Приложение 1
к приказу ПАО «РусГидро»
от 16.02.2023 № 129

ТИПОВЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СИСТЕМ ГЭС/ГАЭС, РЕАЛИЗУЮЩИХ УЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ИЗМЕРЕНИЕ ЕЕ КАЧЕСТВА, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ

Пояснительная записка

ГДАР.411711.278 ТПР

2023

СОДЕРЖАНИЕ

1. Требования к выполнению электрических измерений....4
2. Требования к функциональным структурам СЭИ и организация измерений электрических параметров....5
2.1. Общие положения....5
2.2. Решения по организации измерений электрических величин....6
2.2.1. Генераторное РУ....7
2.2.1.1. Организация измерений на присоединении «Гидроагрегат»....7
2.2.1.1.1. Организация измерений по присоединению «Гидроагрегат» для САУ ГА (ГРАМ, ГРНРМ), ВУ АСУТП, АИИСКУЭ....8
2.2.1.1.2. Организация измерений по присоединению «Гидроагрегат» для САУ ГА (ГРАМ, ГРНРМ), ВУ АСУТП, АИИСКУЭ, СМПР....8
2.2.1.2. Присоединения низшего напряжения повышающего трансформатора, автотрансформатора (ТБ НН)....8
2.2.1.3. Присоединения включения гидроагрегата ГАЭС в насосный и генераторный режим, присоединения ТПУ....9
2.2.1.4. Присоединение трансформатора системы возбуждения генератора....9
2.2.1.5. Присоединения собственных нужд генераторного напряжения....9
2.2.2. Шины РУ (системы и секции шин)....9
2.2.3. ЛЭП, обходной выключатель....10
2.2.3.1. Организация измерений по присоединению «ЛЭП, обходной выключатель» для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ, СИКЭЭ....10
2.2.3.2. Организация измерений по присоединению «ЛЭП, обходной выключатель» для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ, СИКЭЭ, СМПР....10
2.2.3.3. Организация измерений по присоединению «ЛЭП, обходной выключатель» для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ, СИКЭЭ, ГРАМ....10
2.2.4. Повышающий трансформатор, автотрансформатор....11
2.2.4.1. Организация измерений по присоединению «Повышающий трансформатор, автотрансформатор» для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ....11
2.2.4.2. Организация измерений по присоединению «Повышающий трансформатор, автотрансформатор» для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ, ГРНРМ....11
2.2.4.3. Организация измерений по присоединению «Повышающий трансформатор, автотрансформатор» для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ, ГРНРМ, СМПР....11
2.2.5. Шиносоединительные и секционные выключатели....11
2.2.6. Присоединения устройств компенсации реактивной мощности....12
2.2.7. Присоединения собственных нужд....12
3. Требования к измерительным трансформаторам и их вторичным цепям....13
4. Требования к измерительным приборам....15

5. Требования к контроллерному и серверному оборудованию....17
6. Требования к программному обеспечению....18
7. Требования к ТСПД....19
8. Требования к организации электропитания....21
9. Требования к информационной безопасности....23
10. Требования к интеграции с другими системами....25
10.1. Требования к интеграции СЭИ между собой и с другими системами объектов....25
10.2. Требования к интеграции с системами других организаций....26
11. Требования к синхронизации времени....27
12. Требования к метрологическому обеспечению....28
13. Требования к шкафам АИИСКУЭ....30
13.1. Общие сведения....30
13.2. Требования к внешнему виду и конструктиву шкафов....30
13.3. Требования к удобству обслуживания....31
13.4. Требования электробезопасности....31
13.5. Требования к температурному контролю....31
13.6. Требования к электропитанию....32
Источники разработки....35
Список использованных сокращений....39
Состав сигналов СЭИ....41

1. ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ

Настоящие типовые проектные решения (ТПР) должны применяться при выполнении проектных работ по созданию, реконструкции и модернизации автоматизированных систем ГЭС/ГАЭС, имеющих в своем составе средства измерений электрических величин, использующих данные измерения в процессе своего функционирования и именуемых далее как системы, выполняющие электрические измерения (СЭИ). К СЭИ относятся:

- автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии, эксплуатируемая на оптовом рынке электроэнергии и мощности (АИИСКУЭ);
- автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП);
- система измерения качества электрической энергии (СИКЭЭ);
- система мониторинга переходных режимов (СМПР).
- система автоматического управления (САУ) гидроагрегатами (ГА);
- система группового регулирования активной мощности (ГРАМ);
- система группового регулирования реактивной мощности и напряжения (ГРНРМ);
- иные системы, использующие электрические измерения.

Состав сигналов СЭИ и основные нормативные и технические требования к электрическим измерениям с учетом особых требований, предъявляемым к отдельным категориям ГЭС в целом или отдельным категориям присоединений, приведены в ГДАР.411711.278 ТПР В.2.

2. ТРЕБОВАНИЯ К ФУНКЦИОНАЛЬНЫМ СТРУКТУРАМ СЭИ И ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

2.1. Общие положения

ГЭС с установленной мощностью 5 МВт и более для обеспечения ее работы на оптовом рынке электрической энергии и мощности (ОРЭМ) должна быть оснащена АИИСКУЭ и системой обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора (СОТИАССО). АИИСКУЭ должна соответствовать техническим требованиям, приведенным в Приложении № 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Приложение № 1.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). СОТИАССО должна соответствовать техническим требованиям, приведенным в Приложении № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. СОТИАССО следует создавать в качестве функциональной подсистемы верхнего уровня (ВУ) АСУТП.

В соответствии с действующей Технической политикой Группы РусГидро АИИСКУЭ должна охватывать все точки коммерческого и технического учета. При комплексной модернизации существующих систем коммерческого и технического учета электроэнергии (созданных в качестве отдельных систем) следует предусматривать их объединение в качестве единого комплекса технических средств.

АСУТП в соответствии с действующей Технической политикой Группы РусГидро должна создаваться как интегрированная иерархическая система управления, включающая следующие уровни:

- нижний уровень, включающий программно-технические комплексы (ПТК) локальных систем управления технологическими процессами;
- верхний уровень, включающий ПТК общестанционных функций управления.

САУ ГА относятся к локальным системам управления и обеспечивают функционирование ГА. Построение САУ ГА (требования и способы построения) определяется отдельными ТПР.

Создание локальных автоматизированных систем управления распределительных устройств (РУ) при новом строительстве и комплексной реконструкции РУ не должно предусматриваться и управление РУ следует реализовывать средствами ВУ АСУТП.

Создание ВУ АСУТП определяется Общими техническими требованиями к верхнему уровню АСУТП ГЭС/ГАЭС, утвержденными приказом ПАО «РусГидро» от 13.03.2020 № 201 (ОТТ ВУ АСУТП). В качестве функциональной подсистемы ВУ АСУТП при экономическом обоснованию может быть создана система рационального управления составом гидроагрегатов.

СИКЭЭ создаются для контроля параметров качества электрической энергии, выдаваемой в энергосистему, на соответствие их требованиям ГОСТ 32144-2013. При новом строительстве, модернизации СИКЭЭ (при наличии АСУТП) и создании ВУ АСУТП СИКЭЭ следует реализовывать в качестве функциональной подсистемы ВУ АСУТП.

ГРАМ и ГРНРМ относятся к общестанционным системам режимной автоматики ГЭС. Построение ГРАМ и ГРНРМ (требования и способы построения) определяется отдельными ТПР.

При создании и реконструкции САУ ГА и ГРАМ следует учитывать требования Правил технологического функционирования электроэнергетических систем (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 N 937).

Требования к созданию СМПР и размещению устройств данных систем определены Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 N 101.

2.2. Решения по организации измерений электрических величин

При выборе основных технических решений при новом строительстве, реконструкции и комплексной модернизации СЭИ могут быть выделены следующие основные типы присоединений и групп присоединений:

- Генераторное РУ;
- Шины РУ (системы, секции шин);
- Линия электропередачи (ЛЭП), обходной выключатель;
- Повышающие трансформаторы, автотрансформаторы;
- Шиносоединительные и секционные выключатели;
- Присоединения устройств компенсации реактивной мощности;
- Присоединения собственных нужд.

Классификация типов присоединений приведена на схеме ГДАР.411711.278 ТПР.01.С3.

В зависимости от состава систем, контролирующих значения измеренных электрических величин, на каждом типе присоединений состав и количество измерительных приборов может отличаться.

При выборе вариантов организации измерений электрических величин следует выбирать вариант с наименьшим количеством ИП. При этом при выборе варианта организации измерений следует учитывать соответствие технических характеристик, рассматриваемых ИП требованиям СЭИ, в т.ч. к интерфейсам и режиму передачи информации.

При организации измерений, предусматривающей применение на присоединении отдельных ИП для ВУ АСУТП и АИИСКУЭ или ВУ АСУТП и СМПР, следует реализовывать косвенный контроль ИП, используемых в рамках СОТИАССО. Средствами ПО ВУ АСУТП в данном случае должен быть обеспечен сбор с обоих ИП измеренных электрических величин по присоединению в протоколах передачи информации в соответствии с МЭК 61850-8-1, МЭК 60870-5-104 с последующим сравнением полученных данных. При пропадании данных по основному источнику должно быть обеспечено их замещение с формированием соответствующего показателя качества параметра. Также, допустимо при наличии на присоединении единственного ИП, используемого в рамках СОТИАССО, применение локальных САУ для замещения данных измерений на случай их пропадания с формированием соответствующего показателя качества параметра. Локальные САУ должны обеспечивать передачу в ВУ АСУТП измеренных электрических величин в протоколах передачи информации в соответствии с МЭК 61850-8-1, МЭК 60870-5-104.

Требования к измерительным трансформаторам приведены в разделе 3. Требования к измерительным приборам (ИП) приведены в разделе 4. Решения по электропитанию ИП и

коммуникационному оборудованию ТСПД уровня доступа для подключения ИП приведены в разделе 8.

На схемах алгоритмов выбора состава СЭИ, в случае если на присоединении требуется организация только технического учета электрической энергии (ТУЭ), для АИИСКУЭ выполнена соответствующая отметка.

2.2.1. Генераторное РУ

В группе присоединений «Генераторное РУ» измерения должны осуществляться на следующих присоединениях:

- Гидроагрегат;
- Трансформатор системы возбуждения генератора (ТВГ);
- ТСН генератора;
- Тиристорно-пусковое устройство (ТПУ, для ГАЭС);
- Выключатели включения генератора в насосный и генераторный режим (для ГАЭС);
- Сторона низшего напряжение повышающего трансформатора или автотрансформатора (НН ТБ).

Система возбуждения генератора представляет собой независимый автоматический комплекс, с независимыми измерительными компонентами, к которым предъявляются жесткие технические требования. Следует предусматривать непосредственное подключение отдельных обмоток измерительных трансформаторов (ТТ) и напряжения (ТН) к измерительным устройствам в составе системы возбуждения генератора.

2.2.1.1. Организация измерений на присоединении «Гидроагрегат»

Схема организации измерений электрических параметров для группы присоединений «Генераторное РУ» представлена на схеме ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.1.

Для САУ ГА следует предусматривать резервирование ИП с целью обеспечения бесперебойности измерений активной мощности ГА. Данные ИП следует предусматривать в составе шкафов САУ ГА. В рамках настоящих ТПР для присоединения «Гидроагрегат» данные ИП обозначены как ИП №1 и ИП №2.

Измерения по присоединению «Гидроагрегат» передаются в ГРАМ и ГРНРМ от САУ ГА по независимым от остальных СЭИ каналам передачи данных. В соответствии с этим, необходимость построения ГРАМ и ГРНРМ принципиально не влияет на схему организации измерений на присоединении. Далее в рассмотрении вариантов организации измерений по присоединению указание измерений для САУ ГА предусматривает возможность измерений для ГРАМ и ГРНРМ посредством ИП, предусматриваемых для САУ ГА.

В качестве источника сигнала о частоте сети для САУ ГА при отключенном от сети генераторе, находящимся под напряжением должен использоваться сигнал от вторичной измерительной обмотки ТН, установленного за генераторным выключателем в сторону сети .

Измерение частоты вращения турбин ГА должно выполняться, как правило, с тахогенераторов и(или) зубчатых колес.

Обеспечение мониторинга состояния ГА средствами ВУ АСУТП обеспечивается путем передачи измеренных электрических величин из САУ ГА в SCADA ВУ АСУТП. Недопустимо использование оборудования САУ ГА в качестве основного источника для передачи телеизмерений в АО «СО ЕЭС» в рамках СОТИАССО.

Измерения для ВУ АСУТП (в т.ч. в рамках СОТИАССО), АИИСКУЭ, СМПР обеспечиваются путем применения ИП, подключаемых к ТСПД.

2.2.1.1.1. Организация измерений по присоединению «Гидроагрегат» для САУ ГА (ГРАМ, ГРНРМ), ВУ АСУТП, АИИСКУЭ

Организация измерений по присоединению «Гидроагрегат» при необходимости измерений для САУ ГА, ВУ АСУТП, АИИСКУЭ представлена на листе 1 (для блока ГЭС) и 3 (для блока ГАЭС) схемы ГДАР.411711.278ТПР.01.С1.1 Измерения следует организовывать с применением трех ИП. ИП №1 и ИП №2 применены в качестве источников измерений для САУ ГА, ИП №3 – для ИВК АИИСКУЭ и ВУ АСУТП.

При этом, ИП – ТВГ, ИП – ТСН, ИП №2 ТБ НН применяются в качестве источников измерений для ИВК АИИСКУЭ и ВУ АСУТП. ИП №3, ИП – ТВГ, ИП – ТСН должны быть снабжены двумя независимыми интерфейсами для обеспечения независимой передачи данных по ТСПД.

2.2.1.1.2. Организация измерений по присоединению «Гидроагрегат» для САУ ГА (ГРАМ, ГРНРМ), ВУ АСУТП, АИИСКУЭ, СМПР

Организация измерений по присоединению «Гидроагрегат» при необходимости измерений для САУ ГА, ВУ АСУТП, АИИСКУЭ, СМПР представлена на листе 2 (для блока ГЭС) и 4 (для блока ГАЭС) схемы ГДАР.411711.278ТПР.01.С1.1 Измерения следует организовывать с применением четырех ИП. ИП №1 и ИП №2 применены в качестве источников измерений для САУ ГА, ИП №4 для измерений СМПР, ИП №3 – для ИВК АИИСКУЭ и ВУ АСУТП.

При этом, ИП – ТВГ, ИП – ТСН, ИП №2 ТБ НН применяются в качестве источников измерений для ИВК АИИСКУЭ и ВУ АСУТП. ИП №3, ИП – ТВГ, ИП – ТСН должны быть снабжены двумя независимыми интерфейсами для обеспечения независимой передачи данных по ТСПД.

2.2.1.2. Присоединения низшего напряжения повышающего трансформатора, автотрансформатора (ТБ НН)

Организация измерений по присоединению низшего напряжения повышающего трансформатора, автотрансформатора (НН ТБ) следует организовывать с применением двух ИП. ИП №1 ТБ НН является источником измерений для САУ ГА, ИП №2 ТБ НН для ВУ АСУТП и ИВК АИИСКУЭ. ИП №2 ТБ НН должен быть снабжен двумя независимыми интерфейсами для обеспечения независимой передачи данных по ТСПД.

Вариант идентичен для всех схем подключения измерений по присоединению «Гидроагрегат» и представлен на схемах ГДАР.411711.278 ТПР.01.

2.2.1.3. Присоединения включения гидроагрегата ГАЭС в насосный и генераторный режим, присоединения ТПУ

Для обратимых ГА ГАЭС дополнительно к основным ИП присоединения «Гидроагрегат» следует предусматривать отдельные ИП для измерений параметров работы ГА отдельно для насосного и генераторного направлений вращения ГА. Данные ИП могут быть использованы для коммерческого учета электрической в режимах работы «синхронный компенсатор (СК)» (в зависимости от того, какие режимы «СК» заявлены для обратимого ГА) и, соответственно, должны соответствовать требованиям АИИСКУЭ ОРЭМ. Также данные ИП следует применять для измерений для ВУ АСУТП.

ИП присоединений тиристорных пусковых устройств (ТПУ) должны соответствовать требованиям АИИСКУЭ ОРЭМ, т.к. для данных присоединений возможна выдача электрической энергии в энергосистему при торможении ГА в насосном режиме. ИП ТПУ также должны обеспечивать измерения для ВУ АСУТП.

Указанные выше ИП должны подключаться к ТСПД.

2.2.1.4. Присоединение трансформатора системы возбуждения генератора

Измерения на присоединении трансформатора системы возбуждения генератора следует выполнять с применением одного ИП. Передача информации в ВУ АСУТП и АИИСКУЭ (ТУЭ) должна предусматриваться путем подключения ИП к ТСПД.

2.2.1.5. Присоединения собственных нужд генераторного напряжения

Присоединение ТСН генератора относится к присоединениям собственных нужд, которые рассмотрены в п.2.2.5. К присоединениям собственных нужд следует также относить присоединенные к генераторным РУ отходящие ЛЭП, в т.ч. соединяющие генераторное РУ с внешними электрическими сетями. Измерения на присоединениях собственных нужд следует реализовывать с помощью одного ИП.

2.2.2. Шины РУ (системы и секции шин)

Схема организации измерений электрических параметров для присоединения «Шины РУ» представлена на схеме ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.2.

Организация измерений на присоединении «Шины РУ» может быть выполнена с применением одного или двух ИП. При применении двух ИП один из них применяется для измерений для ГРАМ и ГРНРМ, второй ИП – для измерений для АСУТП (в т.ч. для СОТИАССО) и СИКЭЭ. Измерения ПКЭ на шинах РУ для СИКЭЭ выполняются при отсутствии индивидуальных ТН ЛЭП. Вариант с двумя ИП является менее предпочтительным и применение его допустимо при невозможности организовать независимую передачу информацию от ИП в ГРАМ/ГРНРМ и остальные СЭИ.

Наиболее предпочтительным является организация измерений с помощью одного ИП. В данном случае ИП должен иметь как минимум два независимых интерфейса передачи для подключения к сети передачи данных САУ ГА и к ТСПД. Подключение ИП к ТСПД предусматривается для передачи данных в СИКЭЭ и ВУ АСУТП.

Измерения напряжения на шинах РУ для САУ ГА выполняются при отсутствии генераторного выключателя на генераторном напряжении или отсутствии ТН в генераторном РУ, контролирующих напряжение сети. Для САУ ГА в таком случае следует предусматривать отдельный ИП, подключаемый к сети передачи данных САУ ГА и размещаемый по возможности вместе с остальными ИП САУ ГА.

2.2.3. ЛЭП, обходной выключатель

Схема организации измерений электрических параметров для присоединения «ЛЭП, ОВ» представлена на схеме ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.3.

На присоединении «ЛЭП» измерения для СИКЭЭ предусматриваются при наличии отдельных ТН ЛЭП.

2.2.3.1. Организация измерений по присоединению «ЛЭП, обходной выключатель» для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ, СИКЭЭ

Организация измерений по присоединению «ЛЭП, обходной выключатель» для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ, СИКЭЭ представлена на листе 1 схемы ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.3. Измерения следует организовывать с применением одного ИП. ИП №1 является источником измерений для ВУ АСУТП, ИВК АИИСКУЭ, СИКЭЭ.

При этом, ИП №1 должен быть снабжен двумя независимыми интерфейсами для обеспечения независимой передачи данных по ТСПД.

2.2.3.2. Организация измерений по присоединению «ЛЭП, обходной выключатель» для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ, СИКЭЭ, СМПР

Организация измерений по присоединению «ЛЭП, обходной выключатель» для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ, СИКЭЭ, СМПР представлена на листе 2 схемы ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.3. Измерения следует организовывать с применением двух ИП. ИП №1 является источником измерений для ВУ АСУТП, ИВК АИИСКУЭ, СИКЭЭ, ИП №2 для СМПР.

При этом, ИП №1 должен быть снабжен двумя независимыми интерфейсами для обеспечения независимой передачи данных по ТСПД.

2.2.3.3. Организация измерений по присоединению «ЛЭП, обходной выключатель» для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ, СИКЭЭ, ГРАМ

Организация измерений по присоединению «ЛЭП, обходной выключатель» для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ, СИКЭЭ, ГРАМ представлена на листе 3 схемы ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.3. Измерения следует организовывать с применением двух ИП. ИП №1 является источником измерений для ВУ АСУТП, ИВК АИИСКУЭ, СИКЭЭ, ГРАМ, а ИП №2 для СМПР.

При этом, ИП №1 должен быть снабжен двумя независимыми интерфейсами для обеспечения независимой передачи данных по ТСПД.

2.2.4. Повышающий трансформатор, автотрансформатор

Схема организации измерений электрических параметров для присоединения «Повышающий трансформатор, автотрансформатор» представлена на схеме ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.4.

Для присоединений низшего напряжения (НН) повышающих трансформаторов и автотрансформаторов решения рассмотрены в п. 2.2.1.

При применении для контроля состояния трансформатора (или автотрансформатора) системы управления и мониторинга трансформаторного оборудования (СУМТО) локальное оборудование данной системы должно подключаться к ТТ, встроенным в вводы трансформатора (автотрансформатора).

2.2.4.1. Организация измерений по присоединению «Повышающий трансформатор, автотрансформатор» для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ

Для повышающего трансформатора для присоединений высшего (ВН) и среднего напряжения (СН) измерения для АИИСКУЭ (ТУЭ) и ВУ АСУТП следует выполнять с применением одного ИП.

ИП №1 должен быть снабжен двумя независимыми интерфейсами для обеспечения независимой передачи данных по ТСПД. Схема организации приведена на листе 1 ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.4.

2.2.4.2. Организация измерений по присоединению «Повышающий трансформатор, автотрансформатор» для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ, ГРНРМ

Для присоединений автотрансформатора при необходимости измерений для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ, ГРНРМ измерения следует организовывать с применением одного ИП.

ИП №1 должен быть снабжен двумя независимыми интерфейсами для обеспечения независимой передачи данных по ТСПД. Схема организации приведена на листе 2 ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.4.

2.2.4.3. Организация измерений по присоединению «Повышающий трансформатор, автотрансформатор» для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ, ГРНРМ, СМПР

Для присоединений автотрансформатора при необходимости измерений для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ, ГРНРМ, СМПР измерения следует организовывать с применением двух ИП. ИП №1 является источником измерений для АИИСКУЭ, ВУ АСУТП и ГРНРМ, а ИП №2 для СМПР.

ИП №1 должен быть снабжен двумя независимыми интерфейсами для обеспечения независимой передачи данных по ТСПД. Схема организации приведена на листе 3 ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.4.

2.2.5. Шиносоединительные и секционные выключатели

На присоединениях шиносоединительных и секционных выключателей измерения следует выполнять для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ (ТУЭ).

Схема организации измерений электрических параметров для присоединений шиносоединительных и секционных выключателей представлена на схеме

ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.5. Для измерения электрических величин следует применять один ИП, соответствующий требованиям, предъявляемым со стороны ВУ АСУТП, АИИСКУЭ в части технического учета электрической энергии. Передача измерений для ВУ АСУТП и АИИСКУЭ осуществляется посредством подключения ИП к ТСПД.

2.2.6. Присоединения устройств компенсации реактивной мощности

На присоединениях устройств компенсации реактивной мощности (УКРМ) измерения следует выполнять для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ (ТУЭ) и САУ УКРМ.

Схема организации измерений электрических параметров для присоединений УКРМ представлена на схеме ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.6.

Измерения для САУ УКРМ выполняются с применением датчиков тока и напряжения, входящих в комплект данных САУ. Для присоединений УКРМ для измерения электрических величин для ВУ АСУТП, АИИСКУЭ (ТУЭ) следует применять один ИП, соответствующий требованиям, предъявляемым со стороны данных систем. Передача измерений для ВУ АСУТП и АИИСКУЭ осуществляется посредством подключения ИП к ТСПД.

2.2.7. Присоединения собственных нужд

Присоединение ТН РУСН следует рассматривать как шины РУ, не предназначенного для выдачи мощности в энергосистему. Для такого случая следует предусматривать измерения для ВУ АСУТП.

Схема организации измерений электрических параметров для присоединений собственных нужд представлена на схемах ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.1.7.

ИП ТСН должен обеспечивать коммерческий учет электрической энергии (КУЭ) в случае подключения ТСН гидроагрегата на участке шин генераторного напряжения между генератором и ТТ, к которым подключен ИП, выполняющий КУЭ на присоединении «Гидроагрегат».

Измерения на присоединениях собственных нужд следует реализовывать с помощью одного ИП. Передача измерений для ВУ АСУТП и АИИСКУЭ осуществляется посредством подключения ИП к ТСПД. Подключение ИП к системе мониторинга ЩСН (при необходимости) выполняется интерфейсами передачи данных, отдельными от подключения ИП к ТСПД.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМ ТРАНСФОРМАТОРАМ И ИХ ВТОРИЧНЫМ ЦЕПЯМ

Существующие и вновь устанавливаемые измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН) должны соответствовать действующей нормативно-технической документации, регламентирующей требования к ним.

Для обеспечения работы ТТ и ТН в заданном классе точности, нагрузка вторичной обмотки ТТ и ТН, предназначенная для измерений, должна находиться в допустимых пределах в соответствии с ГОСТ 7746-2015, ГОСТ 1983-2015 или в соответствии с технической документацией на конкретные типы ТТ и ТН. При новом строительстве и реконструкции, предусматривающей замену измерительных трансформаторов, мощность вторичных обмоток следует выбирать таким образом, чтобы исключить необходимость установки догрузочных сопротивлений в цепях этих обмоток. Установка догрузочных сопротивлений допускается только при реконструкции или модернизации СЭИ, не предусматривающих замену измерительных трансформаторов.

Сведения о классах точности ТТ и ТН приведены в разделе 12.

Коэффициент безопасности приборов измерительных обмоток ТТ должен быть не более 5.

При установке новых измерительных трансформаторов на присоединениях напряжением выше 1000 В следует применять измерительные трансформаторы с межповерочным интервалом не менее 8 лет.

Потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – электросчетчик» не должны превышать 0,25 % номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения. Для приборов, не используемых в АИИСКУЭ, АСУТП (измерительные каналы в составе СОТИАССО), СИКЭЭ, указанные потери напряжения не должны превышать 1,5 %.

Подключение измерительных приборов к измерительным трансформаторам должно соответствовать ПУЭ.

Количество измерительных обмоток ТТ или группы ТТ на одном присоединении должно определяться количеством ИП на присоединении, требованиями резервирования измерения отдельных параметров и мощностью, потребляемой входными измерительными цепями ИП.

Распределение измерительных приборов по измерительным обмоткам ТТ, при совмещении измерений электрических параметров на измерителях, приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Распределение измерительных приборов по обмоткам ТТ и определение количества обмоток ТТ

Обмотка ТТ	Генераторное РУ				ЛЭП, ОВ	Повышающ. трансф-р сторона ВН, СН, автотранс-форматора	Присоед-ия собств. нужд	УКРМ	Секцион. и шиносоед. выкл-ли
	ГА	Повышающ. трансф-р сторона НН (ТБ НН)	ТВ-Г, ТПУ, ТСН-Г	Выключ-ль включения двиг./ генер. режима ГА ГАЭС					
№1**	ИП №1, ИП №3	–	–	ИП-Г, ИП-Д	ИП №1	ИП №1	ИП №1	ИП №1	ИП №1
№2	Система возбуждения *	–	–	–	ИП №2	ИП №2	–	САУ УКРМ	–
№3	ИП №2	–	–	–	–	–	–	–	–
№4	Система возбуждения *	–	–	–	–	–	–	–	–
ТБ		ИП №2 ТБ НН	–	–	–	–	–	–	–
ТСН		–	ИП-ТСН	–	–	–	–	–	–
ТВ-Г		–	ИП-ТВГ	–	–	–	–	–	–

* – количество обмоток ТТ для измерения параметров статора генератора системой возбуждения генератора, а также требования к самим ТТ определяются в соответствии с применяемым типом системы возбуждения.

** - для ГАЭС по одному керну в выводах выключателей генераторного напряжения В-Г и В-Д.

Количество требуемых ТН, имеющих измерительные обмотки, должно определяться в соответствии с требованиями резервирования измерений отдельных электрических величин для СЭИ. При необходимости на рассматриваемом присоединении измерений значений активной мощности для САУ ГА и ГРАМ должна предусматриваться возможность перевода измерительных цепей ИП на резервные ТН. Для системы возбуждения генератора должно быть предусмотрено резервирование каналов измерения напряжения статора генератора. Для резервированных каналов измерения напряжения статора генератора должно быть предусмотрено подключение к измерительным обмоткам отдельных ТН.

Для обратимых ГА ГАЭС должно обеспечивать переключение фаз вторичных цепей ТН при изменении направления вращения ГА. Допускается переключение вторичных цепей напряжения ИП, выполняющих измерения на присоединении «Гидроагрегат», с ТН генератора на ТН сети генераторного напряжения при переходе ГА с генераторного направления вращения в насосное. При переходе ГА из насосного в генераторное направление вращения должно обеспечиваться обратное переключение измерительных цепей напряжения ИП.

Настоящими ТПР предусматривается применение измерительных трансформаторов, обеспечивающих выдачу нормированного аналогового сигнала (ТТ – номинальный ток 1А или 5А, ТН – номинальное напряжение 100 В между фазами). Применение цифровых измерительных трансформаторов, обеспечивающих выдачу цифрового потока в соответствии с МЭК 61850-9-2, подлежит рассмотрению в рамках отдельных ТПР.

4. ТРЕБОВАНИЯ К ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМ ПРИБОРАМ

Измерительный прибор (ИП) должен соответствовать требованиям СЭИ, для которой данный прибор является источником измерений. Обеспечение соответствия ИП техническим требованиям каждой из рассматриваемых СЭИ, для которых ИП рассматривается в качестве источника измерений, является обязательным. В случае наличия технических требований к какой-либо одной технической характеристике ИП со стороны нескольких СЭИ данная техническая характеристика ИП должна соответствовать требованиям всех рассматриваемых СЭИ, в т.ч. самым строгим требованиям.

Подключение ИП к измерительным цепям ТТ и ТН должно соответствовать требованиям ПУЭ и руководствам по эксплуатации на конкретный рассматриваемый ИП.

Требования по объему измеряемых электрических величин для СЭИ и темпу передачи информации приведены в ГДАР.411711.278 ТПР В2.

Требования к точности измерений приведены в разделе 12 настоящей ПЗ.

Сбор информации с ИП для АИИСКУЭ, СИКЭЭ, СМПР, ВУ АСУТП должен выполняться посредством подключения ИП к ТСПД. Требования по подключению ИП к ТСПД приведены в разделе 7 настоящей ПЗ. ИП по интерфейсам подключения к ТСПД должен поддерживать протоколы обмена информацией МЭК 61850-8-1, МЭК 60870-5-104. ИП, рассматриваемый в качестве источника синхронизированных векторных измерений (СВИ) для СМПР, дополнительно должен поддерживать протокол передачи информации IEEE C37.118.

ИП, выполняющие измерения для ВУ АСУТП и используемые в качестве источника телеизмерений в рамках СОТИАССО, должны соответствовать требованиям Приложения № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

ИП, выполняющие измерения для АИИСКУЭ в части коммерческого учета электрической энергии ОРЭМ, должны соответствовать требованиям п. 3.4 Приложения № 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Приложение № 1.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). К ИП, выполняющим измерения только для АИИСКУЭ (как для целей коммерческого, так и технического учета электрической энергии), может быть применено наименование «счетчик электрической энергии». Для счетчиков электрической энергии допустимо применение последовательного интерфейса RS-485 для подключения к ТСПД и протоколов обмена информацией, не предусматривающих передачу меток времени измеряемых величин. При подключении счетчика электрической энергии к ТСПД с применением интерфейса RS-485 следует применять преобразователи интерфейса RS-485 в Ethernet.

ИП, выполняющие СВИ (являющиеся источниками данных для СМПР), должны соответствовать требованиям п. 5 СТО 59012820.29.020.011-2016. К ИП, выполняющим только СВИ, может быть применено наименование «устройство синхронизированных векторных измерений (УСВИ)».

Сбор информации с ИП для САУ ГА, ГРАМ, ГРНРМ должен выполняться посредством подключения ИП к сетям передачи данных указанных СЭИ. Требования к интерфейсам

подключения ИП к САУ ГА, ГРАМ, ГРНРМ и протоколам передачи информации содержатся в ТПР на указанные системы. При одновременной передаче ИП информации по ТСПД и ГРАМ/ГРНРМ интерфейсы подключения ИП к ТСПД и к ГРАМ/ГРНРМ должны быть независимыми друг от друга. Количество интерфейсов подключения ИП к САУ ГА, ГРАМ, ГРНРМ должно соответствовать конкретной реализации данных систем.

В соответствии с требованиями СТО 17330282.27.140.010-2008 каждый измерительный канал, который включает в себя ТТ и ТН, должен иметь время наработки на отказ не менее 200000 часов; для ИП – не менее 86000 часов.

Решения по электропитанию ИП приведены в разделе 7 настоящей ПЗ.

5. ТРЕБОВАНИЯ К КОНТРОЛЛЕРНОМУ И СЕРВЕРНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

В соответствии ОТТ ВУ АСУТП, верхний уровень АСУТП ГЭС/ГАЭС должен создаваться в виде дублированного аппаратного комплекса серверного оборудования центра обработки данных (далее по тексту – ЦОД) с применением технологии виртуализации. Помимо ВУ АСУТП в рамках ЦОД АСУТП следует размещать верхние уровни следующих СЭИ:

- АИИСКУЭ;
- СИКЭЭ;
- СМПР;
- ГРАМ и ГРНРМ.

При отдельном размещении серверного оборудования СЭИ, независимо от способа его реализации, должно обеспечиваться полноценное подключение его ТСПД.

Серверное оборудование СЭИ должно обеспечивать передачу заданных объёмов информации во внешние системы с требуемым темпом и требуемыми протоколами передачи данных (см. раздел п. 10.1 настоящих ТПР).

Серверное оборудование СЭИ с установленным на нём прикладным ПО, используемым в качестве КСВД СМПР, должно иметь сертификат АО «СО ЕЭС» соответствия требованиям СТО 59012820.29.020.003-2018.

Функционально-структурные схемы АИИСКУЭ для разных вариантов построения АИИСКУЭ приведены в ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.9. Применение УСПД в составе АИИСКУЭ отдельных объектов следует предусматривать только в случае невозможности организации опроса сервером ИВК всех счетчиков электрической энергии в регламентируемые интервалы времени.

6. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОГРАММНОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ

В составе СЭИ различают следующие виды программного обеспечения:

- встроенное ПО измерительных приборов СЭИ;
- системное и прикладное ПО контроллерного оборудования СЭИ;
- системное и прикладное ПО верхнего уровня СЭИ.

Системное и прикладное ПО контроллерного оборудования СЭИ определяется их производителем и поставляется вместе с контроллерами.

Для ПО верхних уровней СЭИ, размещаемых в ЦОД АСУТП, должны соблюдаться требования к ПО, приведенные в ОТТ ВУ АСУТП

С целью минимизации количества виртуальных сред рекомендуется выполнить на единой программной платформе схожие по выполняемым функциям и составу обрабатываемой информации СЭИ:

- единый программный комплекс АСУТП, СИКЭЭ;
- единый программный комплекс автоматизированных систем коммерческого и технического учета электроэнергии.

7. ТРЕБОВАНИЯ К ТСПД

В соответствии с положениями ОТТ ВУ АСУТП, ТСПД предназначена:

• для передачи информации между агрегатным уровнем подключенных к ТСПД цифровых измерительных преобразователей, контроллеров локальных САУ и ВУ АСУТП;

• для передачи информации между контроллерами локальных САУ, устройствами и комплексами РЗА, цифровыми измерительными преобразователями (при наличии информационного обмена по технологии пакетной передачи);

• для передачи данных с уровня приборов учета электрической энергии на верхний уровень АИИСКУЭ.

В соответствии с требованиями Технической политики Группы РусГидро и ОТТ ВУ АСУТП ТСПД должна строиться как двухуровневая сеть передачи данных, в которой должны выделяться уровень ядра и уровень доступа.

Требования к топологии построения ТСПД, оборудованию ТСПД (в т.ч. к коммутаторам) и его размещению определяются Технической политики Группы РусГидро и ОТТ ВУ АСУТП.

Варианты подключения ИП и локальных СЭИ показаны на схеме ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.8.

Для ИП допускаются следующие варианты подключения к сетям передачи данных (в т.ч. к ТСПД):

1) Вариант 1 (приоритетный) – подключение шкафа ИП, имеющих два независимых сетевых интерфейса Ethernet, к сети передачи данных, состоящей из двух независимых подсетей (в т.ч. к подсетям ТСПД), следует выполнять с применением двух коммутаторов доступа уровня L2.

2) Вариант 2 – подключение шкафа ИП, имеющих один сетевой интерфейс Ethernet, к сети передачи данных, состоящей из двух независимых подсетей (в т.ч. к подсетям ТСПД), при отсутствии поддержки протоколов маршрутизации коммутаторами ядра сети следует выполнять с применением коммутатора доступа уровня L3.

3) Вариант 3 (приоритетный) – подключение шкафа ИП, имеющих два сетевых интерфейса Ethernet с поддержкой протокола резервирования PRP, к сети передачи данных, в которой применяется протокол резервирования PRP, следует выполнять с применением двух коммутаторов доступа уровня L2.

4) Вариант 4 – подключение шкафа ИП, имеющих один сетевой интерфейс Ethernet, к сети передачи данных, в которой применяется протокол резервирования PRP, следует выполнять с применением коммутатора доступа уровня L2, обеспечивающего подключение к сети с применением протокола резервирования PRP (RedBox-коммутатор).

5) Вариант 5 – шкаф ИП, имеющих один сетевой интерфейс Ethernet, с применением коммутатора уровня L2 может быть подключен к сети, имеющей две независимые подсети, коммутаторы ядра которой поддерживают протоколы натирования и/или маршрутизации.

6) Вариант 6 – шкаф ИП, имеющих два сетевых интерфейса Ethernet, работающих в режиме коммутатора, с применением двух коммутаторов уровня L2 может быть подключен к сети, имеющей две независимые подсети, коммутаторы ядра которой поддерживают протоколы натирования и/или

маршрутизации. Для линий интерфейса Ethernet в составе шкафа ИП допускается применение протокола RSTP.

Функционально-структурные схемы АИИСКУЭ для разных вариантов построения АИИСКУЭ приведены в ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.9. При применении счетчиков электрической энергии с интерфейсами RS-485 для подключения их к ТСПД необходимо применять преобразователи интерфейса Ethernet/RS-485.

Преобразователь интерфейса Ethernet/RS-485 при подключении к ТСПД, построенной по топологии «дублированная звезда» должен соответствовать следующим техническим требованиям:

- два независимых Ethernet порта (два IP – адреса) со своими настройками сети. Допускаются преобразователи с одним портом/IP-адресом при подключении их через коммутаторы 3-го уровня или устройства, обеспечивающие протокол резервирования PRP;
- одновременный опрос последовательных портов преобразователя с нескольких серверов (устройств опроса), при котором не допускается смешивание и выдача некорректных данных, т.е. запросы выстраиваются в очередь и исполняются по порядку (например: технологии «Command by Command» у преобразователей Moxa, либо «Round-Robin mode» у преобразователей Advantech).

Для счетчиков электрической энергии, размещаемых вне территорий ГЭС, допускается применение модемов для опроса их посредством сетей сотовых операторов.

8. ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ

Электропитание измерительных приборов и коммуникационного оборудования СЭИ, размещаемых в шкафах САУ ГА или шкафах общестанционной режимной автоматики ГЭС (ГРАМ, ГРНРМ), должно соответствовать решениям по электропитанию, приведенным в ТПР на данные системы.

Решения по электропитанию коммуникационного оборудования СЭИ должно соответствовать ОТТ ВУ АСУТП. Для питания оборудования, используемого только в составе АИИСКУЭ допускается применение решений, описанных в п. 13.6 настоящей Пояснительной записки.

Принципы организации электропитания оборудования СЭИ, размещаемого вне шкафов САУ, общестанционной автоматики ГЭС и ВУ АСУТП, должно соответствовать решениям, представленным на схеме ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.10.

Для обеспечения беспрерывной работы оборудования СЭИ, перерывы работы которого недопустимы, предусматривается организация резервированных схем электропитания, обеспечивающих гарантированное питание и исключающих пропадание питания из-за единичного отказа оборудования электропитания. Кабели ввода питания прокладываются по разным трассам исключающими их выход из строя по общей причине.

Электропитание оборудования СЭИ должно соответствовать требованиям к 1 категории или 1 особой категории электроприемников по надежности электроснабжения согласно СО 153 34.20.120 2003.

Схемы ввода электропитания:

Вариант 1. Целевой схемой является электропитание оборудования СЭИ от двух независимых источников электропитания СГЭ АСУТП/СДТУ, соответствующих требованиям к электропитанию электроприемников 1 особой категории. Питание каждого данного источника электропитания предусматривается от двух вводов системы гарантированного электропитания ГЭС переменным напряжением 230 В и одного ввода щита постоянного тока (ЩПТ) ГЭС. Расчетное время работы от аккумуляторной батареи в аварийном режиме должно составлять не менее 30 минут. Данной схеме ввода питания соответствует вариант 1 на схеме ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.9.

Вариант 2. При наличии только одного источника электропитания СГЭ АСУТП/СДТУ, соответствующего требованиям к электропитанию электроприемников 1 особой категории, допускается применение в качестве резервного источника электропитания источника, соответствующего требованиям к электропитанию электроприемников 1 категории. Данной схеме ввода питания соответствует вариант 2 на схеме ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.9.

В составе СЭИ следует применять измерительные приборы, которые имеют два ввода питания постоянного или переменного тока, либо питание от измерительных цепей с резервным питанием от одного ввода постоянного или переменного тока. Коммуникационное оборудование СЭИ должно иметь два ввода питания постоянного тока напряжением 24 или 48 В.

На вводе питания в ИП или коммуникационного оборудования СЭИ предусматривается установка аппаратов защиты (автоматических выключателей или предохранителей) с рекомендуемой производителем уставкой срабатывания.

Схемы питания ИП:

Вариант А. ИП СЭИ имеет два ввода питания переменного тока. Подключение питания соответствует варианту А на схеме ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.10.

Вариант Б. ИП СЭИ имеет основной ввод электропитания от измерительных цепей и резервный ввод от переменного тока. Питание выполняется в соответствии с вариантом Б схемы ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.10. В случае отсутствия в таких измерительных приборах гальванической развязки по цепям резервного ввода электропитания от измерительных цепей, для подключения резервного ввода электропитания таких приборов следует предусматривать установку дополнительных устройств, обеспечивающих гальваническую развязку (к примеру, трансформаторные блоки питания).

Вариант В. ИП СЭИ имеет два ввода питания постоянного тока. Подключение питания соответствует варианту В на схеме ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.10. По аналогичной схеме подключается коммуникационное оборудование СЭИ. При питании от постоянного тока предусматривается установка двух блоков питания. Применяемые блоки питания должны быть универсальными по типу входного тока (постоянный или переменный) и иметь широкий диапазон напряжения входного питания. Значение выходного напряжения блоков питания должно определяться параметрами питания ИП и коммуникационной аппаратуры (24 или 48 В). Блоки питания должны иметь внутреннюю защиту от перенапряжений и переполюсовки питающей сети, от короткого замыкания в выходной цепи, а также гальваническую развязку входных и выходных цепей электропитания. Мощность блоков питания должна выбираться таким образом, чтобы одно устройство могло обеспечить электропитание всего подключенного к нему оборудования, в т.ч. подключаемого при срабатывании устройств резервирования.

Вариант Г. ИП СЭИ имеет основной ввод электропитания от измерительных цепей и резервный ввод от постоянного тока. Питание выполняется в соответствии с вариантом Г схемы ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.10.

Вариант Д. ИП СЭИ имеет один ввод питания постоянного тока. Для резервирования питания предусматривается установка блока резервирования (диодной развязки). Использование оборудования с одним вводом питания не рекомендуется. Питание выполняется в соответствии с вариантом Д на схеме ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.10. Такой вариант питания может быть использован для питания существующего оборудования до его замены в рамках реконструкции, либо модернизации.

При компоновке оборудования СЭИ в отдельном шкафу дополнительно предусматривается сервисный ввод для питания освещения, обогрева, либо сервисной розетки. Допускается подключение сервисного ввода к негарантированному вводу питания шкафа оборудования СЭИ.

При основном питании счетчика электроэнергии от измерительных цепей напряжения входы резервного питания счетчиков должны иметь гальваническую развязку от этих цепей.

Допускается применение трансформаторных блоков питания при подключении резервного питания к входам, не имеющим гальванической развязки.

9. ТРЕБОВАНИЯ К ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Информационная безопасность СЭИ должна осуществляться средствами ПОБИ объекта. Решения по организации информационной безопасности в рамках ВУ АСУТП и ТСПД АСУТП должны соответствовать ОТТ ВУ АСУТП.

Функциональная схема организации информационных потоков ГДАР.411711.278 ТПР.С2.8.

Все цифровые компоненты СЭИ являются составными частями автоматизированных систем ГЭС, поэтому при проработке вопросов информационной безопасности СЭИ следует руководствоваться:

- частными требованиями по информационной безопасности соответствующих автоматизированных систем;
- общим требованиями информационной безопасности в соответствии с государственными, отраслевыми и локальными нормативно-правовыми документами по информационной безопасности, в том числе:
  - Федеральный закон № 149-ФЗ от 27.07.2006 г. «Об информации, информационных технологиях и защите информации»;
  - ГОСТ Р 50739-95. Средства вычислительный техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования;
  - ГОСТ Р 51275-2006. Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения;
  - Федеральный закон от 26.07.2017 N 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»;
  - Положение по обеспечению информационной безопасности ОАО «РусГидро» (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.12.2010 № 1092).

Прикладное ПО серверов СЭИ должно обладать следующими встроенными средствами защиты информации:

- регистрация событий входа/выхода субъектов доступа в систему/из системы с меткой времени, учётной записью, под которой осуществлялась попытка входа, результатом попытки;
- поддержка непротиворечивых, однозначно определенных правил разграничения доступа с ролевой моделью пользователей;
- обеспечение целостности программных компонентов системы по контрольным суммам;
- фиксация всех попыток несанкционированного доступа с последующей возможностью получения данных с указанием времени произведённых действий. Кроме фиксации факта при попытках несанкционированного доступа системой должны формироваться соответствующие предупреждения.

Решения по информационной безопасности АИИСКУЭ должны соответствовать требованиям Приложения № 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования» и Приложения № 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам».

10. ТРЕБОВАНИЯ К ИНТЕГРАЦИИ С ДРУГИМИ СИСТЕМАМИ

10.1. Требования к интеграции СЭИ между собой и с другими системами объектов

Интеграцию СЭИ между собой и с другими системами объектов следует строить на базе коммуникационного оборудования ядра ТСПД.

Интеграция СЭИ в части передачи между СЭИ измеренных электрических величин, как правило, должна осуществляться посредством организации информационного обмена между серверами данных систем и/или путём организации передачи измерительной информации на верхний уровень СЭИ непосредственно с измерительных устройств смежных систем. Решения по информационному обмену между компонентами различных СЭИ приведены на схемах организации измерений электрических величин ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.1 – ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.7 и на схеме информационных потоков ГДАР.411711.278 ТПР.01.С2.1.

Из каждой СЭИ следует предусматривать передачу в SCADA ВУ АСУТП общих (по всей системе) сигналов аварийного состояния и неисправности, а также сигналов аварийного состояния отдельных компонентов систем, в том числе измерительных приборов, серверного, контроллерного и коммуникационного оборудования. Из SCADA ВУ АСУТП в АИИСКУЭ следует передавать сигналы положения коммутационных аппаратов РУ, определяющих схему выдачи мощности в энергосистему (при условии наличия соответствующих функциональных возможностей у прикладного ПО АИИСКУЭ).

При организации измерений, предусматривающей применение на присоединении отдельных ИП для ВУ АСУТП и АИИСКУЭ или ВУ АСУТП и СМПР, следует реализовывать косвенный контроль ИП, используемых в рамках СОТИАССО. Средствами ПО ВУ АСУТП в данном случае должен быть обеспечен сбор с обоих ИП измеренных электрических величин по присоединению с последующим сравнением полученных данных. При обнаружении расхождения данных должно выполняться информирование обслуживающего персонала. При обнаружении пропадания данных в БД ВУ АСУТП помимо информирования персонала следует предусматривать замещение результатов измерений с формированием соответствующего показателя качества параметра измерений.

Для мониторинга за состоянием основного оборудования ГЭС средствами ВУ АСУТП должны использоваться измерения, собираемые локальными САУ данного оборудования. Данные мониторинга оборудования подлежат сравнению с аналогичными данными, полученными в рамках СОТИАССО. При обнаружении расхождения величин должно выполняться информирование обслуживающего персонала. При обнаружении пропадания данных в БД ВУ АСУТП помимо информирования персонала следует предусматривать замещение результатов измерений с формированием соответствующего показателя качества параметра измерений.

Информирование персонала ГЭС о неисправности оборудования СЭИ должно выполняться средствами ВУ АСУТП.

Для организации обмена информацией между системами следует использовать следующие протоколы передачи данных: ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, МЭК 60870-6 ICCP/TASE.2, IEEE C37.118, МЭК 61850-8.

10.2. Требования к интеграции с системами других организаций

Формат и регламент предоставления АИИСКУЭ данных коммерческого учета электроэнергии (результатов измерений, состояний средств измерений и объектов измерений) в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ должны соответствовать требованиям, приведенным в Приложении 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Информационное взаимодействие ВУ АСУТП с филиалами АО «СО ЕЭС» в рамках СОТИАССО должно выполняться в соответствии с требованиями Приложения 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент допуска к торговой системе оптового рынка» (Приложение 3).

Информационное взаимодействие между концентраторами синхронизированных векторных данных (далее по тексту – КСВД) СМПР уровня ГЭС и ДЦ филиалов АО «СО ЕЭС» должно осуществляться в соответствии с требованиями СТО 59012820.29.020.003-2018.

11. ТРЕБОВАНИЯ К СИНХРОНИЗАЦИИ ВРЕМЕНИ

СОЕВ объекта должна соответствовать требованиям 4282-001-75782411-2019 ТУ Система обеспечения единого времени (утверждены Приказом ПАО «РусГидро» от 25.12.2019 №1077).

Синхронизация измерительных приборов, коммуникационной аппаратуры, серверного оборудования СЭИ должна осуществляться от единой СОЕВ объекта посредством ТСПД. Поддерживаемые протоколы синхронизации – PTPv2 (IEEE 1588-2008), NTP, SNTP, Time Protocol, Daytime Protocol, при этом предпочтение должно отдаваться протоколу PTPv2.

Для ИП, не являющихся источниками СВИ, должна обеспечиваться точность синхронизации не хуже 1 мс. Для устройств СВИ (УСВИ) должна обеспечиваться точность синхронизации не хуже 1 мкс. Для синхронизации УСВИ следует применять протокол синхронизации PTPv2. Допускается синхронизация УСВИ от СОЕВ объекта по линиям интерфейсов RS-232/485 с использованием протокола синхронизации IRIG-B.

Синхронизацию измерительных приборов, подключаемых к ТСПД напрямую посредством интерфейса Ethernet, следует осуществлять от СОЕВ объекта с помощью протоколов PTPv2, NTP, SNTP. Допускается синхронизация измерительных приборов (в т.ч. приборов, имеющих последовательные интерфейсы RS-232/485 и подключаемых к ТСПД с помощью преобразователей последовательных интерфейсов в Ethernet) от серверов СЭИ, к которым относятся данные измерительные приборы, в процессе сбора данных процедурами, предусмотренными протоколами обмена передачи информации, при условии соблюдения требуемой точности синхронизации.

12. ТРЕБОВАНИЯ К МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ

Требования к метрологическому обеспечению (МО) средств измерений, используемых в СЭИ, требования к диапазону и точности измерений СИ формируются с учетом актуальных федеральных и отраслевых НТД, определяющих требования к проектированию, эксплуатации и техническому обслуживанию СЭИ.

В соответствии с требованиями действующей Технической политики Группы «РусГидро» классы точности измерительных обмоток должны быть следующими: 0,2S – для ТТ и 0,2 – для ТН.

Основным принципом, предъявляемым к точности измерений, является то, что измерения должны выполняться с максимально доступной точностью при минимально возможных затратах. Целесообразным является применение измерительных приборов АИИСКУЭ, имеющих классы точности не хуже: 0,2S при измерении активной электроэнергии и 0,5 – при измерении реактивной электроэнергии.

Измерения частоты в сети, собираемые ГРАМ в рамках автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности, в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55890-2013 должны выполняться с точностью не хуже 0,001 Гц.

Для измерительных приборов СИКЭЭ в описании в описании типа средств измерений на приборы должно быть указание о том, что измерительный прибор обеспечивает измерение ПКЭ в соответствии с классом А в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.30-2013, класс точности измерения ПКЭ при этом должен быть I в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.7-2013.

Метрологическое обеспечение СИКЭЭ должно выполняться с учётом требований к обеспечению качества электроэнергии, указанных в договорах на поставку электроэнергии и технических условиях на присоединение к электрическим сетям.

Применяемое в СЭИ прикладное ПО должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.654-2015.

СЭИ, выполняющие измерения в сфере ГРОЕИ, в процессе ввода их в эксплуатацию должны проходить процедуру утверждения типа СИ. В результате прохождения данной процедуры должен быть сформирован следующий комплект документов, подлежащий передаче заказчику:

- на каждое СИ – свидетельство об утверждении типа СИ с приложенным описанием типа СИ, подтверждение наличия регистрации в Федеральном информационном фонде (ФИФ) по ОЕИ;
- на каждое СИ – свидетельство о первичной поверке СИ или заводской паспорт СИ с наличием оттиска или клейма о первичной поверке или наличие в ФИФ данных об актуальной поверке;
- свидетельство об утверждении типа СЭИ на систему с приложенным описанием типа СЭИ, подтверждение наличия регистрации в ФИФ по ОЕИ;

- свидетельство о первичной поверке СЭИ с приложенным перечнем измерительных каналов СЭИ или наличие в ФИФ данных об актуальной поверке СЭИ;
- аттестованная методика измерений СЭИ;
- методика поверки СЭИ.

Для СЭИ, выполняющих измерения вне сферы ГРОЕИ, при вводе их в эксплуатацию заказчику должен быть предоставлен следующий комплект документов:

- на каждое СИ – свидетельство об утверждении типа СИ с приложенным описанием типа СИ, подтверждение наличия регистрации в ФИФ по ОЕИ;
- на каждое СИ – свидетельство о первичной поверке СИ или заводской паспорт СИ с наличием оттиска или клейма о первичной поверке или наличие в ФИФ данных об актуальной поверке;
- методика калибровки СЭИ.

Для СЭИ, выполняющих измерения вне сферы ГРОЕИ, при вводе их в эксплуатацию рекомендуется проведение процедуры утверждения типа СИ (в добровольном порядке). В данном случае подлежит предоставлению заказчику тот же комплект документов, что предусматривается для СЭИ, выполняющих измерения в сфере ГРОЕИ. Прохождение процедуры утверждения типа для СЭИ, выполняющих измерения вне сферы ГРОЕИ, является предпочтительным, так как позволяет на этапе ввода СЭИ в эксплуатацию определить и документально оформить метрологические характеристики ИК, входящих в ее состав.

При поставке компонентов СМПР в обязательном порядке должны предоставляться:

- сертификаты на соответствие УСВИ требованиям стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.011-2016;
- сертификаты на соответствие КСВД требованиям стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2018.

13. ТРЕБОВАНИЯ К ШКАФАМ АИИСКУЭ

13.1. Общие сведения

Целевая схема размещения сервера АИИСКУЭ в соответствии с Технической политикой Группы РусГидро – в составе виртуальных машин центра обработки данных (ЦОД) АСУТП.

В случае отсутствия на объекте программно-аппаратных вычислительных ресурсов верхнего уровня АСУТП с применением технологии виртуализации, в составе АИИСКУЭ объекта реализуется серверный шкаф АИИСКУЭ.

Настоящие требования распространяются на шкафы, применяемые при новом строительстве при создании и модернизации АИИСКУЭ для размещения оборудования, планируемого к использованию только в составе АИИСКУЭ. Технические условия и конструкторская документация на типовые исполнения шкафов приведены в ГДАР.411711.278 ТПР.02 «Альбом технических условий, чертежей и схем на шкафы АИИСКУЭ».

Техническими условиями предусматривается несколько типов шкафов в зависимости от функциональной структуры АИИСКУЭ объекта.

Технические условия предусматривают максимально возможную комплектацию шкафов основным оборудованием.

13.2. Требования к внешнему виду и конструктиву шкафов

Высота шкафов полноразмерного исполнения, расположенных в одном помещении, должна быть одинаковой.

Глубина шкафов, расположенных в одном ряду, должна быть одинаковой.

Шкафы, расположенные в одном ряду, должны быть разделены между собой металлической перегородкой (возможно разделение боковыми стенками, комплектуемыми заводом изготовителем), крайние шкафы должны иметь боковые стенки.

Шкафы, расположенные в одном ряду, должны быть скреплены между собой соединительными элементами.

Шкафы должны быть изготовлены из серийно выпускаемых комплектующих. Стандартные габаритные размеры шкафов представлены в таблице 13.1. Применение шкафов нестандартных размеров допустимо только по требованию Заказчика.

Шкафы счетчиков электрической энергии, предусматриваемые к установке вне зданий объектов, должны комплектоваться глухой металлической дверью.

Таблица 13.1 – Габаритные размеры шкафов

№ п/п	Описание	Габаритные размеры (ШхВхГ), мм; тип обслуживания	Вариант исполнения по техническим условиям ГДАР.411711.278 ТПР.02
1	Шкаф счетчиков электрической энергии АИИСКУЭ	800x2200x600; двустороннее / 800x1200x400; одностороннее	1, 2
2	Шкаф выносной счетчиков электрической энергии АИИСКУЭ	600x1200x400; одностороннее	3

3	Шкаф серверный АИИСКУЭ	600x2000x1000; двустороннее	4
4	Шкаф УСПД АИИСКУЭ	800x2000x600; двустороннее / 800x1200x400; одностороннее	5, 6
5	Шкаф УСПД и счетчиков электрической энергии	800x2200x600; двустороннее	7

13.3. Требования к удобству обслуживания

Конструкция шкафов должна обеспечивать возможность и удобство проведения их монтажа и ремонта с минимально возможными затратами времени.

Шкафы должны быть сконструированы таким образом, чтобы отдельные операции можно было выполнять в процессе эксплуатации и под напряжением.

К таким операциям относятся:

- визуальная проверка:
  - коммутационных устройств и другого оборудования;
  - уставок и индикаторов оборудования;
  - соединений и маркировки проводов;
- регулировка и калибровка оборудования;
- замена плавких вставок предохранителей.

13.4. Требования электробезопасности

Расположение оборудования и цепей в шкафах должно быть таким, чтобы исключить возможность прямого прикосновения к опасным токоведущим частям.

Опасные токоведущие части должны быть полностью покрыты изоляцией, которая может быть снята только ее разрушением или с помощью инструмента, изоляция должна быть выполнена из соответствующих материалов, способных выдерживать механические, электрические и тепловые нагрузки, которые могут иметь место при эксплуатации.

Основные требования электробезопасности описаны в технических условиях на шкафы ГДАР.411711.278 ТПР.02.

Заземление шкафов выполняется на общую шину заземления ГЭС.

Заземление шкафов должно быть выполнено гибкими заземляющими защитными проводниками сечением не менее 10 мм2 через болтовые соединения, при этом должны быть приняты меры против ослабления и коррозии контактного соединения.

13.5. Требования к температурному контролю

Для необходимости поддержания микроклимата в шкафу должна быть предусмотрена система терморегулирования шкафа, включающая в себя систему обогрева.

Система обогрева должна использоваться при условии, что в помещении, где планируется установить шкаф, возможно понижение температуры ниже 10 °С.

Основные положения по температурному контролю описаны в технических условиях на шкафы ГДАР.411711.278 ТПР.02.

13.6. Требования к электропитанию

Структурная схема, отражающая общие принципы организации электропитания шкафов АИИСКУЭ, представлена на чертеже - ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.11. На схеме приведена организация питания для следующих типов шкафов:

- шкаф УСПД и комбинированный шкаф УСПД со счетчиками электрической энергии (схема ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.11 Лист 1);
- шкаф счетчиков электрической энергии (схема ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.11 Лист 2);
- серверный шкаф АИИСКУЭ (схема ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.11. Лист 3).

Кабели вводов питания шкафов прокладываются по разным трассам исключающими их выход из строя по общей причине.

Шкаф с УСПД и комбинированный шкаф УСПД со счетчиками электрической энергии

Организация электропитания выполняется в соответствии со схемой на листе 1 чертежа ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.11.

Целевой схемой ввода питания в шкаф является электропитание оборудования от двух независимых вводов 230 В переменного тока, один из которых должен соответствовать требованиям к электропитанию электроприемников 1 особой категории (с питанием от СГЭ АСУТП/СДТУ). При этом второй ввод электропитания может соответствовать требованиям к электропитанию электроприемников 1 категории.

Питание УСПД и коммутаторов выполняется от постоянного тока с установкой двух блоков питания. Применяемые блоки питания должны быть универсальными по типу входного тока (постоянный или переменный) и иметь широкий диапазон напряжения входного питания. Значение выходного напряжения блоков питания должно определяться параметрами питания УСПД и коммуникационной аппаратуры (24 или 48 В). Блоки питания должны иметь внутреннюю защиту от перенапряжений и переполюсовки питающей сети, от короткого замыкания в выходной цепи, а также гальваническую развязку входных и выходных цепей электропитания. Мощность блоков питания должна выбираться таким образом, чтобы одно устройство могло обеспечить электропитание всего подключенного к нему оборудования (в т.ч. в случае отказа резервирующих блоков или источников).

Питание УСПД и коммутаторов с одним вводом питания постоянного тока выполняется после блока резервирования (диодной развязки) – схема питания в соответствии с вариантом А на листе 1 чертежа ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.11.

Питание УСПД и коммутаторов с двумя вводами питания постоянного тока выполняется в соответствии с вариантом Б на листе 1 чертежа ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.11

В шкафу УСПД со счетчиками электрической энергии с двумя вводами электропитания их электропитание выполняется по варианту В на листе 1 чертежа ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.11.

В шкафу УСПД со счетчиками электрической энергии с основным вводом электропитания от измерительных цепей их электропитание выполняется по варианту Г на листе 1 чертежа ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.11. Такие счетчики электрической энергии имеют основной

ввод электропитания от измерительных цепей и резервный ввод от переменного тока. В случае отсутствия в таких измерительных приборах гальванической развязки по цепям резервного ввода электропитания от измерительных цепей, для подключения резервного ввода электропитания таких приборов следует предусматривать установку дополнительных устройств, обеспечивающих гальваническую развязку (к примеру, трансформаторные блоки питания).

На вводе питания оборудования АИИСКУЭ (УСПД, коммутаторы, счетчики электрической энергии и др.) предусматривается установка аппаратов защиты (автоматических выключателей или предохранителей) с рекомендуемой производителем оборудования уставкой срабатывания.

Шкаф счетчиков электрической энергии

Организация электропитания выполняется в соответствии со схемой на листе 2 чертежа ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.11.

Целевой схемой ввода питания в шкаф является электропитание оборудования от двух независимых вводов 230 В переменного тока, каждый из которых должен соответствовать требованиям к электропитанию электроприемников 1 категории.

В шкафу со счетчиками электрической энергии с двумя вводами электропитания их электропитание выполняется по варианту А на листе 2 чертежа ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.11.

В шкафу со счетчиками электрической энергии с основным вводом электропитания от измерительных цепей их электропитание выполняется по варианту Б на листе 2 чертежа ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.11. Такие счетчики электрической энергии имеют основной ввод электропитания от измерительных цепей и резервный ввод от переменного тока. В случае отсутствия в таких измерительных приборах гальванической развязки по цепям резервного ввода электропитания от измерительных цепей, для подключения резервного ввода электропитания таких приборов следует предусматривать установку дополнительных устройств, обеспечивающих гальваническую развязку (к примеру, трансформаторные блоки питания).

При наличии в шкафу счетчиков электрической энергии коммуникационного оборудования его питание выполняется аналогично шкафу УСПД с установкой двух блоков питания и при необходимости диодной развязки. Питание выполняется в соответствии с вариантами В и Г на листе 2 чертежа ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.11.

На вводе питания оборудования АИИСКУЭ (счетчики электрической энергии, коммутаторы и др.) предусматривается установка аппаратов защиты (автоматических выключателей или предохранителей) с рекомендуемой производителем оборудования уставкой срабатывания.

Для выносного шкафа со счетчиками электрической энергии предусматривается возможность установки модема, комплектуемого блоком питания – вариант Д на листе 2 чертежа ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.11.

Для электропитания сервисной розетки, освещения шкафа, оборудования вентиляции и обогрева шкафа, модема (для выносного шкафа со счетчиками электрической энергии) предусматривается устройство АВР на релейно-контакторной схеме.

Серверный шкаф АИИСКУЭ

Целевая схема размещения сервера АИИСКУЭ в соответствии с Технической политикой Группы РусГидро – в составе виртуальных машин центра обработки данных (ЦОД) АСУТП.

В случае отсутствия на объекте программно-аппаратных вычислительных ресурсов верхнего уровня АСУТП с применением технологии виртуализации, в составе АИИСКУЭ объекта реализуется серверный шкаф АИИСКУЭ.

Организация питания выполняется в соответствии со схемой на листе 3 чертежа ГДАР.411711.278 ТПР.01.С1.11.

Целевой схемой ввода питания в шкаф является электропитание оборудования от двух независимых вводов 230 В переменного тока, один из которых должен соответствовать требованиям к электропитанию электроприемников 1 особой категории (с питанием от СГЭ АСУТП/СДТУ). При этом второй ввод электропитания может соответствовать требованиям к электропитанию электроприемников 1 категории.

Для питания оборудования в серверном шкафу предусматривается установка двух блоков распределения питания (далее по тексту - БРП) переменного тока 230В. Оборудование с двумя вводами питания подключается в оба БРП, с одним вводом питания в первый БРП.

Для электропитания сервисной розетки, освещения шкафа, оборудования вентиляции и обогрева шкафа, модема (для выносного шкафа со счетчиками электрической энергии) предусматривается устройство АВР на релейно-контакторной схеме.

Основные положения по электропитанию шкафов описаны в технических условиях на шкафы ГДАР.411711.278 ТПР.02.

ИСТОЧНИКИ РАЗРАБОТКИ

1. Федеральный закон «Об обеспечении единства измерений» № 102-ФЗ от 26.06.2008 «Об обеспечении единства измерений».
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 N 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».
3. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 N 101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики».
4. Приложение №1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. Регламент допуска к торговой системе оптового рынка. Действующая редакция.
5. Приложение №1.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка. Действующая редакция.
6. Приложение №11 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент коммерческого учета электроэнергии и мощности».
7. Приложение №11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Техническое требования». Действующая редакция.
8. Приложение №11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам». Действующая редакция.
9. Приложение №11.3 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка «Порядок установления соответствия АИИСКУЭ техническим требованиям оптового рынка и присвоения класса АИИСКУЭ». Действующая редакция.
10. «Порядок проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа, Порядка утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений, Порядка выдачи свидетельств об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, установления и изменения срока действия указанных свидетельств и интервала между поверками средств измерений, требований к знакам утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений и порядка их нанесения». Утвержден Приказом Минпромторга РФ от 30.11.2009 № 1081.

11. «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». Утвержден Приказом Минпромторга РФ от 02.07.2015 №1815.

12. ГОСТ 2.114-2016. Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Технические условия.

13. ГОСТ 14254-2015 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

14. ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

15. ГОСТ Р 21.1101-2013. Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации.

16. ГОСТ 30804.4.30-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

17. ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

18. ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

19. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

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

21. ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.

22. ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

23. ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы.

24. ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем.

25. ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

26. ГОСТ Р 8.654-2015 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения

27. ГОСТ CISPR 24-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Устойчивость к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний.

28. ГОСТ Р 51275-2006 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

29. ГОСТ Р 51318.22-99 Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи индустриальные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.

30. ГОСТ Р 52069.0-2013 Защита информации. Система стандартов. Основные положения.

31. ГОСТ Р 55890-2013 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования.

32. ГОСТ Р 8.563-2009 ГСОЕИ. Методики (методы) испытаний.

33. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСОЕИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

34. ГОСТ Р МЭК 60950-2002 Безопасность оборудования информационных технологий.

35. ГОСТ 26416-85 Агрегаты бесперебойного питания на напряжение до 1 кВ. Общие технические условия.

36. НПБ 105-03 Нормы пожарной безопасности. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

37. РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

38. РД 153.34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями).

39. РД 153-34.0-11-209-99 Рекомендации. Автоматизированный системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности.

40. СО 153-34.20.120-2003 ПУЭ Правила устройства электроустановок. Издание 7.

41. СО 153-34.20.501-2003 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.

42. СТО 17330282.27.140.011-2008 Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России». Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования.

43. СТО 17330282.27.010.001-2008 Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России». Электроэнергетика. Термины и определения.

44. СТО 17330282.27.140.009-2008 Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России». Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

45. СТО 17330282.27.140.010-2008 Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России». Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования.

46. СТО 17330282.27.140.020-2008 Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России». Система питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования.

47. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования.

48. СТО РусГидро 02.02.118-2018 Гидроэлектростанции. Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Мониторинг технического состояния систем технологического управления. Общие технические требования, типовой состав и функции.

49. СТО РусГидро 02.02.060-2011 Гидроэлектростанции. Технические и автоматизированные системы. Условия поставки. Нормы и требования.

50. СТО РусГидро 02.02.105-2013 Гидроэлектростанции. Системы оперативного постоянного тока. Технические требования, типовые технические решения.

51. СТО 59012820.29.020.001-2019 Стандарт АО «СО ЕЭС». Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования.

52. СТО 59012820.29.020.003-2018 Стандарт АО «СО ЕЭС». Релейная защита и автоматика. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования.

53. СТО 59012820.29.020.011-2016 Стандарт АО «СО ЕЭС». Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования.

54. Техническая политика Группы «РусГидро».

55. Общие технические требования к верхнему уровню автоматизированных систем управления технологическими процессами ГЭС/ГАЭС, утвержденные приказом ПАО «РусГидро» от 13.03.2020 № 201.

56. 4282-001-75782411-2019 ТУ Система обеспечения единого времени Технические условия, утвержденные приказом ПАО «РусГидро» от 25.13.2019 № 1077.

57. Положение по обеспечению информационной безопасности ПАО «РусГидро».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АБП	–	Агрегат бесперебойного питания
АВР	–	Автоматический ввод резерва
АИИС КУЭ	–	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии
АРЧМ	–	Автоматическое регулирование частоты и перетоков мощности
АСУТП	–	Автоматизированная система управления технологическим процессом
БД	–	База данных
ВН	–	Сторона высшего напряжения (силового трансформатора)
ВУ	–	Верхний уровень
ГА	–	Гидроагрегат
ГАЭС	–	Гидроаккумулирующая электростанция
ГРАМ	–	Групповое регулирование (групповой регулятор) активной мощности
ГРНРМ	–	Групповое регулирование (групповой регулятор) напряжения и реактивной мощности
ГЭС	–	Гидроэлектростанция
ДЦ	–	Диспетчерский центр
ЕИП	–	Единый измерительный прибор
ИВК	–	Информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ	–	Информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИИК	–	Измерительно-информационный комплекс
ИК	–	Измерительный канал
ИП	–	Измерительный прибор
КО	–	Коммерческий оператор
КСВД	–	Концентратор синхронизированных векторных данных
КУЭ	–	Коммерческий учет электрической энергии
ЛЭП	–	Линия электропередачи
МИ	–	Методика измерений
ОРЭМ	–	Оптовый рынок электрической энергии и мощности
ОТТ	–	Общие технические требования
НН	–	Сторона низшего напряжения (силового трансформатора)
ПКЭ	–	Показатель качества электрической энергии
ПО	–	Программное обеспечение
ПОБИ	–	Подсистема обеспечения безопасности информации
РУ	–	Распределительное устройство
РУСА	–	Рациональное управление составом агрегатов
САУ	–	Система автоматического управления
СВ	–	Система возбуждения
СВИ	–	Синхронизированные векторные измерения
СГЭ	–	Система гарантированного электропитания
СИКЭЭ	–	Система измерения качества электрической энергии
СК	–	Синхронный компенсатор
СМПР	–	Система мониторинга переходных режимов
СН	–	Сторона среднего напряжения (силового трансформатора)
СОЕВ	–	Система обеспечения единого времени
СОТИАССО	–	Система обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора
СУМТО	–	Система управления и мониторинга трансформаторного оборудования
СЭИ	–	Система электрических измерений
ТН	–	Трансформатор напряжения
ТПР	–	Типовые проектные решения
ТСН	–	Трансформатор собственных нужд

ТСПД	–	Технологическая сеть передачи данных
ТТ	–	Трансформатор тока
ТУЭ	–	Технический учет электрической энергии
УСВИ	–	Устройство СВИ
УСПД	–	Устройства сбора и передачи данных
ЦОД	–	Центр обработки данных
ЩПТ	–	Щит постоянного тока
ЭЭ	–	Электрическая энергия

Система	Категория ГЭС	Категория объекта	Контролируемые присоединения	СОСТАВ СИГНАЛОВ СЭИ	Период измерения	Специальные требования к измерениям	Источник	Приемник
1	2	3	4	5	6	7	8	9
САУ ГА	все	все	Система возбуждения генератора	• ток ротора (If); • напряжение ротора (Uf);	500 мс	быстродействие модуля ввода аналогового сигнала не более 100 мс	Контроллер системы возбуждения	контроллер САУ ГА
САУ ГА	все	все	генератор	• ток статора(Ia, Ib, Ic); • напряжение статора (Ua, Ub, Uc); • активная мощность ГА (Pсум); • реактивная мощность ГА (Qсум); • частота генератора (Fг)	500 мс	быстродействие модуля ввода аналогового сигнала не более 100 мс	ТТ, ТН	Измерительный прибор
САУ ГА	все	шины генераторного напряжения блока Г-Т с выключателем, шины выдачи электроэнергии от генератора в сеть в схеме блога Г-Т без выключателя	сеть (шины)	• напряжение сети (Ua, Ub, Uc)	500 мс	быстродействие модуля ввода аналогового сигнала не более 100 мс	То же	Измерительный прибор
САУ ГА	все	все	генератор	• частота генератора (Fг)	10 мс	быстродействие модуля ввода аналогового сигнала не более 1 мс	ТН	контроллер САУ ГА
САУ ГА	все	шины генераторного напряжения блока Г-Т с выключателем, шины выдачи электроэнергии от генератора в сеть в схеме блога Г-Т без выключателя	сеть (шины)	• частота сети (Fc)	10 мс	быстродействие модуля ввода аналогового сигнала не более 1 мс	ТН	контроллер САУ ГА
Система возбуждения	все	все	генератор	• ток ротора (If); • напряжение ротора (Uf); • ток статора (Ib); • напряжение статора (Ua, Ub, Uc,); • угол между напряжением Ub и током Ib.	не более 1,0 мс	специализированный комплект автоматики в составе системы возбуждения	ТН, ТТ, цепи СВ генератора (ротора, возбудителя), изм.шунты	Система возбуждения

Изм.	Кол.у	Лист	№док	Подп.	Дата
Разраб.					
Пров.					
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					

ТПР ЭЭ Группы РусГидро

Стадия	Лист	Листов
П	1	4

Состав сигналов СЭИ

ПАО «РусГидро»

2022

Формат А3

Система	Категория ГЭС	Категория объекта	Контролируемые присоединения	СОСТАВ СИГНАЛОВ СЭИ	Период измерения	Специальные требования к измерениям	Источник	Приемник
1	2	3	4	5	6	7	8	9
возбуждения генератора								
ГРАМ	с количеством ГА более 2-х, сумм.мощн. более 30 МВт, участвую-щие в ОПРЧ, НПРЧ ЕЭС	все	генератор	• активная мощность ГА (Рсум); • суммарная по ГЭС активная мощность ГА (Рсум)	не более 100 мс		контроллер САУ ГА	ГРАМ
ГРАМ	с количеством ГА более 2-х, сумм.мощн. более 30 МВт, участвую-щие в ОПРЧ, НПРЧ ЕЭС	все (шины высшего напряжения ГЭС)	шины РУ	• частота на шинах ГЭС или её секций (f)	не более 100 мс		ТТ, ТН	Измерительный прибор
ГРНРМ	с количеством ГА более 10-х*	все	генераторы	• суммарная по ГЭС активная мощность ГА (Рсум); • суммарная по ГЭС реактивная мощность ГА (Qсум); • напряжение статора (Ua, Ub, Uc,)	не более 100 мс		контроллер САУГА	Контроллер ГРНРМ
ГРНРМ	с количеством ГА более 10-х*	--//--, шины высшего напряжения ГЭС	шины	• напряжение на шинах ГЭС (Uab, Ubc, Uca);	не более 100 мс		ТТ, ТН	Измерительный прибор
ГРНРМ	с количеством ГА более 10-х*	--//--, шины высшего напряжения ГЭС	АТ	• активная мощность через обмотки АТ (Рсум); • реактивная мощность через обмотки АТ (Qсум);	не более 100 мс		ТТ, ТН	Измерительный прибор
ВУ АСУТП	все	все	Генератор	• напряжение статора (Uab, Ubc, Uac); • ток статора (Ia, Ib, Ic); • активная мощность (Рсум); • реактивная мощность (Qсум); • частота (f) • напряжение нулевой последовательности (3U0) • ток обратной последовательности (I2) • ток ротора (If) • напряжение на обмотке ротора (Uf)	не более 1 с	метка времени, присвоенная в месте ввода информации в АСУТП с разрешающей способностью не хуже 1 мс	САУ ГА	SCADA ВУ АСУТП
ВУ АСУТП	все	все	Система возбуждения	• ток возбуждения овновного возбудителя (If) • напряжение основного возбудителя (Uf) • ток возбуждения возбудителя (вспомогательного генератора) (Iff) • напряжение возбуждения возбудителя (вспомогательного генератора) (Uff) • ток статора электродвигателя резервного возбудителя (If рез) • напряжение резервного возбудителя (Uf рез)	не более 1 с	метка времени, присвоенная в месте ввода информации в АСУТП с разрешающей способностью не хуже 1 мс	Система возбуждения (контроллер САУ ГА)	SCADA ВУ АСУТП
ВУ АСУТП	все		Т, АТ	• ток фазы на сторонах ВН, СН, НН (Ia) • ток общей обмотки АТ блока Г-Т (Ia) • активная мощность на стороне СН (Рсум) • реактивная мощность на стороне СН (Qсум) • напряжение (Uao, Ubo, Uco) Дополнительно для АТ при технической возможности: • ток ВН/СН/НН/общей обмотки (Ia)	не более 1 с	метка времени, присвоенная в месте ввода информации в АСУТП с разрешающей способностью не хуже 1 мс	Измерительный прибор	SCADA ВУ АСУТП
ВУ АСУТП	все	все	ТСН	• активная мощность на стороне ВН (Рсум) • ток фазы на сторонах генераторного напряжения (ВН), в каждой из обмоток, подключенных к сек. собственных нужд (НН) (Ia)	не более 1 с	метка времени, присвоенная в месте ввода информации в АСУТП с разрешающей способностью не хуже 1	Измерительный прибор	SCADA ВУ АСУТП

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Система	Категория ГЭС	Категория объекта	Контролируемые присоединения	СОСТАВ СИГНАЛОВ СЭИ	Период измерения	Специальные требования к измерениям	Источник	Приемник
1	2	3	4	5	6	7	8	9
						мс		
ВУ АСУТП	все		ЛЭП, АТ, Т, генератор, ячейка КРУ	• напряжение (Uao, Ubo, Uco); • ток (Ia, Ib, Ic); • активная мощность (Pсум); • реактивная мощность (Qсум)	не более 1 с	метка времени, присвоенная в месте ввода информации в АСУТП с разрешающей способностью не хуже 1 мс	Измерительный прибор	SCADA ВУ АСУТП
ВУ АСУТП	все	≥6 кВ	Шины	• напряжение (Uao, Ubo, Uco) • частота (f)* * - для ГЭС, при участии ГА в НПРЧ	не более 1 с	метка времени, присвоенная в месте ввода информации в АСУТП с разрешающей способностью не хуже 1 мс; дискретность измерений частоты на системах шин ГЭС, ГА которых участвуют в НПРЧ, не более 0,001 Гц	Измерительный прибор	SCADA ВУ АСУТП
ВУ АСУТП	все	все, в составе АИИСКУЭ	Данные коммерческого учёта АИИСКУЭ	• Pсум, Qсум (средние значения) • Wh пр., Varh пр., Wh отд., Varh отд. (приращения электроэнергии)			ВУ АИИСКУЭ	SCADA ВУ АСУТП
ВУ АСУТП	все	все, в составе СИКЭЭ	Данные контроля параметров качества электроэнергии СИКЭЭ	журнал нарушения ПКЭ: • установившееся отклонение напряжения • коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности • коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности • отклонения частоты • глубина провала напряжения • длительность временного перенапряжения			ВУ СИКЭЭ	SCADA ВУ АСУТП
РУСА – подсистема ВУ АСУТП	в составе ГРАМ, ВУ АСУТП	в составе ГРАМ, ВУ АСУТП	Генератор	• активная мощность ГА (Pсум)	100 мс		SCADA ВУ АСУТП	ПТК РУСА
ВУ АСУТП СОТИАССО)	зарегистрирована ГТП генерации ОРЭМ (установленная мощность ГЭС 5 МВт и более) или включает объекты в ведении диспетчеризации СО ЕЭС	≥110 кВ	ЛЭП, СВ, ШСВ, ОВ, двухобм. Т (сторона ВН)	• напряжение (Ua, Ub, Uc, Uф.ср, Uab, Ubc, Uac, Uл.ср); • ток (Ia, Ib, Ic, Iср); • активная мощность (Pa, Pb, Pc, Pсум); • реактивная мощность (Qa, Qb, Qc, Qсум); • полная мощность (Sa, Sb, Sc, Sсум); • частота (f)	1 с		ТТ, ТН	Измерительный прибор
ВУ АСУТП СОТИАССО)		все	генераторы		1 с		ТТ, ТН	Измерительный прибор

Система	Категория ГЭС	Категория объекта	Контролируемые присоединения	СОСТАВ СИГНАЛОВ СЭИ	Период измерения	Специальные требования к измерениям	Источник	Приемник
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВУ АСУТП (СОТИАССО)		35 кВ и 6-20 кВ (отключаемые от ПА кроме АЧР), отнесенные к объектам диспетчеризации СО ЕЭС	ЛЭП		1 с		ТТ, ТН	Измерительный прибор
ВУ АСУТП (СОТИАССО)		≥220 кВ	АТ (по каждой стороне), трехобм. Т (по каждой стороне)		1 с		ТТ, ТН	Измерительный прибор
ВУ АСУТП (СОТИАССО)		≥110 кВ, <110 кВ мощностью 5 Мвар и более	УКРМ		1 с		ТТ, ТН	Измерительный прибор
ВУ АСУТП (СОТИАССО)		≥110 кВ; ≥6-35 кВ, при наличии объектов диспетчеризации СО ЕЭС	секции (системы) шин	• напряжение (Ua, Ub, Uc, Uф.ср, Uab, Ubc, Uac, Uл.ср); • частота на шинах ≥110 кВ (f)	1 с		ТТ, ТН	Измерительный прибор
ВУ АСУТП (СОТИАССО)		присоединения для определения суммарной мощности СН ГЭС	ТСН (сторона ВН) и вводы РУСН	• суммарная активная и реактивная мощность собственных нужд ГЭС (Pсум, Qсум)	1 с		ТТ, ТН	Измерительный прибор
СМПР	≥ 500 МВт	100 МВт и более	Система возбуждения	• ток ротора (If) • напряжение ротора (Uf) • ток возбуждения возбудителя (Iff) • напряжение возбудителя (Uff)	20 мс	Точность синхронизации времени УСВИ – 1 мкс, протокол передачи данных IEEE C73.118	цепи СВ генератора (ротора, возбудителя), измеительные шунты	Измерительный прибор
СМПР	≥ 500 МВт	≥ 100 МВт	Генератор	• ток статора (Ia, Ib, Ic)	20 мс	Точность синхронизации времени УСВИ – 1 мкс, протокол передачи данных IEEE C73.118	ТТ, ТН ≥ 100 кВ	Измерительный прибор
СМПР	≥ 500 МВт	≥ 330 кВ, 220 кВ, входящие в контролируемые сечения ЕЭС и межгосударственные	ЛЭП	• векторы напряжения (Ua, Ub, Uc) • векторы тока (Ia, Ib, Ic, Io) • активная мощность (Pa, Pb, Pc, Pсум); • реактивная мощность (Qa, Qb, Qc, Qсум); • частота (fa, fb, fc) • угол между фазными напряжениями • измерение фазового угла между током и напряжением	20 мс	Точность синхронизации времени УСВИ – 1 мкс, протокол передачи данных IEEE C73.118	ТТ, ТН ≥ 100 кВ	Измерительный прибор
СМПР	≥ 500 МВт	входящие в контролируемые сечения ЕЭС	АТ сторона ВН		20 мс	Точность синхронизации времени УСВИ – 1 мкс, протокол передачи данных IEEE C73.118	ТТ, ТН ≥ 100 кВ	Измерительный прибор
АИИСКУЭ (КУЭ)	все	≥6 кВ, точки измерения в составе ГТП ОРЭМ, коммерческие точки РРЭ	генераторы, ЛЭП, ОВ, ТСН* * - запитанные сетей сторонних организаций	• Pсум, Qсум (средние значения) • Wh пр., Varh пр., Wh отд., Varh отд. (приращения электроэнергии и нарастающий итог)	30 мин		ТТ, ТН	Измерительный прибор
АИИСКУЭ (ТУЭ)	все	≥35 кВ	АТ (сторона ВН, СН), Т (сторона ВН), СКРМ	• Pсум, Qсум (средние значения) • Wh пр., Varh пр., Wh отд., Varh отд. (приращения электроэнергии и нарастающий итог)	3 мин		ТТ, ТН	Измерительный прибор

Система	Категория ГЭС	Категория объекта	Контролируемые присоединения	СОСТАВ СИГНАЛОВ СЭИ	Период измерения	Специальные требования к измерениям	Источник	Приемник
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АИИСКУЭ (ТУЭ)	все	все	ТСН (сторона ВН)					
АИИСКУЭ (ТУЭ)		≥6 кВ, не на границе со смежными сетевыми организациями (не в составе АИИСКУЭ)	ЛЭП					
АИИСКУЭ (ТУЭ)	все	6(10) кВ	РУСН (вводы, трансформаторы, отходящие линии)					
СИКЭЭ	все	на границах со смежными сетевыми организациями	ЛЭП – при наличии ТН ЛЭП	• журнал нарушения ПКЭ (вид ПКЭ по ГОСТ 32144-2013, величина отклонения, длительность нарушения)	непрерывно	метод измерений ПКЭ в соответствии с классом А	ТН	Измерительный прибор
				• отчет о статистике нарушения ПКЭ по ГОСТ 32144-2013	1 неделя			
		на границах со смежными сетевыми организациями	секции (системы) шин – при отсутствии ТН на ЛЭП	• журнал нарушения ПКЭ (вид ПКЭ по ГОСТ 32144-2013, величина отклонения, длительность нарушения)	непрерывно			
				• отчет о статистике нарушения ПКЭ по ГОСТ 32144-2013	1 неделя			

Примечание - * - при количестве гидроагрегатов менее 10 необходимость установки ГРНРМ определяется на основании технико-экономического обоснования.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.