ПАО «РусГидро»

ТИПОВЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС

(ТПР АСУТП ЭТО ГЭС)

Пояснительная записка

1026300970123.28.99.39.190.225.ПЗ.М

2024

Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Инв. № дубл. | Подп. и дата

СОДЕРЖАНИЕ

1 Общие положения 4
2 Типовой процесс создания АСУТП ЭТО 6
2.1 Формирование требований к АСУТП ЭТО 7
2.2 Разработка концепции 8
2.3 Разработка и утверждение технического задания (ТЗ) 8
2.4 Эскизный проект 9
2.5 Технический проект (ТП) 9
2.6 Рабочая документация (РД) 9
2.7 Ввод в действие 10
2.7.1 Подготовка к вводу в работу 10
2.7.2 Подготовка персонала 10
2.7.3 Комплектация 11
2.7.4 Монтажные работы 11
2.7.5 Наладочные работы 11
2.7.6 Приемка в эксплуатацию 12
3 Основные технические решения 19
3.1 Основные положения 19
3.1.1 Общие данные 19
3.1.2 Типовой состав задач АСУТП ЭТО 19
3.2 Реализация технологических функций 22
3.2.1 Функции учета электрических параметров, преобразования и сбора аналоговой и дискретной информации 22
3.2.2 Решения в части предоставления текущей и архивной информации 24
3.2.3 Решения по сигнализации средствами АРМ 26
3.3 Решения по визуализации 27
3.3.1 Вывод параметров на мнемосхемы АРМ 27
3.3.2 Использование на мнемосхемах плакатов 28
3.4 Реализация общесистемных функций 28
3.4.1 Организация коммуникаций 28
3.4.2 Защита от несанкционированного доступа 30
3.4.3 Документирование 30
3.4.4 Конфигурирование и параметрирование 31
3.5 Аппаратные решения 32
3.5.1 Измерение электрических параметров 32
3.5.2 Сетевые устройства узла доступа 35
3.5.3 Аппаратные решения РЗ, КП и ПА 36
3.6 Требования к обмену оперативными данными 36
3.6.1 Требования к составу информации для ВУ АСУТП 37
3.6.2 Требования к составу информации для организации блокировок. 38
3.6.3 Требования к составу информации для организации дистанционного управления от ДЦ СО ЕЭС. 38
3.6.4 Требования к составу информации для ДЦ СО ЕЭС 38

Перв. примен.
Справ. №
Подп. и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	1026300970123.28.99.39.190.225.ПЗ.М		
Разраб.					ТПР АСУТП ЭТО ГЭС	Лит.	Лист 2 / Листов 70
Пров.					Пояснительная записка		ПАО «РусГидро»
Н. контр.							

Копировал Формат А4

3.7 Требования к обмену неоперативной технологической информацией ... 38
3.7.1 Требования к составу неоперативной информации ... 38
3.8 Требования по организации учета электрических параметров ... 40
3.9 Решения по управлению коммутационными аппаратами. Требования к электрическим блокировкам ... 40
3.9.1 Основные положения ... 40
3.9.2 Управление коммутационными аппаратами (КА) ... 41
3.10 Требования к реализации программных блокировок ... 44
3.10.1 Общие положения ... 44
3.10.2 Программная блокировка на базе КП ... 46
3.10.3 Отображение логических блокировок на АРМ ВУ АСУТП ... 47
3.11 Решения по компоновке устройств АСУТП ЭТО ... 48
3.11.1 Основные положения ... 48
3.11.2 Шкаф узла доступа УД ... 51
3.11.3 Шкаф ССИ ... 54
4 Объем и способы взаимодейсвия со смежными системами ... 59
4.1 Объем и способы взаимодействия устройств релейной защиты (РЗ) и контроллеров присоединения (КП) ... 59
4.2 Объем и способы взаимодействия устройств противоаварийной автоматики (ПА) ... 61
4.3 Объем и способы взаимодействия регистраторов аварийных событий (РАС) ... 63
4.4 Объем и способы взаимодействия локальных САУ в составе устройств автоматики ЭТО (СУМТО и другие) ... 64
4.5 Объем и способы взаимодействия системы возбуждения (СВ) ... 65
5 Перечень принятых сокращений, терминов, определений ... 67

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящий документ входит в состав проектной документации "Разработка типовых проектных решений на АСУТП электротехнического оборудования ГЭС".

Полный состав проектной документации приведен в документе 1026300970123.28.99.39.190.225.РД.М "Ведомость проекта".

1.1 Краткая характеристика объекта проектирования

Объектом проектирования является электротехническое оборудования, входящее в состав гидроэлектростанций (ГЭС/ГАЭС) ПАО "РусГидро".

Состав электротехнического оборудования ГЭС/ГАЭС классифицируется на:

– оборудование главной электрической схемы;

– оборудование устройств защит, контроля, управления, автоматики и связи.

Состав основного оборудования главной электрической схемы:

– станционное оборудование;

– подстанционное оборудование;

Типизация выполнена на основе классификации схем выдачи мощности в составе блоков генератор-трансформатор, схемы генератор, работающий на сборные шины, набора главных схем распределительных устройств, применяемых на объектах ПАО "РусГидро".

– оборудование РУ 6(10) кВ;

– оборудование РУ 0,4 кВ (включая главные распределительные щиты);

– оборудование системы постоянного оперативного тока (СОПТ);

– оборудование системы возбуждения.

Состав средств автоматики, мониторинга, защит и управления оборудования схем выдачи мощности, главных схем распределительных устройств, и оборудования собственных нужд:

– устройства релейной защиты (РЗ);

– контроллеры присоединения (КП)

– устройства противоаварийной автоматики (ПА, УПАСК);

– регистратор аварийных событий (РАС);

– многофункциональные измерительные преобразователи параметров электрической сети (далее – МИП).

– локальные САУ, обеспечивающие работу ЭТО:

  - системы мониторинга трансформаторного оборудования (СУМТО);
  - система управление дизельгенератора;
  - система управления РУ 0,4 кВ собственных нужд;

- система мониторинга СОПТ;

Типизация состава оборудования устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики выполнена по классификации, используемой в действующих типовых проектных решениях при замене (модернизации) устройств локальной противоаварийной автоматики ГЭС (55181848.3433303.111) и типовых проектных решений при создании (модернизации) РЗА присоединений главных схем всех классов напряжения ГЭС (87-07-2015-РЗА.ТПР).

2 ТИПОВОЙ ПРОЦЕСС СОЗДАНИЯ АСУТП ЭТО

Стадии и этапы создания АСУТП ЭТО выделяются как части процесса создания по соображениям рационального планирования и организации работ, заканчивающихся заданным результатом.

Состав и содержание работ на стадиях и этапах создания АСУТП ЭТО выполнены в соответствии с ГОСТ Р 59853-2021, ГОСТ 34.201-2020, ГОСТ 34.602-2020, ГОСТ Р 59792-2021, ГОСТ Р 59793-2021.

Стадии создания и этапы (формирование ТТ, разработка концепции, разработка технического задания (ТЗ), эскизный, технический проект (ТП), разработка рабочей документации (РД)) – выполняются с использованием типовых проектных решений настоящего ТПР и ТПР ВУ АСУТП.

Состав и описание стадий и этапов выполнения работ представлен ниже.

Стадии и этапы создания приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Стадии и этапы создания АСУТП ЭТО

Стадии	Этапы	Примечание
Формирование требований к АСУТП (ТТ)	Обследование объекта. Формирование требований пользователя к АСУТП. Оформление отчета о выполненной работе	
Разработка концепции АСУТП ЭТО	Изучение объекта. Разработка вариантов концепции. Оценка рисков проекта. Оформление отчета о выполненной работе	
Техническое задание (ТЗ)	Разработка и утверждение технического задания на создание АСУТП	
Эскизный проект	Разработка предварительных проектных решений по АСУТП	
Технический проект	Разработка проектных решений по АСУТП. Разработка и оформление документации на поставку изделий для комплектования АС и (или) технических требований (технических заданий) на их разработку. Разработка заданий на проектирование в смежных частях проекта объекта автоматизации	
Рабочая документация	Разработка рабочей документации на АСУТП и ее части. Разработка или адаптация отдельных видов обеспечения АСУТП	

Стадии	Этапы	Примечание
Ввод в действие	Подготовка объекта автоматизации к вводу АС в действие. Подготовка персонала. Комплектация АС поставляемыми изделиями (программными и техническими средствами, программно-техническими комплексами, информационными изделиями). Строительно-монтажные работы. Пусконаладочные работы. Проведение предварительных испытаний. Проведение опытной эксплуатации. Проведение приемочных испытаний	
Сопровождение	Выполнение работ в соответствии с гарантийными обязательствами. Послегарантийное обслуживание	

Этапы, выполняемые организациями-участниками работ по созданию документации на АСУТП ЭТО, устанавливаются в договорах и техническом задании.

Стадии и этапы работ, выполняемые организациями, участвующими в работах по созданию АСУТП ЭТО, устанавливаются в договорах и техническом задании на создание АСУТП ЭТО. Допускается исключать отдельные этапы работ на всех стадиях. Допускается исключать стадию "Эскизный проект". В случае исключения стадии "Эскизный проект" работы, выполняемые на этой стадии, могут включаться в стадию "Технический проект". Допускается объединять стадии "Технический проект" и "Рабочая документация" в одну стадию "Технорабочий проект". Допускается выполнение отдельных этапов работ до завершения предшествующих стадий, параллельное во времени выполнение этапов работ, включение новых этапов работ.

2.1 Формирование требований к АСУТП ЭТО

Формирование требований к АСУТП ЭТО:

- обследование объекта (для действующих или реконструируемых объектов):
  - должен быть осуществлен сбор данных об объекте (ГЭС и ГАЭС). При этом должна быть определена степень автоматизации оборудования и, соответственно, должна быть определена степень готовности объекта к созданию или реконструкции АСУТП ЭТО в составе АСУТП станции;
  - должно быть принято решение об этапах и объемах создания или реконструкции АСУТП на объекте;
- формирование технических требований (ТТ);
- оформление отчета о выполненной работе.

2.2 Разработка концепции

Разработка концепции:

– проведение необходимых исследований: разработчик проводит детальное изучение объекта автоматизации и при необходимости необходимые работы, связанные с поиском путей и оценкой возможности реализации требований пользователя; оформляет и утверждает отчеты о выполненных работах;

– оценка рисков проекта;

– проводят определение рисков, которые могут каким-либо образом повлиять на проект, разработку перечня выявленных рисков проекта, оценку и приоритизацию рисков, разработку перечня мероприятий по предотвращению и ответных действий в случае возникновения конкретного риска.

2.3 Разработка и утверждение технического задания (ТЗ)

Выполняется разработка, оформление, согласование и утверждение технического задания, определяющим требования и порядок создания (развития или модернизации – далее создания) АСУТП ЭТО, в соответствии с которым проводится разработка и ее приемка при вводе в действие.

Техническое задание должно содержать:

– общие сведения об объекте;

– назначение и цели создания АСУТП;

– характеристика объекта;

– требования к построению и функционированию;

– требования к составу и содержанию технологических задач;

– требования к видам обеспечения (ТО, МО, ПО, ИО);

– требования к надежности;

– требования к безопасности;

– требования к комплектации и объему поставки;

– требования к составу, содержанию и срокам выполнения работ.

2.4 Эскизный проект

Эскизный проект разрабатывается, если это предусмотрено техническим заданием или протоколом рассмотрения технического предложения. Эскизный проект разрабатывается с целью установления предварительных проектных решений, дающих общее представление о принципе работы системы, когда это целесообразно сделать до разработки технического проекта или рабочей документации. В состав эскизного проекта входят: ведомость проекта, пояснительная записка, схемы автоматизации.

2.5 Технический проект (ТП)

Технический проект разрабатывается с целью установления проектных решений по системе и ее частям, дающих представление о принципе работы. В состав технического проекта входят:

- решения по построению и функционированию;
- решения по составу и содержанию технологических задач;
- решения по видам обеспечения (ТО – ведомость оборудования изделий и материалов, определение серийно выпускаемых технических средств; МО – анализ использования готовых алгоритмов и разработка новых алгоритмов решения технологических задач; ПО – выбор принципов построения и разработка структуры программного обеспечения; ИО – определение состава и характеристик информации, перечни сигналов, описание информационного обеспечения системы, чертежи видеокадров);
- решения по надежности АСУТП ЭТО;
- решения по безопасности АСУТП ЭТО.

2.6 Рабочая документация (РД)

Осуществляется разработка рабочей документации, содержащей все необходимые и достаточные сведения для обеспечения выполнения работ по вводу АСУТП ЭТО в действие и ее эксплуатации, а также для поддержания уровня эксплуатационных характеристик (качества) в соответствии с принятыми проектными решениями, ее оформление, согласование и утверждение. Виды документов – по ГОСТ 34.201-2020. Программная документация – по ГОСТ 19.101-77.

Разрабатывается документация по видам обеспечения программно-технических средств и технологической сети передачи данных, обеспечивающая выполнение проектно-сметной документации и проведение работ по вводу в действие АСУТП ЭТО.

В части ТО разрабатывается конструкторская документация и эксплуатационная документация:

– конструкторская документация:
  - план расположения оборудования и проводок;
  - чертежи установки оборудования;
  - спецификации;
  - схемы принципиальные;
  - схемы подключения внешних проводок;
  - магистрали информационные;
  - кабельный журнал;
– эксплуатационная документация:
  - ведомость эксплуатационных документов;
  - паспорта на системы;
  - формуляр на систему;
  - инструкция по эксплуатации КТС.

В части ПО разрабатывается специальное программное обеспечение СПО и эксплуатационная документация.

В части МО и ИО разрабатывается эксплуатационная документация (чертежи видеокадров, руководства пользователя).

При разработке рабочей документации необходимо руководствоваться ГОСТ 34.201-2020.

2.7 Ввод в действие

2.7.1 Подготовка к вводу в работу

Работы по вводу в действие выполняют: Заказчик, генеральный подрядчик, поставщики оборудования, строительно-монтажные и пуско-наладочные организации.

2.7.2 Подготовка персонала

Заказчиком должно быть осуществлено обучение эксплуатационного (оперативного и обслуживающего) персонала и проведена проверка его знаний и способности обеспечить бесперебойное функционирование и обслуживание АСУТП с последующей аттестацией. На основе эксплуатационной технической документации разработчика и поставщиков АСУТП должны быть разработаны необходимые производственные и должностные инструкции по эксплуатации.

2.7.3 Комплектация

Должна быть осуществлена поставка оборудования согласно спецификаций к рабочей документации на объект. Поставляемые комплектующие должны проходить 100 % входной контроль. Входной контроль должен проводиться непосредственно после доставки изделий на склад. По результатам входного контроля должен быть составлен акт. Изделия, не прошедшие входной контроль должны храниться на складе дефектных изделий, организованном для этих целей.

2.7.4 Монтажные работы

Монтажные работы должны выполняться в соответствии с графиком проведения этих работ согласованным с Заказчиком. К началу монтажных работ должна быть закончена строительная часть, осуществлено изготовление и монтаж конструкций, предназначенных для установки оборудования, а также выполнено сооружение кабельных трасс, предназначенных для прокладки кабельной продукции. На монтаж должны предъявляться изделия с отметкой в паспорте о прохождении входного контроля.

В процессе монтажных работ должны быть произведены:

– установка оборудования (шкафов);

– установка соответствующего ПО в соответствии с конструкторской и проектной документацией;

– прокладка, разделка и подключение сетевых кабелей, кабелей питания и сигнализации.

2.7.5 Наладочные работы

Комплекс наладочных работ должен предусматривать работы в части отдельных частей АСУТП ЭТО и в части готовности технического, математического, информационного и программного обеспечения ВУ АСУТП.

Методики проведения пусконаладочных работ ВУ АСУТП, рассмотрены в ТПР на ВУ АСУТП.

В состав наладочных работ по АСУТП ЭТО должны быть включены следующие виды работ:

– подготовительные работы;

– автономная наладка;

– комплексная наладка.

2.7.5.1 Подготовительные работы

Подготовительные работы должны включать:

– осмотр монтажа оборудования, монтажа кабельной продукции;

– проверку наличия проектной, конструкторской и эксплуатационной документация и при необходимости ее изучение (ознакомление);

– определение готовности систем электроснабжения.

2.7.5.2 Автономная наладка

Автономная наладка должна включать:

– проверку монтажа на соответствие требованиям проектной и конструкторской документации;

– проверку функционирования КТС (при неисправности отдельных технических средств, замена их на исправные);

– проверка функционирования и настройка ПО.

Результаты автономной наладки должны быть зафиксированы в протоколах испытаний. Каждый протокол должен содержать заключение о возможности (невозможности) допуска части АСУТП ЭТО к комплексной наладке.

2.7.5.3 Комплексная наладка

Комплексная наладка должна распространяться на группы отдельных частей нижнего уровня АСУТП ЭТО, соединенные в систему посредством кабелей ТСПД к узлам доступа ВУ АСУТП, включать:

– проверку правильности маркировки и подключения кабельной продукции;

– проверку работоспособности функций и технологических задач (путем настройки и тестирования) АСУТП ЭТО в составе АСУТП станции;

– проверку работоспособности функций и технологических задач по передаче оперативной и неоперативной информации в составе ВУ АСУТП;

– проверку реакции отдельных частей АСУТП ЭТО на некорректную информацию и аварийные ситуации.

2.7.6 Приемка в эксплуатацию

АСУТП ЭТО принимается в эксплуатацию специализированной приемочной комиссией. Состав комиссии определяется приказом по филиалу организации заказчика.

К приемке в эксплуатацию в составе АСУТП ЭТО должны быть представлены:

– оборудование, шкафы УД, ССИ, смонтированные и соединенные в систему посредством технологической сети передачи данных к узлам доступа ВУ АСУТП;

– установленное ПО, в виде дистрибутивных модулей на машинных носителях;

– программное и информационное обеспечения средств ВУ АСУТП;

– проектная, конструкторская и эксплуатационная документация;

– ЗИП и сервисные средства.

Приемка и последующий ввод в эксплуатацию АСУТП ЭТО может выполняться не в целом, а поэтапно (очередями), в соответствии с планом ввода основного оборудования в эксплуатацию для новых ГЭС и ГАЭС или с планом вывода в ремонт основного оборудования существующих ГЭС и ГАЭС.

Создаваемая (или модернизируемая) АСУТП на этапе "Приемка в эксплуатацию" должна быть подвергнута испытаниям. При испытаниях АСУТП ЭТО проверяют:

– полноту и качество выполнения комплексом программных и технических средств в составе ВУ АСУТП всех заданных функций и технологических задач, возложенных на АСУТП ЭТО;

– знание эксплуатационным персоналом (в том или ином объеме) проектной, конструкторской и эксплуатационной документации, а также наличие у него навыков, необходимых для выполнения установленных функций и технологических задач АСУТП ЭТО;

– полноту и качество, содержащихся в проектной и эксплуатационной документации, указаний по выполнению эксплуатационным персоналом действий во всех режимах функционирования АСУТП.

Выявленные во время испытаний АСУТП ЭТО недостатки должны устраняться.

АСУТП ЭТО должна быть подвергнута следующим видам испытаний:

– предварительные испытания;

– опытная эксплуатация;

– приемочные испытания.

Для проведения каждого из всех видов испытаний разрабатывается документ "Программа и методика испытаний", который должен утвердить Заказчик. Документ "Программа и методика испытаний" должен устанавливать необходимый и достаточный объем испытаний, обеспечивающий заданную достоверность получаемых результатов.

Проведение каждого вида испытаний должно предусматривать испытания отдельных частей АСУТП ЭТО или АСУТП ЭТО в целом в составе АСУТП станции.

Методики проведения испытаний ВУ АСУТП, рассмотрены в ТПР на ВУ АСУТП.

2.7.6.1 Предварительные испытания

Предварительные испытания следует проводить после осуществления наладки и представления соответствующих документов об их готовности к испытаниям, а также после ознакомления эксплуатационного персонала с проектной, конструкторской и эксплуатационной документацией.

Предварительные испытания АСУТП ЭТО должны состоять из автономных и комплексных испытаний.

1 Автономные испытания следует проводить для отдельных частей АСУТП ЭТО и в соответствии с документами "Программа и методика автономных испытаний", разрабатываемыми для каждой части АСУТП ЭТО.

Документ "Программа и методика автономных испытаний" должен содержать:

– перечень функций и технологических задач, подлежащих испытаниям;

– описание взаимосвязей объекта испытаний с другими частями: оборудование НУ; оборудование ВУ (ВУ АСУТП);

– условия, порядок и методы проведения испытаний и обработки результатов;

– критерии приемки частей по результатам испытаний.

– К документу "Программа и методика автономных испытаний" должны быть приложены:

– график автономных испытаний;

– автономные тесты.

Автономные тесты должны:

– обеспечивать проверку работоспособности функций и технологических задач, возложенных на отдельную часть АСУТП ЭТО;

– определять точность вычислений расчетных величин.

Автономные испытания должны проводиться путем выполнения автономных тестов.

Результаты автономных испытаний следует фиксировать в протоколах испытаний. Каждый протокол должен содержать заключение о возможности (невозможности) допуска части АСУТП к комплексным испытаниям.

2 Комплексные испытания следует проводить для АСУТП ЭТО в целом или для групп отдельных частей АСУТП ЭТО (группы по функциональному признаку основного оборудования (блок ГТ, схема РУ и пр.), подключенных к узлу доступа ВУ АСУТП.

Комплексные испытания следует проводить в соответствии с документами "Программа и методика комплексных испытаний", разрабатываемыми для АСУТП ЭТО в составе ВУ АСУТП и для каждой группы отдельных частей АСУТП ЭТО (разделенных по функциональному признаку).

Документ "Программа и методика комплексных испытаний" должен содержать:

– перечень объектов испытания;

– состав предъявляемой документации;

– описание проверяемых взаимосвязей между объектами испытаний;

– очередность испытаний отдельных частей АСУТП ЭТО;

– порядок и методы испытаний, в том числе состав программных средств и оборудования, необходимых для проведения испытаний.

К документу "Программа и методика комплексных испытаний" должны быть приложены:

– протоколы автономных испытаний;

– график автономных испытаний;

– комплексные тесты.

– Комплексные тесты должны:

– быть логически увязанными;

– обеспечивать проверку работоспособности функций и технологических задач, возложенных на группу отдельных частей АСУТП ЭТО;

– обеспечивать проверку реакции групп отдельных частей АСУТП на некорректную информацию и аварийные ситуации.

Комплексные испытания должны проводиться путем выполнения комплексных тестов.

Результаты комплексных испытаний следует фиксировать в протоколах испытаний. Протокол должен содержать заключение о возможности (невозможности) допуска АСУТП ЭТО в целом или группы отдельных частей АСУТП ЭТО к опытной эксплуатации.

2.7.6.2 Опытная эксплуатация

Опытную эксплуатацию следует проводить в соответствии с документом "Программа и методика проведения опытной эксплуатации", в котором указывают:

– условия и порядок функционирования отдельных частей АСУТП ЭТО, групп отдельных частей АСУТП ЭТО и АСУТП ЭТО в целом в составе АСУТП станции;

– продолжительность опытной эксплуатации отдельных частей АСУТП ЭТО, групп отдельных частей АСУТП ЭТО и АСУТП ЭТО в целом в составе АСУТП станции;

– порядок устранения недостатков, выявленных в процессе опытной эксплуатации отдельных частей АСУТП ЭТО, групп отдельных частей АСУТП ЭТО и АСУТП ЭТО в целом в составе АСУТП станции.

Во время опытной эксплуатации должен вестись рабочий журнал, в который должны вноситься сведения о продолжительности функционирования отдельных частей АСУТП ЭТО,

групп отдельных частей АСУТП ЭТО и АСУТП ЭТО в целом в составе АСУТП станции, отказах, сбоях, аварийных ситуациях, изменениях параметров объекта автоматизации, проводимых корректировках документации и программных средств, наладке технических средств.

Все вносимые сведения должны фиксироваться в журнале с указанием даты и ответственного лица.

По результатам опытной эксплуатации Заказчик должен принять решение о возможности (или невозможности) предъявления групп отдельных частей АСУТП ЭТО или АСУТП ЭТО в целом в составе АСУТП станции, на приемочные испытания.

Результатом опытной эксплуатации должно стать подписание актов о завершении опытной эксплуатации и допуске групп отдельных частей АСУТП ЭТО или ВУ АСУТП в целом к приемочным испытаниям.

2.7.6.3 Приемочные испытания

Приемочные испытания следует проводить в соответствии с документом "Программа и методика проведения приемочных испытаний", в котором указывают:

– критерии приемки групп отдельных частей АСУТП ЭТО или ВУ АСУТП в целом;

– условия и сроки проведения испытаний групп отдельных частей АСУТП ЭТО или ВУ АСУТП в целом;

– средства для проведения испытаний групп отдельных частей АСУТП ЭТО или ВУ АСУТП в целом;

– фамилии лиц, ответственных за проведение испытаний групп отдельных частей АСУТП ЭТО или ВУ АСУТП в целом;

– методику испытаний групп отдельных частей АСУТП ЭТО или ВУ АСУТП в целом и обработки их результатов;

– перечень оформляемой документации.

Для проведения приемочных испытаний должна быть предъявлена следующая документация:

– проектная, конструкторская и эксплуатационная документация групп отдельных частей АСУТП ЭТО или ВУ АСУТП в целом;

– акты приемки групп отдельных частей АСУТП ЭТО или ВУ АСУТП в целом в опытную эксплуатацию;

– рабочий журнал опытной эксплуатации групп отдельных частей АСУТП ЭТО или ВУ АСУТП в целом;

– акт завершения опытной эксплуатации групп отдельных частей АСУТП ЭТО или АСУТП в целом и допуска к приемочным испытаниям;

– программа и методика испытаний групп отдельных частей АСУТП ЭТО или ВУ АСУТП в целом.

– Приемочные испытания должны включать проверку:

– полноты и качества реализации технологических задач при штатных, предельных, критических значениях параметров автоматизируемого оборудования;

– работы персонала в диалоговом режиме;

– средств и методов восстановления работоспособности групп отдельных частей ВУ АСУТП и АСУТП в целом после отказов;

– комплектности и качества проектной, конструкторской и эксплуатационной документация групп отдельных частей АСУТП ЭТО или ВУ АСУТП в целом.

Проверку полноты и качества реализации технологических задач рекомендуется проводить в два этапа. На первом этапе проводят испытания работоспособности отдельных технологических задач. На втором этапе проводят проверку работоспособности комплекса технологических задач в целом.

Проверку работы персонала в диалоговом режиме должны проводить с учетом полноты и качества выполнения технологических, в целом. Проверке подлежит:

– полнота сообщений, директив, запросов, доступных эксплуатационному персоналу и их достаточность для эксплуатации системы;

– сложность процедур диалога, возможность работы персонала без специальной подготовки;

– реакция системы и ее частей на ошибки оператора, средства сервиса.

Проверка средств и методов восстановления работоспособности групп отдельных частей АСУТП или АСУТП в целом после отказов должна включать:

– проверку наличия в эксплуатационной документации рекомендаций по восстановлению работоспособности и полноту их описания;

– практическую выполнимость рекомендованных процедур;

– работоспособность средств автоматического восстановления функций (при их наличии).

Проверку комплектности и качества проектной, конструкторской и эксплуатационной документация групп отдельных частей АСУТП ЭТО или ВУ АСУТП в целом следует проводить путем анализа документации на соответствие требованиям нормативно-технических документов.

По результатам приемочных испытаний Заказчик должен принять решение о приемке (не приемке) групп отдельных частей АСУТП ЭТО или ВУ АСУТП в целом в постоянную эксплуатацию.

Результатом приемочных испытаний должно стать подписание актов о готовности групп отдельных частей ВУ АСУТП и АСУТП в целом к постоянной эксплуатации.

3 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

3.1 Основные положения

3.1.1 Общие данные

На основании документа "Общие технические требования к ВУ АСУТП ГЭС/ГАЭС", утвержденных Приказом Группы РусГидро от 13.03.2020 №201, автоматизированная система управления технологическим процессом электротехнического оборудования ГЭС (далее АСУТП ЭТО), рассматривается как составная часть АСУТП.

Программно-технические комплексы РЗ, КП, ПА, РАС, СУМТО, другие локальные САУ, МИП, обеспечивающие работу ЭТО станции, рассматриваются как устройства нижнего уровня в иерархической структуре АСУТП.

АСУТП ЭТО рассматривается не как самостоятельная система, а как функциональная часть АСУТП станции, обеспечивающая интеграцию устройств автоматики ЭТО (устройства и комплексы РЗ, КП, ПА, РАС, СУМТО, другие локальные САУ, обеспечивающих работу ЭТО). ТПР АСУТП ЭТО определяет решения по составу устройств автоматики ЭТО, требующих комплексного рассмотрения в рамках АСУТП станции, определяет их место в структуре АСУТП структурные решения по построению взаимодействий, определяет решения по составу функций в части совместного функционирования в составе единой информационной среды АСУТП, объемы информационного взаимодействия и другие решения.

Настоящий ТПР определяет типовые решения в части проектирования, изготовления и ввода в действие, как вновь создаваемых, так и модернизируемых АСУТП ЭТО.

Типовые проектные решения ТПР по созданию АСУТП (как составная часть АСУТП) предназначены для применения:

- организациями "Заказчика" (ПАО "РусГидро");
- организациями разработчика АСУТП;
- поставщика программных, технических средств;
- организациями, осуществляющими пуско-наладочные работы.

3.1.2 Типовой состав задач АСУТП ЭТО

Задачи, выполняемые АСУТП ЭТО, разделяются по технологическому назначению и выполняются совместно средствами АСУТП ЭТО и ВУ АСУТП.

К задачам, выполняемым АСУТП ЭТО, относятся:

3.1.2.1 Задачи оперативного управления:

– Передача данных контроля положения коммутационного оборудования, формирование, передачу и регистрацию (запись) сигналов о переключениях и их характеристиках (время, величина коммутируемого тока, значение напряжения и т.д.) и прием команд управления электротехническим оборудованием для станционного и дистанционного оперативного управления, осуществляемого посредством ВУ АСУТП. Требования к составу сигналов станционного, дистанционного оперативного управления см. 3.6.3.

– Мониторинг состояния основного электротехнического оборудования и передача информации на ВУ АСУТП, включая контроль за нарушениями установленных предельных технологических значений, формирование, передачу и регистрацию (запись) сигналов о фактах нарушений и их характеристиках (время начала, длительность, величина и т.д.), включая, но не ограничиваясь

- мониторинг работы первичного оборудования (автотрансформаторов (трансформаторов) и устройств РПН);
- контроль состояния элегазового оборудования (КРУЭ);
- контроль состояния ОПН, разрядников;
- контроль срабатывания устройств КИВ.

– Автоматизация вспомогательных технологических процессов и передача информации и управления на ВУ АСУТП, включая, но не ограничиваясь:

- контроль состояния источников и сети СОПТ;
- контроль состояния источников и сети собственных нужд.

– Передача данных контроля за работой устройств РЗ, КП, ПА, РАС, СУМТО и других специализированных систем автоматического управления/регулирования оборудованием из состава ЭТО на ВУ АСУТП и специализированные АРМ;

– Передача оперативных данных о работе электротехнического оборудования в ВУ АСУТП с последующей их передачей в виде телеизмерений и телесигнализации в филиалы Системного оператора. Описание интеграции устройств автоматики ЭТО в ВУ АСУТП в части обмена оперативными данными приведено в ТПР для верхнего уровня АСУТП ГЭС (ТПР АСУТП ГЭС), раздел 6.2.

– Автоматический контроль проведения переключений. Автоматический контроль проведения переключений реализует поддержку проведения операций по переключениям, аналогичную бланкам (типовым бланкам) переключений посредством функционала SCADA-системы ВУ АСУТП.

– Выполнение оперативных блокировок управления коммутационными аппаратами на уровне контроллеров соответствующих присоединений с отображением причин блокировок на ВУ АСУТП;

3.1.2.2 Задачи неоперативного управления

– Регистрация параметров в аварийных режимах для отображения на специализированных АРМ и передачи в виде файлов осциллограмм формата Comtrade в файловое хранилище ВУ АСУТП с последующим предоставлением информации в филиалы СО ЕЭС. Описание интеграции устройств автоматики ЭТО в ВУ АСУТП в части обмена неоперативными данными приведено в ТПР для верхнего уровня АСУТП ГЭС (ТПР АСУТП ГЭС), раздел 6.7.

– Диагностика оборудования и связи АСУТП ЭТО. Диагностика оборудования и связи АСУТП ЭТО осуществляется аналогично другим системам, интегрируемым в ВУ АСУТП и описано в ТПР для верхнего уровня АСУТП ГЭС (ТПР АСУТП ГЭС), раздел 6.10

– Архивация параметров систем АСУТП ЭТО выполняется аналогично другим системам, интегрируемым в ВУ АСУТП, и описана в ТПР для верхнего уровня АСУТП ГЭС (ТПР АСУТП ГЭС), раздел 6.13

– Расчет необходимых агрегированных и/или производных значений осуществляется аналогично другим системам, интегрируемым в ВУ АСУТП, и описано в ТПР для верхнего уровня АСУТП ГЭС (ТПР АСУТП ГЭС), раздел 6.3. Постоянный оперативный расчет выполняется для параметров:

- суммарная мощность электростанции;
- суммарная мощность собственных нужд.

Периодический расчет выполняется для определения циклов включения отключения коммутационных аппаратов, коммутационный ресурс выключателей.

– Отображение процессов АСУТП на АРМ осуществляется аналогично другим системам, интегрируемым в ВУ АСУТП, и описано в ТПР для верхнего уровня АСУТП ГЭС (ТПР АСУТП ГЭС), раздел 6.9

– Документирование, формирование и печать отчетов, рапортов и протоколов в заданной форме, суточной ведомости и оперативного журнала осуществляется аналогично другим интегрируемым систем ВУ АСУТП;

– Разграничение прав пользователя ВУ АСУТП описано в ТПР для верхнего уровня АСУТП ГЭС (ТПР АСУТП ГЭС), раздел 6.18;

– Синхронизация времени устройств и систем АСУТП ЭТО осуществляется от системы обеспечения единого времени ГЭС. Типовым рекомендованным вариантом поведения системных часов является:

- устройства поддерживают синхронизацию от источника точного времени по протоколам NTP для локальных САУ, по протоколу PTPv2 Power Profile (IEEE C37.238- 2011) для устройств РЗ, КП, ПА, РАС;
- блокировка синхронизации при отличии внутреннего времени устройства от полученной метки точного времени более чем на 5 секунд (параметр уточняется при ПНР);
- запрет на перевод часов при синхронизации в прошлое.

– Обеспечение информационной безопасности АСУТ ЭТО идентично решениям по интеграции других систем в ВУ АСУТП и изложены в ТПР для верхнего уровня АСУТП ГЭС (ТПР АСУТП ГЭС), раздел 7.

– Дополнительные задачи АСУТП ЭТО, решаемые с помощью специализированных АРМ инженера профильных подразделений:

- конфигурирование, настройка устройств РЗ, КП, ПА, РАС и других в целях наладки или изменения технологических уставок;
- мониторинг состояния терминалов и параметров непосредственно в устройствах АСУТП ЭТО;
- просмотр осциллограмм и журнала регистратора событий;
- анализ осциллограмм: расчет графиков изменения активной и реактивной мощностей, тока ротора, гармонических составляющих, а также с возможностью производить простейшие арифметические операции над графиками сигналов.

3.2 Реализация технологических функций

3.2.1 Функции учета электрических параметров, преобразования и сбора аналоговой и дискретной информации

Решения по интеграции устройств АСУТ ЭТО идентичны решениям по интеграции других систем в ВУ АСУТП и изложены в ТПР для верхнего уровня АСУТП ГЭС (ТПР АСУТП ГЭС), раздел 6.2.

Функции учета электрических параметров реализуются независимыми средствами АСУТП ЭТО посредством многофункциональных измерительных преобразователей (МИП), для унификации всех устройств, при выборе измерителей отдавать предпочтение устройствам, установленным на объекте заказчика, при условии выполнения требований настоящего ТПР.

Требования по организации учета электрических параметров приведены в разделе 3.8 настоящего ТПР.

Первичная обработка сигналов на уровне присоединений, организованы аппаратными и программными средствами контроллера присоединения (КП).

Технологические функции в части подключения программно-технических устройств и комплексов, входящих в состав электротехнического оборудования, с целью передачи информации (технологической, оперативной и неоперативной) в ВУ АСУТП посредством подключения к технологической сети передачи данных ТСПД ВУ АСУТП выполняются средствами коммутаторов доступа АСУТП ЭТО.

3.2.1.1 Первичная обработка аналогового сигнала устройствами АСУТП ЭТО

При первичной обработке информации устройствами АСУТП ЭТО производится проверка достоверности аналоговых параметров по следующим критериям:

– исправности измерительного канала, связанных модулей ввода-вывода, связи и других;

– нахождению сигнала в допустимом диапазоне.

Признак достоверности является неотъемлемой частью описания сигнала, добавляется в его статус и дальнейшая обработка и передача сигналов производится только с учетом достоверности сигналов.

3.2.1.2 Первичная обработка дискретных сигналов

Первичная обработка дискретной информации, поступающей от блока контактов коммутационного оборудования (КА) осуществляется контроллером присоединения (КП).

В ходе первичной обработки информации КП выполняет:

– контроль исправности канала сигнала, связанных модулей ввода-вывода, связи и других;

– присвоение меток времени последнего изменения значения или признаков достоверности.

– В ходе первичной обработки информации аппаратными средствами на уровне КП осуществляется:

– устранение влияния "дребезга";

– отстройка от помех.

Для двойных сигналов, образованных, НО и НЗ контактами от одного состояния КА, дополнительно контроллером присоединения осуществляется проверка на достоверность: состояние КА определяется путем введения поступающий от КП двух сигналов от одного КА **"включен"**, **"отключен"**, а также **"промежуточного положения"** КА и **"неисправность",**

исключающее одновременное состояние включен-отключен, включен-промежуточное, отключен-промежуточное, любое из положений в совокупности с сигналом неисправность. Временной интервал при этом определяется по техническим характеристикам КА. Если по истечении заданного времени не получены сигналы "включен" или "отключен", формируется "неисправное" состояние коммутационного аппарата. За метку времени двойных сигналов принимается метка времени последнего изменения значения или статуса сигнала.

Последующая обработка и передача двойных сигналов должна быть консистентной (учитывающей значение и достоверность всех составляющих), должна сопровождаться объединенным статусом, учитывающим достоверность сигналов.

3.2.2 Решения в части предоставления текущей и архивной информации

Функция "Представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям" предусматривает контроль и визуализацию состояния следующих видов оборудования:

– состояние электрической схемы (выключателей, разъединителей, заземляющих ножей, включая логику оперативных блокировок);

– трансформаторного оборудования;

– элегазового оборудования КРУЭ;

– оборудования системы оперативного постоянного тока;

– оборудования системы собственных нужд переменного тока;

– программно-технических устройств и комплексов ЭТО (РЗ, КП, ПА, РАС, СУМТО, других локальных САУ, МИП).

Состав и объем сигналов, принимаемых и формируемых в ВУ АСУТП представлен в документе 1026300970123.28.99.39.190.225.ОП.03.М "Альбом 3. Типовые перечни сигналов информационного обмена".

Представление данных АСУТП ЭТО на АРМ описано в ТПР для верхнего уровня АСУТП ГЭС (ТПР АСУТП ГЭС), раздел 6.11, 6.15, 6.16, 6.17.

Таблица 2 – Функциональные классы событий для журнала событий**

Класс тревог	Номер группы	Наименование функциональной группы
АС	*	Аварийные сигналы
ПС	*	Работа РЗ на сигнал
ПС	*	Работа УПАСК (прием и передача команд РЗ и ПА)
ПС	*	Неисправность КА

Класс тревог	Номер группы	Наименование функциональной группы
ПС	*	Неисправность маслонаполненного оборудования
ПС	*	Неисправность устройств РЗ, ПА и РАС
ПС	*	Срабатывание АВР (10 кВ, 0,4 кВ)
ПС	*	Неисправность ЩПТ
ПС	*	Неисправность ЩСН
ПС	*	Неисправность системы возбуждения СВ
ПС	*	Достижение критических и предупредительных параметров режима работы оборудования для контролируемых аналоговых сигналов
ПС	*	Ошибки синхронизации времени
ПС	*	Нарушения связи в ЛВС АСУТП
ПС	*	Неисправность устройств АСУТП ЭТО
ПС	*	Неисправность сетевого оборудования АСУТП ЭТО
ПС	*	Неисправность внешних (под) систем
ТС	*	Факт команды управления от устройства
ТС	*	Изменение положения высоковольтных выключателей, разъединителей и ЗН
ТС	*	Изменение положения ключей управления РЗ и ПА
Пользовательское	*	Вывод / ввод оперативной блокировки
Пользовательское	*	Подача команды управления с АРМ ВУ АСУТП
ТС	*	Получение и ретрансляция дистанционной команды управления с АРМ ВУ АСУТП
Пользовательское	*	Изменение технологической уставки по сигналу с АРМ ВУ АСУТП
ТС	*	Пуск РАС
Пользовательское	*	Установка/снятие плакатов безопасности
Пользовательское	*	Начало/завершение сеанса работы пользователя
ТС	*	Системные сигналы АСУТП

Примечания:
Работа предупредительной сигнализации ПС, может быть разбита на группы по признаку принадлежности к основному оборудованию и технологическому (средства автоматизации).
* Функциональные группы журнала событий согласовываются с заказчиком на этапе проектирования или формирования ТЗ.
** Состав и перечень сигналов с признаками аварийной сигнализации приведен в документе 1026300970123.28.99.39.190.225.ОП.03.М "Альбом 3. Типовые перечни сигналов информационного обмена".

Информация о состоянии устройств автоматики ЭТО (устройств РЗ, КП, ПА, РАС, СУМТО, других локальных САУ, МИП), отображается на специальных мнемосхемах.

Мнемосхемы для контроля состояния РЗ, КП, ПА, РАС и др. выполняются в виде графического изображения шкафа и собственно устройства автоматики с отображением состояния ключей, испытательных блоков и светодиодной индикации на терминалах. На мнемосхемах также должно реализовываться управление устройствами автоматики АСУТП ЭТО.

3.2.3 Решения по сигнализации средствами АРМ

Группа аварийных сигналов (АС) согласно таблице 2 предназначена для быстрого анализа оперативным персоналом причин происшедшего технологического нарушения. В эту группу должны включаться сигналы, несущие информацию об аварийных событиях.

В указанную группу должны входить сигналы, информирующие об автоматическом (т.е. происходящем без команды оперативного персонала) переключении коммутационных аппаратов, а также о действии устройств автоматики ЭТО (РЗ, КП и ПА, СУМТО, других локальных САУ) вызвавших это переключение и не должны попадать сигналы, не сообщающие о непосредственном отключении оборудования, и действии на отключение устройств автоматики ЭТО (такие как срабатывание защиты на сигнал; пуск защиты, автоматики; проверочно-диагностические; неисправности оборудования, устройств автоматики ЭТО и т.п.).

В случае автоматического (от действия устройств автоматики ЭТО: РЗ, КП, ПА, СУМТО, других локальных САУ) или самопроизвольного изменения положения выключателя должны быть предусмотрены средства привлечения внимания оперативного персонала к соответствующему аппарату (выключателю) (мигание рамки, подложки).

Сигналы, информирующие об отключении коммутационных аппаратов, появляющиеся в аварийной группе должны формироваться логически с фиксацией причины отключения.

Группа предупредительной сигнализации ПС (Таблица 2) включает сигналы, несущие информацию о нарушениях работы основного и вспомогательного оборудования, не повлекшие технологического нарушения, но которые требуют немедленного (около 30 минут) принятия мер по устранению указанных нарушений для недопущения технологического нарушения, а также сигналы, несущие информацию о нарушениях технологического состоянии оборудования и устройств (кроме положения коммутационных аппаратов, переключающих устройств, оперативного состояния устройств автоматики ЭТО, блокировок), требующие принятия мер по устранению указанных нарушений.

В группу оперативное состояние (ОС) попадают сигналы, несущие информацию о положении коммутационных аппаратов, переключающих устройств, оперативном состоянии устройств автоматики ЭТО (РЗ, КП, ПА, РАС, СУМТО, других локальных САУ, блокировок).

При аварийном отключении выключателя выполняется:

– сигнал аварийного отключения отображается в журнале тревог;

– сброс (квитирование) сообщения о поступлении сигнала аварийного осуществляется из журнала тревог.

При управлении с КП в архиве должен быть зарегистрирован сигнал "Команда Включить (отключить) КА от КП" – (источник сигнала – КП). При управлении с АРМ ВУ АСУТП: "Команда Включить (отключить) КА от АРМ" – источник SCADA и "Включение (отключение) КА от ВУ АСУТП" (источник сигнала – КП).

При управлении с ДЦ: "Команда Включить (отключить) КА из ДЦ СО" – источник ЦППС (система СТМ, часть диспетчерского управления) и "Команда Включить (отключить) КА от ВУ АСУТП" (источник сигнала – КП).

Описание решений в части реализации управления КА и организации оперативной блокировки КА приведены в 3.9, 3.10.

В ВУ АСУТП фиксируются операции по изменению режима управления коммутационными аппаратами с определением уровня управления:

– местное – управление осуществляется непосредственно с устройства КП посредством ключей или панели оператора, локального устройства КП;

– дистанционное с управлением с АРМ ВУ АСУТП ГЭС;

– дистанционное с управлением из ДЦ СО удаленно по каналам телемеханики.

АСУТП должна обеспечивать выполнение функций автоматизированного управления последовательностью переключений на базе программной логики, аналогичной бланкам (типовым бланкам) переключений. Выполнение функции управления последовательностью переключений реализуется SCADA-системой ВУ АСУТП.

3.3 Решения по визуализации

Типовые проектные решения в части отображения информации на АРМ учитывают общие требования к графическому отображению информации согласно ГОСТ Р 56303-2014 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению".

Представление данных АСУТП ЭТО на АРМ описано в ТПР для верхнего уровня АСУТП ГЭС (ТПР АСУТП ГЭС), разделы 6.9, 6.13, 6.14, 6.15.

3.3.1 Вывод параметров на мнемосхемы АРМ

На средствах АРМ измеряемые величины и другие параметры отображаются в следующих единицах:

– значение токов (I), перетоков активной (P) и реактивной (Q) мощности (единицы измерений А, МВт, Мвар) ЛЭП;

– значение токов (I), перетоков активной (P) и реактивной (Q) мощности (единицы измерений А, МВт, Мвар) всех обмоток силовых (авто)трансформаторов;

– значение токов (I), перетоков реактивной (Q) мощности (единицы измерений А, Мвар) в цепи устройств компенсации реактивной мощности 6 кВ и выше по каждому присоединению;

– значение напряжений (U), частоты (F) сети на шинах, секциях 6 кВ и выше (единица измерения кВ, Гц);

– температура наружного воздуха (t) (единица измерения °С);

– положение РПН (авто)трансформатора ("единица измерения" РПН);

– положение ПБВ силового (авто)трансформатора и трансформатора собственных нужд ("единица измерения" ПБВ);

– значение токов (I), напряжений (U) на ЩСН постоянного и переменного тока (единицы измерения А, В);

– значение активной (P) и реактивной (Q) мощности на ЩСН переменного тока (единицы измерений кВт, кВар).

3.3.2 Использование на мнемосхемах плакатов

Использование на мнемосхемах плакатов описано в ТПР для верхнего уровня АСУТП ГЭС (ТПР АСУТП ГЭС), раздел 6.18 Электронные плакаты безопасности.

3.4 Реализация общесистемных функций

3.4.1 Организация коммуникаций

Предусматривается подключение устройств автоматики ЭТО к ВУ АСУТП с целью организации удаленного (с АРМ центральных и групповых пультов управления) контроля за состоянием основного оборудования и устройств автоматики (контроллеров, терминалов) ЭТО, а также диспетчерского управления с АРМ.

Для организации информационного взаимодействия устройств автоматики ЭТО (устройств РЗ, КП, ПА, РАС, СУМТО, других локальных САУ, МИП, обеспечивающих работу ЭТО) с ВУ АСУТП используется ТСПД (Ethernet), общие решения по построению которой рассматриваются в рамках ТПР ВУ АСУТП (пояснительная записка ТПР ВУ АСУТП, раздел 3).

Подключение устройств автоматики ЭТО (РЗ, КП, ПА, РАС, СУМТО, других локальных САУ) к ТСПД ВУ АСУТП, выполняется по топологии "дублированная звезда" посредством коммутаторов доступа к ВУ АСУТП на уровне доступа (L2).

Резервирование подключения выполняется посредством:

– технологии параллельного резервирования Ethernet-сетей PRP с реализацией непосредственно в уровне устройства автоматики (с настройкой 1-го IP-адресов);

– подключения двумя независимыми интерфейсами Ethernet (с настройкой 2-х IP-адресов);

– технологии параллельного резервирования Ethernet-сетей PRP с применением дополнительного устройства Redundancy Box (RedBox) для перехода от нерезервированной сети к резервированным сетям PRP (PRP A, PRP B) (допускается при отсутствии технической возможности реализации резервирования подключения по первым двум пунктам).

Коммутаторы доступа ТСПД (PRP A, PRP B) размещаются в отдельном шкафу узла доступа (УД).

В качестве протокола прикладного уровня информационного взаимодействия устройств автоматики ЭТО с SCADA-системой ВУ АСУТП должен использоваться протоколов МЭК 61850 (MMS) или МЭК61870-5-104 (для устройств РЗ, КП – только протокол МЭК 61850 (MMS)).

Также предусмотрена организация информационного обмена оперативной технологической информацией, между устройствами РЗ, КП, ПА и РАС для реализации автоматических функций (оперативные блокировки, электрические защиты, противоаварийное управление) по протоколу МЭК 61850-8-1 (GOOSE).

Подключения устройств автоматики ЭТО, которые предусматривают взаимодействие между собой по протоколу GOOSE (РЗ, КП, ПА, РАС), выполняется в аппаратно выделенные коммутаторы доступа ТСПД (коммутаторы подключения GOOSE-устройств). При этом резервирование подключения таких устройств выполняется посредством технологии параллельного резервирования Ethernet-сетей PRP, которое реализуется непосредственно на уровне устройства автоматики.

Предусмотрено разделение сетевого трафика устройств автоматики ЭТО для связи с ВУ АСУТП и для связи между собой по протоколу GOOSE. Для этого используются разделение на разные VLAN. Разделение трафика по VLAN предусмотрена на уровне устройств автоматики. VLAN для взаимодействия по протоколу GOOSE не должен транслироваться на уровень коммутаторов агрегации ТСПД ВУ АСУТП.

Конфигурация ТСПД для реализации цифрового информационного обмена сигналами автоматического управления между устройствами (терминалами) автоматики ЭТО должна быть согласована с производителем устройств.

Структурная схема приведена в 1026300970123.28.99.39.190.225.С1.М. Схема сети уровня L2 приведена в документации ТПР ВУ АСУ ТП 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.02.М "Структурная схема сети L2".

Состав устройств автоматики ЭТО (РЗ, КП, ПА, РАС, СУМТО, других локальных САУ), участвующих в обмене оперативной технологической информацией, посредством МЭК 61850-8-1 (GOOSE), определяется на этапе согласования технического задания. В случае отсутствия технической возможности устройства автоматики ЭТО (РЗ, КП, ПА, РАС, СУМТО, других локальных САУ) организовать цифровое информационное взаимодействие сигналами автоматического управления (электрических защит, оперативных блокировок, противоаварийного управления) в соответствии с настоящим разделом, следует применить обмен сигналами посредством контрольного кабеля.

3.4.2 Защита от несанкционированного доступа

Защита от несанкционированного доступа с АРМ ВУ АСУТП описана в ТПР для верхнего уровня АСУТП ГЭС (ТПР АСУТП ГЭС), раздел 6.18 "Разделение ролей пользователей".

Защита от несанкционированного доступа к специализированным АРМ инженера профильного подразделения (сервисным станциям по обслуживанию устройств автоматики РЗ, КП, ПА, РАС, СУМТО и других локальных САУ) осуществляется:

– средствами операционной системы;

– организационными способами (ограничение доступа), принятыми на объекте заказчика.

3.4.3 Документирование

Документальное сопровождение процессов АСУТП ЭТО осуществляется средствами формирования отчетов SCADA-системы в составе ВУ АСУТП.

Минимальный состав отчетов для АСУТП ЭТО

– статистика работы устройств автоматики ЭТО (РЗ, КП, ПА, РАС, СУМТО и других локальных САУ);

– уставки устройств автоматики ЭТО (РЗ, КП, ПА, РАС, СУМТО и других локальных САУ) – при условии поддержки устройствами автоматики ЭТО передачи такой информации по общепромышленному протоколу связи или открытом формате конфигурационных файлов, в которых организовано хранение уставок;

– работоспособность устройств автоматики ЭТО (РЗ, КП, ПА, РАС, СУМТО и других локальных САУ);

– ресурс силового оборудования;

– суточная ведомость;

– отчет "График мощности";

3.4.4 Конфигурирование и параметрирование

Функции конфигурирования и параметрирования устройств автоматики ЭТО не входят в круг задач ВУ АСУТП и рассматриваются отдельно. Для обслуживания устройств автоматики ЭТО (РЗ, КП, ПА, РАС, СУМТО и других локальных САУ) предусмотрено специализированное ПО, которое должно выполнять функции доступа (подключения) к устройствам автоматики, контроля и изменения уставок технологического процесса, сопровождения технического обслуживания в процессе эксплуатации, а также анализа аварийных событий и процессов, контроля целостности и версии ПО в объемах и методами предусмотренными производителями.

Специализированное ПО производителей устройств автоматики (РЗ, КП, ПА, РАС, СУМТО и других локальных САУ) устанавливаются на АРМ инженера профильного подразделения (специализированный АРМ, задействуемый по запросу, без требования непрерывной работы, специалистами профильного подразделения для задач обслуживания устройств автоматики). Специализированное ПО может быть установлено на АРМ инженера как совместно с ПО ВУ АСУТП (средой визуализации SCADA-системы), так и отдельно. Могут быть предусмотрено несколько АРМ инженера в соответствии с перечнем профильных подразделений, участвующих в обслуживании устройств автоматики, и должностных обязанностей соответствующих профильных специалистов.

Специализированные функции АРМ инженера:

- предоставление данных в графическом виде, без функции управления КА;
- предоставление доступа к информации, содержащейся в устройстве автоматики;
- предоставление доступа ко всей аварийной информации устройства автоматики;
- предоставление доступа к архивам событий устройства автоматики;
- предоставление возможности просмотра параметров настройки и срабатывания.
- параметрирование устройства автоматики (для устройств с гибкой логикой);
- загрузка прошивки контроллеров с помощью средств, предусмотренных производителем ПО;
- техническое обслуживание устройства автоматики в процессе эксплуатации;
- контроль целостности и версий ПО.

Доступ к АРМ инженера с установленным специализированным ПО, обеспечивающим функции конфигурированя и параметрирования, ограничивается организационно.

Актуальность конфигурационной информации устройств автоматики ЭТО (РЗ, КП, ПА, РАС, СУМТО и других локальных САУ) поддерживается профильными специалистами на специализированном АРМ инженера и, дополнительно, на файловом сервере технологического сегмента ВУ АСУТП.

3.5 Аппаратные решения

3.5.1 Измерение электрических параметров

В качестве устройств, выполняющих функции измерения электрических параметров в рамках технического (коммерческого) учета рассматриваются микропроцессорные многофункциональные измерительные преобразователи (МИП).

Устройство МИП выполняет функции:

– измерения параметров электрического напряжения, тока, частоты, углов фазовых сдвигов, электрической мощности в трехфазных трехпроводных и четырехпроводных электрических сетях переменного тока с номинальной частотой 50 Гц;

– измерения активной и реактивной электрической энергии в трехфазных сетях переменного тока (коммерческий или технический учет) в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012 и ГОСТ 31819.23-2012;

– передачи измеренных параметров по цифровым интерфейсам Ethernet.

Устройства измерений и учета МИП обеспечивают измерение и вычисление параметров в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3 – Параметры электрических величин

№ п/п	Измеряемый параметр	Обозначение
Параметры тока и напряжения		
1	Среднеквадратическое значение фазного напряжения и среднее, В	U_A, U_B, U_C, $U_{ф.ср}$
2	Среднеквадратическое значение линейного напряжения и среднее, В	U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}, $U_{л.ср}$
3	Частота, Гц	f
4	Среднеквадратическое значение фазного тока и среднее, А	I_A, I_B, I_C, $I_{ср}$
Параметры электрической мощности		
5	Активная фазная мощность, Вт	P_A, P_B, P_C
6	Активная трехфазная мощность, Вт	P
7	Реактивная фазная мощность, вар	Q_A, Q_B, Q_C
8	Реактивная трехфазная мощность, вар	Q
9	Полная фазная мощность, В·А	S_A, S_B, S_C
10	Полная трехфазная мощность, В·А	S
Параметры электрической энергии		
11	Активная трехфазная энергия, кВт·ч	W_P

№ п/п	Измеряемый параметр	Обозначение
12	Реактивная трехфазная энергия, квар·ч	W_Q

Устройства МИП имеют:

– универсальные токовые входы для подключения к трансформаторам тока по ГОСТ 7746-2015 с номинальным вторичным током 1 А или 5 А;

– входы напряжения, рассчитанные (в зависимости от модификации) для подключения к измерительным трансформаторам напряжения по ГОСТ 1983-2015 с номинальным напряжением вторичных обмоток 57,7 (100) В или прямого включения к сетям с номинальным напряжением 230 (400) В или 400 (690) В.

Номинальные значения и диапазоны измеряемых входных сигналов тока и напряжения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Номинальные значения и диапазоны измеряемых входных сигналов тока и напряжения

Параметр	Значение
Номинальные значения фазного (линейного) напряжения переменного тока $U_{ном}$, В	57,7 (100); 230 (400); 400 (690)*
Номинальное $I_{ном}$ (максимальное $I_{макс}$) значения силы переменного тока, А	1/5 (10)
Номинальное значение частоты переменного тока, Гц	50
Постоянная счетчика настраиваемая в диапазоне, имп/кВт·ч (имп/квар·ч)	от 1000 до 100000
Стартовый ток, А, не менее	0,0005
* В зависимости от исполнения	

По степени защиты от поражения электрическим током, устройства МИП соответствуют классу защиты I по ГОСТ 12.2.091-2012.

МИП обеспечивает информационное взаимодействие по цифровым каналам связи серии стандартов Ethernet. Обеспечивается скорость обмена 100/1000 Мбит/с. Физическая среда передачи данных – витая пара или оптика в зависимости от способа подключения к ТСПД.

Поддерживаемые протоколы резервирования сетевого подключения – PRP.

Поддерживаемые протоколы информационного обмена – МЭК 61850 (MMS), МЭК 60870-5-104. МИП поддерживает как минимум 4 одновременных сессии информационного обмена.

Синхронизация внутренних часов устройств МИП производится по протоколу NTP/SNTP (Ethernet, от основного или резервного сервера точного времени в составе СОЕВ).

Измерение электрических параметров в рамках АСУТП ЭТО осуществляется согласно точек подключения технического (коммерческого учета) приведенных в документе 1026300970123.28.99.39.190.225.С0.М "Схема организации измерений электрических параметров".

Метрологические характеристики МИП приведены в таблице 5. Межповерочный интервал для МИП – не менее 4 лет.

Таблица 5 – Метрологические характеристики устройств

№ п.п.	Измеряемый параметр	Диапазон измерений	Предел допускаемой основной погрешности (абсолютной Δ, относительной δ, %; приведенной γ*, %
1	2	3	4
Параметры электрической энергии			
1	Активная электрическая энергия W_P, кВт·ч	ГОСТ 31819.22-2012	Класс точности: 0,2S/0,5S
2	Реактивная электрическая энергия W_Q, квар·ч**	ГОСТ 31819.23-2012	Класс точности: 0,5
Параметры напряжения и силы переменного тока			
3	Значение фазного (линейного) напряжения $U_{ном}$, В***	От $0,1 \cdot U_{ном}$ до $2 \cdot U_{ном}$	± 0,2 (γ)
4	Частота f, Гц	От 45 до 55	± 0,01 (Δ)
5	Значение силы переменного тока, А	От $0,01 \cdot I_{ном}$ до $2,0 \cdot I_{ном}$	± 0,2 (γ)
Параметры электрической мощности			
6	Активная фазная и трехфазная мощность Р	От $0,01 \cdot I_{ном}$ до $2,0 \cdot I_{ном}$ От $0,2 \cdot U_{ном}$ до $2,0 \cdot U_{ном}$ $0,25 \le \lvert K_P \rvert \le 1$	± 0,4 (δ) для $0,01 \cdot I_{ном} \le I < 0,05 \cdot I_{ном}$; $0,8 < \lvert K_P \rvert \le 1$ ± 0,2 (δ) для $0,05 \cdot I_{ном} \le I \le 2,0 \cdot I_{ном}$; $0,8 < \lvert K_P \rvert \le 1$ ± 0,5 (δ) для $0,02 \cdot I_{ном} \le I < 0,1 \cdot I_{ном}$; $0,5 \le \lvert K_P \rvert \le 0,8$ ± 0,3 (δ) для $0,1 \cdot I_{ном} \le I \le 2,0 \cdot I_{ном}$; $0,5 \le \lvert K_P \rvert \le 0,8$ ± 0,5 (δ) для

№ п.п.	Измеряемый параметр	Диапазон измерений	Предел допускаемой основной погрешности (абсолютной Δ, относительной δ, %; приведенной γ*, %
1	2	3	4
			$0,1 \cdot I_{ном} \le I \le 2,0 \cdot I_{ном}$; $0,25 \le \lvert K_P \rvert < 0,5$
7	Реактивная фазная и трехфазная мощность Q	От $0,02 \cdot I_{ном}$ до $2,0 \cdot I_{ном}$ От $0,2 \cdot U_{ном}$ до $2,0 \cdot U_{ном}$ $0,25 \le \lvert \sin \varphi \rvert \le 1$	± 0,8 (δ) для $0,02 \cdot I_{ном} \le I < 0,05 \cdot I_{ном}$; $0,8 < \lvert \sin \varphi \rvert \le 1$ ± 0,5 (δ) для $0,05 \cdot I_{ном} \le I \le 2,0 \cdot I_{ном}$; $0,8 < \lvert \sin \varphi \rvert \le 1$ ± 0,8 (δ) для $0,05 \cdot I_{ном} \le I < 0,1 \cdot I_{ном}$; $0,5 \le \lvert \sin \varphi \rvert \le 0,8$ ± 0,5 (δ) для $0,1 \cdot I_{ном} \le I \le 2,0 \cdot I_{ном}$; $0,5 \le \lvert \sin \varphi \rvert \le 0,8$ ± 0,8 (δ) для $0,1 \cdot I_{ном} \le I \le 2,0 \cdot I_{ном}$; $0,25 \le \lvert \sin \varphi \rvert < 0,5$
8	Полная фазная и трехфазная мощность S	От $0,01 \cdot I_{ном}$ до $2,0 \cdot I_{ном}$ От $0,2 \cdot U_{ном}$ до $2,0 \cdot U_{ном}$	± 0,5 (δ)

Примечания:
В столбце 4 данные приводятся в зависимости от модификации прибора.
* При расчете приведенной погрешности в качестве нормирующего значения принимается номинальное.

Решения в части организации измерений электрических параметров рассмотрены в разделе 3.8 настоящего документа.

Конструкция и габаритные размеры, схема подключения, метод установки, приведен в документе 1026300970123.28.99.39.190. 225.ОП.05.М "Альбом 5. Типовые конструкторские решения".

3.5.2 Сетевые устройства узла доступа

Типовые конструкторские решения в части шкафов УД, рассмотрены в документе 1026300970123.28.99.39.190. 225.ОП.05.М "Альбом 5. Типовые конструкторские решения".

Типовые структурные решения по подключению оборудования АСУТП ЭТО к УД, приведены в документе 1026300970123.28.99.39.190.225.ОП.02.М "Альбом 2. Типовые структурные решения".

Промышленный коммутатор в шкафах УД предназначен для организации защищенных отказоустойчивых сетей передачи данных на объектах, где необходимо выполнение требований

по обеспечению устойчивости к воздействиям различного вида: температурным, механическим, вибрации и др. Варианты исполнения коммутатора и его характеристики определяются в таблице 6.

Таблица 6 – Варианты исполнения коммутатора узла доступа и его характеристики

Описание технической характеристики	**Значение технической характеристики**
Общие данные	
Питание	Питание выбирается при конкретном проектировании из вариантов: – 2 ввода, 220В AC, 50-60 Гц / DC – 24 В DC
Способ установки	На DIN-рейку
Размеры	Высота: не более 150 мм Глубина: не более 150 мм
Коммуникационные возможности	
Назначение	коммутатор L2
Порты подключения	Количество и тип интерфейсов определяется при конкретном проектировании, но не менее: – 8 x Ethernet 10/100BASE-T – 2 x 1000BASE-X SFP
Функции интерфейсов	Auto MDI/MDIX Зеркалирование портов
Функции L2	Поддержка VLAN (802.1Q) (не менее 4094) Защита от широковещательного шторма LLDP
Синхронизация времени	NTP
Мониторинг и управление	SNMP монитор использования системных ресурсов Удаленное управление, протоколы Telnet, SSH (IPv4/IPv6) Локальное/удаленное сохранение конфигураций

3.5.3 Аппаратные решения РЗ, КП и ПА

Аппаратные решения устройств РЗ, КП и ПА приведены в соответствующих ТПР на устройства РЗА (87-07-2015-РЗА.ТПР) и ПА (55181848.3433303.111).

3.6 Требования к обмену оперативными данными

Описание организации взаимодействия оперативными данными рассмотрены в ТПР ВУ АСУТП (1026300970123.28.99.39.190.226), «Пояснительная записка», раздел 6.2.

3.6.1 Требования к составу информации для ВУ АСУТП

3.6.1.1 Данные контроля (мониторинга) состояния выключателей, разъединителей и заземляющих ножей (при наличии технической возможности средств мониторинга).

Сбор и первичная обработка сигналов о состоянии КА выполняется программными и аппаратными средствами контроллера присоединения (КП). Типовой перечень сигналов приведен в документах 1026300970123.28.99.39.190.225.П8.М, –.П8.02.М.

3.6.1.2 Данные от устройств электрических защит

Типовой перечень сигналов от устройств электрических защит приведен в документах 1026300970123.28.99.39.190.225.П8.03.М, –.П8.04.М, –.П8.07.М, –П8.08.М, –П8.11.М.

3.6.1.3 Данные от устройств противоаварийной автоматики

Типовой перечень сигналов от устройств противоаварийной автоматики приведен в документах 1026300970123.28.99.39.190.225.П8.05.М, –.П8.06.М, –.П8.09.М, –П8.10.М.

3.6.1.4 Данные от устройств регистрации аварийных событий (РАС)

Типовой перечень сигналов от устройств РАС приведен в документе 1026300970123.28.99.39.190.225.П8.16.М.

3.6.1.5 Данные от подсистем мониторинга трансформаторного оборудования СУМТО (при наличии технической возможности средств мониторинга).

Типовой перечень сигналов от оборудования СУМТО приведен в 1026300970123.28.99.39.190.225.П8.14.М.

3.6.1.6 Данные контроля оборудования распределительных устройств низкого напряжения собственных нужд (РУ 0,4 кВ собственных нужд)

Типовой перечень сигналов от подсистемы контроля состояния РУ ,4 кВ собственных нужд приведён в документе 1026300970123.28.99.39.190. 225.П8.12.М.

3.6.1.7 Данные контроля оборудования постоянного тока (СОПТ) (при наличии технической возможности средств мониторинга).

Типовой перечень сигналов от подсистемы контроля состояния СОПТ (поставляемой в комплекте оборудования щита постоянного тока (ЩПТ)) приведён в 1026300970123.28.99.39.190. 225.П8.13.М.

3.6.1.8 Данные измерения электрических величин

Типовой перечень сигналов электрических величин от МИП приведён в 1026300970123.28.99.39.190. 225.П8.16.М.

3.6.2 Требования к составу информации для организации блокировок.

Состав типовых сигналов, участвующих в информационном обмене между терминалами КП соседних присоединений приведен в 1026300970123.28.99.39.190. 225.П8.М.

3.6.3 Требования к составу информации для организации дистанционного управления от ДЦ СО ЕЭС.

Состав информации для организации дистанционного управления должен включать: сигналы о положении коммутационных аппаратов, сигнал, обобщённый «блокировка/ неисправность» получаемый от КП, сигнал с программного ключа дистанционное управление разрешено, состояние вывешенных плакатов - не включать работа на линии и др. (см. типовой перечень сигналов 1026300970123.28.99.39.190.225.П8.18.М).

3.6.4 Требования к составу информации для ДЦ СО ЕЭС

Состав информационного обмена ВУ АСУТП с ДЦ СО ЕЭС в части ЭТО представлен в 1026300970123.28.99.39.190. 225.П8.18.М.

В качестве источника телеизмерений, которые подлежат передаче в ДЦ СО ЕЭС, должны использоваться независимые многофункциональные измерительные устройства (МИП) в составе АСУТП ЭТО (выполненные в соответствии с 3.5.1).

3.7 Требования к обмену неоперативной технологической информацией

Описание интеграции устройств автоматики ЭТО в ВУ АСУТП в части обмена неоперативными данными приведено в ТПР на ВУ АСУТП ГЭС (1026300970123.28.99.39.190.226), «Пояснительная записка», раздел 6.8.

3.7.1 Требования к составу неоперативной информации

3.7.1.1 Состав осциллограммы аварийных процессов (предаварийных, аварийных и послеаварийных):

Аналоговые сигналы (мгновенные значения) устройств РЗ, КП, ПА и РАС:

- фазные токи Ia, Ib, Ic; 3Io, ток в нейтрали АТ;
- фазные напряжения Ua, Ub, Uc; 3Uo;

Аналоговые сигналы (мгновенные значения) СОПТ:

- напряжение аккумуляторной батареи Uаб (U+, U–); Uн=220 В (диапазон=0-330 В); ток АБ (0-75 мВ).

Дискретные сигналы (события) в системе ПА:

- положение выключателей главной схемы;

– сигналы устройств передачи команд ПА (передаваемые и принимаемые);
– срабатывание пусковых и измерительных органов;
– срабатывание ПА на отключение;
– положение режимных ключей и накладок в цепях ПА;
– неисправность устройств ПА.

Дискретные сигналы (события) в устройствах РЗ, КП:

– положение выключателей главной схемы;
– срабатывание пусковых и измерительных органов;
– срабатывание РЗ на отключение;
– сигналы устройств передачи команд РЗ (передаваемые и принимаемые);
– пуск и отключение от УРОВ;
– действие АПВ (при наличии ОАПВ – по каждой фазе);
– положение режимных ключей и накладок в цепях РЗ, КП;
– факт действия защит на катушку отключения выключателя;
– неисправность устройств РЗ, КП.

3.7.1.2 Состав журналов событий

– сигналы событий в работе устройств РЗ, КП в том числе:
  - срабатывания основных защит (дифференциальных, газовых и т.п.);
  - срабатывания дистанционных защит, ТЗНП, МТЗ (все ступени);
  - срабатывания защит неполнофазного режима;
  - срабатывания РЗ на отключение;
  - пуска, работы УРОВ;
  - срабатывания устройств АПВ (при наличии ОАПВ – по каждой фазе);
  - действия РЗ, КП на катушку отключения выключателя;
– сигналы событий в работе устройств ПА, в том числе:
  - срабатывания пусковых и измерительных органов ПА;
  - срабатывания устройств ПА на отключение;
  - сигналы от устройств передачи команд ПА (передаваемые и принимаемые);
– сигналы положения режимных ключей и накладок в цепях РЗ, КП и ПА;
– параметры настройки устройств РЗ, КП и ПА, в том числе значения уставок (при наличии документов, регламентирующих процесс изменения уставок и допуска), групп уставок и параметров конфигурации;
– данные самодиагностики устройств РЗ, КП, ПА, РАС, СУМТО, других локальных САУ (с расшифровкой неисправности).

3.7.1.3 Требования к передаче осциллограмм РЗ, КП, ПА и РАС:

3.10.3.1 Осциллограммы устройств РЗ, КП, ПА и РАС, результатов ОМП, других устройств автоматики ЭТО (при наличии) должны предоставляться источниками в цифровом виде по протоколу интеграции с ВУ АСУТП МЭК 61850 MMS в формате COMTRADE и сохраняться средствами ВУ АСУТП в файловом хранилище технологической сети.

3.8 Требования по организации учета электрических параметров

Система учета электроэнергии должна обеспечивать определение количества электроэнергии, выработанной генераторами электростанции, потребленной на собственные, хозяйственные, производственные нужды, отпущенной потребителям по линиям, отходящим от шин электростанции.

Решения по организации измерения электрических параметров выполняются с учетом выполнения функций к техническому и коммерческому учету.

Организация измерения электрических параметров осуществляется микропроцессорными измерительными преобразователями в составе аппаратных средств АСУТП ЭТО.

Измерительные преобразователи подключены к узлам доступа АСУТП ЭТО (ТСПД ВУ АСУТП) по резервированным каналам передачи данных Ethernet. Протокол сетевого резервирования PRP.

Места установки точек учета выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ изд. 7 (гл. 1.5, 1.6) и рассмотрены в документе 1026300970123.28.99.39.190.225.С0.М "Схема организации измерений электрических параметров".

3.9 Решения по управлению коммутационными аппаратами. Требования к электрическим блокировкам

3.9.1 Основные положения

Организация управления коммутационными аппаратами представляет собой структуру, в которой в качестве устройств автоматики используются специализированные контроллеры присоединения (КП), предназначенные для мониторинга и управления оборудованием одного или нескольких присоединений, обеспечивающие ввод и измерение переменного электрического тока путем подключения к измерительным ТТ, ввод и измерение напряжения переменного электрического тока путем подключения к обмоткам измерительных ТН, ввод дискретных сигналов, вывод дискретных сигналов и команд управления. В рамках ТПР АСУТП ЭТО рассматриваются КП, выполненные в соответствии с ТПР на РЗА (87-07-2015-РЗА).

КП обеспечивает выполнение функций в соответствии с решениями ТПР на РЗА (87-07-2015-РЗА). В том числе КП обеспечивает формирование команд управления КА, РПН и другими аппаратами посредством как функциональных клавиш и мнемосхем на дисплее устройства КП, так и команд управления, поступающих по цифровому протоколу информационного взаимодействия МЭК 61850 (MMS).

Подключение контроллеров присоединения в ТСПД ВУ АСУТП организована с использованием стандарта резервирования сетевого подключения PRP. В качестве протокола информационного взаимодействия КП и SCADA-системы ВУ АСУТП используется протокол МЭК 61850 (MMS).

Обмен между КП сигналами, для реализации функции оперативной блокировки (горизонтальный обмен) выполняется по протоколу МЭК 61850-8-1 (GOOSE) путем объединения устройств в отдельный сегмент сети VLAN, предназначенный для взаимодействия посредством GOOSE-сообщений. Построение коммуникаций описано в разделе 3.4.1 настоящего документа.

Допускается обмен сигналами оперативной блокировки на уровне физических сигналов посредством контрольного кабеля. В случае отсутствия технической возможности организовать коммуникации в соответствии с разделом 3.4.1 следует для функций блокировки применить обмен сигналами посредством контрольного кабеля.

3.9.2 Управление коммутационными аппаратами (КА)

Управления КА выполняется в режимах:

– ручное управление (непосредственно со шкафа привода / шкафа управления выключателем);

– местное управление со шкафа КП (от КП);

– дистанционное управление с АРМ ВУ АСУТП станции (состав АРМ определяется при проектировании);

– дистанционное управление из ДЦ СО ЕЭС командами, передаваемыми по цифровым каналам связи СОТИАССО станции.

Управление КА предусмотрено с учетом разграничения прав, приоритетности и возможностей для реализации функции управления со всех предусмотренных мест управления (Таблица 7).

Таблица 7 – Управление выключателями

№	Место управления	Режим управления	Возможности для реализации управления	Приоритетность
1.	Шкаф привода и / или управления КА; ячейка КРУ	Ручное	Управление одним КА в объеме: – выбора места управления местное / дистанционное;	Аварийный способ управления – при отказе средств АСУТП и невозможности осуществить управление с АРМ и КП. При наладке, во время ремонта.

№	Место управления	Режим управления	Возможности для реализации управления	Приоритетность
			– включения / отключения КА (для ячеек КРУ отключение выключателя от кнопки аварийного отключения); – выбора режимов работы вспомогательного оборудования (в соответствии с заводским исполнением).	
2.	КП	Местное	Управление КА присоединения, с контролем права доступа к функции управления, в объеме: – выбора места управления местное / дистанционное; – включения / отключения выключателя.	Резервный способ управления – при невозможности осуществить управление с АРМ
3.	АРМ ВУ АСУТП станции	Дистанционное	Управление всеми КА с контролем права доступа к функции управления, в объеме: – включения / отключения КА; – управления ключом ДУ	Основной способ управления, распределение функции управления с помощью программных ключей управления
4.	АРМ ДЦ СО	Дистанционное	Управление делегированной частью КА с контролем права доступа к функции	Расширение основного способа управления

Управление КА со шкафа КП (с КП, с панели управления КРУ) предусматривается (в соответствии с решениями ТПР на РЗА 87-07-2015-РЗА) посредством функциональных клавиш и мнемосхем на дисплее устройства КП (в форме диалога, с запросом пароля и подтверждения команды управления). На устройстве КП предусматривается ключ выбора режима управления присоединением, который обеспечивает блокировку или разрешение исполнения команд дистанционного управления КА от SCADA-системы ВУ АСУТП.

Дистанционное управление КА предполагает исполнение команд управления, полученных в КП от SCADA-системы ВУ АСУТП по цифровым каналам связи (по ТСПД и протоколу МЭК 61850 (MMS) в соответствии с решениями по подключению описанными в разделе 3.4.1). Сигналы управления КА, поступившие от SCADA-системы ВУ АСУТП в КП, после логической обработки алгоритмом КП (с учетом положения ключа выбора режима управления присоединением и оперативных блокировок, реализуемых в КП), через выходные реле шкафа КП, подаются во вторичные цепи управления выключателем или во вторичные цепи управления приводами разъединителей и заземляющих ножей.

Дистанционное управление организуется SCADA-системой ВУ АСУТП. Предусматривается возможность управления КА с нескольких мест:

– с АРМ ВУ АСУТП станции;

– из ДЦ СО ЕЭС (РДУ и/или ОДУ – необходимость реализации управления из конкретного ДЦ СО ЕЭС уточняется на этапе разработки технического задания).

При этом применяется принцип единоличного управления КА – формирование команд управления КА выполняется только с одного места. Передача прав дистанционного управления выполняется с помощью ключа дистанционного управления (ключа ДУ).

Ключ ДУ имеет в общем случае 4 состояния:

– Освобождено (нормальное состояние ключа ДУ) – дистанционное управление КА не осуществляется (формирование команды на переключение положения КА от SCADA-системы не формируется);

– ГЭС – дистанционное управление КА осуществляется с АРМ ВУ АСУТП (посредством среди визуализации SCADA-системы ВУ АСУТП);

– ОДУ – дистанционное управление КА осуществляется командами из ОДУ, полученными по цифровым каналам связи СОТИАССО станции;

– РДУ – дистанционное управление КА осуществляется командами из РДУ, полученными по цифровым каналам связи СОТИАССО станции.

Положение ключа ДУ передается в ДЦ СО ЕЭС по цифровым каналам связи СОТИАССО станции.

Переключение положения ключа ДУ выполняется с АРМ ВУ АСУТП (посредством среди визуализации SCADA-системы ВУ АСУТП для авторизованного пользователя, обладающего правом управления КА) и командами из ДЦ СО ЕЭС, передаваемыми по цифровым каналам связи СОТИАССО станции. При этом предусмотрены возможность принудительного перевода ключа ДУ в положение «ГЭС» (с АРМ ВУ АСУТП) из положений «РДУ» или «ОДУ», а также автоматический перевода ключа ДУ в положение «Освобождено» при потере связи с ДЦ СО ЕЭС.

Дистанционное управление КА с АРМ ВУ АСУТП предусматривается для всех аппаратов в составе схемы (выключателями, разъединителями, заземляющими ножи). Управление КА с АРМ ВУ АСУТП выполняется посредством программных кнопок управления из диалогового окна управления КА. По нажатии кнопки в диалоговом окне управления КА (кнопки управления доступны только для авторизованного пользователя, обладающего правом управления КА) SCADA-системой ВУ АСУТП формируется соответствующая команда управления в КП при соблюдении следующих условий:

– ключ ДУ в положении «ГЭС»;

– отсутствует сигнал оперативной блокировки управления КА от КП (опционально, логика оперативной блокировки реализуется непосредственно КП независимо от реализации на уровне SCADA-системы ВУ АСУТП);

– отсутствует электронный плакат безопасности («Не включать! Работают люди» и др.), установленные на ВУ АСУТП станции.

Перечень коммутационных аппаратов, предназначенных для дистанционного управления из ДЦ СО ЕЭС уточняется на этапе формирования технического задания и согласовывается с ДЦ СО ЕЭС. Управление КА из ДС СО ЕЭС выполняется посредством команд дистанционного управления «Включить» / «Отключить», полученных из ДЦ СО ЕЭС по

цифровым каналам связи СОТИАССО станции. При получении команды дистанционного управления SCADA-системой ВУ АСУТП формируется соответствующая команда управления в КП при соблюдении следующих условий:

– ключ ДУ в положении «РДУ» (или «ОДУ», в зависимости от того, каким ДЦ СО ЕЭС сформирована команда дистанционного управления);

– отсутствует сигнал оперативной блокировки управления КА от КП (опционально, логика оперативной блокировки реализуется непосредственно КП независимо от реализации на уровне SCADA-системы ВУ АСУТП);

– отсутствует электронный плакат безопасности («Не включать! Работают люди» и др.), установленные на ВУ АСУТП станции.

Автоматическое управление выключателями предусмотрено действием РЗ, ПА (рассматривается в рамках ТПР на РЗА, 87-07-2015-РЗА), а также действием технологической автоматики (функции технологических защит оборудования, для гидроагрегатов дополнительно функции технологического управления) с воздействием через устройства РЗ, КП.

Типовой перечень сигналов, передаваемый между КП и ВУ АСУТП представлен в документе 1026300970123.28.99.39.190.225.ОП.03.М "Альбом 3. Типовые перечни сигналов информационного обмена".

3.10 Требования к реализации программных блокировок

3.10.1 Общие положения

В объеме настоящего ТПР рассматривается программно-оперативная блокировка, реализуемая средствами SCADA ВУ АСУТП, разрабатываемая для каждой конкретной схемы РУ, в соответствии с первичной схемой коммутации.

Логические принципы, заложенные в механическую, электромагнитную блокировку, при условии их совместимости с существующей главной схемой, должны быть интегрированы в программно-оперативную блокировку.

Блокировка реализуется средствами КП и предусматривает блокирование всех неправильных операций со всех предусмотренных мест управления (АРМ оперативного персонала, с контроллера присоединения полевого уровня, шкафа дистанционного управления в РУ, непосредственно из шкафа привода аппарата, ручного управления рукояткой).

При исчезновении напряжения оперативного тока блокировка должна блокировать операции с коммутационными аппаратами (кроме операций по включению и отключению выключателей).

Оперативная блокировка должна исключать:

– включение разъединителя на участке электрической схемы, заземленном включенным заземлителем, а также на участке электрической схемы, отделенном от включенных заземлителей только выключателем;

– включение заземлителя на участке схемы, не отделенном разъединителем от других участков, которые могут быть как под напряжением, так и без напряжения;

– включение и отключение разъединителями уравнительных токов, превышающих номинальный коммутируемый ток разъединителей, или включение на несинхронное напряжение;

– включение и отключение токов нагрузки разъединителями, за исключением:

- зарядного тока шин и оборудования всех классов напряжения (кроме конденсаторных батарей);
- дугогасящих реакторов, трансформаторов напряжения, нейтралей силовых трансформаторов при отсутствии в сети замыкания на землю;
- намагничивающего тока силовых трансформаторов, зарядного тока с соблюдением требований действующих директивных документов (перед отключением намагничивающего тока трансформаторов, его РПН следует установить в положение, отвечающее номинальному напряжению, или в положение с меньшим от номинального током намагничивания;

– включение и отключение разъединителя под нагрузкой (за исключением тех случаев, когда разъединитель шунтирован другой электрической цепью, например, шиносоединительным выключателем или цепью из нескольких выключателей других присоединений);

– включение заземляющих разъединителей на шины и участки присоединений, находящиеся под напряжением, или при включенном разъединителе;

– включение разъединителей на участки шин и присоединений, заземленные включенными заземляющими разъединителями;

В шкафах КРУ с выкатными тележками должны быть выполнены следующие виды блокировок, запрещающие:

– перемещение тележки из рабочего положения в контрольное, а также из контрольного в рабочее при включенном выключателе;

– перемещение тележки присоединения из контрольного положения тележки в рабочее при включенном заземляющем разъединителе в сторону присоединения;

– включение выключателя при нахождении тележки в промежуточном положении между рабочим и контрольным положениями;

– перемещение выкатных тележек с разъединяющими контактами из рабочего положение в контрольное и обратно под нагрузкой (шкафы без выключателей);

– включение заземляющих разъединителей сборных шин, если тележки с выключателями вводов рабочего и резервного питания находятся в рабочем положении;

– перевод тележек ввода рабочего и резервного питания в рабочее положение при включенном заземляющем разъединителе сборных шин;

– включение заземляющего разъединителя в шкафу секционирования при рабочем положении секционного выключателя.

Оперативная электромагнитная блокировка безопасности. Схемы оперативной электромагнитной блокировки выполнены с последовательным физическим соединением КСА выключателей, разъединителей и заземляющих разъединителей и формированием разрешающего или запрещающего сигнала на операцию с разъединителем, который реализуется в цепи электромагнитного блок-замка или реле блокировки при наличии электродвигательного привода.

3.10.2 Программная блокировка на базе КП

Программно-логическая блокировка на базе терминалов КП выполняет функции:

– прием и первичная обработка сигналов о положении коммутационных аппаратов;

– формирование на выходе КП сигнала о разрешении проведения операции (деблокировка). Элементы электромагнитной блокировки в приводах коммутационных аппаратов (блок-замки, реле блокировки) сохраняются. В случае разрешения на производство операции на контактные гнезда блок-замка соответствующего разъединителя подается напряжение.

– Контроллер присоединения обеспечивает:

– контроль и индикацию положений КА;

– контроль исправности цепей блок-контактов КА;

– выдачу разрешения на переключение КА;

– возможность программного задания внутренней конфигурации устройства и хранение заданной конфигурации;

– сигнализацию неисправностей с помощью светодиодов, по релейным каналам или по каналу АСУ;

– сброс сигнализации с пульта устройства, дистанционно по каналу АСУ или подачей сигнала на дискретный вход "Сброс";

– ведение подробных журналов переключений, как по каждому КА, так и общего журнала событий с меткой времени, регистрацию накопительной информации;

– непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику);

– блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;

– гальваническую развязку входов и выходов, включая питание, для обеспечения ЭМС;

– индикацию причины запрета операции: неисправность блокировки либо ошибочные действия персонала с указанием этапа (коммутационного аппарата) запрещающего операцию.

При неисправности контроллера присоединения для подачи разрешения на реле блокировки (деблокирования), внутри шкафа контроллера предусматривается специальный ключ аварийного деблокирования.

В случае необходимости алгоритм оперативной блокировки должен включать возможность ручного ввода положения коммутационного аппарата. В этом случае в качестве входных данных алгоритма будет использоваться информация ручного ввода.

Первичная обработка информации о состоянии КА средствами КП выполняется согласно таблице 8.

Таблица 8 – Соответствие блок-контактов состоянию КА

Положение блок-контакта	**Состояние КА**
Замыкающий БК – замкнут Размыкающий БК – разомкнут	Включено
Замыкающий БК – разомкнут Размыкающий БК – замкнут	Отключено
Замыкающий БК – разомкнут Размыкающий БК – разомкнут	Промежуточное положение. Через время, превышающее заводские данные по времени переключения – Неисправность
Замыкающий БК – замкнут Размыкающий БК – замкнут	Неопределенное – Неисправность

Вводится запрет на действие оперативной блокировки с недостоверными данными о положении коммутационного аппарата.

Типовые алгоритмы программных блокировок приведены в документе 1026300970123.28.99.39.190.225.ОП.06.М Типовые алгоритмы программных оперативных блокировок".

3.10.3 Отображение логических блокировок на АРМ ВУ АСУТП

На АРМ оперативного персонала на мнемокадрах должно отображаться текущее состояние оперативной блокировки каждого оперативного элемента схемы. Для информирования о состоянии оперативной блокировки на мнемознаке должны отображаться

информация о блокировке КА. При отображении схемы оперативной блокировки значения сигналов с признаком ручного ввода должны выделяться цветом.

Средствами ВУ АСУТП отображают алгоритмы программно-оперативных блокировок, реализованные в контроллере присоединения. Блокирующие условия, реализованные в контроллерах присоединений, должны отображаться на АРМ ВУ, отправка команд устройству с действующими блокировками с АРМ ВУ должна сопровождаться окном подтверждения с перечисленными условиями блокировок и неактивной кнопкой подтверждения команды, активация кнопки подтверждения отправки команды на заблокированное устройство возможно привилегированному пользователю для выполнения опробования функций управления и наладки.“

В АРМ ВУ АСУТП должна быть выполнена сигнализация вывода оперативной блокировки с микропроцессорного терминала управления коммутационными аппаратами, предусматривающая после осуществления деблокирования:

– привлечение внимания оперативного персонала к соответствующему коммутационному аппарату, на котором осуществлен вывод блокировки, средствами отображения ПТК (режим мигания, другой цвет, появление рамки и т.д.);

– срабатывание звуковой сигнализации на АРМ ВУ АСУТП с необходимостью ее квитирования оперативным персоналом.

Факт вывода оперативной блокировки должен фиксироваться автоматически, средствами АРМ ВУ АСУТП в электронном журнале событий АСУТП ЭТО.

Информация о неисправности цифрового канала, используемого для осуществления блокировки (при его наличии), должна передаваться от КП на верхний уровень в виде сигнала "Неисправность цифрового канала оперативной блокировки". На АРМ ОП неисправность цифрового канала должна отображаться в списке тревог в виде обобщенного сигнала "Неисправность цифрового канала оперативной блокировки" отдельно по каждому источнику GOOSE-сообщений.

3.11 Решения по компоновке устройств АСУТП ЭТО

3.11.1 Основные положения

В состав АСУТП ЭТО входят шкафы:

– узлов доступа (УД), с коммутаторами доступа уровня L2;

– системы сбора информации (ССИ) с измерительными многофункциональными устройствами.

Потребность применения отдельных шкафов ССИ определяется при проектировании. Допускается размещение измерительных многофункциональных устройств в шкафах КП.

Схема питания шкафа УД подразумевает получение двух независимых вводов переменного напряжения от сети гарантированного питания электростанции.

Схема питания шкафа ССИ подразумевает организацию питания путем подключения двух независимых вводов от системы оперативного постоянного тока электростанции.

Шкафы АСУТП ЭТО должны соответствовать требованиям, изложенным в:

– ГОСТ 30804.4.3-2013 (IEC 61000-4-3:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний;

– ГОСТ 30804.4.2-2013 (IEC 61000-4-2:2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний;

– ГОСТ IEC 61000-4-8-2013 Электромагнитная совместимость. Часть 4-8. Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к магнитному полю промышленной частоты;

– ГОСТ IEC 61000-4-9-2013 Электромагнитная совместимость. Часть 4-9. Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к импульсному магнитному полю;

– ГОСТ Р 51317.4.6-99 (МЭК 61000-4-6-96) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями. Требования и методы испытаний;

– ГОСТ 30804.4.4-2013 (МЭК 61000-4-4:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний;

– ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний;

– ГОСТ IEC 61000-4-12-2016 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4- 12. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к звенящей волне;

– ГОСТ Р 51317.4.16-2000 (МЭК 61000-4-16-98) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к кондуктивным помехам в полосе частот от 0 до 150 кГц. Требования и методы испытаний;

– ГОСТ Р 51317.4.17-2000 (МЭК 61000-4-17-99) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к пульсациям напряжения электропитания постоянного тока. Требования и методы испытаний;

– ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний;

– ГОСТ 30804.4.11-2013 (IEC 61000-4-11:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний (Переиздание);

– ГОСТ 30805.22-2013 (CISPR 22:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи индустриальные. Нормы и методы измерений;

– ГОСТ IEC 61000-3-2-2021 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-2. Нормы. Нормы эмиссии гармонических составляющих тока (оборудование с выходным током не более 16 А на фазу);

– ГОСТ 30804.3.3-2013 (IEC 61000-3-3:2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в низковольтных системах электроснабжения общего назначения. Технические средства с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе), подключаемые к электрической сети при несоблюдении определенных условий подключения. Нормы и методы испытаний.

Комплект документации к поставке должен включать:

– паспорт;

– руководство по эксплуатации;

– схемы электрические принципиальные;

– паспорта на изделия входящие в состав оборудования.

Шкафы должны соответствовать показателям надежности в части срока службы – 25 лет с заменой при необходимости, материалов и комплектующих, имеющих меньший срок службы.

Транспортирование шкафов допускается железнодорожным и автомобильным транспортом. Условие транспортирования шкафов согласно ГОСТ 23216-78 – ОЛ (очень легкие). Условия хранения – в отапливаемом помещении в вертикальном положении.

Упаковка шкафов должна соответствовать условиям транспортирования. Шкафы должны быть обернуты со всех сторон воздушно-пузырчатой пленкой, поверх которой шкафы оборачивают в картонную упаковку и стягивают упаковочной полиэстеровой PET-лентой. При транспортировании железнодорожным транспортом шкафы должны быть упакованы в ящики из древесных материалов согласно ГОСТ 5959-80 тип ящика III.

Охрана окружающей среды обеспечивается соблюдением требований безопасности при эксплуатации оборудования и требований утилизации при окончании срока службы оборудования. Материалы конструкции шкафов не должны оказывать опасное и вредное

воздействие на организм человека во всех заданных режимах работы и предусмотренных условиях эксплуатации, а также не должны создавать пожаровзрывоопасные ситуации. По окончанию срока службы шкафы подлежат утилизации. Специальных мер по утилизации не требуется. Утилизация производится по нормативным документам организации эксплуатирующей шкафы.

3.11.2 Шкаф узла доступа УД

3.11.2.1 Общие требования

Шкаф УД представляет собой законченное устройство, выполненное на базе промышленного стоечного шкафа с глухой металлической дверью, с установленным в нем оборудованием.

Конструкция шкафа предусматривает размещение коммутаторов доступа "реечного" исполнения.

Шкаф УД предназначен для размещения в составе оборудования релейных залов станции.

3.11.2.2 Требования к габаритам и цвету шкафа

Шкаф изготавливается двустороннего обслуживания. Габаритные размеры представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Габаритные размеры шкафа УД

Габариты шкафа	**Типовой размер, мм**	**Примечание**
Общая высота стандартная	2100	-
Высота оболочки	2000	
Высота цоколя	100	
Ширина	800	
Глубина	800	

Габариты и компоновка типового шкафа указаны в документе 1026300970123.28.99.39.190.225.ОП.05.М "Альбом 5. Типовые конструкторские решения".

Металлоконструкции шкафов должны иметь порошковое покрытие. Цвет (RAL7035).

Применение другого цвета допускается по согласованию с заказчиком.

Степень защиты шкафа от воздействия окружающей среды (согласно ГОСТ 14254-2015) должна быть не ниже – IP41.

Для обеспечения защиты оборудования от несанкционированного доступа, шкаф оборудован замками.

3.11.2.3 Требования к удобству обслуживания

На лицевой и оборотной сторонах шкафа должно быть место для надписей, указывающих их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями. На лицевой стороне – на козырьке. На оборотной – с обеих сторон створок.

Расположение надписей или маркировки должно однозначно определять соответствующий аппарат. Надписи должны располагаться под аппаратурой, быть четкими и не допускать различного толкования.

3.11.2.4 Требования к электробезопасности

Требования электробезопасности должны соответствовать ГОСТ IEC 61439-1-2013 "Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Общие требования". Заземляющие зажимы должны соответствовать ГОСТ 21130-75.

3.11.2.5 Требования к температурному режиму и условиям размещения

Для поддержания нормальной температуры внутри шкафа допустимой температурой в помещении считать температуру в диапазоне от плюс 5 °С до плюс 40 °С. Теплопотери должны отводиться от установленных в шкафу элементов путем естественного и принудительного теплоотведения. Шкаф УД оснащен системой вентиляции.

3.11.2.6 Требование к сейсмической устойчивости

При размещении шкафов УД на объектах в зонах с сейсмической активностью от 7 до 9 баллов по шкале MSK-64 необходимо применять шкафы с сейсмокомплектом, обеспечивающие стойкость к воздействию землетрясений интенсивностью до 9 баллов по шкале MSK-64.

3.11.2.7 Компоновка шкафа

Компоновка шкафа УД выполняет размещение коммутаторов УД по принципу:

- удобство эксплуатации оперативным и наладочным персоналом;
- размещение аппаратов по допустимым уровням размещения;
- размещение единиц оборудования согласно топологии и сегментирования сети.

Удобство эксплуатации и размещение коммутаторов обеспечивается учетом требований по обеспечению высоты расположения аппаратуры в зоне от 400 до 2000 мм от уровня пола (ПУЭ изд.7 п.4.1.14).

Размещение коммутаторов согласно топологии и сегментирования обеспечивается за счет физического разделения коммутаторов сети А и сети В по разные стороны монтажной платы, размещение коммутаторов сегмента сети, предназначенного для подключения устройств РЗ, КП, ПА, РАС (для который предполагается использование GOOSE-сообщений) на отдельных

уровнях (рядах) монтажной платы от устройств локальных САУ в составе устройств автоматики ЭТО и МИП (для которых не предполагается использование GOOSE-сообщений).

3.11.2.8 Обозначение оборудования

Каждый аппарат имеет

– позиционное обозначение (буквенно-цифровое), например, коммутаторы S1, защитно-коммутационная аппаратура SF и т.д.;

– сквозной шкафной номер, аппарат нумеруется арабскими цифрами от 1 до 999.

3.11.2.9 Прокладка соединительных проводов

Проводники схемы питания выполняются проводом в ПВХ изоляции сечением не менее 1,5 кв.мм. Выбор сечения проводника должен обуславливаться требованиями по термической стойкости к нагрузкам рабочего режима и аварийного (короткое замыкание). Сечение защитных проводников должно быть выбрано согласно главе 1.7 ПУЭ, ГОСТ IEC 61439-1-2013.

Для прокладки проводов и жил используются кабельные каналы исключающие непосредственное крепление к металлическим элементам конструкции шкафа.

Прокладка волоконно-оптических кабелей осуществляется по сетчатым лоткам и кабельным органайзерам.

3.11.2.10 Подключение кабелей к рядам зажимов

Шкаф выполняется с нижним подводом кабеля. Ввод кабеля осуществляется через щеточный кабельный ввод. (Применение гермовводов допускается в виде исключения, при условии обеспечения надежной защиты содержимого шкафа от пыли после заведения кабелей).

Механическое крепление кабелей питания выполняется посредством кабельного зажима, обеспечивающего подключение экранов кабелей.

Подключение к рядам зажимов кабелей питания должно исключать подключения двух и более проводников к одному зажиму.

Тип зажимов по условиям площади сечения подключаемых зажимов определяется на стадии проектирования или разработки рабочей документации.

Разварка жил волоконно-оптических кабелей осуществляется в оптических кроссах. Прокладка кабеля, оптических патч-кордов и пр., выполняется с учетом требований к минимальному радиусу изгиба.

3.11.3 Шкаф ССИ

3.11.3.1 Общие требования

Шкаф ССИ представляет собой законченное устройство, выполненное на базе промышленного стоечного шкафа с глухой металлической дверью, с установленным в нем оборудованием.

Конструкция шкафа предусматривает размещение многофункциональных измерительных преобразователей МИП ("реечного" исполнения), испытательных коробок (КИ), оптических кроссов, клеммных зажимов и коробов.

Шкаф ССИ предназначен для размещения в составе оборудования агрегатных щитов управления и релейных залов станции.

3.11.3.2 Требования к габаритам и цвету шкафа

Шкаф изготавливается двустороннего обслуживания. Габаритные размеры приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Габаритные размеры шкафа ССИ

Габариты шкафа	**Типовой размер, мм**	**Примечание**
Общая высота стандартная	2100	-
Высота оболочки	2000	
Высота цоколя	100	
Ширина	800	
Глубина	800	

Габариты и компоновка типового шкафа указаны в разделе 6 "Типовые конструкторские решения".

Металлоконструкции шкафов должны иметь порошковое покрытие. Цвет (RAL7035).

Применение другого цвета допускается по согласованию с заказчиком.

Степень защиты шкафа от воздействия окружающей среды (согласно ГОСТ 14254-2015) должна быть не ниже – IP54.

Для обеспечения защиты оборудования от несанкционированного доступа, шкаф оборудован замками.

3.11.3.3 Требования к удобству обслуживания

На лицевой и оборотной сторонах шкафа должно быть место для надписей, указывающих их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями. На лицевой стороне – на козырьке. На оборотной – с обеих сторон створок.

Расположение надписей или маркировки должно однозначно определять соответствующий аппарат. Надписи должны располагаться под аппаратурой, быть четкими и не допускать различного толкования.

Надписи на аппаратуре, используемой оперативным персоналом (сигнальные элементы, испытательные блоки, автоматические выключатели и т.п.) должны указывать схемное обозначение в соответствии с исполнительными схемами и назначение.

Надписи на прочей аппаратуре должны указывать схемное обозначение в соответствии с исполнительными схемами. При использовании в надписи назначения МИП должны применяться диспетчерские наименования ЛЭП и оборудования.

3.11.3.4 Требования к безопасности

Требования электробезопасности должны соответствовать ГОСТ IEC 61439-1-2013 "Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Общие требования". Заземляющие зажимы должны соответствовать ГОСТ 21130-75.

3.11.3.5 Требования к температурному режиму и условиям размещения

Шкафы ССИ устанавливаются в помещениях (в том числе) без дополнительного обогрева, должны иметь требования по исполнению УХЛ3.1 ГОСТ 15150-69.

3.11.3.6 Требование к термической устойчивости цепей

Цепи тока и напряжения шкафа ССИ должны удовлетворять требованиям:

1 Элементы шкафов в нормальном режиме, обтекаемые током, длительно выдерживают 200 % номинальной величины переменного тока, 115 % номинальной величины напряжения оперативного постоянного тока, 180 % номинальной величины напряжения переменного тока для цепей напряжения включенных на линейное напряжения и 150 % для остальных цепей напряжения.

2 Цепи переменного тока шкафов (если это не оговорено дополнительно) выдерживают без повреждения ток до 40·Iном в течение 1 с.

3 Цепь напряжения оперативного постоянного тока шкафов выдерживает без повреждения напряжение 1,3·Uном в течение 1 с.

4 Цепи напряжения шкафов, подключенные к измерительным трансформаторам напряжения у выводов генератора, выдерживают напряжение 180 В в течение 3 с.

5 Цепи тока шкафов от выводов генератора выдерживают протекание симметричного трехфазного тока прямой последовательности, равного $6 \cdot I_N$ в течение 6 с.

3.11.3.7 Требование к сейсмической устойчивости

При размещении шкафов УД на объектах в зонах с сейсмической активностью от 7 до 9 баллов по шкале MSK-64 необходимо применять шкафы с сейсмокомплектом обеспечивающие стойкость к воздействию землетрясений интенсивностью до 9 баллов по шкале MSK-64.

3.11.3.8 Компоновка шкафа

Компоновка шкафа ССИ выполняет размещение многофункциональных измерительных преобразователей по принципу:

- удобство эксплуатации оперативным и наладочным персоналом;
- размещение аппаратов по допустимым уровням размещения;
- возможность пломбировки испытательных коробок (КИ).

Удобство эксплуатации и размещение оборудования обеспечивается учетом требований по обеспечению высоты расположения аппаратуры в зоне от 400 до 2000 мм от уровня пола (ПУЭ изд.7 п.4.1.14).

3.11.3.9 Обозначение оборудования

В шкафах должна быть сквозная нумерация аппаратуры независимо от номеров монтажных единиц: слева направо и сверху вниз по виду со стороны монтажа.

Сигнальная арматура на двери должны снабжаться надписями на русском языке, указывающими их назначение и состояние.

На шкафах защиты и автоматики оперативные надписи должны задаваться для переключателей, кнопок, ключей управления, арматур сигнальных ламп, испытательных блоков и автоматов.

3.11.3.10 Размещение оборудования в шкафу

Расположение и соединение частей изделия должны быть выполнены с учетом удобства и безопасности наблюдения за изделиями при выполнении сборочных работ, проведении осмотра, испытаний и обслуживания (ГОСТ 12.2.007.0-75).

Для удобного конструктивного размещения аппаратов в шкафу необходимо соблюдать рядность. В одном горизонтальном ряду располагаются аппараты, имеющие одинаковые зоны по высоте и одинаковые установочные размеры. При размещении аппаратов определять их очередность расположения сверху вниз и слева направо.

3.11.3.11 Требования к монтажу вторичных цепей, цепей питания

Электропроводки цепей управления, измерения и другие должны соответствовать требованиям, изложенным в главе 3.4 ПУЭ (седьмое издание).

Применяемый провод должен иметь срок службы не менее чем срок службы шкафа.

Для вторичных цепей трансформаторов тока требуется применять провод сечением не менее 1,5 кв.мм.

Рекомендуется применять провод сечением:

– 0,75 кв.мм в цепи постоянного тока и цепях переменного напряжения;

– 1,5 кв.мм в цепях освещения и питания розеток шкафа.

Для прокладки проводов и жил кабелей использовать кабель-каналы.

Должна быть обеспечена защита от повреждения проводников (жгутов), проходящих к оборудованию, размещенному на двери.

Недопустимо непосредственное крепление проводников (жгутов) к металлическим элементам конструкции шкафа без применения дополнительной изоляции в месте непосредственного крепления.

3.11.3.12 Подключение внешних кабелей к рядам зажимов шкафа

В нижней зоне шкафа на уровне не менее 250 мм от пола должна быть свободная зона для подвода кабеля. Ряды зажимов должны устанавливаться таким образом, чтобы была свободная зона, достаточная для прокладки и крепления кабелей. Проходы кабелей, внутрь шкафов и т.п., должны осуществляться через уплотняющие устройства, предотвращающие попадание внутрь пыли, влаги, посторонних предметов. Применение гермовводов допускается в виде исключения, при условии обеспечения надежной защиты содержимого шкафа от пыли после заведения кабелей.

3.11.3.13 Заземление шкафов и экранов кабелей

Выполнение системы заземления внутри шкафа должно выполняться подключением коротких соединительных проводников из меди сечением не менее 10 кв.мм длиной не более 25 см для создания эквипотенциальной плоскости.

Шкаф должен быть заземлен проводом ПуГВ (проводник внешнего заземления сечением 16 кв.мм минимальной длины, но не более 80 см.

МИП должен быть заземлен проводом ПуГВ (проводник внешнего не менее 2,5 кв.мм минимальной длины, но не более 80 см.

Соединение с общей эквипотенциальной плоскостью должно выполняться при помощи гибкой связи болтовым соединением.

Присоединение к системе уравнивания потенциалов помещения должно осуществляться при помощи болтового соединения в 4-х точках. Для заземления резервных жил вторичных цепей, должны быть предусмотрены шинки, соединенные с корпусом шкафа.

Экраны контрольных (вторичных) кабелей следует заземлять с обоих концов для снижения синфазных помех на средних и высоких частотах.

Заземление экранов кабелей должны быть выполнены на входе в шкаф. Далее экран вместе с внешней изоляцией кабеля должен вестись без разрыва до места подсоединения к клеммам ряда зажимов шкафа. Заземление экрана кабеля в месте подсоединения токоведущих жил к клеммам ряда зажимов не требуется. Для заземления экранов кабелей должна применяться специальная конструкция в виде специальных зажимов с большой площадью контакта.

Для обеспечения этого требования заземления экрана кабелей с устройством заземления экранов кабелей должны использоваться металлические (нержавеющая сталь) кабельные хомуты и кабельные зажимы. Кабельный хомут должен максимально охватывать экран кабеля и меть с ним хороший контакт. Устройство крепления и заземления экранов кабелей должно соединяться с шиной защитного заземления шкафа проводом ПуГВ сечением не менее 10 кв.мм минимальной длины.

Устройство крепления и заземления экранов кабелей должны крепиться к каркасу при помощи резьбового соединения.

Сечение защитных проводников должно быть выбрано согласно главе 1.7 ПУЭ, ГОСТ IEC 61439-1-2013.

3.11.3.14 Требования к зажимам

Внешние кабели вторичных цепей подключаются непосредственно к испытательным коробкам (КИ). Обеспечивается возможность пломбировки испытательных коробок.

4 ОБЪЕМ И СПОСОБЫ ВЗАИМОДЕЙСВИЯ СО СМЕЖНЫМИ СИСТЕМАМИ

4.1 Объем и способы взаимодействия устройств релейной защиты (РЗ) и контроллеров присоединения (КП)

1 Связь устройств РЗ и КП с ВУ АСУТП осуществляется по цифровым резервируемым каналам связи.

2 Устройства РЗ и КП подключаются к ТСПД ВУ АСУТП по резервированным каналам передачи данных Ethernet. Протокол сетевого резервирования PRP. Для устройств, не поддерживающих сетевое резервирование, подключение к ТСПД организуется введением дополнительного оборудования Redundancy Box (RedBox) (для связи не PRP сети с сетями PRP A и PRP B).

3 В качестве протокола прикладного уровня информационного взаимодействия устройств РЗ и КП с SCADA-системой ВУ АСУТП должен использоваться протокол МЭК 61850-8-1 (MMS).

4 Устройства РЗ и КП сохраняют свою работоспособность в независимости от исправности ВУ АСУТП.

5 Настоящим типовым проектом для устройств РЗ и КП не предусматривается создания собственной технологической локальной вычислительной сети. Назначение IP-адресов устройствам РЗ и КП, организация необходимых маршрутов передачи данных и прочие мероприятия, необходимые для передачи данных этих устройств, должны предусматриваться и реализовываться функциями ТСПД (маршрутизаторами, коммутаторами и т.д.).

6 Организация информационного обмена сигналами автоматического управления между устройствами РЗ, КП, ПА и РАС в рамках информационного обмена посредством МЭК 61850-8-1 (GOOSE) осуществляется в отдельном логическом сегменте сети, организованном посредством сетевого оборудования ТСПД с использованием технологии VLAN (в соответствии с решениями, приведенными в разделе 3.4.1 настоящего документа).

7 Информационный обмен между устройствами РЗ и КП с одной стороны и ВУ АСУТП с другой должен включать передачу следующих данных:

– измеряемые и вычисляемые параметры, характеризующие текущий режим и состояние контролируемого и управляемого оборудования;

– дискретная информация о работе систем и подсистем;

– сигналы самодиагностики (недостоверность выдаваемой информации, неисправности, потеря сигнала единого времени и т.д.);

– специальную информацию: осциллограммы, информация о текущих параметрах срабатывания, результаты ОМП, информация об уставках, временные срезы и т.п. (при условии поддержки устройствами РЗ и КП передачи такой информации по общепромышленному протоколу связи);

– команды управления: управление КА, управление переключением РПН, переключение групп уставок, квитирования сигнализации;

– сигналы, фиксирующие действия оперативного и обслуживающего персонала на устройствах автоматики ЭТО.

Типовой перечень сигналов устройств РЗ и КП приведен в документах 1026300970123.28.99.39.190.225.П8.М (–П8.02.М, –П8.03.М, –П8.04.М, –П8.07.М, –П8.08.М, –П8.11.М) альбома 3 "Типовые перечни сигналов информационного обмена".

8 В ВУ АСУТП должна поступать информация о положении ключей управления и испытательных блоков (при наличии соответствующего контакта) с панелей (шкафов) РЗ, КП. Положение ключей управления и испытательных блоков должно визуализироваться на мнемокадрах АРМ. Должен быть предусмотрен инструмент для задания "нормального" положения ключей и испытательных блоков. По заданным "нормальным" положениям должен формироваться отчет об отклонении положения ключей от "нормального".

9 К интегрируемым устройствам РЗ и КП относятся:

– устройства РЗ и КП станционного оборудования в составе:
  - комплекты защит генератора, защиты ТСН агрегата, защиты вспомогательного генератора;
  - комплекты основных защит блочного трансформатора, ТСН блока;
  - комплекты резервных защит блока;
  - комплекты защит трансформатора;
  - автоматика управления трансформаторов;
  - комплекты защит ошиновки;
  - контроллеры присоединения;
– устройства РЗ подстанционного оборудования в составе:
  - комплекты основных защит линии;
  - комплекты резервных защит линий;
  - комплекты дифференциальной защиты шин;
  - комплекты защиты ошиновки;
  - защиты трансформаторов /автотрансформаторов связи;
  - автоматика управления трансформаторов/автотрансформаторов связи (РПН, АРКТ);

- комплекты защит реактора;
- комплекты защит секционных выключателей;
- комплекты защит шиносоединительных выключателей;
- комплекты защит обходных выключателей;
- контроллеры присоединений;

– устройства РЗ и КП оборудования собственных нужд КРУ(н) в составе:

- защиты ТН секций шин;
- защиты ввода;
- защиты отходящих линий;
- защиты СВ (ШСВ);
- защиты дизельгенератора.

Классифицирование устройств РЗ и КП выполнено согласно ТПР на РЗА (87-07-2015-РЗА).

4.2 Объем и способы взаимодействия устройств противоаварийной автоматики (ПА)

1 Связь устройств ПА с ВУ АСУТП осуществляется по цифровым резервируемым каналам связи.

2 Устройства ПА должны подключаться к ВУ АСУТП по резервированным каналам передачи данных Ethernet. Протокол сетевого резервирования PRP. Для устройств, не поддерживающих сетевое резервирование, подключение к ТСПД организуется введением дополнительного оборудования Redundancy Box (RedBox) (для связи не PRP сети с сетями PRP A и PRP B).

3 В качестве протокола прикладного уровня информационного взаимодействия устройств ПА с SCADA-системой ВУ АСУТП должен использоваться протокол МЭК 61850-8-1 (MMS). По согласованию допускается применение протокола ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004.

4 Устройства ПА сохраняют свою работоспособность в независимости от исправности ВУ АСУТП.

5 Устройства ПА в общем случае рассматриваются как устройства смежной информационной системы с функциями оперативного управления с АРМ ВУ АСУТП (смена групп уставок, ввод/вывод функций и т.д.).

6 Настоящим типовым проектом для устройств ПА не предусматривается создания собственной технологической локальной вычислительной сети. Назначение IP-адресов устройствам ПА, организация необходимых маршрутов передачи данных и прочие

мероприятия, необходимые для передачи данных устройств ПА, должны предусматриваться и реализовываться функциями ТСПД (маршрутизаторами, коммутаторами и т.д.).

7 Организация информационного обмена между устройствами в рамках ЦС ПА осуществляется в отдельном логическом сегменте сети, организованном посредством сетевого оборудования ТСПД с использованием технологии VLAN (в соответствии с решениями, приведенными в разделе 3.4.1 настоящего документа).

8 Информационный обмен между устройствами ПА и ВУ АСУТП должен включать передачу следующих данных:

– измеряемые и вычисляемые параметры, характеризующие текущий режим и состояние контролируемого и управляемого оборудования;

– срабатывание отдельных алгоритмов, срабатывание ступеней алгоритмов;

– дискретная информация о работе систем и подсистем;

– сигналы самодиагностики (недостоверность выдаваемой информации, неисправности, потеря сигнала единого времени и т.д.);

– специальную информацию: осциллограммы, информация о текущих параметрах срабатывания, информация об уставках, изменение групп уставок (при условии поддержки устройствами ПА передачи такой информации по общепромышленному протоколу связи);

– ввод/вывод функций устройств ПА (под вводом/выводом функций подразумевается дистанционная установка с АРМ ВУ АСУТП положения программного ключа ввода/вывода функций (алгоритмов) в алгоритме работы устройства ПА, при условии поддержки устройствами ПА передачи таких команд по используемому протоколу связи);

– сигналы, фиксирующие действия оперативного и обслуживающего персонала на устройствах ПА.

Типовой перечень сигналов устройств ПА приведен в документах 1026300970123.28.99.39.190.225.П8.05.М (–П8.06.М, –П8.09.М, –П8.10.М) альбома 3 "Типовые перечни сигналов информационного обмена".

9 В АСУТП должна поступать информация о положении ключей управления и испытательных блоков (при наличии соответствующего контакта) с панелей (шкафов) ПА. Положение ключей управления и испытательных блоков должно визуализироваться на мнемосхемах АРМ. Должен быть предусмотрен инструмент для задания "нормального" положения ключей и испытательных блоков. По заданным "нормальным" положениям должен формироваться отчет об отклонении положения ключей от "нормального".

10 К интегрируемым устройствам ПА относятся:

– устройства станционной ПА (АЧР, ЧАПВ, АОПЧ, АОСЧ и др.);

– устройства локальной ПА гидрогенераторов (АЛАР, ФОБ, ФОГ, КПР);

– устройства локальной ПА (авто) трансформаторов (АЛАР, АОПО, ФОТ, ФОДТ, КПР);

– устройства локальной ПА ВЛ (КВЛ) 110-220 кВ (АЛАР, ФОЛ, АОПО, ФОДЛ, КПР);

– устройства локальной ПА ВЛ (КВЛ) 330-500 кВ (АЛАР, ФОЛ, АОПО, ФОДЛ, КПР);

– устройства передачи аварийный сигналов и команд УПАСК.

Классифицирование устройств ПА выполнено согласно ТПР на ПА (55181848.3433303.111).

11 Типовые структурные схемы подключения устройств автоматики ЭТО к ВУ АСУТП рассмотрены в документе 1026300970123.28.99.39.190.225.ОП.02.М "Альбом 2. Типовые структурные решения".

12 Типовые перечни сигналов устройств ПА в ВУ АСУТП, приведены в документе 1026300970123.28.99.39.190.225.ОП.03.М "Альбом 3. Типовые перечни сигналов информационного обмена".

4.3 Объем и способы взаимодействия регистраторов аварийных событий (РАС)

1 Связь устройств РАС с ВУ АСУТП осуществляется по цифровым резервируемым каналам связи.

2 Устройства РАС должны подключаться к ВУ АСУТП по резервированным каналам передачи данных Ethernet. Протокол сетевого резервирования PRP. Для устройств, не поддерживающих сетевое резервирование, подключение к ТСПД организуется введением дополнительного оборудования Redundancy Box (RedBox) (для связи не PRP сети с сетями PRP A и PRP B).

3 В качестве протокола прикладного уровня информационного взаимодействия устройств ПА с SCADA-системой ВУ АСУТП должен использоваться протокол МЭК 61850-8-1 (MMS). По согласованию допускается применение протокола ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004.

4 Устройства РАС сохраняют свою работоспособность в независимости от исправности ВУ АСУТП.

5 ВУ АСУТП обеспечивать сбор, хранение и предоставление доступа к аварийной информации РАС с АРМ.

6 От подсистемы РАС на ВУ АСУТП по цифровым каналам передачи данных должны передаваться сигналы пусков РАС и диагностические сигналы о состоянии устройств РАС.

Типовой перечень сигналов устройств РАС приведен в документе 1026300970123.28.99.39.190.225.П8.16.М альбома 3 "Типовые перечни сигналов информационного обмена".

7 От подсистемы РАС должно предусматриваться получение цифровых данных регистрации аварийных событий (файлов осциллограмм в формате COMTRADE), результатов ОМП по протоколам МЭК 61850 (MMS) или МЭК 60870-5-104 для последующей передачи в удаленные центры управления (ОДУ, РДУ).

8 Состав сигналов информационного обмена ВУ АСУТП с подсистемой РАС приведен в документе 1026300970123.28.99.39.190.225.ОП.03.М "Альбом 3. Типовые перечни сигналов информационного обмена". Кроме типовых перечней сигналов информационного обмена от подсистемы РАС на ВУ АСУТП должна передаваться сигналы самодиагностики устройств РАС.

4.4 Объем и способы взаимодействия локальных САУ в составе устройств автоматики ЭТО (СУМТО и другие)

1 Связь локальных САУ (СУМТО и другие, см. пункт 6) в составе устройств автоматики ЭТО с ВУ АСУТП осуществляется по цифровым резервируемым каналам связи.

2 Локальные САУ в составе устройств автоматики ЭТО должны подключаться к ВУ АСУТП по резервированным каналам передачи данных Ethernet. Протокол сетевого резервирования PRP. Для устройств, не поддерживающих сетевое резервирование, подключение к ТСПД организуется введением дополнительного оборудования Redundancy Box (RedBox) (для связи не PRP сети с сетями PRP A и PRP B).

3 В качестве протокола прикладного уровня информационного взаимодействия устройств контроллеров локальных САУ в составе устройств автоматики ЭТО с SCADA-системой ВУ АСУТП должен использоваться протоколов МЭК 61850 (MMS) или МЭК 61870-5-104.

4 Локальные САУ в составе устройства автоматики ЭТО сохраняют свою работоспособность в независимости от исправности ВУ АСУТП.

5 От локальных САУ в составе устройств автоматики ЭТО на ВУ АСУТП по цифровым каналам передачи данных должна передаваться информация по нормальным и аварийным режимам работы оборудования в режиме реального времени:

- значения измеренных параметров оборудования (аналоговые величины);
- состояние оборудования (дискретные сигналы);
- предупредительную сигнализацию по оборудованию;
- аварийную сигнализация по оборудованию;

– сигналы самодиагностики (недостоверность выдаваемой информации, неисправности, потеря сигнала единого времени и т.д.).

Типовой перечень сигналов устройств локальным САУ в составе устройств автоматики ЭТО (СУМТО и другие) приведен в документах 1026300970123.28.99.39.190.225.П8.12.М (–П8.13.М, –П8.14.М) альбома 3 "Типовые перечни сигналов информационного обмена".

6 К интегрируемым локальным САУ в составе устройств автоматики ЭТО отнесены:

– СУМТО (как локальная централизованная система автоматического управления одного трансформатора (автотрансформатора), при этом возможно выполнение функций СУМТО одним централизованным комплексом автоматического управления для трех однофазных трансформаторов трехфазной группы);

– система управления дизельгенератором;

– система управления РУ 0,4 кВ собственных нужд;

– СОПТ.

4.5 Объем и способы взаимодействия системы возбуждения (СВ)

1 Связь системы возбуждения (СВ) с ВУ АСУТП осуществляется как непосредственно, так и через подсистемы САУ ГА и ГРНРМ.

2 Устройства СВ (контроллеры АРВ – управляющие контроллеры в составе СВ) должны подключаться к ВУ АСУТП по резервированным каналам передачи данных Ethernet. Протокол сетевого резервирования PRP. Для устройств, не поддерживающих сетевое резервирование, подключение к ТСПД организуется введением дополнительного оборудования Redundancy Box (RedBox) (для связи не PRP сети с сетями PRP A и PRP B).

3 В качестве протокола прикладного уровня информационного взаимодействия устройств СВ (контроллеров АРВ) с SCADA-системой ВУ АСУТП должен использоваться протоколов МЭК 61850 (MMS) или МЭК 60870-5-104 с управляющим контроллером системы возбуждения СВ.

4 Для возможности сопоставления времени события, часы управляющего контроллера СВ должны быть синхронизированы с системой обеспечения единого времени (СОЕВ) АСУТП. Синхронизация должна выполняться по сетевому протоколу точного времени с погрешностью не более 1 миллисекунды. Рекомендуемыми протоколами являются: PTPv2 (приоритетный), NTP.

5 СВ сохраняет свою работоспособность в независимости от исправности ВУ АСУТП.

6 Информационный обмен между СВ и ВУ АСУТП должен включать передачу следующих данных:

– значения измеренных параметров СВ и генератора (аналоговые величины);

– состояние оборудования СВ, коммутационных аппаратов СВ (дискретные сигналы);

– предупредительную сигнализацию СВ;

– аварийную сигнализация СВ;

– сигналы самодиагностики (недостоверность выдаваемой информации, неисправности, потеря сигнала единого времени и т.д.).

– специальную информацию: осциллограммы, журналы событий (при условии поддержки устройствами СВ (контроллерами АРВ) передачи такой информации по общепромышленному протоколу связи);

– общую информацию о регуляторе возбуждения и системе возбуждения [тип (марка) АРВ, тип (марка) системы возбуждения, номер версии установленного алгоритма функционирования АРВ и номер версии программного обеспечения АРВ], параметры настройки АРВ.

Перечень сигналов СВ в ВУ АСУТП зависит от специфики, типа СВ, а также от объема формируемой управляющим контроллером СВ аварийной и предупредительной сигнализации. Типовой перечень сигналов приведен в документе 1026300970123.28.99.39.190.225.П8.15.М альбома 3 "Типовые перечни сигналов информационного обмена".

7 Управление СВ САУ ГА осуществляется в рамках задач автоматического управления гидроагрегатом САУ ГА. В ТПР АСУТП ЭТО не рассматривается.

Групповое регулирование напряжения и реактивной мощности осуществляется в рамках задач ГРНРМ. В ТПР АСУТП ЭТО не рассматривается.

5 ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ, ТЕРМИНОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЙ

АБ – аккумуляторная батарея

АВР – автоматическое включение резерва

АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческий учет электроэнергии

АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима

АО "СО ЕЭС" – Акционерное общество "Системный оператор Единой энергетической системы"

АОПН – автоматика ограничения повышения напряжения

АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования

АОПЧ – автоматика ограничения повышения частоты

АОСЧ – автоматика ограничения снижения частоты

АПВ – автоматическое повторное включение

АПТС – аварийно-предупредительные сигналы

АРМ – автоматизированное рабочее место

АРПМ – автоматика разгрузки при перегрузке по мощности

АС – аварийная сигнализация

АСУ – автоматизированная система управления

АСУТП – автоматизированная система управления технологическими процессами

АТ – автотрансформатор

АУВ – автоматическое управление выключателем

АЧР – автоматическая частотная разгрузка

БВ – бесщеточный возбудитель

ВГ – вспомогательный генератор

ВЛ – воздушная линия электропередачи

ВУ – верхний уровень

ГА – гидроагрегат

ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция

ГГ – гидрогенератор, главный генератор

ГРНРМ – групповой регулятор напряжения и реактивной мощности

ГЭС – гидроэлектростанция

ДГ – дизельгенератор

ДЗЛ – дистанционная защита линий

ДЗШ – дифференциальная защита шин

ДЦ – диспетчерский центр

ЗИП	–	запасные части, инструменты и принадлежности
ЗН	–	заземляющий нож
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство
ИИК	–	информационно измерительный комплекс
ИО	–	измерительный орган
КА	–	коммутационный аппарат
КВЛ	–	кабельная высоковольтная линия
КИВ	–	контроль изоляции вводов
КП	–	контроллер присоединения
КПР	–	контроль предшествующего режима
КРУ (КРУЭ)	–	комплектное распределительное устройство (элегазовое)
КТС	–	комплекс технических средств
ЛАПНУ	–	локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости
ЛВС	–	локальная вычислительная сеть
ЛЭП	–	линия электропередачи
МИП	–	многофункциональные измерительные преобразователи
МП	–	микропроцессорное устройство
МПРЗА	–	микропроцессорное устройство релейной защиты и автоматики
МТЗ	–	максимальная токовая защита
НТИ	–	неоперативная технологическая информация
НУ	–	нижний уровень
ОАПВ	–	однофазное автоматическое повторное включение
ОБР	–	оперативная блокировка разъединителей
ОДУ	–	Объединенное диспетчерское управление
ОМП	–	определение места повреждения ЛЭП
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ОС	–	операционная система
ПА	–	противоаварийная автоматика
ПЛК	–	программируемый логический контроллер
ПО	–	программное обеспечение
ПТК	–	программно-технический комплекс
РАС	–	регистрация аварийных событий и процессов
РДУ	–	Региональное диспетчерское управление
РЗ	–	релейная защита
РЗА	–	релейная защита и электроавтоматика
РПН	–	регулирование под нагрузкой

РУ	–	распределительное устройство
САУ	–	система автоматического управления
СВ	–	система возбуждения
СН	–	собственные нужды
СО	–	Системный оператор
СОЕВ	–	система обеспечения единого времени
СОПТ	–	система оперативного постоянного тока
ССИ	–	система сбора информации
ССПТИ	–	система сбора и передачи технологической информации (неоперативной технологической информации)
СТН	–	система тиристорная независимого возбуждения
ТАПВ	–	трехфазное автоматическое повторное включение;
ТЗ	–	техническое задание
ТЗНП	–	токовая защита нулевой последовательности
ТИ	–	телеизмерение
ТН	–	трансформатор напряжения
ТП	–	тиристорный преобразователь
ТПР	–	типовые проектные решения
ТСН	–	трансформатор собственных нужд
ТСПД	–	технологическая сеть передачи данных
ТТ	–	технические требования
ТУ	–	технические условия
УПАСК	–	устройство передачи аварийных сигналов и команд
УРОВ	–	устройство резервирования отказа выключателя
ФОБ	–	фиксация отключения генераторного блока
ФОГ	–	фиксация отключения генератора
ФОДТ	–	фиксация отключения (и включения) двух трансформаторов
ФОЛ	–	фиксация отключения (и включения) линии
ФОТ	–	фиксация отключения (и включения) трансформатора
ЦОД	–	центр обработки данных
ЦППС	–	центральная приемо-передающая станция
ЩПТ	–	щит постоянного тока
ЩСН	–	щит собственных нужд
ЭМС	–	электромагнитная совместимость
ЭТО	–	электротехническое оборудование
GOOSE	–	Generic Object-Oriented Substation Event – общие объектноориентированные события на подстанции

PTP – Precision Time Protocol – точный сетевой протокол для синхронизации, используемый для синхронизации внутренних часов ИЭУ по компьютерной сети

RSTP – Rapid Spanning Tree Protocol – быстродействующий канальный протокол, позволяющий осуществить устранение петель в топологии произвольной сети Ethernet

SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition – система диспетчерского управления и сбора данных

SNTP – Simple Network Time Protocol – упрощенный протокол синхронизации времени компьютера по компьютерной сети

VLAN – Virtual Local Area Network – виртуальная локальная сеть