

Приложение №5
к Уведомлению запроса предложений №114
от "27" мая 2021г.

Утверждаю:
Главный инженер
АО «МГЭС»



А.Е. Смирнов

« ____ » _____ 2021г.

**Техническое задание
на установку системы мониторинга переходных режимов (СМНР)
на Мамаканской ГЭС**

Содержание

1. Назначение, цели и задачи системы мониторинга переходных режимов Мамаканской ГЭС (СМПР МГЭС).....	5
2. Требования к функциям ПТК СМПР	6
3. Требования к информационному обеспечению	6
4. Требования к оборудованию нижнего уровня СМПР (УСВИ).....	7
5. Требования к оборудованию верхнего уровня СМПР (КСВД)	7
6. Требования к СОЕВ	8
7. Требования к сетевому оборудованию и каналам связи	8
8. Требования к ПО	9
9. Требования к ПО КСВД	10
10. Тестирование и самодиагностика компонентов ПТК СМПР	11
11. Требования к составу и передачи данных в РДУ.....	11
12. Требования к взаимодействию ПТК УТМ ССПИ	12
13. Требования к метрологическому обеспечению	12
14. Требования к электропитанию	12
15. Требования к эксплуатации	13
16. Требования к измерительным цепям тока и напряжения	13
17. Требования к безопасности	14
18. Требования к приемке ПТК СМПР	14
19. Требования к персоналу.....	15
20. Виды испытаний	15
21. Требования к надежности	16
22. Гарантии Подрядчика.....	17
23. Стадийность проектирования	17
24. Нормативно-техническая документация (НТД), определяющая требования к рабочей документации, оформлению и содержанию проектной документации.....	17
Приложение А. Список данных, передаваемых в АО «СО ЕЭС».....	20

Список используемых сокращений

АРМ	–	Автоматизированное рабочее место
АС СИ СМПР	–	Автоматическая система сбора информации СМПР
ЗИП	–	Запасное имущество и принадлежности
ИС	–	Измерительная система
КТС	–	Комплекс технических средств
КС	–	Коммуникационный сервер
КСВД	–	Концентратор синхронизированных векторных данных
МСС	–	Мультисервисная сеть связи АО «СО ЕЭС»
НСИ	–	Нормативно-справочная информация
ПО	–	Программное обеспечение
ПТК	–	Программно-технический комплекс
ПУЭ	–	Правила устройства электроустановок
РД	–	Руководящий документ
РДУ	–	Региональное диспетчерское управление
СМПР	–	Система мониторинга переходных режимов
СОЕВ	–	Система обеспечения единого времени
ТЗ	–	Техническое задание
ТТ	–	Трансформатор тока
ТН	–	Трансформатор напряжения
UTC	–	Всемирное координированное время
УСВИ	–	Устройства синхронизированных векторных измерений

1. Назначение, цели и задачи системы мониторинга переходных режимов Мамаканской ГЭС (СМПР МГЭС)

1.1 Программно-технический комплекс системы мониторинга переходных режимов (далее ПТК СМПР) – это комплекс технических и программных средств, обеспечивающий измерение, сбор и передачу в диспетчерские центры синхронизированных векторных измерений параметров электроэнергетического режима.

1.2 СМПР предназначена для сбора информации о параметрах установившихся и переходных режимов, архивирования и передачи ее в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС».

1.3 Точная синхронизация векторных измерений обеспечивает возможность корректного сравнения параметров электроэнергетического режима (далее ПЭР), измеренных в различных точках Единой энергетической системы.

1.4 Система мониторинга переходных режимов в ЕЭС России и входящих в ее состав энергосистем создается с целью повышения качества оперативно-диспетчерского и автоматического управления нормальными и переходными режимами ЕЭС России, основанного на использовании векторных величин параметров электроэнергетического режима.

1.5 СМПР МГЭС должна решать следующие задачи:

– мониторинг в реальном времени параметров, характеризующих динамические характеристики и устойчивость работы генераторного оборудования;

– формирование предупредительной и аварийной сигнализации для оперативного персонала в случае неисправности и сбоя работы оборудования системы СМПР;

– обеспечение высокого уровня наблюдаемости генераторных присоединений и формирование их динамической модели для верификации и расчета уставок РЗА и ПА.

– передача синхронизированных векторных измерений параметров электроэнергетического режима (далее – СВИ) в узел автоматической системы сбора информации с регистраторов СМПР (далее – АС СИ СМПР) Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ с целью применения в задачах оперативно-диспетчерского управления;

– осуществление диагностики в реальном времени измерительных трансформаторов тока и напряжения в части выявления несимметричных режимов, вызванных дефектами во вторичных цепях, и внутренними дефектами электроаппаратов.

1.6 Устройства синхронизированных векторных измерений (далее УСВИ), входящие в состав ПТК СМПР, должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений Российской Федерации и иметь действующее свидетельство о поверке.

1.7 СМПР МГЭС должна соответствовать требованиям СТО 59012820.29.020.003-2018 «Релейная защита и автоматика. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования», СТО 59012820.29.020.001-2019 «Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования», СТО 59012820.29.020.011-2016 «Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования».

1.8 СМПР МГЭС должна обеспечивать передачу регистрируемых параметров в АС СИ СМПР Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ в режиме on-line и off-line.

2. Требование к функциям ПТК СМПР

2.1 СМПР МГЭС должна строиться как многоуровневая распределённая автоматизированная информационно-измерительная система сбора, обработки, передачи в региональный концентратор синхронизированных векторных данных (КСВД), отображения и хранения синхронизированных векторных измерений параметров электромеханических переходных процессов и установившихся режимов.

2.2 Структура СМПР МГЭС должна иметь два уровня:

- нижний уровень: преобразующие устройства УСВИ, аналоговые входы которых должны подключаться к вторичным цепям измерительных трансформаторов тока и напряжения контролируемого присоединения, а также к измерительным цепям контура возбуждения генераторов. Для снижения дополнительной нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока и напряжения, минимизации количества контрольного кабеля и строительно-монтажных работ, УСВИ устанавливаются вблизи панелей управления генераторами, класс точности вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока и напряжения должен быть не хуже 0,5;
- верхний уровень: серверы сбора, обработки, хранения, передачи и отображения данных, оснащенные специализированным ПО КСВД; автоматизированное рабочее место (АРМ), а также другое оборудование и ПО, выполняющее необходимые функции в составе СМПР.

2.3 Нижний уровень СМПР МГЭС должен включать в себя УСВИ в количестве и комплектности, необходимом для осуществления необходимых измерений присоединениях

2.4 Верхний уровень СМПР МГЭС должен включать в себя:

- выделенные серверы СМПР (основной и резервный), с комплектностью и производительностью, достаточной для полноценной работы основного и резервного комплекта, специализированного ПО КСВД;
- прикладное программное обеспечение АРМ для работы с документами;
- оборудование консоли оператора серверов – монитор, клавиатура, манипулятор «мышь», переключатель KVM;
- сетевое оборудование и кабели связи для подключения серверов к АРМ СМПР, каналам передачи данных в Иркутское РДУ и ПТК УТМ ССПИ;
- оборудование обеспечения гарантированного питания серверов КСВД;
- системное программное обеспечение серверов;
- ПО КСВД;
- системное программное обеспечение АРМ;
- антивирусное программное обеспечение для АРМ.

3. Требования к информационному обеспечению

Перечень присоединений, по которым обеспечивается регистрация и передача данных в АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ:

- Генератор ГГ-1;
- Генератор ГГ-2;
- Генератор ГГ-3;
- Генератор ГГ-4;
- ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан I цепь;
- ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан II цепь;
- ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Бодайбинская.

Перечень параметров, передаваемых филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ в режимах on-line и off-line перечислен в Приложении А (уточнить на стадии разработки проектной (рабочей) документации).

4. Требования к оборудованию нижнего уровня СМПР (УСВИ)

4.1 Аналоговые входы УСВИ должны подключаться непосредственно к вторичным цепям измерительных трансформаторов тока и напряжения контролируемого присоединения.

4.2 Измерение векторов напряжения и тока производится не менее 50 раз в секунду. Для обеспечения точности измеренных УСВИ значений производится синхронизация измерений от глобальных навигационных спутниковых систем с точностью не хуже 1 мкс. Все параметры в ПТК СМПР должны регистрироваться в одинаковые моменты времени и иметь метки всемирного координированного времени, присваиваемые с дискретностью 1 мс.

4.3 УСВИ должны иметь интерфейс BNC для получения синхронизации системного времени по протоколу IRIG-B, обеспечивать пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации внутренних часов относительно шкалы UTC – ± 1 мкс.

4.4 УСВИ должны обеспечивать выдачу в реальном времени синхрофазоров, параметров электрического режима и состояния дискретных сигналов по цифровым протоколам стандартов серии IEEE C37.118.2 с частотой 1, 10, 25, 50 Гц.

4.5 УСВИ должны обеспечивать ввод дискретных сигналов по протоколу стандарта МЭК 61850-8-1 (GOOSE) в объеме до 10 наборов данных (data set).

4.6 УСВИ должны обеспечивать выдачу данных в АСУ ТП и центры управления по цифровым протоколам следующих стандартов:

- МЭК 61850-8-1 (MMS);
- МЭК 61850-8-1 (GOOSE);
- МЭК 60870-5-104.

4.7 На лицевой панели УСВИ для считывания параметров работы должны быть предусмотрены клавиатура, LCD-дисплей и светодиоды.

4.8 УСВИ должны обеспечивать создание и сохранение осциллограммы электрического режима.

4.9 Электропитание УСВИ должно осуществляться от сети постоянного тока с допустимыми длительными отклонениями напряжением от 110 до 370 В или от сети переменного тока с номинальной частотой 50 Гц и допустимыми длительными отклонениями напряжения в диапазоне от 85 до 264 В.

5. Требования к оборудованию верхнего уровня СМПР (КСВД)

5.1 В качестве серверов КСВД должно применяться промышленное серверное оборудование исполнения RACK с возможностью монтажа в стойку 19".

5.2 Должна быть предусмотрена возможность горячей замены жестких дисков и поддержка RAID 1 (зеркалирование).

5.3 В составе сервера КСВД должны использоваться многоядерные процессоры с количеством ядер не менее 4. Объем предустановленной оперативной памяти – не менее 32 Гб.

5.4 Объем жесткого диска должен быть достаточен для ведения циклических архивов УСВИ глубиной не менее 180 суток по каждому присоединению, а также должна обеспечиваться нормальная работа серверной операционной системы Windows Server.

5.5 Серверы должны обладать не менее чем 4 интерфейсами Ethernet 10/100/1000 Base-TX.

5.6 Для нужд гарантированного электропитания, в составе каждого сервера должны использоваться 2 блока питания (номинальное напряжение переменного тока – 230 В) с возможностью горячей замены.

5.7 ПО КСВД должно предусматривать возможность «горячего» резервирования серверов, при этом передача данных в режиме «on-line» в АС СИ СМПР Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ в один момент времени должна осуществляться только от одного сервера КСВД (верхнего уровня СМПР), а также должна быть обеспечена отказоустойчивость подсистемы передачи архивных данных при выводе из работы одного из КСВД (автоматическая синхронизация архивных данных между серверами КСВД). Технические решения по резервированию определить на стадии проектирования.

6. Требования к СОЕВ

В состав ПТК СМПР должна входить система обеспечения единого времени (далее СОЕВ), предназначенная для синхронизации часов (таймеров) всех вычислительных средств комплекса. СОЕВ должна настраиваться по сигналам точного времени глобальных навигационных спутниковых систем (GPS или ГЛОНАСС). СОЕВ также должна обеспечивать прием сигналов PPS (Pulse Per Second) от навигационных систем GPS или ГЛОНАСС и передачу этих сигналов каждому измерительному преобразователю. Подключение цепей СОЕВ производится при помощи коаксиального кабеля (в т.ч. для УСВИ).

В процессе синхронизации должны выполняться:

- периодическая рассылка сигналов точного времени;
- подстройка локального времени терминалов к общесистемному времени;
- контроль работоспособности устройств СОЕВ;
- АРМ операторов должны синхронизироваться от СОЕВ по протоколу NTP/SNTP с точностью не хуже ± 20 мс (подключение выполняется через Ethernet).

7. Требования к сетевому оборудованию и каналам связи

7.1 Топология технологической локальной сети и принципы резервирования сетевого оборудования на станции должны быть определены с учетом сохранения работоспособности сети при единичном отказе активного сетевого оборудования либо повреждении кабельной инфраструктуры на одном из участков.

7.3 Для передачи информации с УСВИ на сервер КСВД, должны быть предусмотрены управляемые промышленные Ethernet-коммутаторы с интерфейсами 100 BaseTX.

7.2 Обмен технической информацией между СМПР Мамаканской ГЭС и АССИ СМПР Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ должен быть организован по двум независимым каналам связи. Каналы связи должны быть организованы до узлов доступа, определенных ДЦ. Независимость каналов в каждом направлении связи должна достигаться за счет организации каналов связи в разных линиях связи, не имеющих общей линейно-кабельных сооружений, или, в разных средах распространения с соответствующим выбором трасс прохождения каналов, использования основного и резервного оборудования связи и электропитания, исключения возможности одновременного вывода (выхода) из работы независимых каналов связи.

7.4 Каналы связи для передачи данных СМПР должны соответствовать «Требованиям к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики» (приказ Минэнерго России от 13.02.2019 №97).

7.3 В рабочей документации должен быть приведен расчет пропускной способности каналов передачи данных. Полосу пропускания каждого канала определить с учетом полосы, необходимой для передачи информации, при этом загрузка канала расчетным трафиком не должна превышать 70% от фактически гарантируемой полосы

пропускания организуемого канала для передачи трафика в режиме on-line (IEEE C37.118.2) и 90% - для передачи трафика в режиме off-line. Основной и резервный каналы передачи данных должны иметь полосу пропускания, обеспечивающую одновременную трансляцию полного объема информации в режимах «on-line» и «off-line».

7.5 Каналы, организованные в сети с коммутацией пакетов (виртуальной частной сети), должны поддерживать механизмы приоритизации трафика (QoS), гарантировать передачу технологической информации, обеспечивать организации маршрутизации с использованием статической и/или динамической маршрутизации (протокол граничного шлюза BGP). Настройки параметров передачи данных по пакетным сетям должны быть согласованы с ДЦ.

7.6 Технология организации каналов должна позволять расширение полосы пропускания при необходимости.

7.7 Схема организации каналов связи от Мамаканской ГЭС до ДЦ должна быть согласована с ДЦ. На схеме должна быть отражена организация двух независимых каналов от объекта электроэнергетики до ДЦ с указанием:

- пропускной способности каждого канала;
- всех промежуточных узлов связи, включая узлы связи Заказчика и узлы доступа операторов связи, через которые проходят данные каналы;
- протоколов и интерфейсов сопряжения, кратких характеристик основного каналообразующего оборудования.

На схемах с использованием арендованных каналов операторов связи, промежуточные узлы сети операторов связи, через которые проходят каналы, не отражаются.

7.8 При организации передачи технологической информации в стеке протоколов TCP/IP должна быть разработана и согласована с ДЦ дополнительная схема передачи информации на сетевом уровне с указанием информации об ip-адресации, организации маршрутизации и использовании сетевых трансляций.

7.9 На сетевом уровне стык с оборудованием Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ должен осуществляться с использованием протокола IP 4-ой версии (IPv4 RFC791).

7.10 Стык канала с оборудованием Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ должен осуществляться с использованием протоколов: Ethernet, cHDLC, PPP.

7.11 Для протоколов cHDLC, PPP должны быть установлены таймеры keepalive согласованные с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

7.12 Стык с использованием протокола Ethernet должен осуществляться в нетэгрированном режиме (без использования тэгов в соответствии со стандартом IEEE 802.1Q).

7.13 Технические решения по взаимному резервированию каналов должны быть разработаны на этапе проектирования.

8. Требования к ПО

Программное обеспечение серверов КСВД должно включать:

- операционную систему Microsoft Windows Server версии 2019 или более позднюю;
- ПО КСВД - сбора, обработки, анализа, отображения, хранения и данных СМПП, с возможностью «горячего резервирования».

Программное обеспечение локальных АРМ должно включать:

- операционную систему не ниже Microsoft Windows 10 Prof;
- прикладное программное обеспечение для работы с документами не ниже MS Office Standard 2016;

Все программное обеспечение должно являться лицензионным.

9. Требования к ПО КСВД

9.1 Функциональность КСВД с автоматизированными системами энергообъекта (энергообъектов), диспетчерских центров и информационными системами территориального и регионального уровней обеспечивающий:

- оптимизацию трафика при передаче синхронизированных векторных измерений между Мамаканской ГЭС и филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ (далее – ДЦ);
- ПО КСВД должно поддерживать все основные протоколы сбора и выдачи СВИ в режиме онлайн: С37.118.2, С37.118-GZIP, МЭК-104, МЭК 61850. В режиме оффлайн (по запросу): / COMTRADE, веб-сервисы HTTP / SOAP/GZIP.
- автоматический сбор синхронизированных векторных измерений с преобразователей СМПП в режиме реального времени;
- мониторинг низкочастотных колебаний с целью своевременной фиксации возникновения режима синхронных качаний активной мощности на генерирующем оборудовании Мамаканской ГЭС, включая информирование оперативного персонала Мамаканской ГЭС (по результатам работы специализированного ПО в составе КСВД) и запись данных аварийных ситуаций в базу данных, передача данных об НЧК в ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ в виде сигнала о возникновении синхронных качаний активной мощности в поле «ANALOG» протокола С37.118.2 и включением соответствующих параметров в состав записываемых архивных данных. В составе разрабатываемых решений должны быть определены и согласованы критерии (уставки) формирования сигналов «об НЧК»;
- мониторинг корректности работы системных регуляторов (включая информирование оперативного персонала Мамаканской ГЭС и запись данных аварийных ситуаций в базу данных, передача данных об синхронных качаниях в ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ);
- достоверизация измеряемых данных СВИ;
- мониторинг напряжения на шинах выдачи мощности;
- мониторинг в режиме реального времени параметров электрического режима в целях диагностики работы генерирующего и сетевого оборудования (включая информирование оперативного персонала Мамаканской ГЭС о фактах превышения контролируемыми параметрами установленных уставок, запись данных аварийных ситуаций в базу данных);
- визуализация динамики изменения режимных параметров в режиме реального времени на специально разработанных формах визуализации и за исторический период глубиной не менее 180 дней;
- аналитический инструментарий, обеспечивающий возможность анализа развития аварийных ситуаций, функционирования устройств РЗА и средств измерений на Мамаканской ГЭС;
- автоматическое формирование и хранение:
 - линейного (циклического) архива с глубиной хранения не менее 180 суток;
 - аварийного архива – массивов данных о параметрах электроэнергетического режима, записываемых в соответствии с заданными конфигурационными настройками.;
 - предоставление телеизмерений по запросу, полученному из диспетчерского центра, от энергообъекта или смежной системы (предоставление доступа к архивным данным);
- мониторинг качества данных СВИ (включая информирование технологического персонала о фактах деградации данных СВИ выше установленного уровня):
 - расчет параметров качества измерений: уровни задержки, величина потерь (пропусков), количество ошибочных данных, количество несинхронизированных данных и изменения признака качества синхронизации часов, состояния подключений IEEE С37.118.2: разрывы, установка связи, получение данных, получение искаженных (невалидных) кадров IEEE С37.118.2, изменение флагов состояния УСВИ (поле «STAT» протокола С37.118.2);

- формирование сигнализации при деградации качества данных по заданным критериям;
- возможность обмена данных СМНР с автоматизированными системами управления Мамаканской ГЭС по протоколу IEC 60870-5-104.

9.2 Должен быть предоставлен сертификат соответствия ПО КСВД требованиям СТО 59012820.29.020.003-2018, за счет использования протокола в соответствии с IEEE.C37.118.2.2011 для передачи данных в режиме «on-line» и передачи данных в режиме «off-line» в соответствии с правилами взаимодействия и структурами сообщений, описанными в приложениях В и Г СТО 59012820.29.020.003-2018

10. Тестирование и самодиагностика компонентов ПТК СМНР

В ПТК СМНР должна быть реализована подсистема самодиагностики. Диагностирование системы в целом и ее отдельных компонентов должно выполняться непрерывно и автоматически в течении всего времени работы во всех эксплуатационных режимах. В объем диагностируемых средств должны входить: УСВИ, КСВД, устройства СОЕВ, средства коммуникаций и программное обеспечение.

В случае выхода из строя источника питания, а также возникновения сбоев или иных аномальных отклонений в работе устройства или на линиях передачи информации, ПТК СМНР должен отправить сигнал аварийного предупреждения, извещающий дежурный персонал объекта о нарушении штатного режима работы устройства и необходимости выявления и устранения неисправности.

11. Требования к составу и передачи данных в РДУ

11.1. Требования к составу регистрируемой информации

УСВИ входящие в состав ПТК СМНР должны обеспечивать измерение мгновенных значений фазных токов и напряжений с последующим вычислением за период промышленной частоты в объеме:

- векторы фазных напряжений и токов, векторы напряжений и токов прямой, обратной и нулевой последовательностей;
- действующие значения фазных напряжений и токов, частоты, скорости изменения частоты, активной, реактивной и полной мощности (по каждой фазе и трехфазных).

11.2 Требования к режиму передачи и составу передаваемой информации:

ПТК СМНР Мамаканской ГЭС должен обеспечивать:

- передачу данных СМНР в ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ:
 - а) в режиме реального времени (on-line) по протоколу IEEE C37.118.2 от КСВД;
 - в) в режиме «по запросу» (off-line) по протоколу http (веб-сервис);
- обмен конфигурационной информацией с ДЦ;
- ПТК СМНР Мамаканской ГЭС должен обеспечивать возможность обмена технологической информацией с подсистемами АСУ ТП Мамаканской ГЭС (при необходимости).

Перечень данных, которые необходимо передавать в режимах on-line и off-line, представлен в Приложении А.

11.4 При использовании существующих каналов необходимо обеспечить передачу данных без ухудшения качества передачи ранее организованного по ним информационного обмена технологической информацией.

11.5 Мамаканской ГЭС организовать и обеспечить круглосуточную работу двух независимых цифровых существующих каналов связи, включая вновь устанавливаемое на Мамаканской ГЭС каналобразующее оборудование, между Мамаканской ГЭС и филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ для передачи данных СМНР как части технологической информации, необходимой для управления электроэнергетическим режимом работы энергосистемы.

11.6 Привести расчёт необходимой пропускной способности для каналов связи.

12. Требования к взаимодействию ПТК УТМ ССПИ

12.1 Должна быть организована стыковка ПТК УТМ ССПИ и ПТК СМПР. Передача данных в существующий ПТК УТМ ССПИ должна осуществляться по сети Ethernet в протоколе ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. Для этого в сетевом оборудовании обоих комплексов должен быть предусмотрен соответствующий порт.

12.2 Со стороны ПТК СМПР в ПТК УТМ ССПИ должна передаваться следующая информация:

- сигнализация нарушений режима работы генераторов по данным векторных измерений;
- данные СВИ (амплитуды и абсолютные фазы синхронизированных векторов, а также частоты и скорости их изменения);
- состояние дискретных входов УСВИ;
- результаты самодиагностики СМПР.

12.3 В ОИК ПТК УТМ ССПИ должны быть разработаны и установлены специальные экранные формы (мнемосхемы, таблицы аварийных сигналов, таблицы служебных данных) для отображения данных работоспособности ПТК СМПР в целом и его отдельных устройств.

Окончательный перечень данных, передаваемый со стороны ПТК СМПР в ПТК УТМ ССПИ согласовывается на этапе проектирования.

13. Требования к метрологическому обеспечению

13.1 УСВИ должны иметь сертификат соответствия требованиям СТО 59012820.29.020.011-2016 «СО ЕЭС» для класса М.

13.2 УСВИ должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений Российской Федерации.

14. Требования к электропитанию

Питание оборудования ПТК СМПР должно осуществляться от сети постоянного оперативного тока (с использованием инверторов, при необходимости), либо от сети переменного тока частотой 50Гц и напряжением 220В, через самостоятельные аппараты защиты.

Электропитание регистраторов векторных измерений должно осуществляться от двух вводов через АВР. АВР должен располагаться в шкафах СМПР.

Для защиты от кратковременных перерывов питания (время переключения АВР) и защиты от сетевых помех для технических средств верхнего уровня должен быть предусмотрен источник бесперебойного питания (ИБП). ИБП должен обеспечивать работу ПТК СМПР (в части оборудования верхнего уровня) не менее 1 часа при потере основного источника питания.

Организация электропитания должна полностью исключать возможность полного выхода ПТК СМПР из строя вследствие отдельных неисправностей или ремонта элементов сети электропитания.

Для нужд гарантированного электропитания, в составе каждого сервера КСВД, должны использоваться 2 блока питания (номинальное напряжение переменного тока – 230 В) с возможностью горячей замены.

Для нужд гарантированного электропитания, в составе сетевого оборудования средствами которого будут организованы каналы передачи данных, должны использоваться 2 блока питания (номинальное напряжение переменного тока – 230 В).

15. Требования к эксплуатации

Технические средства ПТК СМПР должны быть выбраны с учётом следующих условий эксплуатации:

Нормальные условия применения регистраторов векторных измерений по ГОСТ 15150:

- номинальная температура окружающего воздуха от плюс 1 до 45 °С;
- относительная влажность воздуха 80 % при температуре 25 °С;
- высота над уровнем моря до 2000 м.

УСВИ должны удовлетворять требованиям ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001) и устойчивы к промышленным помехам, соответствующим жесткой электромагнитной обстановке по ГОСТ 32137-2013.

УСВИ должны соответствовать критерию качества функционирования – А, нормальное функционирование в соответствии с техническими условиями, согласно ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001) и ГОСТ 32137-2013.

Гарантийный срок эксплуатации СМПР должен быть не менее 24 месяцев с момента ввода системы в постоянную эксплуатацию, при соблюдении правил эксплуатации, хранения и транспортирования.

После окончания гарантийного срока эксплуатации сопровождение системы может осуществляться Исполнителем (или другой организацией) по отдельному договору.

Гарантийные сроки эксплуатации оборудования, которое не изготавливается Подрядчиком, должны соответствовать требованиям технической документации соответствующих изготовителей. Виды, регламент и периодичность технического обслуживания этих элементов ПТК СМПР определяются заводскими инструкциями по эксплуатации этих устройств.

Технические средства ПТК СМПР должны быть рассчитаны как на непрерывную круглосуточную эксплуатацию, так и на работу в режиме периодического включения (выключения) в течение суток.

Средства измерений системы должны поверяться в установленном порядке в сроки, определенные в паспортах на изделия.

16. Требования к измерительным цепям тока и напряжения

Класс точности измерительных трансформаторов тока и напряжения должен быть не хуже 0,5.

Измерительные трансформаторы должны соответствовать требованиям ПУЭ по классу напряжения, электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению, не допускается применение промежуточных трансформаторов тока. Во всех эксплуатационных режимах необходимо не допускать перегрузку измерительных трансформаторов.

При выборе типа и сечения применяемых кабелей и проводов следует руководствоваться требованиями ПУЭ (глава 3.4), ППБ, а также нагрузкой вторичных цепей и условиями по падению напряжения во вторичных цепях напряжения.

Подключение измерительных преобразователей следует осуществлять:

- в цепи основной измерительной обмотки ТН через блоки/коробки испытательные (БИ/КИ) с возможностью снятия напряжения с цепей преобразователя путем извлечения крышки блока (создания видимого разрыва) и с обеспечением перевода питания цепей напряжения от разных систем шин, при соответственном переводе присоединения с одной на другую систему шин;
- к вторичным измерительным обмоткам трансформаторов тока через БИ/КИ с возможностью отключения преобразователя от цепей тока без отключения присоединения в целом или подключения контрольного прибора.

17. Требования к безопасности

СМПР должна быть построена таким образом, чтобы ошибочные действия персонала или отказы технических средств не приводили к ситуациям, опасным для жизни, здоровья людей и сохранности оборудования.

Оборудование СМПР, требующее осмотра или обслуживания при работе, должно устанавливаться в местах, безопасных для пребывания персонала.

Инструкции по эксплуатации технических средств должны включать специальные разделы требований по безопасности установки и технического обслуживания.

Уровни освещенности информационных и моторных (клавиатуры, ключи, кнопки) полей должны обеспечивать комфортные условия работы персонала. Должна быть предусмотрена защита от слепящего действия света и устранение бликов. Комфортные условия работы персонала должны соответствовать действующим санитарным нормам.

По электромагнитной совместимости оборудование ПТК СМПР Мамаканской ГЭС должно соответствовать ГОСТ Р 51522.1.

Конструкция и размещение оборудования ПТК СМПР Мамаканской ГЭС должны удовлетворять требованиям по электробезопасности в соответствии с ПОТ РМ-016-2001 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» и ГОСТ 12.2.007.0, требованиям правил пожарной безопасности согласно ГОСТ 12.1.004 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования», требованиям по защитному заземлению и занулению согласно ГОСТ 12.1.030.

Все внешние (наружные) токопроводящие элементы технических средств ПТК СМПР Мамаканской ГЭС, которые могут находиться под напряжением или наведенным потенциалом, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства должны иметь зануление или защитное заземление в соответствии с действующими Правилами устройства электроустановок (далее – ПУЭ).

Периферийные устройства, входящие в состав ПТК СМПР Мамаканской ГЭС должны быть подключены к защитному заземлению, выполненному в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.0 и ГОСТ 25861.

Переходное сопротивление на контактных соединениях контура заземления не должно превышать 0,05 Ом. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом. Выбор проводников общего контура заземления должен производиться в соответствии с требованиями ПУЭ.

К работе с техническими средствами ПТК СМПР должны допускаться специалисты, прошедшие специальное обучение и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже третьей в соответствии с документами «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» (РД 153-34.0-03.150-00).

18. Требования к приемке ПТК СМПР

К приемке должен быть предоставлен комплекс СМПР, включающий:

– комплекс технических средств (КТС), смонтированных и соединенных в соответствии с рабочими чертежами монтажа технических средств СМПР и подготовленных к эксплуатации;

– эксплуатационная документация (в том числе документация по информационному и организационному обеспечению) в 3 (трех) экземплярах на бумажном носителе и в электронном виде, содержащая все сведения о системе, необходимые для освоения СМПР и обеспечения ее эксплуатации;

– графические документы (схемы питания, схемы организации каналов, схемы вторичных соединений) должны быть предоставлены в редактируемом формате;

– программное обеспечение в виде программ на машинных носителях информации в 2 (двух) экземплярах и сопровождающая его программная документация;

– ЗИП, приборы и устройства для проверки работоспособности, наладки технических средств и контроля метрологических характеристик измерительных каналов СМПР в объеме, предусмотренном проектной документацией, согласованной с Заказчиком в части аппаратурной поверки, включая техническую документацию и методику определения неисправностей;

– инструкция по эксплуатации комплекса СМПР Мамаканской ГЭС, Руководство по эксплуатации комплекса СМПР Мамаканской ГЭС;

– Проведение обучения с предоставлением удостоверения (сертификата) на право обслуживания комплекса СМПР Мамаканской ГЭС для 4 сотрудников;

– протоколы настройки оборудования ПТК СМПР;

– программа и методики испытаний ПТК СМПР Мамаканской ГЭС, согласованная Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

Проектная документация, программы по проведению испытаний ПТК СМПР и акты готовности ПТК к вводу в опытную и промышленную эксплуатацию должны быть согласованы с АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

19. Требования к персоналу

Режим работы персонала Мамаканской ГЭС по обслуживанию ПТК СМПР Мамаканской ГЭС – штатный.

Персонал, обеспечивающий функционирование системы, подразделяется на оперативный и обслуживающий.

Оперативным персоналом является оператор (операторы) АРМ из числа сотрудников Мамаканской ГЭС. ПТК СМПР требует привлечения диспетчерского персонала из числа оперативного персонала для мониторинга работы системы по числу рабочих мест (АРМ).

Обслуживающий персонал предназначен для технического обслуживания системы и должен иметь в своем составе следующих специалистов:

- специалист, поддерживающий работу системного и прикладного программного обеспечения, используемого на всех уровнях структуры ПТК СМПР;

- специалист, обеспечивающий правильную техническую эксплуатацию оборудования ПТК СМПР;

- специалист, сопровождающий метрологическое обеспечение оборудования ПТК СМПР.

Режим работы оперативного персонала системы определяется технологическими потребностями Мамаканской ГЭС.

Режим работы обслуживающего персонала определяется необходимостью поддержания непрерывной работоспособности ПТК СМПР.

Персонал, допущенный к эксплуатации и обслуживанию системы, должен пройти обучение пользованию и правилам техники безопасности в объеме, предусмотренном инструкцией по эксплуатации системы с привлечением, при необходимости, разработчиков системы.

20. Виды испытаний

Приемка ПТК СМПР в эксплуатацию АО «Мамаканская ГЭС» осуществляется выполнением следующих основных мероприятий:

- проведение автономных испытаний;

- наладка каналов связи, проверка информационного обмена с Иркутским РДУ;

- проверка работы системы без ввода в эксплуатацию для выявления дефектов и неисправностей (проверка под нагрузкой);

- проведение совместно с ДЦ комплексных испытаний;

- проведение совместно с ДЦ опытной эксплуатации;

- ввод ПТК СМПР в промышленную эксплуатацию.

Автономные испытания проводятся АО «Мамаканская ГЭС» / подрядчиком самостоятельно.

Наладка каналов связи, проверка информационного обмена с Иркутским РДУ проводятся АО «Мамаканская ГЭС» / подрядчиком с участием представителей ДЦ.

Проверка работы системы без ввода в эксплуатацию для выявления дефектов и неисправностей. АО «Мамаканская ГЭС» / подрядчиком должна быть разработана программа проведения проверки под нагрузкой содержащая, в том числе указания на условия и порядок функционирования частей ПТК СМПР и ПТК СМПР в целом, продолжительность проверки 3 месяца.

Комплексные испытания проводятся с участием представителей ДЦ в соответствии с ПМИ, согласованной ДЦ и утверждённой АО «Мамаканская ГЭС».

Результаты комплексных испытаний отражаются в протоколе проведения комплексных испытаний, с указанием замечаний, выявленных в ходе испытаний (при их наличии).

Если по результатам проведённых комплексных испытаний будет выявлено невыполнение проектных технических решений или зафиксировано наличие не устранённых замечаний, в протоколе комплексных испытаний отражается решение о неготовности ПТК СМПР к вводу в опытную эксплуатацию. Дата проведения повторных комплексных испытаний согласовывается с ДЦ после определения АО «Мамаканская ГЭС» / подрядчиком сроков устранения замечаний к ПТК СМПР.

При отсутствии замечаний по результатам проведения комплексных испытаний оформляется акт готовности ПТК СМПР к вводу в опытную эксплуатацию.

Для проведения опытной эксплуатации АО «Мамаканская ГЭС» / подрядчиком должна быть разработана и согласована ДЦ программа проведения опытной эксплуатации содержащая, в том числе указания на условия и порядок функционирования частей ПТК СМПР и ПТК СМПР в целом, продолжительность опытной эксплуатации 72 часа.

Все выявленные при проведении опытной эксплуатации замечания должны быть устранены до подписания акта о вводе ПТК СМПР в промышленную эксплуатацию.

Отсутствие на момент завершения опытной эксплуатации замечаний является основанием для оформления акта готовности ПТК СМПР к вводу в промышленную эксплуатацию, согласуемого с ДЦ.

Ввод ПТК СМПР в промышленную эксплуатацию осуществляется изданием локального нормативного акта АО «Мамаканская ГЭС».

21. Требования к надежности

Надежность создаваемой ПТК СМПР Мамаканской ГЭС должна обеспечиваться разработкой и реализацией согласованных между Исполнителем и Заказчиком организационных и технических мероприятий, направленных на выполнение заданных в ТЗ требований к надежности.

Критерием отказа должно считаться нарушение сбора и/или передачи данных в режиме «реального времени» (on-line), либо нарушение записи архивных данных и/или доступность ПТК СМПР для передачи данных в режиме off-line.

Работы по обеспечению надежности должны быть обязательными при разработке, изготовлении и эксплуатации ПТК СМПР Мамаканской ГЭС и ее составных частей.

Надежность ПТК СМПР зависит от надежности применяемого оборудования:

- измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- вторичных измерительных цепей;
- УСВИ;
- КСВД;
- сетевого оборудования.

В ПТК СМПР Мамаканской ГЭС должны быть предусмотрены меры защиты от неправильных действий персонала, от случайных изменений, а также от несанкционированного вмешательства.

УСВИ должны быть устойчивыми к пульсациям напряжения электропитания постоянного тока по ГОСТ Р 51317.4.17 (МЭК 61000-4-17) при степени жесткости испытаний 3.

УСВИ должны быть устойчивыми к воздушным и контактными электростатическим разрядам по ГОСТ Р 51317.4.2 (МЭК 61000-4-2) при степени жесткости испытаний 4.

Все оборудование ПТК СМПР Мамаканской ГЭС, включая вновь устанавливаемое на Мамаканской ГЭС оборудование каналов связи должно иметь схему электропитания, обеспечивающую сохранение работоспособности (обеспечить передачу аварийной сигнализации и сохранение измерительной информации). При полной потере электропитания по основному и резервному вводу для оборудования верхнего уровня ПТК СМПР, и потере одного ввода электропитания для оборудования нижнего уровня ПТК СМПР.

22. Гарантии Подрядчика

Срок гарантии качества результата выполненных работ устанавливается продолжительностью 24 (двадцать четыре) месяцев с момента подписания Акта о приемке в промышленную эксплуатацию или с даты передачи результата выполненных работ по Договору от Подрядчика к Заказчику (третьему лицу, указанному Заказчиком) при отказе от исполнения Договора (расторжения Договора).

Срок гарантии качества оборудования, использованного при выполнении работ и являющегося составной частью результата работ, устанавливается продолжительностью 24 (двадцать четыре) с момента подписания Акта о приемке в промышленную эксплуатацию или с даты передачи результата выполненных работ по Договору от Подрядчика к Заказчику (третьему лицу, указанному Заказчиком) при отказе от исполнения Договора (расторжения Договора).

23. Стадийность проектирования

Работы по проектированию должны быть выполнены одной стадией - рабочая документация с пояснительной запиской.

24. Нормативно-техническая документация (НТД), определяющая требования к рабочей документации, оформлению и содержанию проектной документации

Техническое задание и рабочая документация должны быть выполнены в соответствии со следующей действующей НТД, определяющей требования к рабочей документации, оформлению и содержанию проектной документации:

- Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;
- СТО 59012820.29.020.003-2018 «Релейная защита и автоматика. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования»;
- СТО 59012820.29.020.001-2019 «Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования»;
- СТО 59012820.29.020.011-2016 «Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования»;
- ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;

- ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования;
- ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия;
- ГОСТ Р 21.1002-2008 Система проектной документации для строительства. Нормоконтроль проектно-сметной документации;
- СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ»;
- РД 50-34-698-90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов;
- МИ 2232-2000 Рекомендация. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации;
- Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 7;
- Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» №261-ФЗ от 23.11.2009г.;
- Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО59012820.29.240.001-2011 «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования»;
- Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55105-2012 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;
- Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент допуска к торговой системе оптового рынка», утв. 26.11.2009 (протокол № 30/2009 заседания Наблюдательного совета НП «Совет рынка») с последующими изменениями;
- Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России», утв. 14.07.2006 (протокол № 96 заседания Наблюдательного совета НП «АТС») с последующими изменениями;
- Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55438-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования».

И.о. начальника ПТО

Начальник ЭТЛ

Начальник цеха СДТУ

Мастер электрогруппы

Специалист по ОТ и ПБ





Пуляевская Т.С.

Протопопов Е.В.

Козин А.А.

Бобров И. А.

Середа В.И.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Список данных, передаваемых в АО «СО ЕЭС»

№	Наименование параметра	Тип данных	Единица измерения	Передача On-line	Передача Off-line
1.	Синхронизированный вектор напряжения фазы А (U_a)	Фазор	В		+
2.	Синхронизированный вектор напряжения фазы В (U_b)	Фазор	В		+
3.	Синхронизированный вектор напряжения фазы С (U_c)	Фазор	В		+
4.	Синхронизированный вектор напряжения прямой последовательности (U_1)	Фазор	В	+	+
5.	Синхронизированный вектор тока фазы А (I_a)	Фазор	А		+
6.	Синхронизированный вектор тока фазы В (I_b)	Фазор	А		+
7.	Синхронизированный вектор тока фазы С (I_c)	Фазор	А		+
8.	Синхронизированный вектор тока прямой последовательности (I_1)	Фазор	А	+	+
9.	Активная мощность трехфазной сети (P)	Скаляр	Вт	+	+
10.	Реактивная мощность трехфазной сети (Q)	Скаляр	Вар	+	+
11.	Частота напряжения фазы А (f_a)	Скаляр	Гц		+
12.	Частота напряжения фазы В (f_b)	Скаляр	Гц		+
13.	Частота напряжения фазы С (f_c)	Скаляр	Гц		+
14.	Частота напряжения прямой последовательности (f_{U1})	Скаляр	Гц	+	+
15.	Скорость изменения частоты напряжения прямой последовательности (df_{U1}/dt)	Скаляр	Гц/с	+	+
16.	Напряжение возбуждения (напряжения ротора) генератора (U_f)*	Скаляр	В	+	+
17.	Ток возбуждения (тока ротора) генератора (I_f)*	Скаляр	А	+	+
18.	Напряжение возбуждения возбудителя генератора (U_{ff})*	Скаляр	В	+	+
19.	Ток возбуждения возбудителя генератора (I_{ff})*	Скаляр	А	+	+
20.	Дискретные сигналы о корректной / некорректной работе системы возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения*	Скаляр	-	+	+

* - только для присоединений «Генератор ГГ-1», «Генератор ГГ-2», «Генератор ГГ-3», «Генератор ГГ-4», параметры собираются дополнительно по генераторам.