ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

РОССЕТИ ФСК ЕЭС

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПАО «ФСК ЕЭС»

СТО 56947007-29.240.10.303-2020

Методические указания по реализации мониторинга работоспособности измерительной части терминалов РЗА, АСУ ТП и других средств измерений вторичных цепей средствами АСУ ТП на объектах ПАО «ФСК ЕЭС»

Стандарт организации

Дата введения: 26.02.2020

ПАО «ФСК ЕЭС»

2020

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации»; общие положения при разработке и применении стандартов организации – в ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения»; правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие Требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации – ГОСТ Р 1.5-2012.

Сведения о стандарте организации

1. РАЗРАБОТАН: ООО «ЭнергопромАвтоматизация».

2. ВНЕСЁН: Департаментом релейной защиты, метрологии и автоматизированных систем управления технологическими процессами, Департаментом инновационного развития.

3. УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ:
   Приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 26.02.2020 № 68.

4. ВВЕДЁН: ВПЕРВЫЕ.

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

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

Содержание

Введение 5

1 Область применения 5

2 Нормативные ссылки 5

3 Термины и определения 6

4 Обозначения и сокращения 8

5 Общие требования 9

6 Критерии достоверности сравнения результатов измерений различными измерительными каналами 9

7 Оценка границ допускаемой погрешности при измерениях различными (релейными и измерительными) каналами 10

7.1 Измерительные каналы АСУ ТП 10

7.2 Измерительные каналы РЗА 12

8 Алгоритмы обработки результатов измерений, выполненных разными измерительными каналами, для определения каналов с повышенной погрешностью или скоростью ее изменения 14

8.1 Общие сведения 14

8.2 Алгоритм 1. Проверка достоверности измерений на основе расчёта баланса активной электрической мощности 15

8.3 Алгоритм 2. Проверка достоверности измерений на основе вычисления относительного расхождения между измерениями терминала АСУ ТП и каждым (N-ным) терминалом РЗА попарно, присоединёнными к точке J 16

8.4 Алгоритм 3. Проверка достоверности измерений на основе вычисления нестационарного расхождения измерений между измерениями терминалов АСУ ТП и РЗА 17

9 Ограничения работы алгоритмов 18

9.1 Ограничения общего характера 18

9.2 Ограничение работы алгоритмов при малых токах вследствие возрастания относительной ошибки измерения 18

10 Технологический процесс мониторинга работоспособности измерительной части терминалов РЗА, АСУ ТП и других СИ вторичных цепей средствами АСУ ТП 19

10.1 Мониторинг работоспособности по алгоритму 1 19

10.2 Мониторинг работоспособности по алгоритму 2 21

10.3 Мониторинг работоспособности по алгоритму 3 22

10.4 Организация временной блокировки предупредительных сигналов ПС 1 и ПС2 .24

11 Промежуточные результаты и флаги генерации событий 24

11.1 Объём и тип промежуточных результатов 24

11.2 Флаги генерации 25
12 Возможности необходимой статистической обработки результатов работы ПАМИ .. 25
Библиография 26

Введение

Методические указания по реализации мониторинга работоспособности измерительной части терминалов РЗА, АСУ ТП и других СИ вторичных цепей средствами АСУ ТП на объектах ПАО «ФСК ЕЭС» разработаны для формирования требований к проектированию, изготовлению, вводу в эксплуатацию и эксплуатации подсистемы автоматического мониторинга измерений (ПАМИ), предназначенной для контроля измерительных каналов вторичных цепей тока и напряжения с терминалами РЗА, АСУ ТП и другими средствами измерений на ПС.

1 Область применения

Область применения стандарта – использование проектными, наладочными организациями, организациями, занимающимися вопросами разработки и внедрения АСУ ТП и систем РЗА, структурными подразделениями, занимающимися вопросами развития и эксплуатации АСУ ТП и систем РЗА подстанций для перехода к обслуживанию по состоянию.

2 Нормативные ссылки

ГОСТ 2.001-13 ЕСКД. Общие положения (с Поправкой).

ГОСТ 2.601-13 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 8.009-84 ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений.

ГОСТ 8.216-11 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки.

ГОСТ 8.217-03 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки.

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 34.321-96 Информационная технология (ИТ). Система стандартов по базам данных. Эталонная модель управления данными.

ГОСТ 1983-15 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ 7746-15 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ Р 8.596-02 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 55438-13 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 (с Изменением № 1).

ГОСТ Р ИСО 9000-15 Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь (с Поправкой).

3 Термины и определения

В разделе приведены понятия, определенные Федеральными законами Российской Федерации от 27.12.2002 № 184-ФЗ, от 26.06.2008 № 102-ФЗ, термины, определенные стандартами ПАО «ФСК ЕЭС»: СТО 56947007-25.040.40.012-2008, СТО 56947007-25.040.80.266-2019, СТО 56947007-25.040.40.227-2016; ГОСТ 2.001, ГОСТ 8.009, ГОСТ 34.003, ГОСТ 34.321, ГОСТ Р 55438, ГОСТ Р 8.596, ГОСТ Р ИСО 9000; РМГ 29, а также иные термины с соответствующими определениями, в том числе, приведенные ниже.

Автоматизированная система: система, состоящая из персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, реализующая информационную технологию выполнения установленных функций.

Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП): АСУ, объектом управления которой является технологический процесс.

Архивирование информации: сохранение в виде баз данных (архивов), регистрируемых в АСУ ТП, параметров и событий для обеспечения возможности оперативного и ретроспективного анализа состояния и режимов работы оборудования.

База данных (БД): совокупность хранимых данных, относящихся к определенному объему или кругу деятельности, специально организованных, обновляемых и логически связанных между собой.

Измерительный преобразователь: средство измерений, служащее для получения и преобразования информации об измеряемой величине в форму, пригодную для использования (обработки, хранения, преобразования) в АСУ ТП.

Например, многофункциональный измерительный преобразователь мощности (напряжения, тока и т.п.) и т.п.

Измерительный канал: конструктивно или функционально выделяемая часть измерительной системы, выполняющая законченную

функцию от восприятия измеряемой величины, ее преобразования и до ее представления в цифровом виде в именованных единицах измеряемой величины (измерения).

Измерительный комплекс: функционально объединенная совокупность средств измерений (часть измерительного канала), выполняющих законченную функцию измерений одной или нескольких величин от восприятия измеряемой величины до получения результата ее измерений, выражаемого числом или соответствующим ему цифровым кодом или аналоговой функцией, имеющая нормированные метрологические характеристики.

Метрологические характеристики средства измерений: характеристики свойств средства измерений, оказывающих влияние на результаты и погрешности измерений, предназначенные для оценки технического уровня и качества средства измерений, для определения результатов измерений и расчетной оценки характеристик инструментальной составляющей погрешности измерений.

Мониторинг: непрерывное наблюдение и регистрация параметров состояния и функционирования контролируемого объекта с помощью средств автоматизации.

Опорное значение (величины): значение величины, которое используют в качестве основы для сопоставления со значениями величин того же рода.

Основное электротехническое оборудование: силовые (авто)трансформаторы, системы (секции) шин, выключатели, средства компенсации реактивной мощности, преобразовательные установки.

Программно-технический комплекс (ПТК): совокупность средств вычислительной техники, программного обеспечения и средств создания и заполнения машинной информационной базы при вводе системы в действие, достаточных для выполнения одной или более задач автоматизированной системы.

Процесс измерения: совокупность операций для установления значения измеряемой величины.

Рабочая конструкторская документация: совокупность конструкторских документов, содержащих данные, необходимые для проектирования (разработки), изготовления, контроля, приемки, поставки, эксплуатации, ремонта, модернизации, утилизации изделия.

Система: совокупность элементов, объединенная связями между ними и обладающая определенной целостностью и функциональностью.

Система сбора данных и оперативно диспетчерского управления - (SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition (англ.)): комплекс программного обеспечения, организующий сбор данных о контролируемом технологическом процессе в темпе его протекания и управление технологическим процессом ответственными лицами на основе собранных данных и правил (критериев), выполнение которых обеспечивает наибольшую эффективность и безопасность технологического процесса.

Средство измерений: техническое устройство, предназначенное для измерений и имеющее нормированные (установленные) метрологические характеристики.

Устройство РЗА: техническое устройство (аппарат, терминал, блок, шкаф, панель), реализующее заданные функции РЗА и обслуживаемое (оперативно и технически) как единое целое.

4 Обозначения и сокращения

ПАМИ	Подсистема автоматического мониторинга измерений
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (англ.) – система диспетчерского управления и сбора данных
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
АИИС КУЭ	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
ИК	Измерительный канал
ПС	Подстанция
МИП	Многофункциональный измерительный преобразователь
МЭС	Магистральные электрические сети
ПТК	Программно-технический комплекс (средство)
ПМЭС	Предприятие МЭС
РЗА	Релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистрация аварийных событий и процессов, технологическая автоматика объектов электроэнергетики

РЭ	Руководство по эксплуатации
СИ	Средство измерений
СТО	Стандарт организации
ТН	(Измерительный) трансформатор напряжения
ТТ	(Измерительный) трансформатор тока
ТОИР	Техническое обслуживание и ремонт

5 Общие требования

Основные требования к мониторингу работоспособности измерительной части терминалов РЗА, АСУ ТП и других СИ вторичных цепей средствами АСУ ТП, изложенные в настоящем стандарте, должны обеспечивать создание типизированных ПАМИ для решения следующих задач:

- повышение надежности работы систем РЗА и измерительных каналов АСУ ТП вторичных цепей за счёт периодического контроля готовности измерительных каналов к работе;
- увеличение сроков интервалов между калибровками (ожидается);
- сокращение расходов на ТОИР (ожидается).

6 Критерии достоверности сравнения результатов измерений различными измерительными каналами

Достоверность сравнения результатов измерений различными измерительными каналами определяется:

1) Наличием/отсутствием флага качества «Недостоверность», формируемого самими терминалами РЗА и АСУ ТП;
2) Достоверностью измерений терминалами АСУ ТП в процессе проверки по балансу электрических мощностей;
3) Точностью задания границ доверительных интервалов с учётом метрологических характеристик ИК РЗА и АСУ ТП для рассчитываемых в ПАМИ значений.

Примечание.

Под достоверностью измерений терминалами АСУ ТП в процессе проверки по балансу мощностей понимают степень доверия к результатам измерений: достоверны/недостоверны.

7 Оценка границ допускаемой погрешности при измерениях различными (релейными и измерительными) каналами

В процессе мониторинга работоспособности измерительной части терминалов РЗА, АСУ ТП и других СИ вторичных цепей средствами АСУ ТП необходимо оценивать погрешности измерений. При этом необходимо учитывать как характеристики погрешности самих терминалов (РЗА, АСУ ТП и др.), так и характеристики погрешности других составляющих измерительных каналов, в состав которых включены терминалы.

7.1 Измерительные каналы АСУ ТП

Каждый измерительный канал (ИК) АСУ ТП в соответствии с ГОСТ Р 8.596 функционально состоит из двух частей: первичных измерительных преобразователей – высоковольтных трансформаторов тока (ТТ) или напряжения (ТН) и комплексных измерительных компонентов, включающих в себя все низковольтные цепи от выходных зажимов трансформаторов до оконечных элементов.

Метрологические характеристики ИК АСУ ТП определяются классом точности ТТ, ТН, многофункциональных измерительных преобразователей (МИП) (терминалов АСУ ТП), сопротивлением и нагрузкой вторичных цепей от ТТ и ТН до измерительных преобразователей. Цифровые каналы связи, обеспечивающие передачу измерительной информации от измерительных преобразователей на сервера, не должны оказывать влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

Каждый измерительный компонент ИК АСУ ТП (измерительный трансформатор, многофункциональный измерительный преобразователь) должен комплектоваться документом, нормирующим его метрологические характеристики (ГОСТ/описание типа для ТТ и ТН, описание типа для МИП). Трансформаторы и многофункциональные измерительные преобразователи должны иметь сертификаты/свидетельства об утверждении типа и быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.10.248-2017.

Измерительные трансформаторы должны соответствовать требованиям ГОСТ 1983 (ТН), ГОСТ 7746 (ТТ) и подвергаться первичной и периодическим поверкам/калибровкам (в зависимости от отнесения их к сфере государственного регулирования). Ранее установленные измерительные трансформаторы должны соответствовать требованиям ГОСТ 1983-89, ГОСТ 1983-01 (ТН) и ГОСТ 7746-89, ГОСТ 7746-01 (ТТ). МИП АСУ ТП также должны подвергаться первичной и периодической поверке/калибровке (в

зависимости от отнесения их к сфере государственного регулирования). Методики поверки МИП указаны в их описании типа.

Основными метрологическими характеристиками измерительных каналов АСУ ТП являются границы допускаемой относительной погрешности измерений силы тока и напряжения в рабочих условиях эксплуатации при доверительной вероятности 0,95.

Границы допускаемой относительной погрешности измерений силы тока и напряжения определяются характеристиками погрешности трансформаторов тока, напряжения и МИП в рабочих условиях эксплуатации и не должны зависеть от способов передачи измерительной информации и способов организации информационных каналов.

Границы допускаемой относительной погрешности при измерении силы тока, напряжения для рабочих условий эксплуатации АСУ ТП при доверительной вероятности P = 0,95 рассчитывают по формулам 1, 2.

При измерении силы переменного тока:

$$\delta_{I\,\text{АСУ}} = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_I^2 + \delta_{\text{с.о}}^2 + \sum_{j=1}^{\text{К}} \delta_{cj}^2}\,, \qquad (1)$$

где $\delta_{\text{I АСУ}}$ – границы допускаемой относительной погрешности измерений силы тока для измерительного канала АСУ ТП, %;

δ_{I} – предел допускаемой токовой погрешности ТТ, %;

$\delta_{\text{с.о}}$ – предел допускаемой относительной основной погрешности МИП, %;

δ_{cj} – предел допускаемой дополнительной погрешности МИП от j-й влияющей величины, %;

k – число влияющих величин.

При измерении переменного напряжения:

$$\delta_{U\,\text{АСУ}} = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_U^2 + \delta_{\text{л}}^2 + \delta_{\text{с.о}}^2 + \sum_{j=1}^{\text{К}} \delta_{cj}^2}\,, \qquad (2)$$

где $\delta_{\text{U АСУ}}$ – границы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения для измерительного канала АСУ ТП, %;

δ_{U} – предел допускаемой погрешности напряжения ТН, %;

$\delta_{\text{л}}$ – предел допускаемой погрешности от падения напряжения в линии присоединения МИП к ТН, %;

$\delta_{с.о}$ – предел допускаемой относительной основной погрешности МИП, %;

δ_{cj} – предел допускаемой дополнительной погрешности МИП от j-й влияющей величины, %;

k – число влияющих величин.

Все указанные в формулах составляющие погрешности измерительного канала АСУ ТП представляют собой пределы допускаемой относительной погрешности соответствующих СИ, регламентированные в нормативной документации (ГОСТ/описание типа для ТТ и ТН, описание типа для МИП).

Пределы допускаемой дополнительной погрешности МИП определяются на основании нормативных документов, распространяющихся на данное СИ.

Поскольку метрологические характеристики измерительных компонентов в составе ИК АСУ ТП обладают меньшей погрешностью (исключая АИИС КУЭ) и подлежат периодическому контролю, при последующей обработке результатов измерений текущие показания МИП (терминалов АСУ ТП) будут приниматься в качестве опорных значений и использоваться в качестве основы для сравнения.

7.2 Измерительные каналы РЗА

Компонентный состав измерительных каналов РЗА аналогичен ИК АСУ ТП.

Метрологические характеристики ИК РЗА определяются классом точности ТТ, ТН, терминалов РЗА, сопротивлением и нагрузкой вторичных цепей от ТТ и ТН до терминалов РЗА.

В отличие от применяемых терминалов АСУ ТП не все терминалы РЗА имеют сертификаты/свидетельства об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Границы допускаемой относительной погрешности измерений силы тока, напряжения для измерительных каналов РЗА при доверительной вероятности Р = 0,95 рассчитываются аналогично расчёту для ИК АСУ ТП (формулы 3, 4).

При измерении силы переменного тока:

$$\delta_{I\,\text{РЗА}} = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_I^2 + \delta_{\text{с.о}}^2 + \sum_{j=1}^{\text{К}} \delta_{cj}^2}\ , \qquad (3)$$

где $\delta_{I\,РЗА}$ – границы допускаемой относительной погрешности измерений силы тока для измерительного канала РЗА, %;

δ_I – предел допускаемой токовой погрешности ТТ, %;

$\delta_{с.о}$ – предел допускаемой относительной основной погрешности РЗА, %;

δ_{cj} – предел допускаемой дополнительной погрешности РЗА от j-й влияющей величины, %;

k – число влияющих величин.

При измерении переменного напряжения:

$$\delta_{U\,РЗА} = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_U^2 + \delta_л^2 + \delta_{с.о}^2 + \sum_{j=1}^{К}\delta_{cj}^2}\ , \quad (4)$$

где $\delta_{U\,РЗА}$ – границы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения для измерительного канала РЗА, %;

δ_U – предел допускаемой погрешности напряжения ТН, %;

$\delta_л$ – предел допускаемой погрешности от падения напряжения в линии присоединения РЗА к ТН, %;

$\delta_{с.о}$ – предел допускаемой относительной основной погрешности РЗА, %;

δ_{cj} – предел допускаемой дополнительной погрешности РЗА от j-й влияющей величины, %;

k – число влияющих величин.

Для терминалов РЗА утверждённого типа составляющие погрешности следует принимать в соответствии с описанием типа.

Для терминалов РЗА неутверждённого типа составляющие погрешности принимаются в соответствии руководством по эксплуатации (РЭ). Если данные о характеристиках погрешности измерений терминалом РЗА в РЭ не регламентированы, то предел допускаемой основной погрешности терминала РЗА рекомендуется принимать равным пределу допускаемой погрешности соответствующей измерительной обмотки ТТ или ТН, к которой подключен данный терминал.

8 Алгоритмы обработки результатов измерений, выполненных разными измерительными каналами, для определения каналов с повышенной погрешностью или скоростью ее изменения

8.1 Общие сведения

Для анализа используют результаты измерений от терминалов АСУ ТП и всех устройств РЗА с возможностью измерять необходимые величины (напряжения, токи) и передавать их для обработки.

На энергообъекте все средства измерения, входящие в ПАМИ (терминалы АСУ ТП и РЗА), описываются двумерным массивом с индексами «J, N». Индекс «J» определяет точку измерения, а индекс «N» – номер терминала, относящегося к этой точке измерения.

Все приборы, предназначенные для измерений величин в одной точке, имеют одинаковый индекс «J».

В разрабатываемых алгоритмах показания терминалов АСУ ТП выступают в качестве опорных значений, используются в качестве основы для сравнения и имеют индекс «N» = 0. Все терминалы РЗА имеют индекс «N» в диапазоне от 1 до n, где n – количество терминалов РЗА в точке измерения.

Для получения статистически корректных данных собираются данные за сутки с интервалом в 30 минут (48 раз за сутки).

Для анализа информации потребуется сохранять 50 значений последних результатов измерений до текущего момента времени. Значения 49-й и 50-й выборки необходимы для проведения дальнейших расчётов.

По каждой точке измерения от каждого терминала АСУ ТП и РЗА считываются и анализируются данные (получасовые отсчёты), собранные за последние 50 измерений (индекс «$1 \le t \le 50$») по каждому из следующих параметров:

U_a (J, N, t), U_b (J, N, t), U_c (J, N, t) – напряжения фазы A, B и C в точке с номером J для устройства с номером N на момент времени t;

I_a (J, N, t), I_b (J, N, t), I_c (J, N, t) – токи фазы A, B и C в точке с номером J для устройства с номером N на момент времени t;

где (t = 50) – выборка на текущий момент времени;

(t = 2) – последняя выборка, предшествующая последним суткам.

Пример:

U_b (7, 2, 12) - напряжения фазы B в точке измерения 7 (логический индекс точки) для устройства 2 (терминал РЗА № 2) на 12-й получасовой интервал.

Для определения отклонений в ПАМИ рекомендуется использовать три алгоритма:

- Первый алгоритм определяет достоверность измерений на основе расчёта баланса активной электрической мощности;
- Второй алгоритм основан на вычислении расхождения средних значений измерения одной и той же величины различными терминалами за одни сутки и сигнализирует о недопустимом расхождении;
- Третий алгоритм основан на вычислении нестационарной ошибки измерений между измерениями терминала АСУ ТП и нормированными измерениями терминала РЗА и сигнализирует о быстром отклонении коэффициента передачи канала измерения от его стационарного значения.

8.2 Алгоритм 1. Проверка достоверности измерений на основе расчёта баланса активной электрической мощности

Перед обработкой результатов измерений, выполненных разными измерительными каналами, необходимо выполнить проверку достоверности измерений.

Все элементы электрической системы (станции, подстанции, линии электропередач) взаимосвязаны непрерывным процессом генерирования, передачи, распределения и потребления электрической энергии. Поскольку момент производства электрической энергии практически совпадает с моментом ее потребления, то в любой рассматриваемый момент времени электрическая мощность, отдаваемая генерирующими установками, должна быть точно равна электрической мощности суммарной нагрузки системы с учетом потерь, т. е. должен соблюдаться баланс генерируемых и потребляемых электрических мощностей в системе. Невыполнение этого условия (нарушение баланса электрических мощностей системы) приводит сигнализации о некорректной работе терминалов АСУ ТП.

Проверка достоверности измерений должна проводиться в рамках каждого узла распределительного устройства в отдельности с учётом всех присоединений, охваченных измерениями АСУ ТП.

Расчет баланса по активной электрической мощности должен выполняться для шин 6 кВ и выше. Результаты расчета баланса активной

электрической мощности должны усредняться за интервал времени, определяемый на этапе проектирования. В АСУ ТП должны быть предусмотрены уставки по небалансу активной электрической мощности, по превышению которых должны формироваться предупредительные сигналы.

Расчет баланса должен выполняться периодически (каждые 30 минут).

Расчёт небаланса по активной электрической мощности должен осуществляться по формуле 5:

$$\left(\frac{Рприем - Ротдача}{Рприем}\right) > 0{,}03 \ (*), \qquad (5)$$

(*) – рекомендованное значение, должно иметь возможность настройки

где $Р_{прием}$ – суммарная поступившая активная электрическая мощность (рабочая мощность), МВт;

$Р_{отдача}$ – суммарная отданная активная электрическая мощность, МВт.

Точки, в которых складываются значения Р, выбирают согласно схемы подстанции индивидуально.

8.3 Алгоритм 2. Проверка достоверности измерений на основе вычисления относительного расхождения между измерениями терминала АСУ ТП и каждым (N-ным) терминалом РЗА попарно, присоединёнными к точке J

Для каждой точки J, где есть подключение терминала АСУ ТП и N терминалов РЗА (где N – общее количество терминалов РЗА в присоединении), рассчитывают относительное расхождение измерения для X (J, N, t).

Принимают каждый измеряемый терминалами РЗА и АСУ ТП параметр за «X», т.к. предлагаемые формулы вычисления не изменяются в зависимости от измеряемого параметра.

На основе имеющихся данных в каждый момент времени t вычисляют коэффициент отношения ***K*** по формуле 6:

$$К\,(J, N, t) = \frac{X\,(J, N, t)}{X\,(J, 0, t)}, \qquad (6)$$

где X (J, N, t) – значение измеряемого параметра, полученное с терминала РЗА номер N, установленного в точке J в момент времени t;

X (J, 0, t) – значение измеряемого параметра, полученное с терминала АСУ ТП, установленного в точке J в момент времени t.

По формуле 6 выполняют обработку данных сначала для терминала АСУ ТП и релейного терминала № 1, установленного в точке J = 1, в момент времени t для параметра X.

Коэффициент отношения $\boldsymbol{K}_X(1, 1, t)$ вычисляется по следующей формуле:

$$K_X(1, 1, t) = \frac{X(1, 1, t)}{X(1, 0, t)}. \qquad (7)$$

При вычислении коэффициента должно проводиться округление результата до трёх знаков после запятой.

Далее вычисления производятся для всех требуемых параметров всех терминалов РЗА во всех точках измерения.

8.4 Алгоритм 3. Проверка достоверности измерений на основе вычисления нестационарного расхождения измерений между измерениями терминалов АСУ ТП и РЗА

В результате расчёта коэффициентов отношения $\boldsymbol{K}_X$ (J, N, t) (по Алгоритму 2) получают 50 значений (по одному для каждого момента времени) для точки 1 релейного терминала № 1:

$\boldsymbol{K}_X(1, 1, 1)$, $\boldsymbol{K}_X(1, 1, 2)$, … , $\boldsymbol{K}_X(1, 1, 50)$.

По ним далее определяют среднее по 48-ми значениям (за 24 часа) по формулам 8, 9, 10 (временной сдвиг – 30 минут):

$$\overline{K_X}(J, N, 48) = \frac{\sum_{t=1}^{48} K_X(J,N,t)}{48}, \qquad (8)$$

$$\overline{K_X}(J, N, 49) = \frac{\sum_{t=2}^{49} K_X(J,N,t)}{48}, \qquad (9)$$

$$\overline{K_X}(J, N, 50) = \frac{\sum_{t=3}^{50} K_X(J,N,t)}{48}. \qquad (10)$$

Далее вычисляют D_X – относительное расхождение на текущий момент времени (t = 48, 49 и 50) для каждого терминала РЗА по формуле 11:

$$D_X(J, N, 48) = \frac{\overline{K_X}(J,N,48)}{K_X(J, N, 48)}. \qquad (11)$$

Аналогично для точек времени 49 и 50.

Далее вычисления производятся для всех требуемых параметров всех терминалов РЗА во всех точках измерения.

9 Ограничения работы алгоритмов

9.1 Ограничения общего характера

В процессе мониторинга ПАМИ вычисления по описанным алгоритмам не выполняются в следующих случаях:

1) При наличии флага качества «Недостоверность», формируемого терминалом РЗА или АСУ ТП;
2) При наличии терминалов РЗА или АСУ ТП, выведенных из работы вручную;
3) При наличии сигнала «Недостоверность», формируемого при превышении уставки при проверке по балансу электрических мощностей.

9.2 Ограничение работы алгоритмов при малых токах вследствие возрастания относительной ошибки измерения

Для ТТ действующими ГОСТами для измерительных обмоток определяются диапазоны тока в первичной обмотке, при которых ТТ не выходит за пределы класса точности: ТТ классов 0,5S и 0,2S имеют регламентированную точность в пределах 1-120 % номинального первичного тока; классы 0,5 и 0,2 – в пределах 5-120 %; классы 3, 5, 10 – в пределах 50-120 %.

При первичных токах ниже или выше регламентируемого предела характеристики погрешности заметно ухудшаются, а, следовательно, увеличиваются и границы допускаемой относительной погрешности измерений силы тока измерительными каналами АСУ ТП и РЗА.

Вследствие несовершенства элементов измерительных каналов, каждое значение измерения, поступающее от терминалов АСУ ТП и РЗА должно проверяться на вхождение в диапазон измерений. Для этого создаётся библиотека данных, содержащая указанную информацию. При получении какого-либо значения измерения, выходящего за границы диапазона, получаемые промежуточные или искомые параметры вычисляются, исходя из множества оставшихся «корректных» значений. Например, если 2 из 48

значений признаны «некорректными», то в формуле участвуют 46 значений и при получении средних значений измерений происходит деление также на 46.

Тот же самый алгоритм исключения значений измерений используется при получении значений, дающих деление на ноль.

10 Технологический процесс мониторинга работоспособности измерительной части терминалов РЗА, АСУ ТП и других СИ вторичных цепей средствами АСУ ТП

В темпе протекания технологического процесса происходит сбор измерительной информации с терминалов АСУ ТП и РЗА. Далее посредством алгоритмов происходит её обработка и получение искомых значений. SCADA-система отображает полученные значения на имеющихся мнемосхемах. В автоматическом режиме фиксируется факт выхода рассчитанных значений за границы доверительного интервала (на основании опытной эксплуатации), что дополнительно визуально выделяется цветом.

10.1 Мониторинг работоспособности по алгоритму 1

Баланс электрической мощности проверяется каждые 30 минут. Полученные значения анализируются и сравниваются с принятой для АСУ ТП уставкой:

1 Если рассчитанные значения баланса электрических мощностей не превышают уставку (5), проводится мониторинг по алгоритмам 2 и 3.

2 Если рассчитанные значения баланса электрических мощностей отклоняются более чем на уставку, необходимо определить присоединение, из-за которого нарушается баланс:

2.1 По каждому присоединению проводится попарное сравнение мгновенных значений активной электрической мощности по значениям измерений с терминала АСУ ТП и N терминалов РЗА за один и тот же интервал времени.

2.1.1 Если значения измеренной активной мощности от терминала АСУ ТП и одного из терминалов РЗА рассматриваемого присоединения отличаются более чем на 7 % (рекомендованное значение, должно иметь возможность настройки), в ПАМИ фиксируется факт превышения отклонения по данному терминалу РЗА.

2.1.2 После попарного сравнения значений измеренных активных мощностей для терминала АСУ ТП и N терминалов РЗА в рассматриваемом присоединении ПАМИ фиксирует n – общее

количество терминалов РЗА в присоединении, по которым зафиксирован факт превышения допустимого отклонения.

2.1.2.1 Если $n < 0,5*N$, то для всех терминалов РЗА, по которым зафиксирован факт превышения допустимого отклонения, дальнейшие вычисления не проводятся. По исключенным из дальнейших алгоритмов терминалам РЗА в ПАМИ формируется предупредительный сигнал ПС2. Цветовая индикация для исключенных терминалов РЗА меняет цвет на мнемосхеме. Результаты измерений, полученные с терминала АСУ ТП, в данном случае, считаются достоверными.

Если в ПАМИ исключение одних и тех же терминалов РЗА из дальнейшего мониторинга фиксируется в моменты времени *(t)*, *(t+1)* и *(t+2)*, то формируется предупредительный сигнал ПС1. В этом случае, оперативный персонал должен передать специалистам служб РЗА и АСУ полученную из ПАМИ информацию сигнализации для дальнейшего анализа.

2.1.2.2 Если $n \geq 0,5*N$, то дальнейшие вычисления по данному присоединению не проводятся. В ПАМИ формируется предупредительный сигнал ПС2 и фиксируется факт исключения рассматриваемого присоединения из дальнейших расчётов. Цветовая индикация для терминалов АСУ ТП и РЗА меняет цвет на мнемокадре.

Если в ПАМИ исключение присоединения из дальнейшего мониторинга фиксируется в моменты времени *(t)*, *(t+1)* и *(t+2)*, то формируется предупредительный сигнал ПС1. В этом случае, оперативный персонал должен передать специалистам служб РЗА и АСУ полученную из ПАМИ информацию сигнализации для дальнейшего анализа. Результаты измерений, полученные с терминала АСУ ТП, в данном случае, могут быть признаны недостоверными. Специалисты служб РЗА и АСУ должны передать полученную из ПАМИ информацию для дальнейшего анализа специалистам метрологической службы ПМЭС для подтверждения достоверности результатов измерений, полученных с терминала АСУ ТП путём сличения результатов измерений с данными, полученными из АИИС КУЭ, в аналогичные моменты времени.

10.2 Мониторинг работоспособности по алгоритму 2

По измеренным значениям, полученным с терминалов РЗА и АСУ ТП, проводятся расчёты по формуле 6.

Для осуществления мониторинга и проверки на вхождение рассчитанного коэффициента ***K*** в границы доверительного интервала на основании метрологических характеристик компонентов измерительных каналов РЗА и АСУ ТП необходимо определить границы интервала. Они рассчитываются однократно и хранятся в системе, подлежат пересчёту в случае замены одного или нескольких компонентов ИК РЗА и/или ИК АСУ ТП.

Нижняя и верхняя границы доверительного интервала коэффициента ***K***, полученного по формуле 6, рассчитываются, исходя границ допускаемой относительной погрешности измерений силы тока или напряжения для измерительных каналов АСУ ТП и РЗА, по формулам 12 и 13 соответственно:

$$\delta_{Кн} = \left(\frac{100\% - \delta_{ИК\ РЗА}}{100\% + \delta_{ИК\ АСУ}} - 1\right) * 100\ \%\,, \qquad (12)$$

$$\delta_{Кв} = \left(\frac{100\% + \delta_{ИК\ РЗА}}{100\% - \delta_{ИК\ АСУ}} - 1\right) * 100\ \%\,, \qquad (13)$$

где $\delta_{Кн}$ – нижняя граница доверительного интервала коэффициента ***K***;

$\delta_{Кв}$ – верхняя граница доверительного интервала коэффициента ***K***;

$\delta_{ИК\ АСУ}$ – границы допускаемой относительной погрешности измерений силы тока или напряжения для измерительного канала АСУ ТП (формулы 1, 2);

$\delta_{ИК\ РЗА}$ – границы допускаемой относительной погрешности измерений силы тока или напряжения для измерительного канала РЗА (формулы 3, 4).

Рассчитанное значение коэффициента отношения ***K*** проверяется на попадание в границы доверительного интервала. Если значение ***K*** выходит за границы интервала по какому-либо терминалу РЗА, то в ПАМИ формируется предупредительный сигнал ПС2. Для данного терминала РЗА цветовая индикация меняет цвет на мнемосхеме.

Если в ПАМИ по одному и тому же терминалу РЗА значение ***K*** выходит за границы доверительного интервала в моменты времени *(t)*, *(t+1)* и *(t+2)*, то формируется предупредительный сигнал ПС1. В этом случае, оперативный персонал должен передать специалистам служб РЗА и АСУ полученную из ПАМИ информацию о сигнализации для дальнейшего анализа.

10.3 Мониторинг работоспособности по алгоритму 3

В процессе мониторинга по рассчитанным значениям коэффициента ***K*** вычисляются $\overline{K_X}$ и D_X, по которым проводится ряд проверок.

Проверка № 1 (момент времени t)

Проверяется вхождение рассчитанного относительного расхождения $D_{X(t)}$ в доверительный интервал № 1, границы которого определены по формулам 12 и 13.

Если значение $D_{X(t)}$ входит в границы доверительного интервала, дальнейшие проверки не выполняются.

Если значение $D_{X(t)}$ выходит за границы доверительного интервала проверяется выход за границы интервала по сумме трёх последних значений D_X более чем на 9 %:

$$(|1 - D_{X(t)}| + |1 - D_{X(t-1)}| + |1 - D_{X(t-2)}|) > 0{,}09, (*) \qquad (14)$$

(*) – рекомендованное значение, должно иметь возможность настройки

1 Если соотношение 14 выполняется, то в ПАМИ формируется предупредительный сигнал ПС1. В этом случае, оперативный персонал должен передать специалистам служб РЗА и АСУ полученную из ПАМИ информацию для дальнейшего анализа.

2 Если соотношение 14 не выполняется, то ПАМИ фиксирует факт выхода из границ доверительного интервала № 1 и значение отклонения от предельной границы. Для терминала РЗА, по которому проведены расчёты, в ПАМИ формируется предупредительный сигнал ПС2. Для данного терминала РЗА цветовая индикация меняет цвет на мнемосхеме.

На основании зафиксированного отклонения корректируются границы доверительного интервала № 1 (расширяются на значение отклонения) – формируется доверительный интервал № $2^{(*)}$.

Проверка № 2 (момент времени (t+1))

Для следующего момента времени для нового $D_{X(t+1)}$ проводится проверка на вхождение его в доверительный интервал № 1.

Если значение $D_{X(t+1)}$ входит в границы доверительного интервала № 1, дальнейшие проверки не выполняются.

Если значение $D_{X(t+1)}$ выходит за границы доверительного интервала № 1, для терминала РЗА, по которому проведены расчёты, цветовая индикация меняет цвет на мнемосхеме. Далее проверяется выполнение соотношения 14:

1 Если соотношение 14 не выполняется, то проводится дополнительная проверка на вхождение $D_{X(t+1)}$ в границы доверительного интервала № $2^{(t)}$:

1.1 Если значение $D_{X(t+1)}$ входит в границы доверительного интервала № $2^{(t)}$, ПАМИ фиксирует факт выхода за границы доверительного интервала №1 в пределах границ доверительного интервала № $2^{(t)}$ для дальнейшей обработки в ПАМИ.

1.2 Если значение $D_{X(t+1)}$ выходит за границы доверительного интервала № $2^{(t)}$, ПАМИ фиксирует факт выхода за границы интервала и значение отклонения от границы доверительного интервала № $2^{(t)}$. Для терминала РЗА, по которому проведены расчёты, в ПАМИ формируется предупредительный сигнал ПС2.

На основании зафиксированного отклонения корректируются границы доверительного интервала № $2^{(t)}$ (расширяются на значение отклонения) – формируется доверительный интервал № $3^{(t+1)}$.

Проверка № 3 (момент времени (t+2))

Для следующего момента времени для нового $D_{X(t+2)}$ проводится проверка на вхождение его в границы доверительного интервала № 1.

Если значение $D_{X(t+2)}$ входит в границы доверительного интервала № 1, дальнейшие проверки не выполняются.

Если значение $D_{X(t+2)}$ выходит за границы доверительного интервала № 1, для терминала РЗА, по которому проведены расчёты, цветовая индикация меняет цвет на мнемосхеме. Далее проверяется выполнение соотношения 14:

1 Если соотношение 14 не выполняется, то проводится дополнительная проверка на вхождение $D_{X(t+2)}$ в границы доверительного интервала № $2^{(t)}$.

1.1 Если значение $D_{X(t+2)}$ входит в границы доверительного интервала № $2^{(t)}$, ПАМИ фиксирует факт выхода за границы доверительного интервала № 1 в пределах границ доверительного интервала № $2^{(t)}$ для дальнейшей обработки в ПАМИ.

1.2 Если значение $D_{X(t+2)}$ выходит за пределы доверительного интервала № $2^{(t)}$, то проводится дополнительная проверка на вхождение $D_{X(t+2)}$ в границы доверительного интервала №$3^{(t+1)}$:

1.2.1 Если значение $D_{X(t+2)}$ входит в границы доверительного интервала № $3^{(t+1)}$, ПАМИ фиксирует факт выхода за границы доверительного интервала № 1 в пределах границ доверительного интервала № $3^{(t+1)}$ для дальнейшей обработки в ПАМИ.

1.2.2 Если значение $D_{X(t+2)}$ выходит за границы доверительного интервала № $3^{(t+1)}$, то для терминала РЗА, по которому проведены расчёты, в ПАМИ формируется предупредительный сигнал ПС1. В этом случае, оперативный персонал должен передать специалистам служб РЗА и АСУ ТП полученную из ПАМИ информацию для дальнейшего анализа.

10.4 Организация временной блокировки предупредительных сигналов ПС 1 и ПС2

После формирования в процессе мониторинга предупредительных сигналов ПС1/ПС2 оперативный персонал должен передать специалистам служб РЗА и АСУ ТП соответствующую полученную из ПАМИ информацию для дальнейшего анализа. После чего оперативному персоналу должна быть предоставлена возможность добавления указанных предупредительных сигналов ПС1/ПС2 в список игнорируемых. Для этого в SCADA-системе в «Журнале тревог» необходимо выбрать требуемый сигнал и добавить его в список игнорируемых с помощью встроенных функциональных возможностей. Период нахождения предупредительных сигналов ПС1/ПС2, полученных из ПАМИ, в списке игнорируемых должен быть ограничен. Время ограничения рекомендуется выбирать в интервале от 1 до 6 часов.

11 Промежуточные результаты и флаги генерации событий

11.1 Объём и тип промежуточных результатов

В ПАМИ должны сохраняться следующие данные:

1) Результаты проверки по балансу электрических мощностей;
2) Рассчитанные значения коэффициента отношения ***K***;
3) Рассчитанные границы доверительного интервала № 1, доверительного интервала № $2^{(t)}$, доверительного интервала № $3^{(t+1)}$;
4) Рассчитанные значения $\overline{K_X}$ и D_X.

5) Максимальные отклонения за сутки полученные по формулам (5) и (14) и максимальные отклонения по Алгоритму 1 (10.1. пункт 2.1.).

11.2 Флаги генерации

Для выполнения алгоритма в полном объёме должны быть доступны данные по каждому моменту времени (последние 50) для каждого терминала по каждой точке измерения.

В начале работы алгоритма проставляется флаг, информирующий о состоянии процесса расчёта параметров.

Исходя из объёмов информации, для работы алгоритма необходимо хранить вычисленные коэффициенты отношения – длительность хранения должна быть не менее 25 часов.

По завершению работы алгоритма флаг, информирующий о состоянии процесса расчёта параметров, получает значение, сообщающее о завершении данного процесса, и позволяет использовать полученные значения для информирования.

После получения итоговых параметров, они анализируются на удовлетворение условиям уставок. Для каждого терминала по каждому значащему параметру имеется сигнализирующий сигнал, который при выходе за уставку принимает значение «включено», на которое должна среагировать SCADA-система. Альтернативное решение – сигнал для каждого терминала один, в значении которого зашифрованы тип параметра, тип вычисленного значения и, собственно, само значение флага.

12 Возможности необходимой статистической обработки результатов работы ПАМИ

Статистические данные, полученные с помощью ПАМИ, позволяют решить следующие задачи:

1 Определение рейтинга ненадежных измерительных каналов, терминалов, ТТ, ТН;

2 Определение темпа старения всего парка контролируемого оборудования.

Библиография

1. РМГ 29-2013 ГСИ. Метрология. Основные термины и определения.
2. СТО 56947007-25.040.40.012-2008 Типовая программа приемо-сдаточных испытаний АСУ ТП законченных строительством подстанций ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС» (с Изменением № 1).
3. 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), ПАО «ФСК ЕЭС».
4. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС), ПАО «ФСК ЕЭС».
5. СТО 56947007-25.040.80.266-2019 Типовые технические требования к ССПИ ПС с функцией удаленного управления ПС из ЦУС, ПАО «ФСК ЕЭС».
6. Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании» (с Изменениями от 28.11.2018).
7. Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» (с Изменениями от 13.07.2015).

gost.e-ecolog.ru