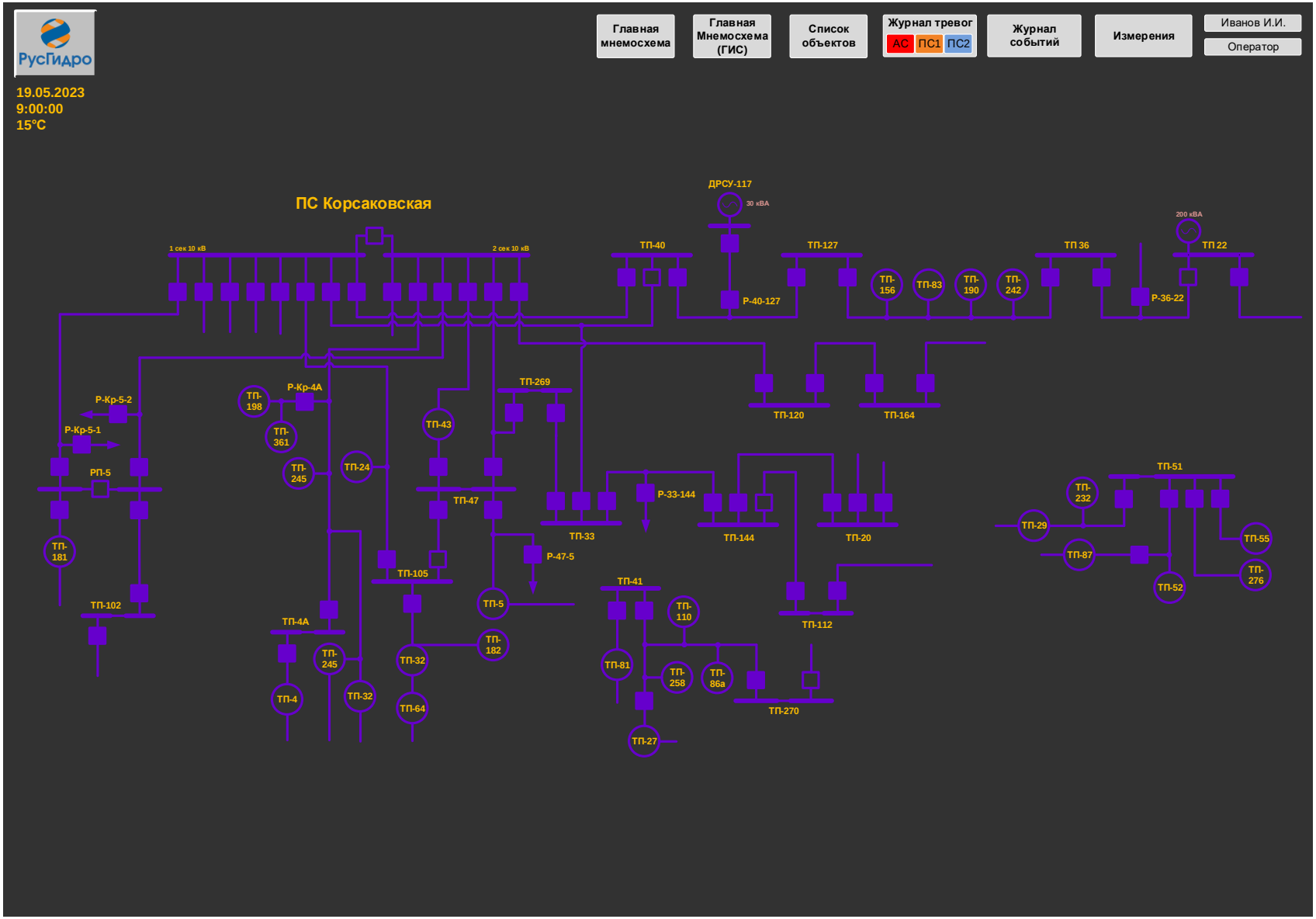


Рисунок Ж.30 – Пример главной обзорной схемы РЭС с увеличенным масштабом

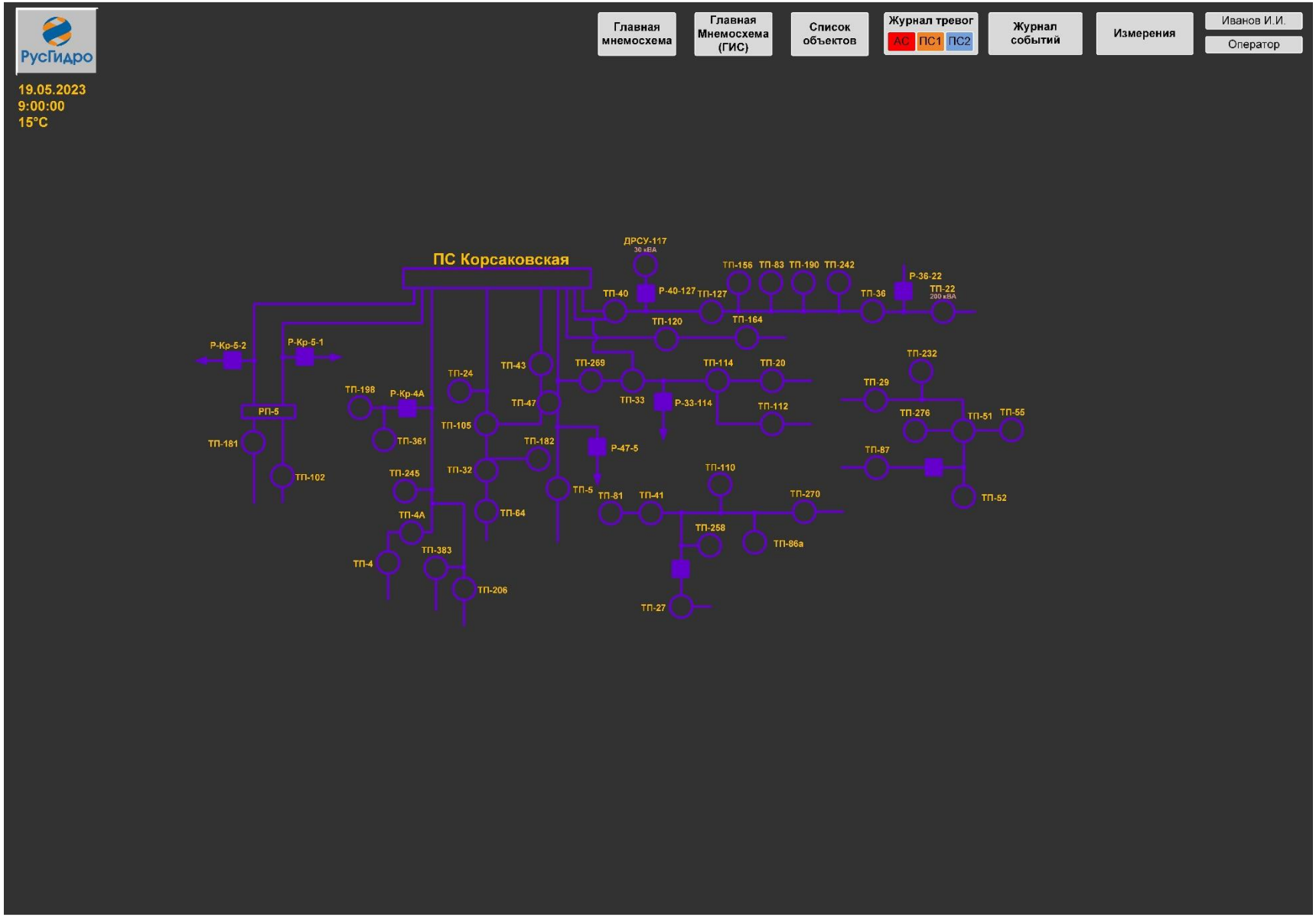


Рисунок Ж.31 – Пример главной обзорной схемы РЭС с уменьшенным масштабом

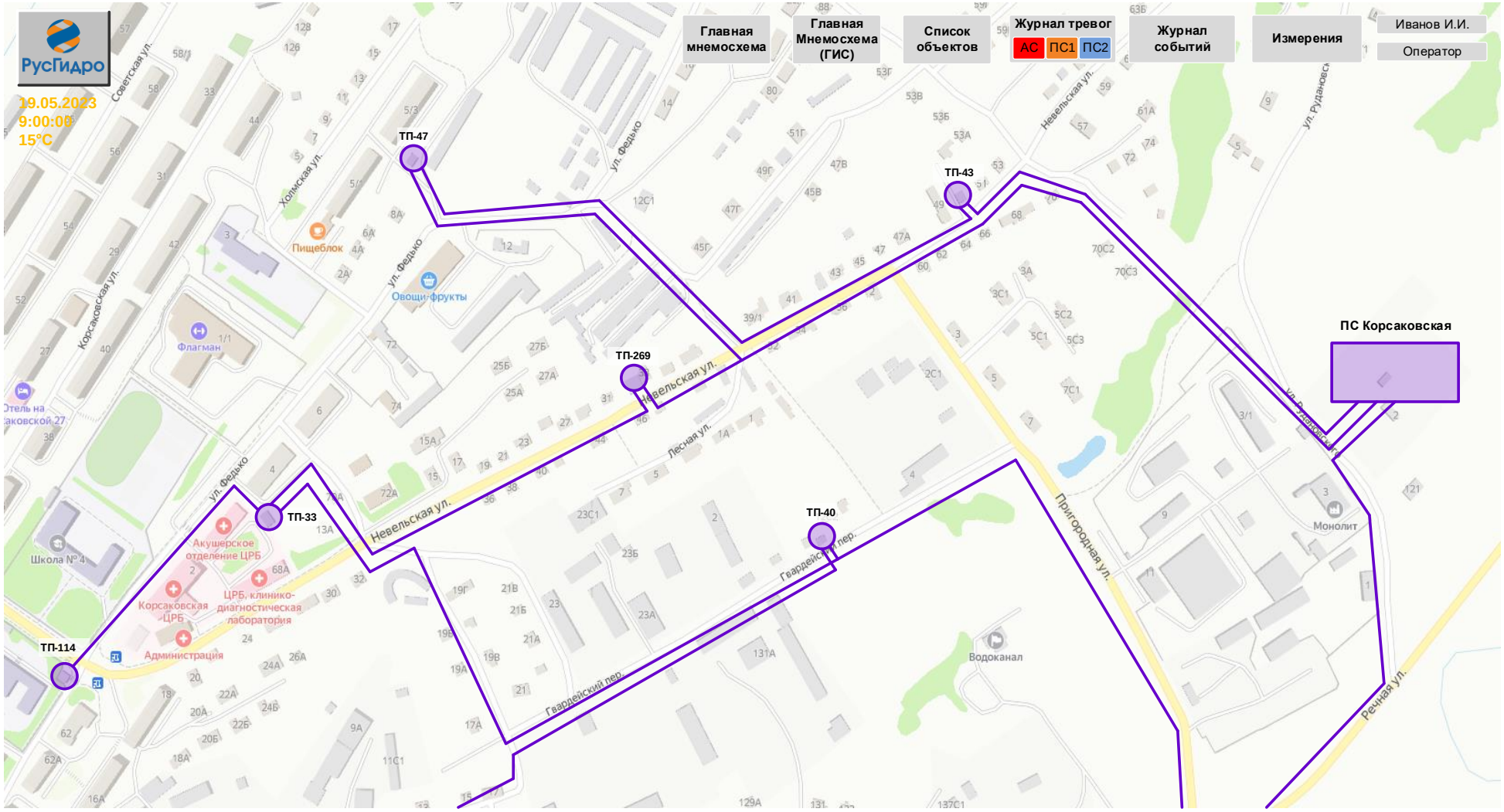


Рисунок Ж.32 – Пример главной обзорной схемы РЭС с привязкой ГИС

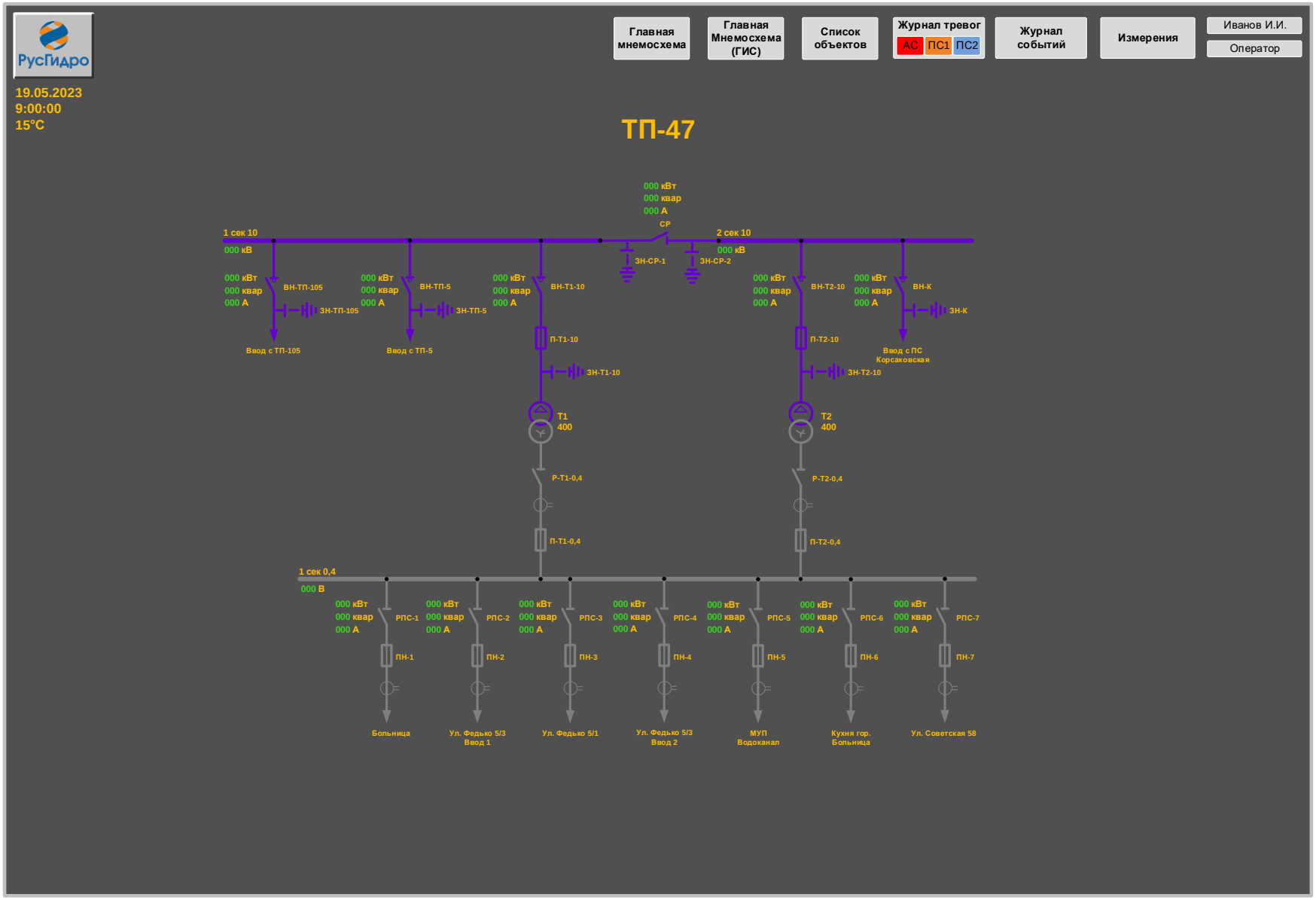


Рисунок Ж.33 – Пример подробной схемы объекта РЭС (ТП, КТП, РП и т.п.)

Приложение И
(рекомендуемое)
Рекомендуемый объем данных АИИС КУЭ

И.1 Категории приборов учета электрической энергии

Категория А – приборы учета предназначены для использования в центрах питания, ТП, РП, КТП, СТП и пунктах секционирования. Приведенные параметры для этой категории предназначены для целей энергетического учета и аудита, а также экспорта и импорта энергии. Приборы учета включаются через трансформаторы напряжения и трансформаторы тока и должны иметь класс точности 0,2S или 0,5S. В соответствии с [1] эти приборы учета должны использоваться для учета электроэнергии на объектах с присоединенной мощностью более 670 кВт, а также при напряжении свыше 1 кВ.

Категория В – приборы учета предназначены для использования на отходящих фидерах 0,4 кВ и для вводно-распределительных устройств мощных потребителей 0,4 кВ. Приведенные параметры для этой категории – учет активной, реактивной и полной энергии в одном направлении, в том числе по многотарифной системе, учет технических потерь и фиксация максимальной мощности. Приборы учета включаются через трансформаторы тока и должны иметь класс точности 0,5S или 0,5. В соответствии с [1] эти приборы учета должны использоваться для учета электроэнергии на объектах с присоединенной мощностью от 150 до 670 кВт при напряжении 0,4 кВ.

Категория С – трехфазные приборы учета прямого включения применяются в качестве расчетных абонентских приборы учета потребителей. Приведенные параметры для этой категории – многотарифный учет активной энергии, контроль максимальной мощности и реактивной энергии. Приборы учета должны иметь класс точности по активной энергии 1. В соответствии с [1] эти приборы учета должны использоваться для учета электроэнергии на объектах с присоединенной мощностью менее 150 кВт при напряжении 0,4 кВ.

Категория D – однофазные многотарифные приборы учета применяются в качестве расчетных абонентских приборы учета потребителей. Параметры аналогичны категории С для одной фазы.

И.2 Рекомендуемый объем данных для приборов учета категорий А, В, С

Таблица И.44. Мгновенные параметры

Параметры	Передаваемая величина	Единицы измерения	Апертура, а.е.
Дата и время	Date	дд/мм/гггг:чч/мм/сс	-
Ток фазы А	I_a	А	0,01
Ток фазы В	I_b	А	0,01
Ток фазы С	I_c	А	0,01

Продолжение таблицы И. Таблица И.44

Параметры	Передаваемая величина	Единицы измерения	Апертура, а.е.

Напряжение фазы A	U_a	кВ	0,1
Напряжение фазы B	U_b	кВ	0,1
Напряжение фазы C	U_c	кВ	0,1
Линейное напряжение AB	U_{ab}	кВ	0,1
Линейное напряжение BC	U_{bc}	кВ	0,1
Линейное напряжение CA	U_{ca}	кВ	0,1
Коэффициент мощности фазы A	$\cos\varphi_a$	град.	0,1
Коэффициент мощности фазы A	$\cos\varphi_b$	град.	0,1
Коэффициент мощности фазы A	$\cos\varphi_c$	град.	0,1
Общий коэффициент мощности	$\cos\varphi$	град.	0,1
Частота сети	f	Гц	0,1
Полная мощность	S	кВА	0,1
Полная мощность фазы A	S_a	кВА	0,1
Полная мощность фазы B	S_b	кВА	0,1
Полная мощность фазы C	S_c	кВА	0,1
Активная мощность	P	кВт	0,1
Активная мощность фазы A	P_a	кВт	0,1
Активная мощность фазы B	P_b	кВт	0,1
Активная мощность фазы C	P_c	кВт	0,1
Реактивная мощность	Q	кВар	0,1
Реактивная мощность фазы A	Q_a	кВар	0,1
Реактивная мощность фазы B	Q_b	кВар	0,1
Реактивная мощность фазы C	Q_c	кВар	0,1
Активная энергия, импорт	P+	кВт·ч	0,1
Активная энергия, экспорт	P-	кВт·ч	0,1
Реактивная энергия, импорт	Q+	кВар·ч	0,1
Реактивная энергия, экспорт	Q-	кВар·ч	0,1

Продолжение таблицы И. Таблица И.44

Параметры	Передаваемая величина	Единицы измерения	Апертура, а.е.
Удельная энергия потерь в цепях тока*		кА·ч	
Удельная энергия потерь в силовых трансформаторах*		кА·ч	
Межфазное напряжение АВ*	U_{ab}	кВ	0,1
Межфазное напряжение ВС*	U_{bc}	кВ	0,1
Межфазное напряжение СА*	U_{ca}	кВ	0,1
Примечание – параметры, отмеченные *, не являются обязательными для приборов учета категорий В и С.			

Таблица И.45. Параметры профиля нагрузки

Параметры	Передаваемая величина	Единицы измерения	Апертура, а.е.
Дата и время	Date	дд/мм/гггг:чч/мм/сс	-
Импорт активной энергии за период записи	P+	кВт·ч	0,1
Экспорт активной энергии за период записи	P-	кВт·ч	0,1
Реактивная энергия, импорт за период записи	Q+	кВар·ч	0,1
Реактивная энергия, экспорт за период записи	Q-	кВар·ч	0,1
Напряжение фазы А*	U_a	кВ	0,1
Напряжение фазы В*	U_b	кВ	0,1
Напряжение фазы С*	U_c	кВ	0,1
Линейное напряжение АВ*	U_{ab}	кВ	0,1
Линейное напряжение ВС*	U_{bc}	кВ	0,1
Линейное напряжение СА*	U_{ca}	кВ	0,1
Температура*	T	°C	0,1
Продолжительность записи*	t	с	1
Примечание – параметры, отмеченные *, не являются обязательными.			

Таблица И.46. Параметры профиля за сутки

Параметры	Передаваемая	Единицы	Апертура,

	величина	измерения	а.е.
Метка времени	RealTime	дд/мм/гггг:чч/мм/сс	-
Активная энергия, импорт по 1 тарифу	P_1	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 2 тарифу	P_2	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 3 тарифу	P_3	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 4 тарифу	P_4	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 5 тарифу*	P_5	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 6 тарифу*	P_6	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 7 тарифу*	P_7	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 8 тарифу*	P_8	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт (по всем тарифам суммарно)	P+	кВт·ч	0,1
Активная энергия, экспорт*	P-	кВт·ч	0,1
Реактивная энергия, импорт	Q+	кВар·ч	0,1
Реактивная энергия, экспорт	Q-	кВар·ч	0,1
Энергия потерь ЛЭП*			
Энергия потерь в силовых трансформаторах*			
Время некачественной частоты*		с	1
Статус некачественной энергии*		-	-
Время работы счетчика*		с	1
Примечание – параметры, отмеченные *, не являются обязательными.			

Таблица И.47 Параметры профиля за месяц

Параметры	Передаваемая величина	Единицы измерения	Апертура, а.е.
Дата фиксации показаний	Date	дд/мм/гггг:чч/мм/сс	-
Активная энергия, импорт по 1 тарифу	P_1	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 2 тарифу	P_2	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 3 тарифу	P_3	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 4 тарифу	P_4	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 5 тарифу*	P_5	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 6 тарифу*	P_6	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 7 тарифу*	P_7	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 8 тарифу*	P_8	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт (по всем тарифам суммарно)	P+	кВт·ч	0,1
Активная энергия, экспорт *	P-	кВт·ч	0,1
Реактивная энергия, импорт	Q+	кВар·ч	0,1
Реактивная энергия, экспорт	Q-	кВар·ч	0,1
Полная энергия*	S	кВА	0,1
Максимальная мощность за месяц и время пика мощности*	Pmax	кВт	0,1
Энергия потерь ЛЭП*			
Энергия потерь в силовых трансформаторах*			
Время работы счетчика*		с	1
Примечание – параметры, отмеченные *, не являются обязательными.			

Таблица И.48. Параметры профиля телеизмерений

Параметры	Передаваемая величина	Единицы измерения	Апертура, а.е.
Дата и время	Date	дд/мм/гггг	-
Ток фазы А	I_a	А	0,01
Ток фазы В	I_b	А	0,01
Ток фазы С	I_c	А	0,01
Напряжение фазы А	U_a	кВ	0,1
Напряжение фазы В	U_b	кВ	0,1
Напряжение фазы С	U_c	кВ	0,1
Суммарная полная мощность	S	кВА	0,1
Суммарная активная мощность	P	кВт	0,1
Суммарная реактивная мощность	Q	кВар	0,1
Коэффициент мощности	cosφ	град.	0,1

И.3 Рекомендуемый объем данных для приборов учета категории D

Таблица И.49. Текущие значения

Параметры	Передаваемая величина	Единицы измерения	Апертура, а.е.
Дата и время	Date	дд/мм/гггг:чч/мм/сс	-
Ток фазы	I	А	0,01
Ток нулевого провода	I	А	0,01
Напряжение фазы	U	кВ	0,1
Коэффициент мощности	cosφ	град.	0,1
Полная мощность	S	кВА	0,1
Активная мощность	P	кВт	0,1
Реактивная мощность	Q	кВар	0,1
Активная энергия, импорт	P+	кВт·ч	0,1
Активная энергия, экспорт	P-	кВт·ч	0,1
Реактивная энергия, импорт	Q+	кВар·ч	0,1
Реактивная энергия, экспорт	Q-	кВар·ч	0,1
Удельная энергия потерь ЛЭП		кА·ч	

Таблица И.50. Параметры профиля нагрузки за период

Параметры	Передаваемая величина	Единицы измерения	Апертура, а.е.
Метка времени	RealTime	дд/мм/гггг:чч/мм/сс	-
Активная энергия за период записи	P	кВт·ч	0,1
Реактивная энергия, импорт, за период записи	Q+	кВар·ч	0,1
Реактивная энергия, экспорт, за период записи	Q-	кВар·ч	0,1
Полная энергия за период записи*	S	кВА·ч	0,1
Ток фазы*	I	А	0,01
Ток нулевого провода*	I	А	0,01
Напряжение фазы*	U	кВ	0,1
Температура внутри корпуса*	T	°С	0,1
Продолжительность записи*	t	с	1
Примечание – параметры, отмеченные *, не являются обязательными.			

Таблица И.51. Параметры профиля нагрузки за сутки

Параметры	Передаваемая величина	Единицы измерения	Апертура, а.е.
Метка времени	RealTime	дд/мм/гггг:чч/мм/сс	-
Активная энергия, импорт по 1 тарифу	P_1	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 2 тарифу	P_2	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 3 тарифу	P_3	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 4 тарифу	P_4	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 5 тарифу*	P_5	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 6 тарифу*	P_6	кВт·ч	0,1

Продолжение таблицы И. Таблица И.51

Параметры	Передаваемая величина	Единицы измерения	Апертура, а.е.
Активная энергия, импорт по 7 тарифу*	P_7	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 8 тарифу*	P_8	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт	P+	кВт·ч	0,1
Активная энергия, экспорт*	P-	кВт·ч	0,1
Реактивная энергия, импорт	Q+	кВар·ч	0,1
Реактивная энергия, экспорт	Q-	кВар·ч	0,1
Удельная энергия потерь ЛЭП*		кА·ч	0,1
Время некачественной частоты*		с	1
Статус некачественной энергии*		-	-
Время работы счетчика*		с	1
Примечание – параметры, отмеченные *, не являются обязательными.			

Таблица И.52. Параметры профиля нагрузки за месяц

Параметры	Передаваемая величина	Единицы измерения	Апертура, а.е.
Дата фиксации показаний	Date	дд/мм/гггг:чч/мм/сс	-
Активная энергия, импорт по 1 тарифу	P_1	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 2 тарифу	P_2	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 3 тарифу	P_3	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 4 тарифу	P_4	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 5 тарифу*	P_5	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 6 тарифу*	P_6	кВт·ч	0,1

Продолжение таблицы И. Таблица И.52

Параметры	Передаваемая величина	Единицы измерения	Апертура, а.е.
Активная энергия, импорт по 7 тарифу*	P_7	кВт·ч	0,1
Активная энергия, импорт по 8 тарифу*	P_8	кВт·ч	0,1
Суммарная активная энергия, импорт	P+	кВт·ч	0,1
Реактивная энергия, импорт	Q+	кВар·ч	0,1
Реактивная энергия, экспорт	Q-	кВар·ч	0,1
Полная энергия, импорт*	S+	кВА·ч	0,1
Максимальная мощность за месяц и время пика мощности*	Pmax	кВт	0,1
Удельная энергия потерь в цепях тока*		кА·ч	0,1
Время работы счетчика*		с	1
Примечание – параметры, отмеченные *, не являются обязательными.			

И.4 Рекомендуемый объем сигнализации приборов учета

Таблица И.53. Сигнализация

Параметры	Объекты передачи	Типы сигнала	Текст состояния	Примечание	Класс сигнали-зации
Снижение напряжения более, чем на 10%	Аварийный сигнал	SP	Работа/ Возврат		А
Повышение напряжения более, чем на 10%	Аварийный сигнал	SP	Работа/ Возврат		А
Снижение частоты более, чем на 0,2 Гц	ТС	SP	Работа/ Возврат		П1
Снижение частоты более, чем на 0,4 Гц	Аварийный сигнал	SP	Работа/ Возврат		А

Продолжение таблицы И. Таблица И.53

Параметры	Объекты передачи	Типы сигнала	Текст состояния	Примечание	Класс сигнали-зации
Увеличение частоты более, чем на 0,2 Гц	ТС	SP	Работа/ Возврат		П1
Увеличение частоты более, чем на 0,4 Гц	Аварийный сигнал	SP	Работа/ Возврат		А

Приложение К

(справочное)

Описание технологического решения для интеллектуального РЭС на базе программно-аппаратного комплекса «Цифровой Двойник Энергосистемы»

Назначение программно-аппаратного комплекса «Цифровой Двойник Энергосистемы» (далее – ПАК «ЦДЭС») – моделирование режимов работы энергосистем и управление ими в реальном времени, а также тестирование устройств релейной защиты, сетевой автоматики, управления, регулирования и т.д.

Функции, реализуемые на базе ПАК «ЦДЭС»:

− моделирование переходных процессов и расчет установившихся и квазипереходных режимов;

− испытания устройств защиты, автоматики и управления;

− автоматическое проектирование РЗ и СА;

− управление энергосистемами в режиме онлайн;

− обучение и тренажеры оперативно-диспетчерского персонала;

− оптимальное планирование ТОиР на основе риск-ориентированного подхода;

− создание киберполигонов и проведение киберучений;

− создание «ловушек для хакеров» (Deception system);

− мультиагентное моделирование взаимодействия субъектов;

− создание взаимосвязанных модельных комплексов.

ПАК «ЦДЭС» может быть применен на всех стадиях жизненного цикла РЭС и включать в себя выполнение следующих оперативно-технологических задач:

1. автоматизация расчетно-аналитических мероприятий при планировании развития и модернизации РЭС;
2. автоматическая генерация типовых проектных решений по развитию и модернизации топологии электрической сети с применением ВИЭ и СНЭЭ, а также включая решения по устройствам защиты, сетевой автоматики и управления;
3. автоматическая проверка проектных решений и автоматизация проведения функциональных испытаний оборудования и систем автоматизации РЭС на этапе ввода в эксплуатацию;
4. автоматизация расчета ИТС оборудования и планирования и управления техническим обслуживанием и ремонтом оборудования и систем автоматизации РЭС, а также автоматизация проведения функциональных проверок, испытаний, выявления и анализа нарушений режимов электроснабжения.

Функции, реализуемые на базе ПАК «ЦДЭС» для построения интеллектуальной информационно-технологической системы управления РЭС:

− оперативно-диспетчерское управление режимом работы оборудования электрической сети (КА, РПН, уставки РЗ и СА);

− интеграция устройств защиты, автоматики, управления, систем мониторинга, диагностики и пр. (ICCP (TASE.2), МЭК 61850, МЭК 60870-5-104, С37.118, Modbus, MQTT и пр.);

− автоматическая генерация программ/бланков переключений;

− оптимизация режимов работы электрической сети по напряжению и реактивной мощности;

− автоматическое восстановление сети после отказов;
− ведение схемы электрической сети в формате CIM (импорт/экспорт CIM);
− прогнозирование режимов работы электрической сети;
− сценарное моделирование режимов работы электрической сети;
− планирование развития электрической сети и анализ режимов;
− автоматическое построение эквивалентов электрической сети по данным УСВИ;
− управление ВИЭ и СНЭЭ;
− автоматический расчет уставок РЗ и СА в режиме онлайн;
− расчет ИТС, прогнозирование вероятности отказа;
− оптимизация планов ТОиР с учетом ресурсных ограничений и минимизации рисков;
− автоматизированная оценка эффективности затрат на ТОиР;
− автоматизированная оценка потенциальных ущербов от недоотпуска электроэнергии.

Библиография

[1] Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 03.05.2024) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»

[2] Постановление Правительства РФ от 19 июня 2020 г. N 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)»

[3] Постановление Правительства Российской Федерации от 8 февраля 2018 г. № 127 «Об утверждении Правил категорирования объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, а также перечня показателей критериев значимости объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и их значений»

[4] Приказ Федеральной службы по тарифам от 6 августа 2004 г. N 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке»

[5] Приказ Министерства энергетики РФ от 26 сентября 2017 г. N 887 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций»

[6] Приказ Федеральной службы по техническому и экспортному контролю от 18 февраля 2013 г. N 21 «Об утверждении Состава и содержания организационных и технических мер по обеспечению безопасности персональных данных при их обработке в информационных системах персональных данных»

[7] Приказ Федеральной службы по техническому и экспортному контролю от 14 марта 2014 г. N 31 «Об утверждении Требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды»

[8] Приказ Федеральной службы по техническому и экспортному контролю от 25 декабря 2017 г. N 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»

[9] Приказ №829 от 28.10.2022 «О введении критического (красного) уровня опасности»

[10] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 7

[11] МЭК 60502-2-2005. Кабели силовые с экструдированной изоляцией и кабельная арматура на номинальное напряжение от 1 кВ (Um = 1,2 кВ) до 30 кВ (Um = 36 кВ) включительно. Часть 2. Кабели на номинальное напряжение от 6 кВ (Um = 7,2 кВ) до 30 кВ (Um = 3бкВ)

[12] МЭК 60502-4-2010. Кабели силовые с экструдированной изоляцией и кабельная арматура на номинальное напряжение от 1 кВ (Um=1,2 кВ) до 30 кВ (Um=36 кВ). Часть 4. Требования к испытанию кабельной арматуры на номинальное напряжение от 6 кВ (Um=7,2 кВ) до 30 кВ (Um=36 кВ)

[13] ГОСТ IEC 60255-5-2014. Реле электрические. Часть 5. Координация изоляции измерительных реле и защитных устройств. Требования и испытания

[14] ГОСТ IEC 61000-4-12-20016. Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-12.

Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к звенящей волне

[15] ГОСТ IEC 61000-4-29-2016. 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

[16] ГОСТ Р МЭК 62443-2-1-2015. Сети коммуникационные промышленные. Защищенность (кибербезопасность) сети и системы. Часть 2-1. Составление программы обеспечения защищенности (кибербезопасности) системы управления и промышленной автоматики

[17] ГОСТ 2.710-81. Единая система конструкторской документации. Обозначения буквенно-цифровые в электрических схемах

[18] ГОСТ 2.755-87. Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения

[19] ГОСТ 9.032-74. Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения

[20] ГОСТ 9.307-2021. Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия цинковые горячие. Общие требования и методы контроля

[21] ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

[22] ГОСТ 12.2.007.0-75. Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

[23] ГОСТ 12.2.091-2012. Безопасность электрического оборудования для измерения, управления и лабораторного применения. Часть 1. Общие требования

[24] ГОСТ Р 9.316-2006. Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия термодиффузионные цинковые. Общие требования и методы контроля

[25] ГОСТ 1516.1-76. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции

[26] ГОСТ 1516.3-96. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции

[27] ГОСТ 1983-2015. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

[28] ГОСТ 7746-2015. Трансформаторы тока. Общие технические условия

[29] ГОСТ 8024-90. Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний

[30] ГОСТ 9920-89. Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции

[31] ГОСТ 10434-82. Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования

[32] ГОСТ 11359-75. Арматура линейная. Ряд разрушающих нагрузок. Соединения деталей. Параметры и размеры

[33] ГОСТ 11920-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Технические условия

[34] ГОСТ 14254-2015. Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)

[35] ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для

различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

[36] ГОСТ 15543.1-89. Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам

[37] ГОСТ 17516.1-90. Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам

[38] ГОСТ 17717-79. Выключатели нагрузки переменного тока на напряжение от 3 до 10 кВ. Общие технические условия

[39] ГОСТ 23586-96. Монтаж электрический радиоэлектронной аппаратуры и приборов. Технические требования к жгутам и их креплению

[40] ГОСТ 27396-93. Арматура линейная. Сферические шарнирные соединения изоляторов. Размеры

[41] ГОСТ 27699−88. Системы бесперебойного питания приемников переменного тока. Общие технические условия

[42] ГОСТ 28205-89. Основные методы испытаний на воздействие внешних факторов. Часть 2. Испытания. Руководство по испытанию на воздействие солнечной радиации

[43] ГОСТ 30804.3.2-2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Эмиссия гармонических составляющих тока техническими средствами с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе). Нормы и методы испытаний

[44] ГОСТ 30804.4.2-2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний

[45] ГОСТ 30804.4.3-2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний

[46] ГОСТ 30804.4.4-2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний

[47] ГОСТ 30804.4.11-2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний

[48] ГОСТ 30804.4.13-2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к искажениям синусоидальности напряжения электропитания, включая передачу сигналов по электрическим сетям. Требования и методы испытаний

[49] ГОСТ 30805.22-2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи индустриальные. Нормы и методы измерений

[50] ГОСТ 31818.11-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии

[51] ГОСТ 32137-2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Технические средства для атомных станций. Требования и методы испытаний

[52] ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

[53] ГОСТ 61131-2-2012. Контроллеры программируемые. Часть 2. Требования к

оборудованию и испытания
[54] ГОСТ Р 34.10-2012. Информационная технология. Криптографическая защита информации. Процессы формирования и проверки электронной цифровой подписи
[55] ГОСТ Р 34.11-2012. Информационная технология. Криптографическая защита информации. Функция хэширования
[56] ГОСТ Р 50571-4-44-2019. Электроустановки низковольтные. Часть 4.44. Защита для обеспечения безопасности. Защита от резких отклонений напряжения и электромагнитных возмущений
[57] ГОСТ Р 50648-94. Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты. Технические требования и методы испытаний
[58] ГОСТ Р 50649-94. Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к импульсному магнитному полю. Технические требования и методы испытаний
[59] ГОСТ Р 50652-94. Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к затухающему колебательному магнитному полю. Технические требования и методы испытаний
[60] ГОСТ Р 50932-96. Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость оборудования проводной связи к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний
[61] ГОСТ Р 51177-2017. Арматура линейная. Общие технические требования
[62] ГОСТ Р 51317.4.5-99. Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний
[63] ГОСТ Р 51317.4.6-99. Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями. Требования и методы испытаний
[64] ГОСТ Р 51317.4.14-2000. Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к колебаниям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний
[65] ГОСТ Р 51317.4.15-2012. Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования
[66] ГОСТ Р 51317.4.16-2000. Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к кондуктивным помехам в полосе частот от 0 до 150 кГц. Требования и методы испытаний
[67] ГОСТ Р 51317.4.17-2000. Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к пульсациям напряжения электропитания постоянного тока. Требования и методы испытаний
[68] ГОСТ Р 51317.4.28-2000. Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к изменениям частоты питающего напряжения. Требования и методы испытаний
[69] ГОСТ Р 51317.6.5-2006. Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний
[70] ГОСТ Р 51318.11-2006. Совместимость технических средств электромагнитная.

Промышленные, научные, медицинские и бытовые (ПНМБ) высокочастотные устройства. Радиопомехи индустриальные. Нормы и методы измерений

[71] ГОСТ Р 51318.22-2006. Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи индустриальные. Нормы и методы измерений

[72] ГОСТ Р 51583-2014. Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения

[73] ГОСТ Р 52266-2020. Кабели оптические. Общие технические условия

[74] ГОСТ Р 52565-2006. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия

[75] ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия

[76] ГОСТ Р 55102-2012. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Руководство по безопасному сбору, хранению, транспортированию и разборке отработавшего электротехнического и электронного оборудования, за исключением ртутьсодержащих устройств и приборов

[77] ГОСТ Р 56303-2014. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению

[78] ГОСТ Р 56938-2016. Защита информации. Защита информации при использовании технологий виртуализации. Общие положения

[79] ГОСТ Р 58092.2.1-2020. Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Параметры установок и методы испытаний. Общее описание

[80] ГОСТ Р 58092.3.2-2023. Системы накопления электрической энергии. Проектирование и оценка рабочих параметров. Применения с преимущественным использованием мощности и интеграция с возобновляемыми источниками энергии

[81] ГОСТ Р 58651.2-2019. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Базисный профиль информационной модели

[82] ГОСТ Р 58651.7-2023. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели неоперативной технологической информации

[83] ГОСТ Р 58651.8-2023 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели оперативной технологической информации

[84] ГОСТ Р 59948-2021. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к управлению электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики

[85] ГОСТ Р 70450-2022. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-технологическое управление. Автоматизированные системы технологического управления центров управления сетями сетевых организаций. Условия создания. Нормы и требования

[86] СНиП 2.03.11-85. Защита строительных конструкций от коррозии

[87] РД 153-34.3-02.205-00 Методические указания по нормированию сбросов

загрязняющих веществ со сточными водами предприятий электрических сетей

[88] 87-07-2015-РЗА.ТПР1.1. Типовые проектные решения при создании (модернизации) РЗА присоединений главных схем всех классов напряжения ГЭС. Типовые проектные решения ПАО «РусГидро». Раздел 1 пояснительная записка. Часть 1. Технические требования к шкафам и микропроцессорным устройствам защиты и автоматики

[89] СТО РусГидро 07.01.134-2019. Типовые технические требования к проектированию и оснащению зданий (помещений), предназначенных для размещения диспетчерских служб

[90] СТО Типовые технические решения по реконструкции подстанций 35-220 кВ (по принципиальным электрическим схемам, устройствам и комплексам РЗА, ПА, АСУ ТП)

УДК ОКС

Ключевые слова: _____

Руководитель организации - разработчика:

_____

Наименование организации

_____	_____	_____
Должность	Подпись	Ф.И.О.

Руководитель разработки, _____

_____	_	_____
Должность	Подпись	Ф.И.О.

Исполнитель, _____

_____	_	_____
Должность	Подпись	Ф.И.О.