

---

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«РОССИЙСКИЕ СЕТИ»

---



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ  
ПАО «РОССЕТИ»

---

СТО 34.01-4.1-007-2018

---

**Технические требования к автоматизированному мониторингу  
устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту  
МЭК 61850**

Стандарт организации

Дата введения: 23.03.2018

ПАО «Россети»

## **Предисловие**

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»; объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения»; общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001; правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2012.

## **Сведения о стандарте организации**

### **1. РАЗРАБОТАН**

АО «РТСофт»

### **2. ВНЕСЕН**

Публичное акционерное общество  
«Российские сети»

### **3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ**

Распоряжением ПАО «Россети» от 23.03.2018 № 130р

### **4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ**

Замечания и предложения по НТД следует направлять в ПАО «Россети» согласно контактам, указанным на официальном информационном ресурсе, или электронной почтой по адресу [nto@rosseti.ru](mailto:nto@rosseti.ru).

*Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «Россети». Данное ограничение не предусматривает запрета на присоединение сторонних организаций к настоящему стандарту и его использование в их производственно-хозяйственной деятельности. В случае присоединения к стандарту сторонней организации необходимо уведомить ПАО «Россети».*

## Содержание

Введение .....	4
1 Область применения .....	4
2 Нормативные ссылки .....	4
3 Термины и определения .....	6
4 Обозначения и сокращения .....	10
5 Общие положения .....	12
6 Технические требования .....	13
6.1 Алгоритм мониторинга устройств РЗА .....	13
6.2 Источники данных для системы мониторинга устройств РЗА .....	21
6.3 Перечень контролируемых сигналов для мониторинга устройств РЗА .....	22
6.4 Построение системы сбора информации для мониторинга .....	28
6.5 Организация информационного обмена между уровнями АСМ РЗА .....	31
6.6 Экспресс-анализ развития аварий .....	34
6.7 Использование моделей энергосистем и устройств РЗА для задач мониторинга правильности пусков и срабатываний .....	36
6.8 Формирование протоколов мониторинга .....	41
6.9 ОМП на ЛЭП для реализации задач мониторинга устройств РЗА .....	42
6.10 Особенности построения системы мониторинга устройств РЗА, работающих по стандарту МЭК 61850 .....	44
6.11 Примеры .....	46
Приложение А. Протокол мониторинга исправности устройств РЗА .....	50
Приложение Б. Отчет о развитии аварийного нарушения и работе устройств РЗА ..	51
Приложение В. Протокол оценки правильности пусков устройств РЗА .....	52
Приложение Г. Перечень контролируемых параметров для мониторинга коммуникационного оборудования .....	53
Библиография .....	54

## Введение

Настоящий стандарт устанавливает основные технические требования к автоматизированному мониторингу устройств релейной защиты и автоматики на микропроцессорной элементной базе (далее - устройства РЗА), в том числе работающих по стандарту МЭК 61850.

Под мониторингом устройств РЗА в рамках данного стандарта понимается контроль исправности отдельных элементов устройств РЗА и анализ работы устройств (комплексов), функций РЗА и выполненная на его основе оценка работы устройств (комплексов) РЗА и реализованных в их составе функций РЗА.

Требования настоящего стандарта не распространяются на устройства РЗА, реализованные на электромеханической и микроэлектронной элементной базе.

Настоящий стандарт должен быть пересмотрен в случаях ввода в действие новых нормативно-правовых актов, технических регламентов и национальных стандартов, содержащих требования, не учтенные в данном стандарте, а также при необходимости включения новых требований и рекомендаций, обусловленных развитием техники.

### 1 Область применения

1.1 Автоматизированный мониторинг микропроцессорных устройств РЗА является неотъемлемой частью процессов технического обслуживания по состоянию устройств РЗА и реализуется в виде информационной системы. Стандарт предназначен для персонала ДЗО ПАО «Россети», занимающегося эксплуатацией и техническим обслуживанием микропроцессорных устройств РЗА.

1.2 Требования стандарта организации должны учитываться при новом строительстве, реконструкции, модернизации энергообъектов ДЗО ПАО «Россети».

1.3 Требования стандарта должны учитываться производителями при разработке и изготовлении устройств РЗА.

### 2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте используются нормативные ссылки на следующие документы:

- ГОСТ 27.002-2015. Надежность в технике. Термины и определения.
- ГОСТ Р 27.601-2011. Надежность в технике (ССНТ). Управление надежностью. Техническое обслуживание и его обеспечение.
- ГОСТ Р 27.605-2013. Надежность в технике (ССНТ). Ремонтпригодность оборудования. Диагностическая проверка.
- ГОСТ Р 27.606-2013. Надежность в технике (ССНТ). Управление надежностью. Техническое обслуживание, ориентированное на безотказность.
- ГОСТ Р 57114-2016. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения.
- ГОСТ Р 55438-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и

потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования.

- ГОСТ Р 55608-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Переключения в электроустановках. Общие требования.

- ГОСТ Р МЭК 61850-7-2-2009. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 2. Абстрактный интерфейс услуг связи (ACSI).

- ГОСТ Р МЭК 61850-7-3-2009. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 3. Классы общих данных.

- ГОСТ Р МЭК 61850-7-4-2011. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 4. Совместимые классы логических узлов и классы данных.

- ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 3. Основные требования.

- ГОСТ Р 54325-2011 (IEC/TS 61850-2:2003). Сети и системы связи на подстанциях. Часть 2. Термины и определения

- ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 5. Требования к связи для функций и моделей устройств.

- ГОСТ Р МЭК 61850-6-2009. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 6. Язык описания конфигурации для связи между интеллектуальными электронными устройствами на электрических подстанциях.

- ГОСТ Р МЭК 61850-7-1-2009. Системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 1. Принципы и модели.

- ГОСТ Р 56865-2016. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Технический учет и анализ функционирования. Общие требования.

- ГОСТ Р МЭК 60050-826-2009. Установки электрические. Термины и определения.

- ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006. Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики.

- ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004. Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей.

- ГОСТ Р 53114-2008. Защита информации. Обеспечение информационной безопасности в организации. Основные термины и определения.

- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, (утверждены Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н).

- Нормативы численности персонала информационно-вычислительных центров, отделов (служб) АСУ акционерных обществ энергетики и электрификации (АО-энерго) (утверждены РАО «ЕЭС России» 03.12.2004).

- СТО ПАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.120.70.241-2017. Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА.

- СТО ПАО «ФСК ЕЭС» 56947007-25.040.40.227-2016. Типовые технические требования к функциональной структуре автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций Единой национальной электрической сети (АСУ ТП ПС ЕНЭС).

- СТО ПАО «ФСК ЕЭС» 56947007- 29.130.01.092-2011. Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления.

- СТО ПАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.036-2009. Руководящие указания по выбору объемов неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями, а также между центрами управления.

- СТО ПАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.55.159-2009. Типовая инструкция по организации работ для определения мест повреждений воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше.

- СТО ПАО «Россети» 34.01-4.1-002-2017. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации на объектах электросетевого комплекса.

- СТО ПАО «Россети» 34.01-4.1-002-2017. Регистраторы аварийных событий. Технические требования.

- СО 34.48.160-2004. Информационные протоколы информационного обмена. Общие технические требования.

Примечание. При использовании настоящего стандарта целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов 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, по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году, на официальных сайтах организаций – разработчиков ссылочных документов. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим 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. Сведения о действии сводов правил можно проверить в Федеральном информационном фонде технических регламентов и стандартов.

### **3 Термины и определения**

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 аварийное отключение:** Размыкание коммутационного устройства, предназначенное для отключения питания электроустановки электрической энергии с целью предотвращения или уменьшения опасности. [ГОСТ Р МЭК 60050 826 2009, пункт 3, раздел 826-17-03]

**3.2 автоматизированная система мониторинга устройств релейной защиты и автоматики;** АСМ РЗА: Система, состоящая из персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, реализующая информационную технологию выполнения мониторинга устройств РЗА.

**3.3 автоматизированная система управления технологическим процессом;** АСУ ТП: Система, включающая как программно-технический комплекс (ПТК), решающий различные задачи сбора, обработки, анализа, визуализации, хранения и передачи технологической информации и автоматизированного управления оборудованием электроэнергетического объекта, так и соответствующие действия персонала по контролю и оперативному управлению технологическими процессами электроэнергетического объекта, выполняемые во взаимодействии с ПТК. В состав функций АСУ ТП входят сбор, обработка и передача в центры управления требуемых объёмов оперативной (телеинформации) и неоперативной технологической информации. [СТО 56947007- 29.130.01.092-2011, пункт 3]

**3.4 автоматизированное рабочее место;** АРМ: Оборудование рабочего места обслуживающего персонала ПС, включающее специализированные программно-технические средства – ПТС для непосредственной поддержки выполнения персоналом возложенных на него функций. [СТО 56947007-29.130.01.092-2011, пункт 3]

**3.5 данные мониторинга устройств РЗА:** Дискретные и аналоговые цифровые сигналы, параметры защиты в виде файлов параметрирования, журналов событий, регистрации аварийных событий, регистрируемые микропроцессорными устройствами РЗА и используемые для контроля исправности устройств и анализа работы РЗА.

**3.6 информационная модель:** Модель, представляющая знания о функциях и устройствах подстанции, в которых реализованы данные функции. [ГОСТ Р 56865—2016, пункт 6.2.5]

**3.7 излишнее срабатывание:** Срабатывание при отсутствии требования срабатывания для данного устройства РЗА при наличии требования срабатывания для другого (других) устройства РЗА. К неправильным излишним срабатываниям должны относиться также действия устройств РЗА или реализованных в их составе функций РЗА при наличии требования срабатывания, но приведшие к дополнительным (кроме заданных) отключениям, включениям, к передаче непредусмотренных (излишних) сигналов (например, к отключению трех фаз вместо одной и др.). [ГОСТ Р 56865—2016, пункт 6.2.5]

**3.8 ложное срабатывание:** Срабатывание при отсутствии требования срабатывания для данного и для других устройств РЗА, а также передача в этих же условиях сигнала на другое устройства РЗА. [ГОСТ Р 56865—2016, пункт 6.2.6]

**3.9 мониторинг:** Систематическое или непрерывное наблюдение за объектом с обеспечением контроля и/или измерения его параметров, а также проведение анализа с целью предсказания изменчивости параметров и принятия решения о необходимости и составе корректирующих и предупреждающих действий. [ГОСТ Р 53114-2008, приложение А.19]

**3.10 мониторинг устройств РЗА:** Процесс оценки технического состояния устройства РЗА на основании наблюдения за правильностью функционирования устройства и отдельных его элементов.

**3.11 неисправность:** Состояние изделия, характеризующееся неспособностью выполнить требуемую функцию, исключая такую неспособность во время профилактического технического обслуживания или других запланированных действий, или из-за нехватки внешних ресурсов. [ГОСТ Р 53480-2009, пункт 2.69]

**3.12 отказ срабатывания:** Отсутствие срабатывания при наличии требования срабатывания для данного устройства РЗА, а также отсутствие в тех же условиях заданного выходного сигнала данного устройства РЗА. [ГОСТ Р 56865—2016, пункт 6.2.7]

**3.13 параметр срабатывания (уставка) устройства РЗА:** Физическая величина или характеристика, устанавливающая условия изменения состояния устройства РЗА. [ГОСТ Р 57114-2016, статья 3.67]

**3.14 переключающие устройство релейной защиты и автоматики (переключающее устройство РЗА):** Устройство (ключ, переключатель, накладка, испытательный блок, рубильник, кнопка и т. д.), используемое для выполнения операций при производстве переключений в цепях РЗА. [ГОСТ Р 55608-2013, пункт 2.32]

**3.15 правильное срабатывание устройства РЗА:** Срабатывание устройства РЗА в соответствии с назначением и при наличии требования срабатывания для ликвидации короткого замыкания или других ненормальных режимов или подача для этой же цели заданных сигналов на другие устройства РЗА. [РД 34.35.516-89, пункт 2.6]

**3.16 предприятие:** Самостоятельный хозяйствующий субъект с правами юридического лица, выполняющий работы и оказывающий услуги, имеющий самостоятельный баланс, расчетный и иные счета в банках, печать со своим наименованием, а равно его структурное подразделение, отвечающее за техническое состояние оборудования, качество технологических процессов в закрепленной за ним на правах собственности или иных законных основаниях зоне ответственности. [Бизнес словарь из Правил технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации электросетевого комплекса]

**3.17 сигналы событий (в том числе тревоги):** Дискретные сигналы изменения состояния и режима оборудования, фиксируемые и передаваемые средствами системы управления для целей контроля и сигнализации (в том числе изменение положения коммутационных аппаратов, аварийно-предупредительная сигнализация). [СТО 56947007-29.240.036-2009, пункт 3]

**3.18 система сбора и передачи информации; ССПИ:** Реализованные на объектах средства сбора, обработки, подготовки, передачи телеинформации и приема сигналов (команд) телеуправления, а также приемно-передающие устройства, устанавливаемые в центрах управления и используемые для передачи данных каналы связи. [СТО 56947007- 29.130.01.092-2011, пункт 3]

**3.19 система сбора и передачи технологической информации; ССПТИ:** Реализованные на энергообъектах средства сбора, обработки, подготовки и передачи неоперативной технологической информации, а также средства приема и организации хранения неоперативной технологической



информации, устанавливаемые в центрах управления и каналы связи, используемые для передачи данных. [СТО 56947007-29.240.036-2009, пункт 3]

**3.20 срабатывание устройства (комплекса), функции РЗА:** Результат выполнения алгоритма функционирования устройства (комплекса), функции РЗА, завершившийся действием в соответствии с назначением устройства (комплекса), функции РЗА. [ГОСТ Р 56865-2016, пункт 3.9]

**3.21 средства связи РЗА:** каналообразующее оборудование для организации передачи и приёма сигналов и команд устройствами РЗА по волоконно-оптическим линиям связи, высокочастотным каналам связи по ВЛ, радиорелейным линиям связи.

**3.22 телеинформация (оперативная информация):** Передаваемая по выделенным каналам связи с использованием телемеханических протоколов обмена (ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004, СО 34.48.160-2004 и др.) технологическая информация, к времени доставки которой предъявляются требования, обусловленные ее использованием для целей оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления. [СТО 56947007-29.240.036-2009, пункт 3]

**3.23 технологическая информация:** Информация различного вида и назначения, содержащая сведения об электроэнергетическом режиме и состоянии электрической сети и сетевого оборудования. Включает как оперативную (телеинформацию), так и неоперативную информацию. [СТО 56947007-29.240.036-2009, пункт 3]

**3.24 устройства ОМП:** Фиксирующие приборы, МП устройства РЗА с функцией ОМП, регистраторы аварийных событий (РАС), выполняющие функции определения и фиксации необходимых параметров для ОМП при КЗ на ВЛ. [СТО 56947007-29.240.55.159-2013, пункт 2.9]

**3.25 устройство РЗА:** Техническое устройство (аппарат, терминал, блок, шкаф, панель) и его цепи, реализующие заданные функции РЗА и обслуживаемые (оперативно и технически) как единое целое. [ГОСТ Р 55438—2013, пункт 2.1.44]

**3.26 комплекс РЗА:** Совокупность взаимодействующих между собой устройств РЗА, предназначенных для выполнения взаимосвязанных функций защиты и автоматики оборудования или ЛЭП. [ГОСТ Р 55438-2013, пункт 2.1.13]

**3.27 функция устройства РЗА:** Функционально завершённый алгоритм функционирования устройства РЗА, позволяющий на основе информации, полученной от измерительных органов устройства РЗА и/или от других устройств (функций) РЗА, выявлять повреждения, отключения оборудования (ЛЭП) или другие ненормальные режимы и в соответствии с заданными параметрами настройки действовать на предотвращение развития и ликвидацию нарушения нормального режима, а также на изменение параметров режима энергосистемы (частоты электрического тока, напряжения, активной и реактивной мощности). [ГОСТ Р 56865-2016, пункт 3.15]

**3.28 Центр управления сетями; ЦУС:** Структурное подразделение сетевой компании, уполномоченное на осуществление оперативного управления и оперативного ведения подведомственными объектами электрических сетей, в том числе объектами диспетчеризации, в пределах закрепленной за ним зоны эксплуатационной ответственности. [СТО 56947007-29.240.036-2009, пункт 3]

3.29 **энергообъект:** электростанция, котельная, электрические и тепловые сети, связанные общностью режима работы и имеющие централизованное оперативно-диспетчерское управление. [ПТЭ Станций и сетей, п.1.1.6]

3.30 **Analog Merging Unit; ПАС:** Преобразователи аналоговых величин тока и напряжения в цифровой поток SV. [МЭК 61850-9-2].

3.31 **Digital Merging Unit; ПДС:** Устройства связи с объектом, устанавливаемые в непосредственной близости от первичного оборудования. [СТО 56947007- 25.040.40.226-2016, пункт 3]

3.32 **Generic Object-Oriented Substation Event; GOOSE:** Специальный протокол, описанный главой МЭК 61850-8-1, представляет собой сервис, предназначенный для обмена дискретными сигналами между устройствами РЗА в цифровом виде. [МЭК 61850-8-1]

3.33 **HTTPS (аббр. от англ. HyperText Transfer Protocol Secure)** — расширение протокола HTTP для поддержки шифрования в целях повышения безопасности.

3.34 **Manufacturing Message Specification; MMS:** Специализированный протокол передачи данных по технологии «клиент-сервер», описанный стандартом МЭК 61850. [ИСО/МЭК 9506]

3.35 **Sampled values; SV:** Специальный протокол, описанный главой МЭК 61850-9-2, для передачи мгновенных значений тока и напряжения от измерительных трансформаторов. [МЭК 61850-9-2]

3.36 **SFTP (англ. SSH File Transfer Protocol)** — протокол прикладного уровня, предназначенный для копирования и выполнения других операций с файлами поверх надёжного и безопасного соединения.

3.37 **SNMP (англ. Simple Network Management Protocol** — простой протокол сетевого управления) — стандартный интернет-протокол для управления устройствами в IP-сетях на основе архитектур TCP/UDP.

3.38 **System Configuration description Language; SCL:** Специализированный язык описания конфигурации подстанции. [МЭК 61850-6]

#### 4 **Обозначения и сокращения**

В настоящем стандарте используются следующие обозначения и сокращения:

АПВ – автоматика повторного включения.

АРМ – автоматизированное рабочее место.

АС – автоматизированная система.

АСМ РЗА – автоматизированная система мониторинга устройств релейной защиты и автоматики.

АСДТУ – автоматизированная система диспетчерско-технологического управления

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами.

АСУ РЭО – автоматизированная система управления ремонтами энергетического оборудования.

ВЛ – воздушная линия электропередачи.

ДЗЛ – дифференциальная защита линии.

ДФЗ – дифференциально-фазная защита.

- ДЦ – диспетчерский центр.  
 ИС – излишнее срабатывание.  
 ЖТН – журнал технологических нарушений.  
 КЗ – короткое замыкание.  
 ЛВС – локально-вычислительная сеть.  
 ЛС – ложные срабатывания.  
 ЛЭП – линия электропередачи.  
 МП – микропроцессорный.  
 НС – неправильные срабатывания.  
 ОАПВ – однофазное автоматическое повторное включение.  
 ОЖУР – оперативный журнал управления работами.  
 ОИК – оперативно-информационный комплекс  
 ОМП – определение места повреждения.  
 ОС – отказы срабатывания.  
 ПА – противоаварийная автоматика.  
 ПО – программное обеспечение.  
 ПС – подстанция.  
 ПТК – программно-технический комплекс.  
 РАС – регистратор аварийных событий.  
 РЗ – релейная защита.  
 РЗА – релейная защита и автоматика.  
 РПВ – реле положения «Включено».  
 РПН – регулирование напряжения под нагрузкой.  
 РПО – реле положения «Отключено».  
 СА – сетевая автоматика.  
 СОПТ – система оперативного постоянного тока.  
 ССПИ – система сбора и передачи оперативной информации.  
 ССПТИ – система сбора и передачи неоперативной технологической информации.  
 ТАПВ – трехфазное автоматическое повторное включение.  
 ТКЗ – ток короткого замыкания.  
 ТН – трансформатор напряжения.  
 ТТ – трансформатор тока.  
 УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя.  
 ХХ – холостой ход.  
 ЦУС – центр управления сетями.  
 ЩПТ – щит постоянного тока.  
 CIM – Common Information Model (общая информационная модель).  
 CID – Configured IED Description (формат файла описания конфигурации IED-устройства).  
 IED-устройство – Intellectual Electronic Device (интеллектуальное электронное устройство).  
 ICD – IED Capabilities Description (формат файла описания возможностей IED-устройства).  
 IID – Instantiated IED Description (формат файла описания предварительно сконфигурированного IED-устройства).  
 SCD – Substation Configuration Description (формат файла описания конфигурации подстанции).

SSD – System Specification Description (формат файла описания спецификации системы).

XML – (eX-tensible Markup Language).

## **5 Общие положения**

5.1 В настоящем Стандарте приводятся технические требования и описывается процесс автоматизированного мониторинга устройств РЗА для энергообъектов 6-750 кВ.

5.2 Мониторинг устройств РЗА предназначен для:

- а) проведения технического обслуживания устройств РЗА по состоянию;
- б) автоматизированного анализа работы устройств РЗА с использованием данных регистрации аварийных событий;
- в) для контроля эксплуатационной готовности устройств РЗА путем непрерывного контроля исправности компонентов и вторичных цепей устройств РЗА и оперативного оповещения о возникновении неисправностей.

5.3 В качестве основного инструмента, используемого персоналом служб РЗА в процессе мониторинга устройств РЗА в соответствии с распределением ответственности по эксплуатации, применяется автоматизированная система мониторинга устройств РЗА (далее – АСМ РЗА).

АСМ РЗА выполняет следующие основные группы функций

- а) в нормальном нагрузочном режиме работы энергообъекта:
  - мониторинг исправности устройств РЗА;
  - контроль изменения уставок и конфигурации устройств РЗА;
- б) в режиме возникновения аварийных отключений на энергообъектах:
  - мониторинг правильности срабатываний устройств РЗА на энергообъекте;
  - экспресс-анализ развития аварии на энергообъекте;
- в) в режиме возникновения аварийных событий в энергосистеме при отсутствии отключений на энергообъекте:
  - мониторинг правильности пусков устройств РЗА на энергообъекте.

АСМ РЗА функционирует на двух уровнях:

- энергообъекты;
- предприятия.

5.4 Функции АСМ РЗА, требования к которым определяет настоящий стандарт, могут быть реализованы программно-техническими средствами существующих информационных и автоматизированных систем (АСУ ТП, ССПТИ) или вновь разрабатываемыми и устанавливаемыми на уровне энергообъектов и предприятий.

5.5 Основные разделы стандарта содержат требования к мониторингу устройств РЗА, реализуемые независимо от используемой технологии автоматизации энергообъекта. Дополнительные требования для мониторинга устройств РЗА энергообъектов с использованием технологии, описанной стандартами МЭК 61850, приведены в п. 6.10.

## **6 Технические требования**

### **6.1 Алгоритм мониторинга устройств РЗА**

#### **6.1.1 Общие требования к алгоритму мониторинга устройств РЗА**

6.1.1.1 Функции мониторинга устройств РЗА группируются по критериям запуска для различных режимов работы энергосистемы:

- а) в нормальном нагрузочном режиме работы энергообъекта;
- б) в режиме возникновения аварийных отключений на энергообъектах;
- в) в режиме возникновения аварийных событий в энергосистеме при отсутствии отключений на энергообъекте.

6.1.1.2 В нормальном нагрузочном режиме работы энергообъекта алгоритм мониторинга устройств РЗА включает следующие функции:

1) сбор данных мониторинга устройств РЗА от устройств, смежных информационных систем (п. 6.2), выступающих источниками данных.

2) мониторинг исправности устройств РЗА, включающий:

а) контроль внешних связей устройства РЗА:

- исправность цепей средств связи;

б) контроль состояния цепей оперативного тока:

- наличие питания устройства РЗА;

- исправность питания входных цепей устройства РЗА (при наличии технической возможности);

- исправность питания выходных цепей устройства РЗА (при наличии технической возможности);

в) контроль исправности аналоговых каналов устройства РЗА:

- исправность аналоговых сигналов токовых цепей и цепей напряжения в пределах присоединения;

- исправность аналоговых сигналов токовых цепей и цепей напряжения в пределах энергообъекта;

г) контроль исправности каналов передачи MMS и GOOSE сообщений от устройств РЗА;

д) контроль автоматических перезагрузок МП устройства РЗА;

е) контроль сигналов самодиагностики устройств РЗА:

- самодиагностика аппаратного обеспечения устройства РЗА;

- самодиагностика программного обеспечения устройства РЗА;

3) контроль изменения уставок и конфигураций устройств РЗА, включающий:

а) контроль положений переключающих устройств РЗА;

б) контроль изменений уставок и параметров настройки устройств РЗА, включая параметры свободной программируемой логики;

4) формирование отчетов по результатам мониторинга устройств РЗА на энергообъекте.

6.1.1.3 В режиме возникновения аварийных отключений на энергообъектах алгоритм мониторинга устройств РЗА включает следующие функций:

1) сбор данных мониторинга устройств РЗА и смежных информационных систем (п.6.2), выступающих источниками данных.

2) мониторинг исправности РЗА, включающий:

а) контроль внешних связей устройства РЗА:

- исправность цепей средств связи;

- б) контроль состояния цепей оперативного тока:
  - наличие питания устройства РЗА;
  - исправность питания входных цепей устройства РЗА (при наличии технической возможности);
  - исправность питания выходных цепей устройства РЗА (при наличии технической возможности);
- в) контроль исправности аналоговых каналов устройства РЗА:
  - исправность аналоговых сигналов токовых цепей и цепей напряжения в пределах присоединения;
  - исправность аналоговых сигналов токовых цепей и цепей напряжения в пределах энергообъекта;
- г) контроль исправности каналов передачи MMS и GOOSE сообщений от устройств РЗА;
- д) контроль автоматических перезагрузок МП устройства РЗА;
- е) контроль сигналов самодиагностики устройств РЗА:
  - самодиагностика аппаратного обеспечения устройства РЗА;
  - самодиагностика программного обеспечения устройства РЗА;
- 3) контроль изменения уставок и конфигураций устройств РЗА, включающий:
  - а) контроль положений переключающих устройств РЗА;
  - б) контроль изменений уставок и параметров настройки устройств РЗА, включая параметры свободной программируемой логики;
  - 4) определение места повреждения на ЛЭП.
  - 5) анализ правильности срабатываний устройств (комплексов), функций РЗА, включающий:
    - а) экспресс-анализ развития аварии и правильности срабатываний устройств (комплексов), функций РЗА на энергообъекте;
    - б) экспресс-анализ развития аварии и правильности срабатываний устройств (комплексов), функций РЗА на уровне предприятия;
  - 6) формирование протоколов и рекомендаций по результатам мониторинга устройств РЗА.

6.1.1.4 В режиме возникновения аварийных событий в энергосистеме при отсутствии отключений на энергообъекте алгоритм автоматизированного мониторинга устройств РЗА включает следующие функции:

- 1) сбор данных мониторинга устройств РЗА, смежных информационных систем (п.6.2), выступающих источниками данных;
- 2) ОМП на ЛЭП;
- 3) мониторинг правильности пусков РЗА в энергосистеме;
- 4) анализ правильности пусков на основе моделирования аварийного режима в энергосистеме и использования моделей устройств РЗА;
- 5) анализ правильности сигналов отдельных функций устройств РЗА;
- 6) формирование протокола и рекомендаций.

6.1.1.5 Результатами алгоритма автоматизированного мониторинга являются уведомления о возникновении неисправностей, недопустимых изменений конфигураций в нормальных режимах работы, неправильных пусков в аварийных режимах работы устройств РЗА. Заключение о развитии аварии и правильности срабатываний устройств РЗА. Данная информация хранится в

течение срока службы устройств РЗА и предоставляются в виде следующих документов:

- а) протоколы мониторинга исправности устройств РЗА;
- б) журналы изменений версий программного обеспечения, конфигураций и параметров настройки устройств РЗА;
- в) отчеты по развитию аварийного события в энергосистеме;
- г) заявки в журналы внепланового технического обслуживания.

6.1.1.6 Результаты работы алгоритма АСМ РЗА могут использоваться для учета и анализа показателей правильности работы устройств РЗА в течение всего срока эксплуатации устройств.

6.1.1.7 Окончательные заключения об исправности устройств, правильности пусков и срабатываний принимают специалисты служб РЗА на основе информации, уведомлений, протоколов и отчетов, формируемых АСМ РЗА.

### **6.1.2 Мониторинг исправности РЗА**

6.1.2.1 Мониторинг исправности устройств РЗА заключается в контроле готовности устройств и функций РЗА к работе при возникновении аварий или ненормальных режимов работы оборудования и ЛЭП.

6.1.2.2 Мониторинг исправности устройств РЗА осуществляется путем периодического считывания параметров электрического режима, измеряемых устройством РЗА, а также статуса сигналов системы самодиагностики устройства и последующим анализом полученной информации.

6.1.2.3 По факту анализа полученной информации АСМ РЗА каждому устройству РЗА должна присваивать один из соответствующих статусов:

- исправно;
- критичная неисправность;
- некритичная неисправность.

6.1.2.4 Мониторинг исправности устройств РЗА должен обеспечивать контроль исправности входных аналоговых каналов и центрального процессорного устройства путем анализа фиксируемых устройством РЗА основных воздействующих величин – измеряемые токи и напряжения. Данный контроль предполагает, что правильное измерение основных воздействующих величин устройством РЗА подтверждает исправность входных аналоговых каналов и центрального процессора. Алгоритм определения правильности измерения основных воздействующих величин должен базироваться на принципе сравнения действующих значений величин, измеряемых устройством РЗА, с действующими значениями соответствующих величин, измеряемых другим устройством.

6.1.2.5 Неисправность вторичных цепей переменного тока и напряжения может быть зафиксирована по факту превышения заданных порогов расхождения измерений основных воздействующих величин между разными устройствами РЗА рассматриваемого присоединения при условии, что система самодиагностики устройств фиксирует исправное состояние аппаратной и программной части.

6.1.2.6 При коротких замыканиях в энергосистеме должно выполняться пофазное сравнение сигналов, измеряемых устройствами РЗА одного присоединения энергообъекта, но подключенных к разным измерительным трансформаторам (разным вторичным обмоткам) тока и напряжения в

соответствии с перечнем сигналов (Таблица 6.3.2). В случае, если на присоединении установлено одно устройство РЗА, сравнение основных воздействующих величин, измеряемых данным устройством РЗА, допускается выполнять с величинами, измеренными техническими средствами смежных подсистем. Такими техническими средствами могут быть контроллеры присоединения, измерители электрических величин систем технического учета или контроля качества электроэнергии, автономные регистраторы аварийных событий.

6.1.2.7 Должно выполняться сравнение измеренных основных воздействующих величин для каждого аналогового канала устройства РЗА. АСМ РЗА фиксирует исправное состояние входных аналоговых каналов и центрального процессора, если измеренные величины наблюдаемого устройства РЗА не отличаются от соответствующих величин, измеренных смежным/смежными устройствами более, чем на заданное значение допустимой погрешности измерений. Значение допустимой погрешности измерений должно задаваться для каждого наблюдаемого устройства РЗА в качестве уставки независимо.

6.1.2.8 Дополнительно при мониторинге исправности РЗА должно осуществляться сравнение измеренных основных воздействующих величин от нескольких наблюдаемых устройств РЗА для контроля исправности вторичных цепей. Должно осуществляться сравнение измеренных величин устройств РЗА, подключенных к одной системе (секции) шин. В соответствии с первым Законом Кирхгофа сумма токов присоединений, подключенных к одной системе шин должна быть равной нулю. Возникновение небаланса свидетельствует о неисправности вторичных цепей или некорректном измерении входных воздействующих величин наблюдаемыми устройствами РЗА.

6.1.2.9 Сравнение измеренных величин должно выполняться для всех наблюдаемых устройств РЗА с настраиваемой периодичностью и по факту возникновения коротких замыканий в энергосистеме. Уведомления АСМ РЗА о неисправности наблюдаемого устройства РЗА в АСМ РЗА должна формироваться при каждом факте выхода измерений за заданные уставки.

6.1.2.10 В случае невозможности выполнения сравнения измеренных величин для наблюдаемого устройства РЗА по указанному выше алгоритму по причине отсутствия информации об измеренных смежными устройствами РЗА или смежными подсистемами величинах (отсутствие необходимых технических средств для измерения), данная часть алгоритма АСМ РЗА должна быть выведена из действия. Контроль исправности аналоговых каналов и центрального процессора должен выполняться по статусу сигналов системы самодиагностики устройства.

6.1.2.11 В АСМ РЗА должна реализовываться команда синхронного, принудительного по внешнему сигналу запуска функций регистрации аварийных событий, встроенных в устройства РЗА, при нормальном нагрузочном режиме работы энергосистемы и при возникновении аварийного отключения на энергообъекте для сравнения и контроля расхождения между собой одноименных векторов мгновенных аналоговых сигналов токов и напряжения с соответствующих точек замеров на энергообъекте. На основе сравнения мгновенных значений сигналов в файлах осциллограмм различных устройств РЗА должны контролироваться наличие несоответствий схем



подключений измерительных цепей, допустимость отклонений векторов одноименных замеров.

6.1.2.12 Функции контроля сигналов системы самодиагностики устройств РЗА должны формировать обобщенные уведомления об изменениях каждого из сигналов системы самодиагностики, приведенных в разделе 6.3.2 (Таблица 6.3.1).

6.1.2.13 Функции контроля автоматических перезагрузок устройства РЗА должны формировать уведомления о фактах перезагрузок, обобщенные уведомления о накопленном суммарном числе фактов перезагрузок за настраиваемые периоды времени (от минут до месяцев).

### **6.1.3 Контроль изменения уставок и конфигурации устройств РЗА**

6.1.3.1 Контроль изменения уставок и конфигурации устройств, включая версии программного обеспечения устройств, производится на уровне энергообъекта:

а) в автоматическом режиме, при появлении сигнала об изменении параметров настройки устройств РЗА и/или сигнала об изменении положения переключающих устройств РЗА;

б) периодически через настраиваемый интервал времени, но не реже 1 раза в год.

6.1.3.2 Алгоритм заключается в контроле изменений фактических относительно принятых за эталонные значения уставок, версий программного обеспечения и/или переключающих устройств РЗА для фактических условий и утвержденной исполнительной документации.

6.1.3.3 Контроль изменений уставок и конфигураций должен проводиться посредством:

а) программных компонент доступа к данным специализированного ПО производителей устройств РЗА на энергообъекте,

б) автоматизированного чтения и анализа файла параметрирования средствами АСМ РЗА напрямую из устройств РЗА или средств их технологической сети подключения.

6.1.3.4 Указанный контроль служит для исключения непреднамеренного или преднамеренного изменения уставок и/или переключающих устройств РЗА, а также потери уставок по внешним или внутренним причинам.

6.1.3.5 Файлы уставок и конфигурации, считанные из памяти МП терминалов или сформированные на уровне предприятия как обновления, должны загружаться в АСМ РЗА с контролем версий и выполнением мероприятий по исключению их дальнейшего редактирования или перезаписи.

6.1.3.6 АСМ РЗА в автоматическом режиме должна сравнивать эталонные значения уставок и положения переключающих устройств РЗА со считанными фактическими значениями, при этом должно формироваться сообщение «Исправно» в случае отсутствия отличий, в противном случае формируется сообщение «Ошибка конфигурации». По факту проверки выполняется запись в протокол оценки работы РЗА и заявка на внеплановое техническое обслуживание устройства (п. 6.8).

### **6.1.4 Мониторинг правильности срабатываний РЗА и экспресс-анализ развития аварии на энергообъектах**

6.1.4.1 Мониторинг правильности срабатываний РЗА и экспресс-анализ развития аварии должны выполняться в режимах возникновения аварийных

отключений на энергообъекте для выявления ошибок работы функций устройств РЗА на основе данных, полученных об исходном режиме и аварийном процессе.

6.1.4.2 Мониторинг правильности срабатываний РЗА и экспресс-анализ развития аварии выполняется на основе результатов ОМП на ЛЭП (п. 6.9).

6.1.4.3 По факту мониторинга правильности срабатывания для каждой функции устройства РЗА должна формироваться соответствующая оценка работы:

- Правильно;
- Неправильно: Излишне; Ложно; Отказ; Допущено.

6.1.4.4 Мониторинг правильности срабатываний и пусков выполняется по алгоритму анализа дискретных сигналов о работе защит и сравнения их с автоматически формируемыми требованиями на срабатывание для определенного места повреждения согласно требованиям п. 6.6.

6.1.4.5 Мониторинг правильности срабатываний РЗА должен содержать следующие этапы:

а) средствами ОМП на ЛЭП (п. 6.9) определяется вид и место аварийного повреждения (короткого замыкания) по отношению к анализируемому устройству РЗА.

б) АСМ РЗА осуществляет сбор данных мониторинга устройств РЗА за момент времени вблизи времени идентифицированного события аварийного повреждения;

в) проверяется выполнение требований на срабатывание функций РЗА по чувствительности: для заданного вида и места повреждения проводится анализ соответствия места повреждения выбранной зоне работы сработавшей ступени (функции) устройства РЗА.

г) проверяется выполнение требований на срабатывание по времени: фиксируется время действия устройства РЗА по разнице меток времени между моментом формирования условий пуска и срабатыванием, сравнивается с ожидаемым временем на основе выдержек времени – при значительном увеличении времени действия устройств РЗА по отношению к ожидаемому (более заданного уставками значения допустимой разницы в АСМ РЗА), а также при отсутствии сигнала срабатывания фиксируется уведомление о неправильной работе.

6.1.4.6 По результатам выполнения алгоритма должны формироваться протоколы оценки работы устройств РЗА и их функций в автоматическом режиме (п. 6.8.3).

### **6.1.5 Мониторинг правильности пусков РЗА при аварийных отключениях в энергосистеме**

6.1.5.1 Мониторинг правильности пусков РЗА должен выполняться в режимах возникновения аварийных отключений в энергосистеме для выявления неправильной работы функций устройств РЗА на основе данных, полученных об исходном режиме и аварийном процессе, а также использовании функций воспроизведения идентифицированных аварийных событий на расчетной модели энергосистемы, включающей модели устройств РЗА.

6.1.5.2 Мониторинг правильности пусков РЗА выполняется на основе результатов ОМП на ЛЭП (п. 6.9).

6.1.5.3 Детальный анализ пусков РЗА всех типов осуществляется средствами сравнения зарегистрированных сигналов осциллограмм аварийных процессов с использованием моделей энергосистемы и устройств РЗА (п. 6.7).

6.1.5.4 Алгоритмы автоматического формирования требований на срабатывание и пуски РЗА при аварийных событиях должны учитывать специфику функционально-логической структуры, параметров настройки и конфигурации каждого типа функций анализируемых устройств.

6.1.5.5 По результатам выполнения алгоритма должны формироваться протоколы оценки работы устройств РЗА и их функций в автоматическом режиме (п. 6.8).

### 6.1.6 Блок-схема алгоритма автоматизированного мониторинга устройств РЗА

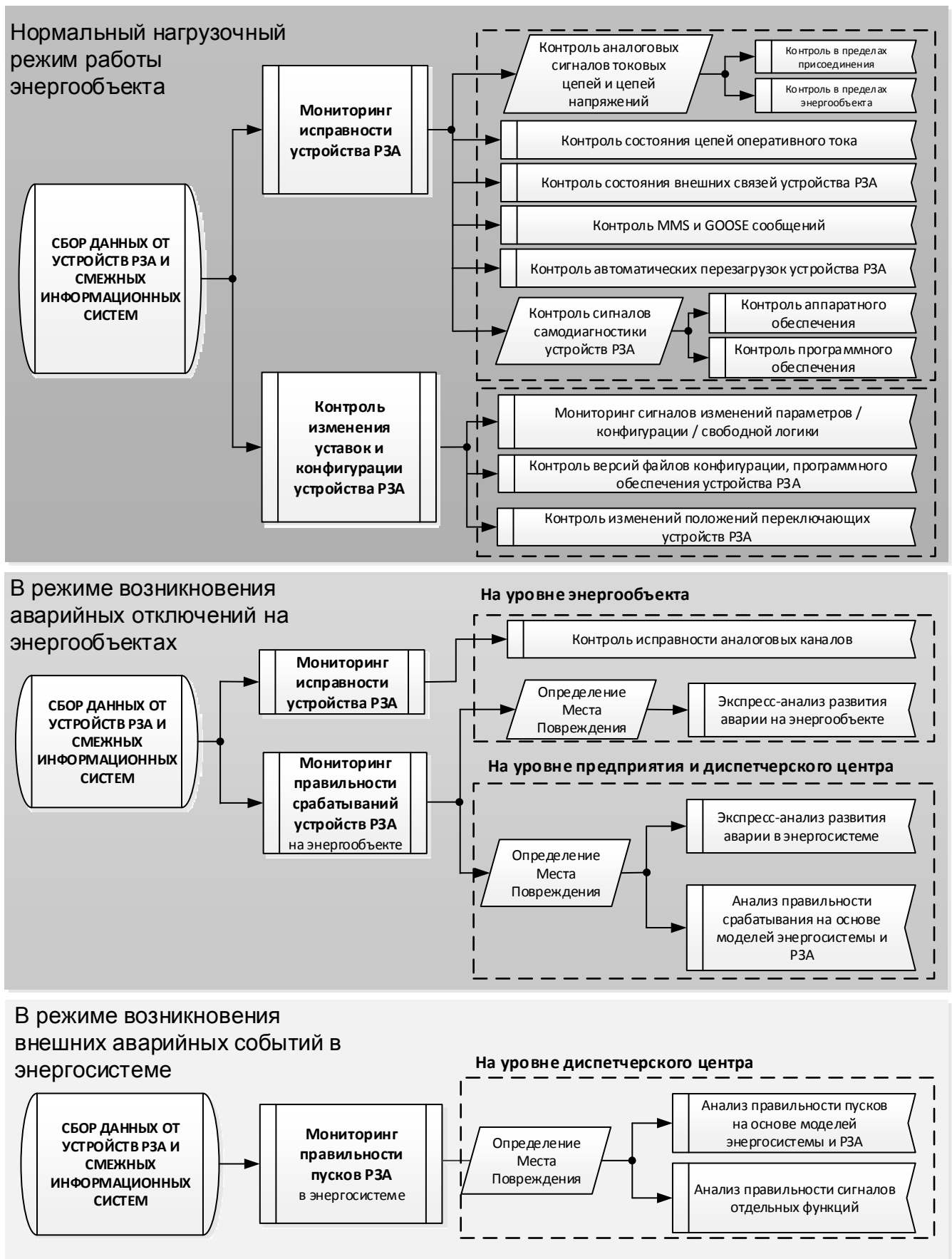


Рисунок 6.1.1 – Блок-схема алгоритма мониторинга устройств РЗА

## 6.2 Источники данных для системы мониторинга устройств РЗА

### 6.2.1 Перечень источников данных

6.2.1.1 Перечень источников данных мониторинга устройств РЗА, необходимых для функционирования АСМ РЗА, приведен ниже (Таблица 6.2.1).

Таблица 6.2.1 – Источники данных АСМ РЗА

№ п/п	Наименование источника данных	Тип данных	Порядок формирования
<b>Источники уровня энергообъекта</b>			
1	Устройства РЗА	сигналы самодиагностики устройств РЗА	По факту срабатывания
		сигналы изменения положения переключающих устройств РЗА	По факту срабатывания/ периодически
		измерения параметров электрического режима сети	Периодически
		измерения параметров цепей оперативного тока	По факту срабатывания/ периодически
		сигналы об изменении параметров настройки РЗА	По факту срабатывания/ периодически
		мгновенные значения параметров электрического режима (осциллограммы аварийных процессов)	По факту срабатывания/ периодически
		результаты ОМП на ЛЭП	По факту срабатывания
		сигналы о пусках и срабатываниях РЗА	По факту срабатывания
		сигналы изменения положения коммутационных аппаратов	По факту срабатывания/ периодически
2	АРМ инженера службы РЗА	файлы параметрирования устройств РЗА (фактические параметры настройки) (АРМ РЗА) <sup>1</sup>	По факту срабатывания/ периодически
3	Устройства ОМП	результаты ОМП на ЛЭП	
4	АСУ ТП	измерения параметров электрического режима	Периодически
		изменение положения коммутационных аппаратов	По факту срабатывания
		сигналы о пусках и срабатываниях РЗА	По факту срабатывания
		осциллограммы аварийных событий	По факту срабатывания/ периодически
		файлы параметрирования устройств РЗА (фактические параметры настройки)	Считывание при получении сигналов об изменении параметров настройки РЗА

<sup>1</sup> При отсутствии возможности получения файлов параметрирования от АСУ ТП

№ п/п	Наименование источника данных	Тип данных	Порядок формирования
<b>Источники уровня энергообъекта</b>			
5	ССПТИ	осциллограммы аварийных событий	По факту срабатывания/периодически
		сигналы о пусках и срабатываниях РЗА	По факту срабатывания
<b>Источники уровня предприятия</b>			
6	ОИК	изменение положения коммутационных аппаратов энергообъекта	По факту срабатывания
		измерения параметров электрического режима	Периодически
7	АСУ РЭО (автоматизированная система управления ремонтами энергетического оборудования)	структурированный перечень силового оборудования	По факту срабатывания
		информация о выводе силового оборудования в ремонт	По факту срабатывания
8	ПО расчета и выбора уставок РЗА	файлы параметрирования устройств РЗА (расчетные параметры настройки)	По факту срабатывания/периодически
		параметры и топология схем замещения для моделирования аварийных процессов	По факту срабатывания
9	ОЖУР, ЖТН (журнал технологических нарушений)	Структурированные сообщения с параметрами времени, места и вида произошедших аварийных повреждений в энергосистеме	По факту срабатывания

6.2.1.2 Периодичность формирования данных источниками должна быть настраиваемой по результатам согласования проектных решений внедрения АСМ РЗА, при этом должна быть не реже 1 часа.

6.2.1.3 Детализированный перечень данных мониторинга устройств РЗА, соответствующий приведенным источникам данных, представлен ниже.

### **6.3 Перечень контролируемых сигналов для мониторинга устройств РЗА**

#### **6.3.1 Общие требования**

6.3.1.1 Для мониторинга работы устройств РЗА предусматривается контроль следующей информации:

а) на уровне энергообъекта:

- сигналы мониторинга исправности устройств РЗА;
- сигналы и файлы мониторинга параметрирования и настройки РЗА;
- сигналы мониторинга срабатываний устройств РЗА;
- сигналы мониторинга пусков устройств РЗА;

б) на уровне предприятия:

- сигналы и файлы от смежных автоматизированных систем.

### 6.3.2 Сигналы мониторинга исправности РЗА

6.3.2.1 В рамках мониторинга исправности РЗА обеспечивается сбор и анализ следующих групп сигналов:

а) сигналы самодиагностики устройств РЗА и контроля измерительных цепей;

б) измерения параметров электрического режима и цепей оперативного тока.

6.3.2.2 Перечень дискретных сигналов самодиагностики устройств РЗА и контроля измерительных цепей с указанием их критичности и необходимости принятия соответствующих мер по техническому обслуживанию приведен ниже (Таблица 6.3.1).

Таблица 6.3.1 – Рекомендуемый минимальный перечень сигналов самодиагностики устройства РЗА и контроля измерительных цепей

№ п/п	Наименование сигнала	Формирование обобщенного сигнала при появлении сигнала	Необходимость принятия незамедлительных мер по устранению	Примечание
1	Неисправность аналого-цифрового преобразования сигналов	Критичная неисправность	Да	
2	Неисправность дискретных входов и/или выходов	Критичная неисправность	Да	
3	Неисправность центрального процессора	Критичная неисправность	Да	
4	Неисправность блока питания	Критичная неисправность	Да	
5	Неисправность канала связи основной защиты (ДЗЛ, ДФЗ)	Критичная неисправность	Да	
6	Неисправность канала связи резервной защиты (КСЗ)	Критичная неисправность	Да	
7	Неисправность модуля передачи данных в АСУ ТП или АСМ РЗА	Некритичная неисправность	Нет	
8	Неисправность интерфейса человек-машина	Некритичная неисправность	Нет	Устранение при очередном ТО
9	Сбой внутреннего программного обеспечения	Критичная неисправность	Да	
10	Ошибка записи уставок	Критичная неисправность	Да	
11	Ошибка внутренних часов реального времени	Некритичная неисправность	Нет	Устранение при очередном ТО
12	Сбой синхронизации часов реального времени (потеря источника синхронизации)	Некритичная неисправность	Нет	Устранение при очередном ТО

№ п/п	Наименование сигнала	Формирование обобщенного сигнала при появлении сигнала	Необходимость принятия незамедлительных мер по устранению	Примечание
13	Сбой синхронизации часов реального времени для передачи данных по стандарту МЭК 61850-9-2 (Sampled values) <sup>2</sup>	Критичная неисправность	Да	
14	Ошибка передачи данных в цифровом канале связи ДЗЛ	Критичная неисправность	Да	
15	Ошибка передачи GOOSE сообщений <sup>2</sup>	Критичная неисправность	Да	
16	Неисправность цепей переменного напряжения (состояние функции блокировки при неисправности цепей напряжения (БНН))	Критичная неисправность	Да	
17	Неисправность цепей переменного тока	Критичная неисправность	Да	
18	Перезапуск терминала	Некритичная неисправность	Нет	Контролируется число перезапусков терминала за период времени. Предельные значения числа перезапусков за период регламентируются в эксплуатационной документации от производителей устройств

6.3.2.3 Значения параметров электрического режима (действующие значения) и цепей оперативного тока, измеряемых для мониторинга исправности измерительных и оперативных цепей устройств РЗА, приведены ниже (Таблица 6.3.2).

Таблица 6.3.2 – Рекомендуемый перечень измерений и расчетных значений электрического режима и цепей оперативного тока устройств РЗА

№ п/п	Наименование устройства	Наименование воздействующих величин	Обозначение воздействующих величин	Примечание
1	Основные, резервные защиты ЛЭП, автоматика управления выключателем	Токи	Ia, Ib, Ic, 3I0, 3I0	По схеме защищаемого объекта
		Напряжения фаз «звезды»	Ua, Ub, Uc, 3U0	

<sup>2</sup> Для энергообъектов с поддержкой технологии, описанной стандартами МЭК 61850



№ п/п	Наименование устройства	Наименование воздействующих величин	Обозначение воздействующих величин	Примечание
	напряжением 6 кВ и выше, резервные защиты трансформатора/автотрансформатора	Напряжения разомкнутого треугольника	Унк, Уни, Уфк	С учетом схемы вторичных цепей
2	Основные защиты трансформатора/автотрансформатора, шунтирующего реактора	Фазные токи по сторонам защищаемого объекта	ВН: Ia, Ib, Ic СН: Ia, Ib, Ic НН: Ia, Ib, Ic	По схеме защищаемого объекта
		Напряжения фаз	Ua, Ub, Uc	При наличии
3	Защиты шин, ошинок, УРОВ	Фазные токи присоединений	1: Ia1, Ib1, Ic1 2: Ia2, Ib2, Ic2 ..... N: Ian, Ibn, Icn	По схеме защищаемого объекта
4	Регуляторы напряжения под нагрузкой	Напряжения фаз	ТН1: Ua1, Ub1, Uc1 ТН2: Ua2, Ub2, Uc2	С учетом схемы вторичных цепей
		Фазные токи	Ia, Ib, Ic	
5	Устройства ОМП на ЛЭП	Фазные токи	Ia, Ib, Ic	
		Ток параллельной линии	3Io	По схеме защищаемого объекта
		Напряжения фаз	Ua, Ub, Uc	
6	Автономные регистраторы аварийных событий	Фазные токи присоединений	1: Ia1, Ib1, Ic1 2: Ia2, Ib2, Ic2 ..... N: Ian, Ibn, Icn	Осциллограммы аварийных событий в формате COMTRADE
		Напряжения фаз присоединений	ТН1: Ua1, Ub1, Uc1 ТН2: Ua2, Ub2, Uc2 ..... ТНН: Uan, Ubn, Ucn	
7	ЩПТ	Напряжение между полюсами, полюсами и «землей» СОПТ		
8	Посты защиты	Высокочастотные сигналы приемопередатчика	Iум, Iпр	

### 6.3.3 Сигналы мониторинга срабатываний устройств РЗА

6.3.3.1 Для анализа правильности работы устройств и функций РЗА в аварийных режимах должен быть обеспечен мониторинг параметров электрического режима защищаемых объектов, сигналов срабатывания и соответствующих изменений положения коммутационных аппаратов, а также параметров цепей оперативного тока и каналов связи.

6.3.3.2 Требуемый состав измерений мгновенных значений параметров электрического режима, а также вторичных цепей РЗА приведен ниже (Таблица 6.3.3). Источником измерений является функция регистрации аварийных событий в МП устройствах РЗА.

Таблица 6.3.3 – Измерения мгновенных значений параметров электрического режима

№ п/п	Наименование сигналов	Примечание
1	Фазные напряжения ( $U_A, U_B, U_C$ ), а для ТН 6 кВ и выше также утроенное напряжение нулевой последовательности ( $3U_0$ ) (при наличии)	Осциллограммы аварийных событий в формате COMTRADE
2	Фазные токи ( $I_A, I_B, I_C$ ), утроенный ток нулевой последовательности ( $3I_0$ ) для ТТ 6 кВ и выше, ТТ нейтрали	
3	Частота переменного тока (за период)	
4	Высокочастотные сигналы приемопередатчика ( $U_{ум}, I_{пр}$ )	
5	Напряжение между полюсами, полюсами и «землей» СОПТ	

6.3.3.3 Перечень дискретных сигналов, необходимый для функций мониторинга срабатываний устройств РЗА, приведен в таблице ниже (Таблица 6.3.4).

Таблица 6.3.4 – Дискретные сигналы для мониторинга срабатываний устройств РЗА

№ п/п	Наименование сигнала	Примечание
1	Включенное / отключенное положение выключателей	Для выключателей с пофазным приводом должно регистрироваться положение каждой фазы
2	Срабатывание и возврат защитных функций, измерительных органов устройств РЗА	Отдельные сигналы или журналы событий устройств (текстовые или специальные форматы производителей оборудования)
3	Срабатывание устройств РЗА:	
3.1	– действие на отключение выключателей	
3.2	– действие на включение выключателей	
3.3	– действие на отключение от УРОВ	
3.4	– команды телеотключения и телеускорения РЗ	
3.5	– аварийные сигналы и команды ПА;	
3.6	– команды включения от ТАПВ (ОАПВ)	
3.7	– действия устройств АВР для каждого выключателя	
3.8	– сигналы блокировки	

6.3.3.4 Рекомендуется указанные контролируемые сигналы регистрировать посредством функций регистрации аварийных событий в МП устройствах РЗА.

### 6.3.4 Сигналы мониторинга пуска устройств РЗА

6.3.4.1 Для анализа правильности пусков устройств и функций РЗА в аварийных режимах должен быть обеспечен мониторинг параметров электрического режима защищаемых объектов, сигналов пуска устройств РЗА и соответствующих изменений положения коммутационных аппаратов, а также параметров цепей оперативного тока и каналов связи.

6.3.4.2 Требуемый состав измерений мгновенных значений параметров электрического режима, а также вторичных цепей РЗА приведен выше (Таблица 6.3.3). Источником измерений является функция регистрации аварийных событий в МП устройствах РЗА.

6.3.4.3 Перечень дискретных сигналов, необходимый для функций мониторинга пусков устройств РЗА, содержит перечень из п. 6.3.3.3 (Таблица 6.3.4) и расширяется списком из таблицы ниже (Таблица 6.3-5).

Таблица 6.3.5 – Дискретные сигналы для мониторинга пусков устройств РЗА.

№ п/п	Наименование сигнала	Примечание
1	Включенное / отключенное положение выключателей	Для выключателей с пофазным приводом должно регистрироваться положение каждой фазы
2	Срабатывание и возврат пусковых, измерительных органов устройств РЗА	Отдельные сигналы или журналы событий устройств (текстовые или специальные форматы производителей оборудования)
3	Пуски устройств РЗА:	
3.1	– пуски ступеней	

6.3.4.4 Рекомендуются указанные контролируемые сигналы регистрировать посредством функций регистрации аварийных событий в МП устройствах РЗА.

### 6.3.5 Сигналы и файлы параметрирования и настройки РЗА

6.3.5.1 В рамках мониторинга правильности параметрирования и настройки РЗА выполняется контроль следующих групп сигналов и файлов:

а) сигналы об изменении параметров настройки устройств РЗА;

б) сигналы об изменении положения переключающих устройств РЗА, установленных в оперативных цепях устройств РЗА.

6.3.5.2 Перечень регистрируемых сигналов об изменении параметров настройки устройств РЗА приведен ниже (Таблица 6.3.6).

Таблица 6.3.6 – Сигналы об изменении параметров настройки устройств РЗА

№ п/п	Наименование сигнала/файла	Примечание
1.	Сигналы изменения параметров устройства РЗА	
2.	Сигналы об изменении версий внутреннего ПО (прошивки)	
3.	Файл параметрирования	

6.3.5.3 Перечень регистрируемых сигналов положения переключающих устройств РЗА, приведен ниже (Таблица 6.3.7).

Таблица 6.3.7 – Рекомендуемый перечень сигналов положения переключающих устройств РЗА<sup>3</sup>

№ п/п	Положения переключающих устройств РЗА «Введено / выведено»	Примечание
1	Отключение выключателя	
2	Пуск УРОВ	
3	Оперативное ускорение	
4	Выбор группы уставок	
5	Полуавтоматическое включение выключателя	
6	Ввод / вывод отдельных функций РЗА	
7	Питание оперативным током	
8	Прием / пуск команд и сигналов РЗА	

### 6.3.6 Сигналы от смежных автоматизированных систем уровня предприятия

6.3.6.1 Для реализации функций мониторинга устройств РЗА на уровне предприятий обеспечивается передача в АСМ РЗА дополнительной информации от смежных автоматизированных систем, включая сигналы от АСМ РЗА смежных предприятий (Таблица 6.3.8).

Таблица 6.3.8 – Перечень сигналов / файлов от смежных АС

	Наименование сигналов/файлов	Примечание
1.	Дискретные сигналы об изменении положения коммутационных аппаратов в рамках зоны предприятия	Выполняется прием сигналов от ОИК для исключения необходимости их повторной передачи с уровня энергообъекта
2.	Параметры электрического режима: действующие значения фазных токов $I_a, I_b, I_c$ и напряжений $U_a, U_b, U_c$	
3.	Файлы перечней силового оборудования в привязке к организационной структуре и электросетевым объектам	
4.	Уведомления о вводе/выводе силового оборудования в ремонт	
5.	Новые/измененные файлы параметрирования устройств РЗА (расчетные параметры настройки)	От программных комплексов расчета и выбора уставок службы РЗА предприятий
6.	Параметры и топология схем замещения для моделирования аварийных процессов	
7.	Сигналы мониторинга устройств РЗА от АСМ РЗА смежных предприятий для устройств РЗА на границах предприятий	

## 6.4 Построение системы сбора информации для мониторинга

### 6.4.1 Общие принципы построения АСМ РЗА

6.4.1.1 АСМ РЗА реализуется как иерархическая двухуровневая информационная система. Нижний уровень функционирует в рамках

<sup>3</sup> Перечень отражает наиболее типовые варианты реализации переключающих устройств РЗА и может уточняться с учетом типов используемых устройств РЗА

энергообъекта, обеспечивая сбор и предварительную обработку сигналов мониторинга устройств РЗА в соответствии с требованиями раздела 6.2. Верхний уровень реализуется на уровне предприятий и обеспечивает поддержку анализа работы устройств и функционирования РЗА.

6.4.1.2 Основной объем функций системы по сбору и обработке данных мониторинга устройств РЗА должен выполняться в автоматическом режиме. В случаях, когда автоматическое получение или анализ данных невозможны (например, при считывании из устройств РЗА файлов параметрирования с использованием инженерного ПО изготовителей РЗА), допускается ввод данных в автоматизированном режиме.

6.4.1.3 Функции первичной автоматической обработки данных мониторинга устройств РЗА (контроль допустимых пределов, сравнение измерений из разных источников и др.) должны выполняться на уровне энергообъекта для оптимизации использования каналов связи.

#### **6.4.2 Требования к построению АСМ РЗА уровня энергообъекта**

6.4.2.1 АСМ РЗА может создаваться как подсистема АСУ ТП энергообъекта или как самостоятельная информационная система.

6.4.2.2 Предпочтительным способом организации сбора данных мониторинга устройств РЗА в АСМ РЗА является их получение от АСУ ТП, ССПТИ, АРМ РЗА. Для сигналов и файлов, получение которых невозможно или нецелесообразно таким образом, должен быть обеспечен их сбор непосредственно от устройств РЗА и иного оборудования, отнесенного к источникам данных АСМ РЗА в соответствии с разделом 6.1.

6.4.2.3 Рекомендуется использование стандартных протоколов обмена с устройствами РЗА и смежными АС энергообъекта при передаче измерений и дискретных сигналов:

- МЭК 61850, МЭК 60870-5-104 или МЭК 60870-6 с АСУ ТП, ССПТИ;
- МЭК 61850, МЭК 60870-5-103 с устройствами РЗА;
- SNMP, MODBUS, OPC с оборудованием вычислительной техники, связи, ЩПТ и др.

Передача файлов осциллограмм аварийных событий, файлов параметрирования может быть организована с использованием вышеперечисленных протоколов либо встроенными сетевыми средствами операционных систем.

6.4.2.4 Для снижения затрат на внедрение и сопровождение процессов мониторинга устройств РЗА, АСМ РЗА уровня энергообъекта должна обеспечивать автоматическую привязку данных мониторинга устройств РЗА к первичному оборудованию, в том числе с использованием стандартной информационной модели.

6.4.2.5 Аппаратные средства АСМ РЗА должны быть синхронизированы с системой обеспечения единого времени энергообъекта, осуществлять функцию архивирования и хранения информации на резервируемых энергонезависимых носителях. Синхронизация должна осуществляться путём передачи сигнала точного времени или корректирующего сигнала с использованием одного из международных стандартных протоколов, обеспечивающих точность не хуже  $\pm 1$  мс.

6.4.2.6 Данные мониторинга устройств РЗА, предназначенные для передачи на верхний уровень в предприятия, должны сохраняться в программно-

технических средствах АСМ РЗА уровня энергообъекта, обеспечивая такую минимальную периодичность чтения, обработки и сохранения файлов и данных, которая бы исключала потерю этой информации вне зависимости от особенностей реализации функций регистрации и публикации данных (кольцевая запись, автоматическое удаление файловых директорий, сохранение файлов по частям, отложенное сохранение данных или другие) в соответствующих устройствах – источниках информации (п. 6.2).

6.4.2.7 При реализации АСМ РЗА должна учитываться возможность ее перспективного расширения с учетом оборудования РЗА на электромеханической и микроэлектронной базе, для которых реализуются специальные технические средства мониторинга исправности, срабатываний и пусков.

6.4.2.8 АСМ РЗА должна иметь встроенную систему самодиагностики, контролирующую состояние ее компонентов. В программно-технических средствах АСМ РЗА должны автоматически диагностироваться как минимум следующие показатели работы:

- состояние серверов Системы, выполняющих коммуникационные функции, хранение информации, анализ и обработку данных мониторинга устройств РЗА;
- состояние основных прикладных служб и сервисов программного обеспечения;
- статусы сетевых подключений и интерфейсов.

#### **6.4.3 Требования к построению АСМ РЗА уровня предприятия**

6.4.3.1 На уровне предприятия должен быть развернут программно-технический комплекс сбора, обработки и анализа данных мониторинга устройств РЗА энергообъектов предприятия.

6.4.3.2 АСМ РЗА должна обеспечивать WEB-интерфейс для организации удаленного доступа к результатам мониторинга устройств РЗА для персонала предприятий без необходимости установки прикладного ПО на рабочие места.

6.4.3.3 Для реализации функций мониторинга правильности параметрирования РЗА должна быть обеспечена интеграция АСМ РЗА с АС расчета и выбора уставок, используемыми в предприятиях.

#### **6.4.4 Требования к устройствам РЗА для обеспечения мониторинга**

6.4.4.1 Микропроцессорные устройства РЗА должны поддерживать передачу состава информации для задач мониторинга устройств РЗА согласно положениям п. 6.3.

6.4.4.2 МП устройства РЗА должны иметь функцию самодиагностики, позволяющую контролировать состояние аппаратного и программного обеспечения и вторичных цепей РЗА в объеме требований п. 6.3.

6.4.4.3 МП устройства РЗА должны удовлетворять рекомендациям по организации системы мониторинга устройств РЗА согласно требованиям СТО 34.01-4.1-002-2017.

6.4.4.4 МП устройства РЗА должны обеспечивать функцию регистрации контролируемых сигналов из перечня Таблиц 6.3.3 и 6.3.4 в трёх режимах:

- а) периодически по настройке;
- б) автоматически по срабатыванию заданного дискретного (внутреннего или внешнего) сигнала;
- в) в ручном принудительном пуске.

6.4.4.5 Длительность регистрации измерений параметров электрического режима и цепей оперативного тока должна быть настраиваемой в пределах,

достаточных для выполнения функции контроля измерений параметров в рамках присоединения.

6.4.4.6 МП устройства РЗА должны обеспечивать выгрузку файлов параметрирования в файловые директории, доступные для контроля изменений уставок и конфигураций устройств со стороны АСМ РЗА одним из доступных способов:

а) посредством дополнительного программного обеспечения, подключающегося к РЗА через Ethernet или другой протокол обмена данными и формирующего файл параметрирования для АСМ РЗА;

б) через программный интерфейс доступа к данным АРМ или инженерное ПО, предоставляемые производителем РЗА.

6.4.4.7 По каждому эксплуатируемому МП устройству РЗА должно быть обеспечено наличие на предприятии актуальной версии эксплуатационной/исполнительной документации, включающая актуальную версию функционально-логической схемы РЗА, протоколы приемо-сдаточных испытаний устройств РЗА с бланками уставок (изменений уставок), необходимые для функций анализа правильности срабатываний и пусков РЗА.

## **6.5 Организация информационного обмена между уровнями АСМ РЗА**

### **6.5.1 Общие требования**

6.5.1.1 На основании данных мониторинга устройств РЗА, определенных в п. 6.2, на уровне АСМ РЗА энергообъекта должно быть обеспечено формирование и передача на уровень предприятия информации (Таблица 6.5.1).

Таблица 6.5.1 – Обмен информацией между АСМ РЗА уровня энергообъекта и предприятия

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование сигналов/файлов</b>	<b>Примечание</b>
1.	Уведомления о наличии сигналов неисправности устройства РЗА с указанием неисправных компонентов и цепей, а также уровнем критичности	По факту формирования
2.	Журналы событий АСМ РЗА с фильтрацией сигналов неисправности РЗА по заданному перечню устройств и периоду времени	По запросу пользователя с уровня предприятия
3.	Уведомления о появлении новых файлов осциллограмм аварийных событий	По факту формирования
4.	Файлы осциллограмм аварийных событий	При подтверждении факта КЗ в АСМ РЗА уровня энергообъекта и/или запросу пользователя с уровня предприятия
5.	Уведомления о сигналах пуска, возврата и срабатывания устройств РЗА	По факту формирования
6.	Уведомления о несоответствии текущих параметров устройства РЗА последнему заданию на параметрирование	По факту формирования
7.	Уведомления об изменении версии внутреннего ПО (прошивки) устройства РЗА	По факту формирования

№ п/п	Наименование сигналов/файлов	Примечание
8.	Уведомления об изменении положения переключающих устройств РЗА	По факту формирования

6.5.1.2 Требования к гарантированному времени передачи данных на уровень предприятия устанавливаются для каждого энергообъекта, исходя из текущего состояния инфраструктуры каналов связи, планов на ее модернизацию и оценки фактического объема информационных потоков для задач мониторинга устройств РЗА.

6.5.1.3 Должен быть обеспечен непрерывный контроль времени доставки данных мониторинга устройств РЗА.

6.5.1.4 При организации передачи данных мониторинга устройств РЗА с уровня энергообъекта должны использоваться один или несколько стандартных протоколов информационного обмена:

- МЭК 60870-5-104;
- МЭК 60870-5-101;
- IEC 870-6-503;
- SFTP (SSH File Transfer Protocol);
- HTTPS (HyperText Transfer Protocol Secure);
- SNMP.

6.5.1.5 При организации передачи информации с уровня энергообъекта для управления трафиком и очередью получения данных мониторинга устройств РЗА должны быть реализованы различные режимы передачи с возможностью их изменения:

- автоматический (непрерывная передача);
- по запросу (осуществляется пользователем или по запросу системы мониторинга устройств РЗА верхнего уровня);
- по изменению (изменение превышает заданный порог);
- по расписанию (фиксированные периоды активной передачи информации для времени начала и конца передачи).

6.5.1.6 При организации передачи информации с уровня энергообъекта для каждого типа данных мониторинга устройств РЗА должны быть назначены и реализованы различные приоритеты передачи с возможностью их изменения:

- критичный приоритет (немедленная передача информации);
- высокий;
- низкий.

6.5.1.7 Очередь приема и обработки пакетов/наборов информации на уровне предприятия в процессе мониторинга устройств РЗА должна однозначно учитывать сочетания настроек режимов и приоритетов каждого типа данных мониторинга устройств РЗА.

6.5.1.8 При организации передачи данных мониторинга устройств РЗА должен быть реализован контроль состояния сетей связи с энергообъектом, учитываемый в алгоритмах функций мониторинга устройств РЗА на уровне предприятия.

6.5.1.9 После сбоев в каналах связи и прерываниях передачи данных мониторинга устройств РЗА (потеря связи между энергообъектом и предприятием) при последующем восстановлении связи должны быть обеспечены автоматические установление соединения и восстановление передачи данных между компонентами



разных уровней АСМ РЗА в соответствии с заданными приоритетами данных и режимами передачи без ухудшения качества передаваемых данных.

6.5.1.10 При организации передачи данных мониторинга устройств РЗА должен быть предусмотрен контроль состояния/функционирования средств реализации функций мониторинга устройств РЗА на уровне энергообъекта, учитываемый в алгоритмах функций мониторинга устройств РЗА на уровне предприятия.

6.5.1.11 Разрабатываемые технические решения по организации передачи данных для задач мониторинга устройств РЗА не должны допускать ухудшения существующих характеристик и показателей качества систем передачи информации.

### **6.5.2 Требования к каналам связи**

6.5.2.1 Для передачи информации, используемой для задач мониторинга устройств РЗА, с уровня энергообъекта на уровень предприятия и с уровня предприятия на вышестоящий уровень предприятия должны использоваться существующие каналы связи, к которым предъявляются следующие требования:

- минимальная полоса пропускания: 512 кбит/с;
- приоритет канала: нормальный;
- доступность канала: 0,995;
- допустимая потеря пакетов: < 1%;
- максимальная задержка: < 5%;
- интерфейс подключения: Ethernet, 10/100 Мбит/с.

6.5.2.2 В случае отсутствия данных систем на энергообъекте для передачи технологической информации для целей мониторинга устройств РЗА должен быть обеспечен канал передачи данных (точка-точка) без резервирования.

6.5.2.3 Время передачи информации должно определяться техническими характеристиками каналов связи и оценкой фактического объема информационных потоков для задач мониторинга устройств РЗА с учётом используемых протоколов.

6.5.2.4 Создаваемые технические решения по организации передачи данных не должны допускать ухудшения существующих технических характеристик и показателей качества обмена технологической информации.

6.5.2.5 Все разрабатываемые технические решения по каналам связи должны быть согласованы с эксплуатирующей организацией.

### **6.5.3 Информационный обмен АСМ РЗА с внешними системами**

6.5.3.1 АСМ РЗА на уровне предприятия должна обеспечивать информационный обмен данными мониторинга устройств РЗА и результатами работы РЗА:

а) с внешними автоматизированными системами предприятий, включающими:

- средства ведения графиков технического обслуживания устройств РЗА и соответствующим им программ работ;
- средства расчетов аварийных режимов и выбора уставок РЗА;
- средства АРМ оперативного и релейного персонала;

б) с внешними автоматизированными системами субъектов электроэнергетики, включающими:

- средства сбора технологической информации о работе устройств РЗА субъектов электроэнергетики;

- средства специализированного программного обеспечения производителей устройств РЗА.

6.5.3.2 АСМ РЗА должна иметь средства управления режимом передачи, составом и содержанием типов и экземпляров данных мониторинга устройств РЗА и его результатов, используемых при информационном обмене с внешними информационными системами.

6.5.3.3 АСМ РЗА должна иметь функции выбора сигналов для передачи во внешние автоматизированные системы субъектов электроэнергетического хозяйства.

#### **6.5.4 Требования к хранению информации для мониторинга устройств РЗА**

6.5.4.1 Информация, используемая для АСМ РЗА на уровне энергообъекта, должна быть предварительно обработана и сохранена для обеспечения целостной и гарантированной передачи на уровень предприятия как минимум для следующих случаев:

- полная потеря связи между энергообъектом и предприятием;
- ограничения пропускной способности каналов связи на одном из трактов передачи;
- сервисный режим работы компонентов АСМ РЗА на уровне предприятия.

6.5.4.2 Минимальный срок хранения данных мониторинга устройств РЗА для задач мониторинга на уровне энергообъекта устанавливается не менее 3 месяцев.

6.5.4.3 Особые требования к резервному копированию данных мониторинга устройств РЗА при использовании существующих ССПТИ, АСУТП на уровне энергообъекта не предъявляются.

6.5.4.4 При использовании дополнительных средств реализации функций мониторинга устройств РЗА на уровне энергообъекта должно быть обеспечено периодическое (не реже 1 раза в сутки) резервное копирование в хранилище.

6.5.4.5 Информация, используемая на уровне предприятия, должна быть предварительно обработана и сохранена для использования в общем алгоритме мониторинга устройств РЗА в течение срока службы устройства РЗА.

6.5.4.6 АСМ РЗА должна хранить информацию о результатах мониторинга устройств РЗА и оценки правильности работы РЗА, включая принятые меры по определению и устранению причин неправильного функционирования, неисправностей в течение срока службы устройства РЗА.

### **6.6 Экспресс-анализ развития аварий**

#### **6.6.1 Общие требования**

6.6.1.1 Условием запуска алгоритма экспресс-анализа развития аварий на уровнях энергообъекта и предприятия является фиксация автоматического отключения силового выключателя. Источниками входной информации являются сигналы, получаемые из АСУТП, ССПТИ, устройства РЗА, ОМП на ЛЭП, автономные РАС энергообъекта.

6.6.1.2 Функции экспресс-анализа должны учитывать контроль признаков качества дискретных сигналов, получаемых из ССПТИ, АСУТП и формируемых согласно требованиям СТО 56947007-25.040.40.227-2016 – Приложение Е. В случае появления признака качества, отличного от «хорошего», алгоритм экспресс-анализа запускаться не должен.

6.6.1.3 Экспресс-анализ развития аварий должен использовать результаты функции ОМП на ЛЭП (п. 6.9) в качестве исходной информации.

6.6.1.4 Результаты экспресс-анализа развития аварий должны быть представлены в соответствии с требованиями п. 6.8.2.

### **6.6.2 Алгоритм экспресс-анализа развития аварии**

6.6.2.1 В случае наступления условий запуска алгоритма экспресс-анализа развития аварии должны выполняться следующие основные этапы:

а) определение места и вида повреждения по приборам ОМП на ЛЭП и односторонним замерам в осциллограммах, зарегистрированных на энергообъекте.

б) топологический анализ схемной конфигурации энергообъекта и формирование списка анализируемых устройств РЗА, находящихся в пределах 1<sup>ого</sup> – 3<sup>его</sup> поясов<sup>4</sup> сети, отсчитываемых от определенного места повреждения (см. п. 6.6.1.2) и подлежащих анализу.

в) определение в совокупности осциллограмм аварийных событий списка анализируемых дискретных сигналов пусков, срабатываний (действий на отключение, телеотключения и телеускорения, блокирующие сигналы), отключений коммутационных аппаратов, связанных с анализируемыми устройствами РЗА.

г) определение требований к срабатываниям для каждого анализируемого устройства РЗА для определенного места повреждения:

- в зоне действия основных защит;
- в зоне ближнего резервирования;
- в зоне дальнего резервирования;
- вне зоны действия защиты.

д) определение списка функций устройств РЗА, которые фактически сработали на отключение выключателей.

е) если сработали на отключение поврежденного оборудования основные (быстродействующие) защиты, то экспресс-анализ на уровне энергообъекта формирует вывод о правильности их работы.

ж) если отключение оборудования произошло от действия резервных защит, то экспресс-анализ развития аварии должен выполняться на уровне предприятия, при этом для каждого анализируемого устройства РЗА в 1-3 зонах (поясах) от места повреждения в энергосистеме необходимо сформировать логическое дерево событий, в котором узлами являются:

- события пусков, срабатываний устройств РЗА;
- состояния коммутационных аппаратов;
- состояния каналов связи;
- состояния сигналов телеускорений, блокировок других РЗА
- состояния функций АПВ, АРВ, УРОВ.

з) входом дерева событий являются фактические значения вида и места повреждения для анализируемого устройства РЗА.

---

<sup>4</sup> Пояс – условный граф сети, включающий электрически связанные системы и секции шин (топологические узлы), линии электропередач и трансформаторы (топологические ветви), защищаемые РЗА.

1<sup>ый</sup> пояс – это граф, содержащий все топологические узлы, соединенные одной ветвью.

2<sup>ой</sup> пояс – это граф, содержащий все топологические узлы, соединенные двумя последовательными ветвями.

и) выходами дерева событий являются факты правильной или неправильной работы устройств РЗА с категоризацией причин неправильной работы (излишнее срабатывание, ложное срабатывание, отказ, допущено) и локализацией объекта нарушения работы (РЗА, коммутационный аппарат, средства связи).

Логическое дерево событий должно учитывать фактическое топологическое состояние оборудования энергосистемы и может менять свою структуру при изменениях схемно-режимных условий работы оборудования.

к) определение фактических значений состояний узлов и выходов для каждого дерева событий каждого анализируемого устройства РЗА по фактическим значениям дискретных контролируемых сигналов.

л) формирование оценки правильности срабатываний устройств РЗА.

## **6.7 Использование моделей энергосистем и устройств РЗА для задач мониторинга правильности пусков и срабатываний**

### **6.7.1 Общие требования**

6.7.1.1 Оценка правильности работы устройств и функций РЗА по условиям пусков и срабатываний в аварийных режимах работы выполняется посредством воспроизведения исходных доаварийных условий, последовательности событий произошедших повреждений с учетом их места и вида, определенных по собранным и обработанным фактическим технологическим данным с энергообъектов, на расчетной модели энергосистемы, включающей модели РЗА, для последующего сравнения результатов моделирования с фактическими сигналами пусков, срабатываний, собранных с энергообъектов.

6.7.1.2 Задача оценки правильности работы РЗА с использованием моделей энергосистем и устройств РЗА решается специалистами службы РЗА на уровне предприятия за счет следующих групп функций:

а) формирование расчетной схемы замещения энергосистемы, включающей топологию электрических соединений, характеристик первичного и вторичного (трансформаторы тока и напряжения, схемы их подключений) оборудования, достаточной для выполнения расчетов аварийных режимов при заданных видах несимметрий в месте повреждения.

б) оценку топологического состояния первичного оборудования энергосистемы по данным о состояниях коммутационных аппаратов (КА) в доаварийном режиме.

в) прием результатов функций ОМП на ЛЭП и воспроизведение их условий на расчетной модели энергосистемы.

г) расчет аварийных режимов сети с учетом всех видов несимметрий для всех видов и мест повреждений, которые фактически зафиксированы средствами функций ОМП на ЛЭП;

д) корректировка (при необходимости) параметров расчетных схем замещения первичного оборудования по данным фактических замеров аварийных режимов и мест повреждений для обеспечения соответствия результатов моделирования аварийного режима фактическим собранным и обработанным данным.

е) воспроизведение фактических конфигураций, функциональных логических схем и параметров настройки устройств РЗА в их цифровых копиях-моделях, используемых при моделировании энергосистемы с детализацией, ограниченной расчетами аварийных режимов в установившихся значениях параметров коротких замыканий.

ж) расчет выходных аналоговых и дискретных сигналов работы моделей устройств и функций РЗА на основе анализа входных сигналов и замеров измерительных преобразователей, подключенных к модели первичного оборудования энергосистемы, и моделирования внутренней функциональной логической схемы работы устройств РЗА.

з) построение для расчетной модели энергосистемы и устройств РЗА эталонного ожидаемого дерева событий и причин пусков и срабатываний РЗА для анализируемого места и вида повреждения – формирование на модели энергосистемы требований к пускам и срабатываниям моделей защит.

и) сопоставление выходных сигналов моделей РЗА с сигналами, фактически собранными и обработанными с уровня энергообъектов, контроль фактов и величин различий и совпадений.

к) определение показателей функционирования работы устройств и функций РЗА по условиям пусков и срабатываний на основе моделирования энергосистемы.

6.7.1.3 Использование моделей устройств РЗА должно обеспечивать возможность сравнения реально измеренных устройством аварийных величин и времени аварийного процесса с заданными уставками срабатывания и/или пуска, определяющих реакцию устройства РЗА на аварийные режимы.

6.7.1.4 Использование модели энергосистем и устройств РЗА является дополнительным средством выявления следующей группы причин неправильной работы устройств РЗА:

а) ошибки в параметрах настройки (уставах) и алгоритмах функционирования устройств РЗА, в том числе:

- ошибка в заданных уставах;
- ошибка в выставленных уставах;
- ошибка в согласованных (заданных) принципиальных схемах.

б) ошибка в схеме вторичной коммутации.

в) ошибка при выполнении переключений с устройствами РЗА.

г) неправильно созданная первичная схема или режим.

д) недостатки указаний по РЗА, в том числе:

- неправильные указания по РЗА;
- отсутствие указаний по РЗА.

е) недостатки расчета и выбора параметров настройки (уставок) устройств РЗА, в том числе:

- недостоверные исходные данные;
- недостатки методики расчета и выбора параметров настройки.

6.7.1.5 Результатами воспроизведения фактического места и вида повреждения на моделях энергосистемы и устройств РЗА являются:

а) требования на срабатывания – ожидаемый, автоматически формируемый перечень событий и причин пусков и срабатываний моделей РЗА, который считается эталонным для последующего анализа фактического функционирования устройств РЗА;

б) замеры аналоговых и дискретных сигналов на моделях энергосистемы и устройств РЗА для каждого момента аварийного режима, которые могут быть сопоставлены с фактическими замерами;

в) оценки работы устройств РЗА и реализованных в их составе функций (ложно, излишне, отказ или допущено).

## **6.7.2 Требования к функциям расчетов нормальных и аварийных режимов и моделированию энергосистемы**

6.7.2.1 Средства моделирования должны обеспечивать выполнение следующих функций:

- а) расчет установившихся электрических режимов работы энергосистемы, используемый в качестве исходного для расчетов аварийных режимов;
- б) расчет токов короткого замыкания (ТКЗ) для всех типов исполнения электрических сетей системы переменного тока;
- в) моделирование аварийных возмущений различных видов, в том числе:
  - продольные и поперечные несимметрии;
  - множественные короткие замыкания в различных местах для произвольных моментов времени;
  - неполнофазные режимы работы оборудования;
  - замыкания на землю в сети с изолированной и компенсированной нейтралью;
- г) моделирование циклов ОАПВ, ТАПВ;
- д) эквивалентирование части модели энергосистемы для выполнения расчетов ТКЗ с учетом наличия несимметричных элементов в схеме замещения сети.

6.7.2.2 В модели энергосистем должны быть представлены и существовать возможность моделирования следующих элементов и видов оборудования:

- а) внешней сети, источников переменного/постоянного тока и напряжения, синхронных машин;
- б) ЛЭП, в том числе ВЛ с учётом их геометрии опор и взаимоиндукции, системы кабельных линий и кабельно-воздушных линий;
- в) коммутационного оборудования распределительных устройств энергообъектов и вторичного оборудования (трансформаторов тока и трансформаторов напряжения);
- г) 2-х, 3-х и многообмоточных трансформаторов, автотрансформаторов, трансформаторов с расщеплённой обмоткой, вольтодобавочных трансформаторов с учетом групп и типов соединения обмоток, систем заземления нейтралей, результатов опытов КЗ и ХХ, зависимости параметров схем замещения от отпаек РПН;
- д) статических тиристорных компенсаторов, шунтирующих и токоограничивающих реакторов;
- е) устройств и установок возобновляемых источников энергии.

6.7.2.3 При расчётах параметров аварийного режима на однолинейной схеме должно указываться место короткого замыкания (графическим символом) и его вид, должно быть однозначно и наглядно определено состояние коммутационных аппаратов, с помощью стрелок должны указываться направления токов подпитки КЗ по ветвям.

## **6.7.3 Требования к функциям моделирования устройств РЗА**

6.7.3.1 Модели РЗА должны воспроизводить особенности конкретных устройств РЗА производителя, в том числе работу пусковых органов (пуски по току, напряжению, сопротивлению, частоте, комбинированные), органов поляризации, органов направления мощности и функциональных блоков измерений и логической части управляющих воздействий.

6.7.3.2 Модели РЗА должны функционировать в расчётах нормальных, переходных и аварийных установившихся режимов.

6.7.3.3 Ввод модели РЗА в модель сети должен осуществляться выбором типа или конкретной марки устройства РЗА и вводом параметров настройки из бланков уставок или файлов параметрирования устройств РЗА.

6.7.3.4 Модели РЗА должны состоять из функциональных блоков, связанных сигналами. Блоки должны быть разделены на группы функций и содержать характерный для каждой группы функций набор параметров. Определение функциональных блоков и сигналов необходимо производить в специальном графическом редакторе. Модель РЗА должна быть представлена в виде блок-схемы. Типовые функциональные блоки должны быть описаны. Должна быть реализована возможность просмотра значений сигналов в блоках модели РЗА при моделировании аварийных режимов.

6.7.3.5 Модели РЗА должны в качестве входных данных получать измерения от моделей ТТ и ТН, которые должны быть представлены в однофазном, двухфазном и трехфазном исполнении, учитывать схему соединения обмоток и эффект насыщения.

6.7.3.6 В блоке логики управляющих воздействий в моделях РЗА должна быть возможность назначения одного или нескольких выключателей с трехфазным или однофазным приводом.

6.7.3.7 Должна поддерживаться схема телеускорений и телеблокировки функций и устройств РЗА.

6.7.3.8 Должна быть возможность хранения и анализа нескольких вариантов/групп уставок для устройства РЗА. Введенные уставки РЗА должны храниться внутри основной базы данных и иметь однозначную связь с объектами модели сети.

6.7.3.9 Результатом моделирования устройств РЗА при расчётах нормальных и аварийных режимов должны быть управляющие воздействия от устройств РЗА на выключатели и сигналы о пусках, возвратах, блокировках, ускорениях органов РЗА. Для анализа работы дифференциальных защит должна существовать возможность построения характеристик срабатывания с изображением замеров результатов расчетов повреждений.

6.7.3.10 Для проверки селективности действия токовых защит и защитных аппаратов должны составляться времятоковые диаграммы. На данных диаграммах в единой системе координат должны отображаться характеристики ступеней токовых защит, замеры результатов расчетов установившихся режимов КЗ. Должна быть возможность отображать несколько токовых защит на одной диаграмме, при этом должны поддерживаться время-зависимые и независимые характеристики защит.

6.7.3.11 Для проверки правильности работы дистанционных защит должны строиться характеристики полного сопротивления срабатывания ступеней на комплексной плоскости с учетом выреза от нагрузки, характеристик блоков направления, динамического изменения характеристик дистанционных защит. Также должны выводиться замеры и время срабатывания устройств РЗА. Должна поддерживаться возможность вывода характеристик нескольких защит на одну диаграмму. Дополнительно на диаграммах должны отображаться сопротивления присоединенных линий или силовых трансформаторов сети, находящихся рядом с устройствами РЗА, замеры нагрузочных, аварийных режимов.

6.7.3.12 Для анализа работы РЗА на участке сети должна быть возможность построения диаграмм селективности. На данной диаграмме должны отображаться характеристики для токовых, дистанционных защит. Должна быть возможность вывода на одной диаграмме нескольких устройств РЗА. Расчет времени срабатывания ступеней РЗА должен производиться в результате фактического расчета коротких замыканий вдоль определенного участка сети с некоторым шагом, с последующим автоматическим определением времени работы выбранных устройств РЗА и формированием кривых на графике.

#### **6.7.4 Требования к информационному обеспечению моделей энергосистем и устройств РЗА**

6.7.4.1 Инструменты редактирования и актуализации расчетной модели энергосистемы в части топологии электрических соединений, параметров моделей первичного оборудования и/или их схем замещения должны поддерживать следующие возможности:

а) синхронизация объектов модели эксплуатационной зоны предприятия, предприятий путем обмена файлами в формате CIM (Common Information Model (общая информационная модель)/XML (eXtensible Markup Language), сформированными на базе группы стандартов IEC 61970/61968 (Common Information Model);

б) поддержка импорта описания сети в формате CIM/XML при первоначальном вводе данных;

в) поддержка полного и частичного (инкрементального) импорта и экспорта модели сети в CIM XML;

г) поддержка конвертации информации при импорте расчетной схемы из используемых в службах РЗА программных комплексов: АРМ СРЗА (ПК Бриз), Парус (ИЦ Бреслер/Релематика);

д) протоколирование действий пользователей с возможностью отмены действий из истории;

е) контроль и ведение версий расчетной модели энергосистемы;

ж) контроль и ведение версий типов моделей первичного оборудования и РЗА.

6.7.4.2 Состояние топологии сети в режиме, предшествующем аварийному, должно определяться фактическими данными о состоянии коммутационных аппаратов для заданных моментов времени (вблизи времени анализируемых аварийных событий) из действующих ОИК ПТК ЦУС предприятия посредством одного или нескольких вариантов информационного взаимодействия:

а) за счет использования компонент доступа к данным в АСМ,

б) ретрансляции дискретных сигналов состояний КА в АСМ;

в) передачи CIM XML файла с актуальной топологией расчетной модели энергосистемы за заданные моменты времени.

6.7.4.3 Состояние топологии ненаблюдаемой в ОИК части сети может быть определено по фактическим данными об открытых заявках на ремонты оборудования для интервалов времени вблизи меток времени анализируемых аварийных событий из действующих информационных комплексов управления ремонтами и эксплуатацией (система управления ремонтами и эксплуатацией оборудования – АСУ РЭО, журнал технологических нарушений – ЖТН, другие) посредством использования компонент доступа к данным этих комплексов.



6.7.4.4 Доступ к информации о модели энергосистемы и устройств РЗА и средствам их редактирования должны быть разделены на основании принадлежности объектов информационной модели к зонам операционной ответственности и ролей пользователей.

6.7.4.5 В случае использования распределенного способа хранения информации должны быть реализованы средства синхронизации данных, хранящихся на разных уровнях иерархии, в ручном и автоматическом режиме с задаваемыми графиками синхронизации, периодами или условиями по изменению.

## **6.8 Формирование протоколов мониторинга**

### **6.8.1 Общие требования**

6.8.1.1 В процессе автоматизированного мониторинга устройств РЗА должна формироваться отчетная информация следующих видов:

- а) протокол мониторинга исправности устройств РЗА (Приложение А);
- б) журнал изменений параметров настройки и конфигурации РЗА;
- в) отчет о развитии аварийного нарушения в энергосистеме за указанную дату (по результатам экспресс анализа – п. 6.6) (Приложение Б);
- г) протокол оценки правильности пусков устройств РЗА за указанный период (Приложение В).

6.8.1.2 Результаты исполнения общего алгоритма мониторинга устройств РЗА на уровне энергообъекта и уровне предприятия должны храниться в течение всего срока службы устройств РЗА.

6.8.1.3 Допускается внесение ручных правок в текст протоколов в части:

- информации о работе ненаблюдаемых устройств РЗА;
- предполагаемых причин нарушений, принимаемых мер с описанием технологии устранения нарушений по устранению;
- степень тяжести нарушений работы (критичная или некритичная);
- предполагаемой и фактической даты устранения;
- примечаний.

6.8.1.4 Отчетная информация АСМ РЗА должна автоматически учитываться в отчетных документах уровня предприятия, предприятий «Результаты анализа функционирования устройств РЗА».

6.8.1.5 В качестве справочной в журналах, протоколах и сводных отчетах должна быть указана следующая информация:

- а) дата и время возникновения аварийного события в энергосистеме;
- б) информация, однозначно идентифицирующая устройство и функцию РЗА;
- в) информация, однозначно идентифицирующая защищаемые функциями РЗА силовое оборудование и энергообъект.

### **6.8.2 Отчет о развитии аварийного нарушения в энергосистеме**

6.8.2.1 В отчете о развитии аварийного нарушения должна содержаться следующая информация:

- а) дата время возникновения аварийного события;
- б) вид короткого замыкания, поврежденные фазы, время существования короткого замыкания и величины параметров аварийного режима (в том числе симметричные составляющие);
- в) место повреждения (присоединение);
- г) работа каждого устройства РЗА (пуск, срабатывание);

д) работа устройств, функций АПВ (дата время пуска, длительность бестоковой паузы, успешность повторного включения, величины параметров аварийного режима (в том числе симметричные составляющие));

е) порядок срабатываний коммутационных аппаратов;

ж) экспресс-оценка правильности работы каждой ступени устройств РЗА: правильно, неправильно (ложно, излишне, отказ или допущено).

6.8.2.2 Рекомендуемый формат отчета о развитии аварийного события в энергосистеме приведен в Приложении А.

### **6.8.3 Протокол оценки работы устройств РЗА**

6.8.3.1 В протоколе оценки работы устройств РЗА для каждого аварийного события в энергосистеме должны быть указаны:

а) оценка работы функции (ступени), устройства РЗА: правильно или неправильно на основе детального анализа срабатываний и пусков на моделях энергосистемы и устройств РЗА.

б) категоризация неправильной работы РЗА: излишне, ложно, отказ, допущено неправильно.

в) код организационной причины неправильной работы функции, устройства РЗА;

г) краткое описание неисправности, ошибки устройства в соответствии с заводской классификацией;

д) предполагаемая причина неисправности, ошибки и меры по устранению;

е) возможные последствия неисправности, ошибки и влияние на действие устройства РЗА;

ж) категория неисправности, ошибки (критичная или некритичная);

з) предполагаемая и фактическая дата устранения.

6.8.3.2 Рекомендуемый формат протоколов оценки работы устройств РЗА приведен в Приложении Б.

## **6.9 ОМП на ЛЭП для реализации задач мониторинга устройств РЗА**

### **6.9.1 Общие требования**

6.9.1.1 Анализ работы устройств и функций РЗА в части правильности пусков и срабатываний при аварийных повреждениях в энергосистеме (включая экспресс-анализ развития аварий) основывается на результатах работы функций ОМП на ЛЭП вне зависимости от вида ее реализации:

а) результаты аппаратной функции ОМП, выполняемой в устройствах ОМП на ЛЭП, РЗА и автономных РАС (при наличии аппаратной функции), содержащие информацию о месте и виде повреждения, собираются с энергообъектов в виде измерений (показаний) или журналов срабатываний и принимаются в процессе автоматизированного мониторинга устройств РЗА в качестве предварительных;

б) результаты программной функции ОМП, выполняемой на основе алгоритмов обработки собранных файлов осциллограмм аварийных процессов, записанных на топологически связанных энергообъектах различными устройствами РЗА, автономными РАС, принимаются в процессе автоматизированного мониторинга устройств РЗА в качестве итоговых и исходных для анализа правильности пусков и срабатываний устройств и функций РЗА.

в) результаты визуальных осмотров мест повреждений оперативным персоналом, фиксируемые в соответствующих журналах управления работами (ОЖУР) и/или журналах технологических нарушений (ЖТН), загружаются в АСМ РЗА в ручном режиме ввода времени, места и вида повреждений, как уточняющие.

6.9.1.2 Аппаратные функции ОМП на уровне присоединений энергообъектов выполняют устройства ОМП на ЛЭП, РЗА и автономные РАС. Результаты аппаратного исполнения ОМП на ЛЭП в устройствах РЗА считаются неприоритетными для анализа правильности работы РЗА и являются индикаторами правильности конфигурирования функции ОМП на ЛЭП в составе самого устройства РЗА.

6.9.1.3 Программную функцию ОМП на ЛЭП допускается выполнять на двух уровнях – энергообъекта и предприятия:

а) на уровне энергообъекта программное ОМП на ЛЭП выполняется на основе алгоритмов расчетов по данным одностороннего замера, алгоритма поиска по предварительной расчетной таблице аварийных замеров токов и напряжений для различных схемно-режимных условий или других алгоритмов;

б) на уровне предприятия программное ОМП на ЛЭП выполняется на основе алгоритмов расчетов по данным многосторонних замеров.

6.9.1.4 Результаты ОМП на ЛЭП должны использоваться в качестве входной информации для экспресс-анализа развития аварий (п.6.6) и для детального анализа правильности пусков и срабатываний РЗА на моделях энергосистем и РЗА (п. 6.7).

6.9.1.5 Окончательное заключение о фактических параметрах места и вида повреждения выдают специалисты службы РЗА на основе информации, формируемой АСМ РЗА из доступных для автоматизированных чтения и обработки источников данных.

6.9.1.6 Функции ОМП на ЛЭП, используемые при мониторинге устройств РЗА, должны удовлетворять следующим техническим характеристикам:

а) поддержка осциллограмм различных производителей микропроцессорных устройств в международном формате COMTRADE;

б) возможность преобразования файлов записей осциллограмм различных фирм-производителей оборудования уровня энергообъектов в формат COMTRADE;

в) параметры повреждения, фиксируемые (измеренные или расчётные) функцией ОМП на ЛЭП (в первичных величинах) для уточняющего расчета, должны включать дату, время, вид КЗ, действующие значения токов и напряжений при КЗ и в предаварийном режиме, углы между токами и напряжениями всех фаз, значения нулевой, прямой и обратной последовательности токов и напряжений при КЗ;

г) определение метки времени начала аварии, конца переходных процессов, начала и конца установившегося аварийного режима или факта отсутствия события короткого замыкания;

д) учет всех типов повреждений;

е) компенсация влияния переходного сопротивления (в первичных величинах) до 50 Ом;

ж) учет взаимоиндукции с параллельными ЛЭП;

з) односторонняя и двухсторонняя компенсация влияния переходного сопротивления;

и) учет различных способов заземления грозозащитного троса (на каждой опоре, сплошной трос с заземлением по концам линии, без заземления);

к) учет неограниченного количества участков однородности ВЛ;

л) учет ответвлений (отпаяк) на ВЛ;

м) автоматический переход в режим одностороннего замера при отсутствии данных (потере канала связи) с противоположным концом ВЛ.

6.9.1.7 Должны быть реализована функция расчета погрешности ОМП на ЛЭП по данным визуальных осмотров и расследования технологических нарушений, вводимых вручную или посредством информационного обмена с ОЖУР и/ или ЖТН.

### **6.9.2 Требования к функциям ОМП на ЛЭП на уровне энергообъекта**

6.9.2.1 При одностороннем алгоритме расчёта должны учитываться следующие ограничения:

а) должен автоматически выбираться момент времени аварийного события, при котором параметры токов и напряжений близки к установившимся (отстройка от апериодической составляющей). Рекомендуемое время 40 мс.

б) переходное сопротивление КЗ считается чисто активным.

6.9.2.2 При наличии ответвлений ЛЭП подпитка со стороны энергосистемы в точке между микропроцессорным устройством и местом КЗ приводит к распределению токов, которое невозможно учесть при односторонних измерениях. Все имеющиеся на ЛЭП ответвления должны представлять собой тупиковые отпайки. Если КЗ произошло на отпайке, результат ОМП на ЛЭП можно считать оценочной (приближенной) величиной.

### **6.9.3 Требования к функциям ОМП на ЛЭП на уровне предприятия**

6.9.3.1 Функции ОМП, используемые при мониторинге устройств РЗА на уровне предприятия, должны удовлетворять следующим техническим требованиям:

а) учет особенностей алгоритмов для ОМП на ЛЭП с многосторонним питанием;

б) после сравнения всех полученных данных из разных источников определение итогового вида повреждений и величин ТКЗ, повреждённых фаз, расстояния до места повреждения, рассчитанное для всех этапов возникновения и перехода КЗ, неуспешное однофазное и трёхфазное АПВ;

в) возможность выбора моментов времени аварийного, нагрузочного режимов и вида повреждения вручную, что обеспечивает работоспособность при сложных видах КЗ;

г) возможность вычисления векторов напряжений и токов основной частоты, а также симметричных составляющих;

д) возможность создания режимных моделей ЛЭП, например, максимального и минимального режимов;

е) возможность расчета волнового ОМП на ЛЭП на основе осциллограмм в автоматическом и ручном режимах;

ж) возможность создания расчетных сигналов на основе формул с переменными, соответствующими значениям сигналов осциллограмм;

з) возможность построения годографа сигналов;

и) возможность построения векторной диаграммы.

## **6.10 Особенности построения системы мониторинга устройств РЗА, работающих по стандарту МЭК 61850**

6.10.1 Для энергообъектов с поддержкой технологии, описанной стандартами МЭК 61850, в целом должны выполняться требования к мониторингу устройств РЗА, приведенные в вышеизложенных разделах настоящего стандарта.

Дополнительные требования, отражающие расширенные возможности и специфику МЭК 61850, приведены ниже.

6.10.2 В состав источников данных для мониторинга устройств РЗА дополнительно к устройствам, перечисленным в п. 6.2, должны быть включены:

- коммутаторы ЛВС, используемые для организации обмена сигналами устройств РЗА. Рекомендуемый перечень сигналов мониторинга коммутаторов ЛВС приведен в Приложении В;

- микропроцессорные блоки цифровых измерительных трансформаторов и/или объединяющие устройства (Merging Units) – при наличии. Должен обеспечиваться сбор сигналов о неисправностях данного оборудования. Перечень сигналов и способ их получения для данного оборудования определяются при проектировании энергообъектов с поддержкой технологии, описанной стандартами МЭК 61850.

6.10.3 Должен поддерживаться импорт файлов конфигурации системы типа SSD, SCD и импорт отдельных файлов описания конфигурации устройств типа ICD, CID, согласно раздела стандарта МЭК 61850-6, а также сервисы считывания информационной модели устройств РЗА в соответствии с разделом стандарта МЭК 61850-7-2 (Get Server Directory, Get Logical Device Directory, Get Logical Node Directory) для автоматизации конфигурирования АСМ РЗА при начальной установке и последующем расширении/изменении состава устройств РЗА.

6.10.4 Должна обеспечиваться возможность информационного обмена с АСУ ТП (считывание журналов событий или передача потока данных в АСМ РЗА) для получения информации об обмене MMS сообщениями между АСУ ТП и устройствами РЗА в соответствии с требованиями раздела 6.2. При отсутствии АСУ ТП или иных ограничениях по передаче необходимого объема данных от РЗА в АСУ ТП допускается организация передачи данных по измерениям и дискретным сигналам напрямую от устройств РЗА в АСМ РЗА.

6.10.5 В АСМ РЗА должен быть предусмотрен периодический сбор информации из журналов событий устройств РЗА, имеющих адреса стандарта МЭК 61850, включая обмен GOOSE сообщениями.

6.10.6 Сбор информации из журналов событий из АСУ ТП и/или устройств РЗА должен быть организован таким образом, чтобы исключить потерю информации, вызванную переполнением буферов памяти.

6.10.7 При организации на энергообъекте шины процесса в соответствии с МЭК 61850-9-2, АСМ РЗА должна обеспечивать возможность подписки на получение SV-потоков данных мгновенных значений токов и напряжений электрического режима.

6.10.8 Зарегистрированные MMS и GOOSE сообщения, а также SV-потоки данных токов и напряжений электрического режима должны быть привязаны к информационной модели АСМ РЗА (присоединение, устройство, ступень и функция РЗА) для последующей автоматической обработки.

6.10.9 Должна быть предусмотрена возможность настройки предупредительных и аварийных порогов для контроля задержек передачи MMS сообщений. Регистрируемые GOOSE сообщения должны содержать атрибуты качества передаваемых данных (q).

6.10.10 Необходимо предусмотреть со стороны АСУ ТП функции анализа GOOSE сообщений с контролем признаков качества (Validity, Failure, Inconsistent) для выявления факта ухудшения качества передаваемых данных или возникновения

нештатных режимов работы устройства (аппаратный отказ, переход в тестовый режим и др.).

6.10.11 При превышении порогов контроля задержек передачи MMS сообщений, ухудшении качества GOOSE сообщений (Invalid / Questionable, Failure, Inconsistent) или потери данных SV-потокосов должны формироваться и передаваться на верхний уровень АСМ РЗА соответствующие сообщения для анализа персоналом службы РЗА.

### 6.11 Примеры

Пример оценки работы защит при повреждении в силовом трансформаторе 110-750 кВ.

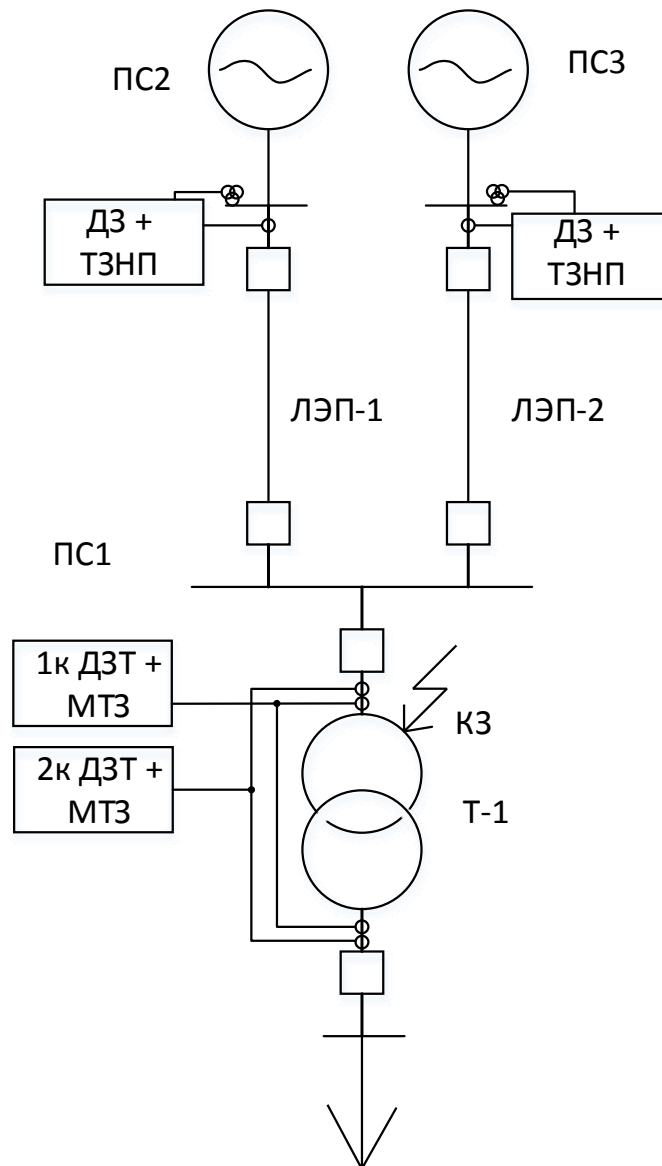


Рис. 6.11.1 Упрощённая электрическая схема указанного случая

6.11.1 При возникновении КЗ в силовом трансформаторе Т-1, установленном на высоковольтной понижающей подстанции (ПС 1) срабатывает устройство ДЗТ силового трансформатора, а также пускаются резервные защиты, установленные на ПС 2 и ПС-3.

6.11.2 Необходимая информация собирается на уровне энергообъекта и передаётся на уровень предприятия, где анализируется АСМ РЗА в соответствии с алгоритмом, приведённым в п. 6.1.

6.11.3 На основании проведённого анализа определяются устройства РЗА, в которых необходимо произвести внеплановые работы и формируется справка о работе устройств РЗА.

Пример заполненного документа приведён в Таблице ниже (Таблица 6.11.1).

**Таблица 6.11.1 – Справка о работе РЗА при возникновении повреждения в силовом трансформаторе Т-1 на ПС-1**

Тип повреждения: К (2) (фазы АВ)

Место повреждения: Т-1

№ п/п	Наименование ПС	Наименование присоединения	Токи КЗ $I/3I_0/Z$	Работа (пуск) УРЗА	Оценка правильности
1	ПС 1	Сторона ВН Т-1	xxxx A/xxxx A/xxx Ом	ДЗТ 1к; ДЗТ 2к; (пуск МТЗ);	<b>Правильно</b>
2		Сторона НН Т-1	xxxx A/xxxx A/xxx Ом	ДЗТ 1к; ДЗТ 2к	<b>Правильно</b>
3		ЛЭП-1 со стороны ПС-1	xxxx A/xxxx A/xxx Ом	--	<b>Правильно</b> Все ступени РЗ направленные (КЗ «за спиной»)
4		ЛЭП-2 со стороны ПС-1	xxxx A/xxxx A/xxx Ом	--	<b>Правильно</b> Все ступени РЗ направленные (КЗ «за спиной»)
5	ПС-2	ЛЭП-1 со стороны ПС-2	xxxx A/xxxx A/xxx Ом	(пуск 2, 3, 4 ст. ДЗ);	<b>Правильно</b>
6	ПС-3	ЛЭП-2 со стороны ПС-3	xxxx A/xxxx A/xxx Ом	(пуск 2, 3, 4 ст. ДЗ);	<b>Правильно</b>



Таблица 6.11.2 – Образец ведения базы данных результатов мониторинга устройств РЗА.

№ п/п	Дата возникновения неисправности	Предприятие, ПС	Защищаемое присоединение	Вид устройства РЗА (тип устройства)	Краткое описание неисправности, ошибки или сбоя устройства	Предполагаемая причина неисправности и меры по устранению	Возможные последствия неисправности (ошибки, сбои)	Классификация (критичная или некритичная)	Намеченная дата устранения	Фактическая дата устранения
1	01.01.2017	ПС 330 кВ Первая	ВЛ 330 кВ Первая - Вторая	Резервные защиты линии REL670	Блокировка дистанционной защиты при неисправностях в цепях переменного напряжения	Отключение автоматического выключателя ТН 330 кВ 1 СШ. Проверка вторичных цепей ТН 330 кВ 1 СШ	Отказ резервных защит	Критичная	10.01.2017	10.01.2017
2	02.01.2017	ПС 330 кВ Первая	ВЛ 330 кВ Первая - Вторая	Резервные защиты линии REL670	Сбой и последующее прекращение передачи данных в АСУ ТП	1 Внутренняя устранимая программная ошибка терминала. 2 Неисправность модуля передачи данных. Перезапуск терминала. Проверка прохождения сигналов в АСУ ТП	Потеря оперативной информации о работе защит	Некритичная	10.01.2017	10.01.2017

### Приложение А. Протокол мониторинга исправности устройств РЗА

№ п/п	Дата возникновения неисправности	Предприятие, ПС	Защищаемое присоединение	Вид устройства РЗА (тип устройства)	Краткое описание неисправности, ошибки или сбоя устройства	Предполагаемая причина неисправности и меры по устранению	Возможные последствия неисправности (ошибки, сбоя)	Классификация (критичная или некритичная)	Намеченная дата устранения	Фактическая дата устранения
1										
2										
3										

**Приложение Б. Отчет о развитии аварийного нарушения и работе устройств РЗА.**

Информация о типе и месте короткого замыкания.

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование ПС</b>	<b>Наименование присоединения</b>	<b>Параметры аварийного режима <math>I/3I_0/Z</math></b>	<b>Работа УРЗА</b>	<b>Оценка правильности</b>
<b>1</b>					
<b>2</b>					
<b>3</b>					

**Приложение В. Протокол оценки правильности пусков устройств РЗА.**

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование ПС</b>	<b>Наименование присоединения</b>	<b>Параметры аварийного режима <math>I/3I_0/Z</math></b>	<b>Пуск УРЗА</b>	<b>Оценка правильности</b>
<b>1</b>					
<b>2</b>					
<b>3</b>					

## Приложение Г

**Перечень контролируемых параметров для мониторинга  
коммуникационного оборудования**Таблица В.1 Рекомендуемый перечень контролируемых параметров для  
мониторинга коммуникационного оборудования

Наименование сигналов	Способ получения	Тип данных	Примечания
1. Исправность устройства	По изменению	В соответствии с SNMP	Дублируется контрольным кабелем
2. Перегрев устройства	По изменению	В соответствии с SNMP	
3. Исправность БП устройства	По изменению	В соответствии с SNMP	
4. Наличие напряжения на вводе БП устройства	По изменению	В соответствии с SNMP	

## Библиография

- 1) ГОСТ 27.002-2015. Надежность в технике. Термины и определения.
- 2) ГОСТ Р 27.601-2011. Надежность в технике (ССНТ). Управление надежностью. Техническое обслуживание и его обеспечение.
- 3) ГОСТ Р 27.605-2013. Надежность в технике (ССНТ). Ремонтпригодность оборудования. Диагностическая проверка.
- 4) ГОСТ Р 27.606-2013. Надежность в технике (ССНТ). Управление надежностью. Техническое обслуживание, ориентированное на безотказность.
- 5) ГОСТ Р 57114-2016. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения.
- 6) ГОСТ Р 55438-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования.
- 7) ГОСТ Р 56865-2016. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Технический учет и анализ функционирования. Общие требования.
- 8) ГОСТ Р 55608-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Переключения в электроустановках. Общие требования.
- 9) ГОСТ Р МЭК 61850-7-2-2009. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 2. Абстрактный интерфейс услуг связи (ACSI).
- 10) ГОСТ Р МЭК 61850-7-3-2009. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 3. Классы общих данных.
- 11) ГОСТ Р МЭК 61850-7-4-2011. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 4. Совместимые классы логических узлов и классы данных.
- 12) ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 3. Основные требования.
- 13) ГОСТ Р 54325-2011 (IEC/TS 61850-2:2003). Сети и системы связи на подстанциях. Часть 2. Термины и определения
- 14) ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 5. Требования к связи для функций и моделей устройств.
- 15) ГОСТ Р МЭК 60050-826-2009. Установки электрические. Термины и определения.
- 16) ГОСТ Р МЭК 61850-6 – 2009. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 6. Язык описания конфигурации для связи между интеллектуальными электронными устройствами на электрических подстанциях.
- 17) ГОСТ Р МЭК 61850-7-1 – 2009. Системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 1. Принципы и модели.
- 18) ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006. Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики.
- 19) ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004. Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей.

- 20) Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, (утверждены Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н).
- 21) ГОСТ Р 53114-2008. Защита информации. Обеспечение информационной безопасности в организации. Основные термины и определения.
- 22) Нормативы численности персонала информационно-вычислительных центров, отделов (служб) АСУ акционерных обществ энергетики и электрификации (АО-энерго) (утверждены РАО «ЕЭС России» 3.12.2004).
- 23) СТО 56947007-29.120.70.241-2017. Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА.
- 24) СТО 56947007-25.040.40.227-2016. Типовые технические требования к функциональной структуре автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций Единой национальной электрической сети (АСУ ТП ПС ЕНЭС).
- 25) СТО 56947007- 29.130.01.092-2011. Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления.
- 26) СТО 56947007-29.240.036-2009. Руководящие указания по выбору объемов неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями, а также между центрами управления.
- 27) СТО 56947007-29.240.55.159-2009. Типовая инструкция по организации работ для определения мест повреждений воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше.
- 28) СТО 34.01-4.1-002-2017. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации на объектах электросетевого комплекса.
- 29) СТО 34.01-4.1-002-2017. Регистраторы аварийных событий. Технические требования.
- 30) СО 34.48.160-2004. Информационные протоколы информационного обмена. Общие технические требования.
- 31) МЭК 61850-8-1. Communication networks and systems for power utility automation – Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3.
- 32) МЭК 61850-9-2. Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3.
- 33) IEC 60870-6-503 TASE.2 Services and protocol.
- 34) IEC 60255-24 (IEEE Std C37.111), редакция 2.0 2013-04. Измерительные реле и устройства защиты - Часть 24: Общий формат для обмена данными переходных процессов (COMTRADE) для энергосистем. (Measuring relays and protection equipment - Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems).