

Техническое задание
(на разработку проектной и рабочей документации)
по объекту:
«Модернизация СОТИАССО ПС 110 кВ ЗИФ»

1. Основание для проектирования.

1.1. Инвестиционная программа ЗАО «Пензенская горэлектросеть» на 2020 - 2024г.

1.2. Соглашение № 284 о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ЗАО «Пензенская горэлектросеть» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России от 09.10.2019 г.

2. Нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к оформлению и содержанию проектной и рабочей документации:

2.1. Нормативные акты федерального уровня:

- Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

- Федеральный закон «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 №102-ФЗ (действующая редакция);

- Федеральный закон «О техническом регулировании» от 27.12.2002 №184-ФЗ (действующая редакция);

- Федеральный закон «О связи» от 07.07.2003 №126-ФЗ (действующая редакция);

- Федеральный закон от 21.07.2011 №256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса»;

- Постановление Правительства РФ от 15.02.2011 №73 «О некоторых мерах по совершенствованию подготовки проектной документации в части противодействия террористическим актам»;

- Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008г. №123 - ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

- ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;

- ГОСТ Р 21.1101 -2013 «Основные требования к проектной и рабочей документации»;

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

- Правила противопожарного режима в Российской Федерации. Утверждены постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 г. №1479;

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

- ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;

- Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 №442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии");

- Постановление Правительства РФ от 17.06.2015 №600 "Об утверждении перечня объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности";

- Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 № 937;

- Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденных приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101;

- ГОСТ Р 58601-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования»;

- Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.02.2019 №97.

2.2. Отраслевые НТД:

- Правила устройства электроустановок (действующее издание);

- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (действующее издание);

- Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные приказом Минэнерго РФ от 03.08.2018 №630;

- Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики», утвержденные приказом Минэнерго РФ от 12.07.2018 №548»;

- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №281;
- РД-11-02-2006 Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требования, предъявляемые к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения;
- СДОС-03-2009 Положение по проведению строительного контроля при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства;
- СДОС-04-2009 Методика проведения строительного контроля при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства;
- МДС 12-5.2000 Пособие для работников Госархстройнадзора России по осуществлению контроля за качеством строительно-монтажных работ;
- Руководящие указания по проектированию электропитания технических средств диспетчерского и технологического управления» от 27.08.1987 № 11619ТМ-Т1.

2.3. ОРД и НТД ПАО «ФСК ЕЭС», АО «СО ЕЭС»:

- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 05.05.2010 №236р «Порядок организации оперативной блокировки на подстанциях нового поколения»;
- Руководящие указания по выбору объемов телеинформации при проектировании систем технологического управления электрическими сетями», СТО 56947007-29.240.034-2008;
- Информационное письмо ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» «О предотвращении формирования ложных сигналов на входе МЭ, МП устройств РЗ, ПА» от 20.02.2007 №54/72;
- Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-101;
- Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;
- Стандарт организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.009-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматизированный сбор, хранение и передача в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» информации об аварийных событиях с объектов электроэнергетики, оснащенных цифровыми устройствами регистрации аварийных событий. Нормы и требования»;
- Целевая модель прохождения команд и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и ЦУС сетевых организаций, подстанциями от 29.01.2007 г.

3. Вид строительства и этапы выполнения работ

3.1. Вид строительства: Капитальный ремонт системы телемеханики на ПС 110 кВ ЗИФ

До момента заключения договора на выполнение работ по проектированию подрядчик должен оценить возможность реализации проекта в соответствии с требованиями данного задания на проектирование.

3.2. Этапы выполнения работ:

I этап – предпроектное обследование, разработка, обоснование и проведение ЗАО «Пензенская горэлектросеть», Филиалом АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ внутренней экспертизы основных технических решений (ОТР) по сооружаемому объекту, согласование ОТР с Филиалом АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ.

II этап – разработка, согласование и внутренняя экспертиза ЗАО «Пензенская горэлектросеть» проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов. Направляемый перечень томов проектной документации должен содержать (для каждого тома) ссылки на пункты ТЗ, планируемые к выполнению в данном томе. При актуализации перечня томов представлять в Филиал АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ актуальный перечень.

III этап – Разработка рабочей документации. До направления документации на рассмотрение согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ перечень томов, которые требуют согласования.

Согласование с Филиалом АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ ОТР, проектной и рабочей документации осуществляет ЗАО «Пензенская горэлектросеть».

4. Основные характеристики проектируемого объекта

4.1. В части ПС 110 кВ:

Показатель	Значение / Заданные характеристики
Место расположения объекта	обл. Пензенская, г. Пенза, ул. Ленина, 3. Земельный участок 58:29:1005004:106
Номинальные напряжения	110/6 кВ

Показатель		Значение / Заданные характеристики
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)		ОРУ - 110кВ, ЗРУ-6 кВ
Количество линий, подключаемых к подстанции, по каждому РУ		- ВЛ 110 кВ - 2 шт. - КЛ 6 кВ - 14 шт.
Количество резервных ячеек по каждому РУ		- РУ 110 кВ-нет - РУ 6 кВ - нет
Количество и мощность силовых трансформаторов		- 2x16 МВА
Тип, количество и мощность средств компенсации емкостных токов замыкания на землю		- нет
Средства связи	Станционные сооружения ВОЛС	- ЗРУ-6 кВ, ОПУ
	ЦРРЛ	-
	ВЧ связь	-
	Спутниковые системы связи	- нет
	Комплекс внутриобъектной связи	-
	Инфраструктура средств связи	-
	Диспетчерская связь	- телефонная связь, организованная по схеме «точка-точка» (диспетчерская телефонная связь) по двум независимым каналам связи с диспетчерским пунктом ЗАО «Пензенская горэлектросеть».
Требования по структуре оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления ПС		- постоянный оперативный персонал
Вид обслуживания.		- осуществление технического обслуживания и ремонтов оборудования ПС персоналом ЗАО «Пензенская горэлектросеть»
Прочие особенности		- предпочтительно применять оборудование одного отечественного производителя

5.1.1. Перед началом проектирования выполнить предпроектное обследование объекта.

5.1.2. При предпроектном обследовании систем ИТС и связи определить:

- состав, размещение, срок эксплуатации и техническое состояние устройств РЗ, сетевой автоматики, ПА, режимной автоматики (РА), регистрации аварийных событий и процессов (РАСП) в сети, относящихся к объекту проектирования;
- объемы и места реализации управляющих воздействий (отключение нагрузки, оборудования и т.п.) от устройств и комплексов ПА и РА;

5.1.3. Произвести оценку:

- автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП) в части схемы организации связи для строящихся объектов с диспетчерским пунктом ЗАО «Пензенская горэлектросеть» и диспетчерским центром Филиала АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ, на предмет достаточности АСУ ТП.

При предпроектном обследовании объекта для всех, применяемых на объекте СИ необходимо определить:

- перечень, размещение и условия эксплуатации СИ;
- параметры и техническое состояние СИ;
- параметры и техническое состояние цепей измерений, включая вторичные цепи.

5.2. Разработка основных технических решений (ОТР)

5.2.1. Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП)

В составе раздела разработать:

- перечни сигналов телеинформации для диспетчерского пункта ЗАО «Пензенская горэлектросеть» и диспетчерского центра Филиала АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ;
- структурную схему АСУ ТП и передачи данных РАС с отражением состава функциональных подсистем и направлений передачи информации; пояснительную записку (состав функциональных подсистем, направления передачи информации);
- решения по организации оперативных блокировок;
- решения по местам установки средств АСУ ТП;
- решения по организации измерений, организуемых средствами АСУ ТП и интегрируемых в АСУ ТП, и их метрологическому обеспечению;
- решения по синхронизации времени всех подсистем АСУ ТП с использованием сигналов

единого точного времени спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС и/или GPS.

В составе раздела разработать ОТР по организации АСУ ТП, структурную схему АСУ ТП с отражением состава функциональных подсистем и направлений передачи информации. Предусмотреть согласование с диспетчерским центром Филиала АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ объемов телеинформации, необходимой для оперативного обслуживания ПС 110 кВ ЗИФ.

На этапе проектирования технических решений по автоматизации и передачи данных произвести моделирование угроз осуществления деструктивных воздействий на автоматизируемые компоненты подстанции и оценить возможные последствия при их реализации. Результатом должны стать технические решения, исключающие или существенно снижающие указанные угрозы.

Предусмотреть согласование с ЗАО «Пензенская горэлектросеть» объемов телеинформации необходимой для оперативно-технологического управления ПС 110 кВ ЗИФ.

В случае отсутствия реализации проекта на оборудовании или программном обеспечении, установленном на диспетчерском пункте ЗАО «Пензенская горэлектросеть» предусмотреть мероприятия по расширению или его замене.

5.2.2. Организация связи

В составе раздела на основании результатов предпроектного обследования разработать ОТР по передаче информации с ПС 110 кВ ЗИФ на диспетчерский пункт ЗАО «Пензенская горэлектросеть» и диспетчерский центр Филиала АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ по оптоволоконным каналам связи.

5.2.3. Метрологическое обеспечение

В составе раздела определить и разработать:

- перечень измеряемых на объекте параметров и точки (место) измерения, диапазон изменения измеряемого параметра и перечень влияющих на результат измерения внешних величин;
- отнесение измеряемого параметра к сфере Государственного регулирования обеспечения единства измерений;
- требования к нормам точности измерения параметра;
- необходимость интеграции измеряемого параметра в ИТС;
- основные требования по выбору СИ;
- основные требования к метрологическому обеспечению (МО) СИ на всех этапах жизненного цикла (проектирование, ввод в действие, эксплуатация).

При разработке раздела по метрологическому обеспечению АИИС КУЭ и АСУ ТП руководствоваться ГОСТ Р 8.596-2002.

Все применяемые средства измерений (далее – СИ) должны быть внесены в Государственный реестр СИ и иметь свидетельство об утверждении типа СИ в соответствии с ПР 50.2.011-94.

СИ, применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений должны быть проверены в соответствии с ФЗ №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2018 г. (в действующей редакции).

СИ, применяемые вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны быть внесены в Государственный реестр СИ, иметь свидетельства об утверждении типа и пройти калибровку с выдачей сертификата о калибровке СИ.

СИ в составе АИИС КУЭ должны быть утвержденного типа, прошедшие поверку в установленном порядке до ввода в эксплуатацию.

Применять оборудование и СИ, срок выпуска которых не превышает года к моменту поставки.

Установка и общие требования к СИ должны соответствовать гл. 1.5, 1.6 ПУЭ 6-е издание.

5.2.4. Определить необходимость доработки (модернизации) устройств РЗА ПС 110 кВ ЗИФ с целью обеспечения возможности выдачи сигналов АПТС для передачи в Филиал АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ в соответствии с Типовым составом телеинформации, подлежащей передаче с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС»

5.2.5. Состав представляемых на рассмотрение основных технических решений:

- перечень исходных данных для проектирования, утвержденное ЗП;
- материалы, в т.ч. иллюстрационные, предпроектного обследования, в т.ч. систем ИТС на объектах, смежных с объектом проектирования, организации и метрологическому обеспечению измерений электрических и неэлектрических величин, как входящих, так и не входящих в ИТС;
- требования к основным техническим и метрологическим характеристикам устанавливаемого оборудования;
- ситуационный план ПС;
- примененные инновационные решения (перечень оборудования, технологий и материалов);
- основные решения в части организации и метрологического обеспечения измерений электрических и неэлектрических величин) как входящих, так и не входящих в ИТС в объеме вновь устанавливаемого оборудования;
- перечень измеряемых параметров с указанием норм точности измерений, диапазоны изменения измеряемых параметров (по результатам предпроектного обследования, расчета электрических режимов) и метрологических характеристик измерительных компонентов измерительных каналов;
- перечень вновь организуемых и реконструируемых измерительных каналов с указанием состава измерительных каналов, с их привязкой к диспетчерским наименованиям;
- основные решения по организации и метрологического обеспечения измерений, в том числе,

принципы интеграции существующих и вновь создаваемых ИТС.

- полная структурная схема организации ССДТУ с учетом прохождения каналов до диспетчерского пункта ЗАО «Пензенская горэлектросеть» и ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ;
- основные решения в части организации и метрологического обеспечения измерений выделяются в отдельный раздел «Метрологическое обеспечение». В части измерений, входящих в ИТС допускается выделение подразделов в разделах, посвященных этим ИТС;
- схема распределения устройств информационно-технологических систем и мониторинга по ТТ и ТН с пояснительной запиской;
- схема размещения устройств РЗА и ПА, РАС, ОМП на объекте строительства и в прилегающей сети с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, ВЧ, другое) для передачи сигналов и команд релейной защиты, автоматики, ПА, включая резервные каналы связи;
- решения по регистрации независимыми РАС с учетом наличия этой функции в микропроцессорных терминалах РЗА и ПА, в т.ч. вид (тип) измеряемых и регистрируемых параметров, условия пуска (для обеспечения функций РАС);
- актуальные руководства по эксплуатации с функционально логическими схемами на все вновь устанавливаемые устройства;
- структурная схема организации АСУ ТП с обязательным изложением основных технических решений в соответствии с ЗП;
- схемы организации АСТУ и связи;
- пояснительная записка по ОТР.

5.2.6 Подрядчик не позднее 20 рабочих дней до срока окончания работ предоставляет Заказчику основные технические решения с пояснительной запиской о результатах проведения работ на I этапе, в 2 экземплярах на бумажном носителе и всю документацию в 1 экземпляре в электронном виде на CD или DVD, при этом текстовую и графическую информацию представить в стандартных форматах MS Office, AcrobatReader, AutoCAD в объеме, необходимом для принятия решений в соответствии с п.п. 5.2.1-5.2.10 настоящего задания на проектирование. Указанную документацию представить в ЗАО «Пензенская горэлектросеть». Для рассмотрения и оформления заключения внутренней экспертизы Заказчика. Не допускается передача документации в формате AcrobatReader с пофайловым разделением страниц.

Сведения, содержащиеся в основных технических решениях с пояснительной запиской о результатах проведения работ на I этапе, должны быть проработаны в объеме, достаточном для использования их в качестве исходных данных ко II этапу проектирования.

5.3. II этап проектирования «Разработка, согласование и внутренняя экспертиза Заказчика проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов».

Разработку проектной документации выполнить в соответствии с нормативными требованиями, в том числе в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Подрядчик обеспечивает согласование документации, разработанной на II этапе работ, с ЗАО «Пензенская горэлектросеть».

ЗАО «Пензенская горэлектросеть» обеспечивает согласование проектной документации с Филиалом АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ.

Направление на рассмотрение рабочей документации в Филиал АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ возможно только после согласования с Филиалом АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ проектной документации, определяющей технические решения, используемые при разработке данной рабочей документации.

Подрядчик, на основании обращения Заказчика, обеспечивает согласование документации со всеми заинтересованными организациями при возникновении необходимости в процессе выполнения работ.

5.3.1. В том числе выполнить/определить:

- технические требования к оборудованию АСУ ТП, в том числе на основе вида обслуживания объекта;
- АРМ диспетчера.

5.3.2. В части технических решений по автоматизированной системе управления технологическим процессом (АСУ ТП) необходимо выполнить/определить:

5.3.2.1. Перечень функциональных подсистем и задач АСУ ТП. Дать характеристику задач, решаемых в АСУ ТП, по каждой подсистеме.

5.3.2.2. Структурную схему АСУ ТП.

5.3.2.3. Перечень сигналов, собираемых в АСУ ТП, в том числе передаваемых в ЗАО «Пензенская горэлектросеть», представить в виде таблицы, которая должна содержать:

- название присоединения;
- наименование параметров;
- тип сигнала;
- источник информации;
- тип измерительного преобразователя (датчика).

5.3.2.4. Решения по регистрации аварийных процессов и событий объекта (ВЛ/КЛ/ПС) с учетом наличия этой функции в микропроцессорных терминалах РЗА, ПА, в т.ч.:

- вид (тип) измеряемых и регистрируемых параметров;
- частота обработки;

5.3.2.4. Представить обобщенный расчет количества сигналов по каждому виду оборудования с разбивкой по подсистемам и общее количество сигналов, собираемых в АСУ ТП.

5.3.2.5. Решения по организации измерений (характеристики входных сигналов, классы точности), сбору дискретной информации (характеристики входных сигналов), управлению (характеристики выходных сигналов). Решения по организации коммуникаций между устройствами и подсистемами на базе стандартных протоколов.

5.3.2.6. Решения по созданию архивов АСУ ТП.

5.3.2.7. Решения по организации автоматизированных рабочих мест (АРМ):

- определение количества АРМ;
- определение функций для каждого типа АРМ;
- определение конфигурации для каждого типа АРМ (состав и характеристики аппаратного обеспечения);
- характеристика программного обеспечения (ПО) для каждого типа АРМ (состав и функциональное назначение каждого вида ПО).

5.3.2.8. Решения по обмену технологической информацией с ЗАО «Пензенская горэлектросеть», с Филиалом АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ на базе протоколов МЭК: выбор направления обмена, определение состава и объема информации, обобщенный расчет данных каждого типа для каждого направления по вновь вводимому оборудованию. Реализация протокола и организация обмена должна соответствовать «Методическим рекомендациям по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой АО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006/ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2006.

5.3.2.9. Решения по организации управления коммутационными аппаратами (КА) из диспетчерского пункта ЗАО «Пензенская горэлектросеть» и ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ в соответствии со структурой оперативного управления.

5.3.2.10. Решения по реализации логического (программного) ключа ДУ.

5.3.2.11. Решения по отображению ключа ДУ на экранных формах и фиксации команд ДУ с уровней АРМ ОП ПС 110 кВ ЗИФ, диспетчерского пункта ЗАО «Пензенская горэлектросеть» и ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ для функций ДУ.

5.3.2.12. Решения по информационной безопасности при осуществлении функций ДУ из диспетчерского пункта ЗАО «Пензенская горэлектросеть» и ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ.

5.3.2.13. Решения по реализации логики выбора приоритета управления из АРМ ОП ПС 110 кВ ЗИФ, диспетчерского пункта ЗАО «Пензенская горэлектросеть» и ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ.

5.3.2.14. Решения по передаче команд ДУ по протоколу МЭК 60870-5-104.

5.3.2.15. Решения по реализации оперативных и технологических блокировок, исключающих ошибочные операции при выполнении функций ДУ из АРМ ОП ПС 110 кВ ЗИФ, диспетчерского пункта ЗАО «Пензенская горэлектросеть» и ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ.

5.3.2.16. Решения по реализации алгоритма приема, обработки, исполнения и блокировки команд управления, поступивших из АРМ ПС 110 кВ ЗИФ, ПТК ЗАО «Пензенская горэлектросеть» и ОИК Филиала АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ.

5.3.2.17. Решения по разграничению прав на осуществление ДУ оперативным персоналом ПС 110 кВ ЗИФ, оперативным персоналом ЗАО «Пензенская горэлектросеть» и диспетчерским персоналом Филиала АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ коммутационными аппаратами и ЗН, технологическим режимом работы оборудования.

5.3.2.18. Решения по передаче информации о состоянии ключей выбора управления присоединениями на АРМ ОП ПС 110 кВ ЗИФ, диспетчерский пункт ЗАО «Пензенская горэлектросеть» и ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ.

5.3.2.19. Решения по диагностике, надежности, отказоустойчивости и резервированию системы АСУ ТП, а также резервному управлению первичным оборудованием при отказах АСУ ТП.

5.3.2.20. Решения по подсистеме мониторинга и управления инженерными системами ПС.

5.3.2.21. Решения по интеграции (информационному обмену) в АСУ ТП систем РЗА, ПА, АИИС КУЭ, мониторинга и диагностики состояния основного оборудования и инженерных систем подстанции, взаимодействие с оборудованием системы связи на основе стандартных протоколов. Решения по синхронизации времени всех подсистем АСУ ТП с использованием сигналов единого точного времени спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС и/или GPS.

5.3.2.22. Решения по передаче технологической информации в ЗАО «Пензенская горэлектросеть» средствами АСУ ТП с использованием стандартного протокола МЭК 60870-6 (TASE 2 ICS). В случае невозможности использования стандартного протокола МЭК 60870-6 передачу производить с использованием типового коммуникационного шлюза на базе ПО PI System.

5.3.2.23. Предусмотреть дистанционное управление коммутационными аппаратами 6;110 кВ ПС 110 кВ ЗИФ из ОПУ ПС 110 кВ ЗИФ, из диспетчерского пункта ЗАО «Пензенская горэлектросеть», коммутационными аппаратами 110 кВ также и из ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ, в том числе для возможности дистанционного ввода графиков временного отключения.

5.3.2.24. Предусмотреть передачу в диспетчерский пункт ЗАО «Пензенская горэлектросеть» и диспетчерский центр Филиала АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ телесигналов положения коммутационных аппаратов и положения РПН силовых трансформаторов, телеизмерений токов нагрузки, активных,

реактивных мощностей, напряжений во всех фазах по всем присоединениям 6; 110 кВ ПС 110 кВ ЗИФ, а также ТС (АПТС) и ТИ о состоянии работы оборудования и всех видах нарушений в работе оборудования. Объем передаваемых ТС, ТИ и сигналов ДУ определить на стадии проектирования и согласовать с ЗАО «Пензенская горэлектросеть» и с Филиалом АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ.

Перечень сигналов, собираемых в АСУ ТП представить в виде таблицы, которая должна содержать:

- название присоединения;
- вид (тип) измеряемых и регистрируемых параметров;
- источник информации;
- разрешающая способность;
- получатели информации.

5.3.2.25. Компоненты подсистемы должны обеспечить возможность функционирования в следующих режимах:

- нормальном режиме эксплуатации;
- сервисном (ремонтном) режиме;
- аварийном режиме.

5.3.2.26. В нормальном режиме должно быть обеспечено длительно - непрерывное функционирование подсистемы.

5.3.2.27. В сервисном (ремонтном) режиме должны осуществляться пуск, остановка и перезапуск системы, обновление программного обеспечения, изменение конфигурационных параметров системы. При переключении в данный режим допустимо непродолжительное снижение общей производительности системы при сохранении основных функций.

5.3.2.28. В аварийном режиме должны использоваться доступные ресурсы системы для сохранения информации, правильного закрытия информационных массивов, работающих приложений и операционных систем. Аварийный режим используется для выполнения минимально необходимых операций в условиях аварийного энергоснабжения компонентов системы или выхода из строя части оборудования. Причиной нарушения непрерывного режима функционирования системы и перехода в аварийный режим функционирования может являться отключение электроэнергии. Не допускается передача в Филиал АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ некорректной информации при переходе системы в аварийный режим работы.

5.3.2.29. В подсистеме должна быть реализована самодиагностика. Диагностирование подсистемы в целом и ее отдельных компонентов должно выполняться непрерывно и автоматически в течение всего времени работы во всех эксплуатационных режимах.

5.3.2.30. На всех уровнях подсистема должна иметь встроенные функции контроля работоспособности и диагностирования неисправностей для обеспечения решения следующих задач:

- автоматической проверки работоспособности (контроль, диагностика, тестирование) и обнаружение отказов оборудования;
- визуального отображения диагностической информации;
- сигнализации о возникновении отказов и результатах проверок работоспособности;
- автоматической регистрации событий.

5.3.2.31. Оборудование основных и резервных каналов связи должны быть по возможности разнесены в разных телекоммуникационных шкафах.

5.3.2.32. Топология технологической локальной сети и принципы резервирования сетевого оборудования на ПС 110 кВ ЗИФ должны быть определены с учётом сохранения работоспособности сети при единичном отказе активного сетевого оборудования либо повреждении кабельной инфраструктуры на одном из участков.

5.3.2.33. Всё оборудование подсистемы, за исключением измерительных преобразователей и первичных датчиков, должно относиться к электроприёмникам первой категории надёжности электроснабжения и иметь схему электропитания, обеспечивающую сохранение работоспособности при перерывах электропитания и отклонения напряжения более чем на 20% от номинального в течение не менее одного часа.

5.3.2.34. После восстановления электропитания должна быть обеспечена процедура восстановления требуемого объёма информации по иерархии подсистемы, и синхронизации времени.

5.3.2.35. Суммарное время измерения и передачи телеинформации (кроме телеинформации, используемой для целей функционирования противоаварийной и режимной автоматики) с ПС 110 кВ ЗИФ в автоматизированные системы диспетчерского управления Филиала АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ не должно превышать двух секунд без учета времени обработки данных в программно-технических комплексах Филиала АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ.

5.3.2.36. Должна быть обеспечена возможность контроля работоспособности коммуникационного контроллера, измерительных преобразователей и устройств сбора ТС. При выявлении неработоспособности указанных устройств параметры, соответствующие отключенному (вышедшему из строя) устройству сбора, должны иметь признак недостоверности (некорректности) в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006.

5.3.2.37. Методы передачи телеинформации должны соответствовать рекомендациям ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006, т.е. система сбора телеинформации должна обеспечивать возможность спорадической, циклической, периодической и фоновой передачи телеинформации, а также передачу по запросу.

5.3.2.38. Присвоение меток времени должно осуществляться в измерительных преобразователях,

контроллерах, датчиках (за исключением датчиков неэлектрических величин) по протоколу, обеспечивающему передачу меток времени и кодов качества. Присвоение меток времени ТИ и ТС с разрешающей способностью не хуже 1 мс. При неработоспособности системы единого времени метки времени при передаче телеинформации в Филиал АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ должны иметь соответствующий признак («недействительно, IV») в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006.

5.3.2.39. Передача ТИ в Филиал АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ должна осуществляться в инженерных единицах измеряемых величин.

5.3.2.40. Должна быть обеспечена возможность установки апертуры для всех передаваемых в Филиал АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ ТИ независимо для каждого параметра.

5.3.2.41. Передача в Филиал АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ ТС положения коммутационного аппарата (КА) должна осуществляться одним обобщенным сигналом положения КА, формируемым методом одновременного получения двух сигналов от одного КА: «включен» и «отключен» соответственно, получаемых с помощью нормально замкнутого и нормального разомкнутого контактов, отнесенных к одному положению КА. При этом передача обобщенного параметра ТС должна выполняться с использованием идентификаторов типа информации в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006:

- для спорадической передачи - кадр <M_DP_TB_1> 31 (двухэлементная информация с меткой времени CP56Время2а) или кадр <M_DP_TA_1> 4 (двухэлементная информация с меткой времени);

- для опроса - кадр <M_DP_NA_1> 3 (двухэлементная информация).

5.3.2.42. При измерении метеорологических параметров (температуры окружающего воздуха, скорости ветра и т.п.) проектом должны быть предусмотрены технические решения, обеспечивающие исключение влияния на измеряемые метеорологические параметры близкорасположенных препятствий (строений) и искусственных поверхностей, прямых солнечных лучей, осадков и т.п.

5.3.2.43. В качестве устройств, обеспечивающих передачу телеинформации в ДЦ АО «СО ЕЭС» должны использоваться резервируемые коммуникационные контроллеры (серверы), работающие в режиме «горячего» резервирования, обеспечивающие функции резервирования как в части сбора информации от датчиков (измерительных преобразователей, контроллеров ввода ТС) в составе подсистемы, так и информационного взаимодействия с ДЦ АО «СО ЕЭС», при этом должна быть обеспечена передача телеинформации с каждого контроллера (сервера) одновременно по двум каналам связи с поддержкой минимум двух активных соединений с активного контроллера (сервера) подсистемы.

5.3.3. Технические решения в части метрологического обеспечения.

5.3.3.1. Раздел «Метрологическое обеспечение» должен быть оформлен самостоятельным томом (разделом) и содержать сводную ведомость с перечнем разделов по МО, входящих в состав проектной документации на отдельные системы (АИИС КУЭ, АСУ ТП). При этом раздел по МО каждой из систем оформляется самостоятельным подразделом в составе соответствующей проектной документации.

5.3.3.2. Раздел «Метрологическое обеспечение» должен предусматривать выполнение метрологических мероприятий и работ, направленных на обеспечение единства и качества измерений, должен включать:

- перечень измеряемых параметров (для СИ, не входящих в измерительные системы) с указанием точки измерения и места установки СИ, принадлежности к сфере государственного регулирования, норм точности измерений и диапазона изменения параметра;

- перечень ИК, входящих в состав измерительных систем (АИИС КУЭ, АСУ ТП), с указанием принадлежности к сфере государственного регулирования, норм точности измерений, диапазона изменения параметра, компонентного состава ИК;

- условия эксплуатации СИ с указанием перечня внешних влияющих величин на результат измерений (в виде номинальных значений и диапазонов их изменения);

- расчеты обоснования по выбору метрологических характеристик (МХ) СИ (требованиям нормативной документации на СИ) и ИК (требования к нормам точности измерений параметра или приписанной погрешности измерений ИК согласно МВИ);

- требования к метрологическим и техническим характеристикам каждого СИ;

- требования к конструктивному исполнению СИ, позволяющие проводить в процессе всего срока эксплуатации поверку и калибровку;

- требования к метрологическому обеспечению на всех этапах жизненного цикла;

- расчет нагрузки во вторичной цепи измерительных трансформаторов тока (ТТ);

- расчет нагрузки во вторичной цепи измерительных трансформаторов напряжения (ТН);

- расчет потерь напряжения в проводах измерительных цепей напряжения;

- структурно-функциональные схемы включения СИ, с указанием: входных цепей, выходных цепей, клеммных коробок, необходимых для оперативного ввода/вывода из работы, поверки, калибровки СИ;

- расчет необходимого объема обменного фонда СИ, требуемого для неотложной замены аварийно вышедших из строя СИ, с указанием всех метрологических и технических характеристик;

- расчет требуемого парка эталонов, рабочих СИ, необходимых для технического и эксплуатационного обслуживания объекта с указанием всех метрологических и технических характеристик;

- требования к квалификации и расчет численности персонала, необходимого для метрологического обеспечения объекта.

Весь парк СИ (вновь устанавливаемые и заменяемые), обменный фонд СИ, эталоны и рабочие СИ,

требуемые для технического и эксплуатационного обслуживания объекта, должны в полном объеме быть внесены в заказные спецификации.

5.3.3.3. В тракте телеизмерений должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи или контроллеры со следующими характеристиками:

- основная приведенная погрешность измерения активной/реактивной мощности, действующего значения силы тока в диапазоне измерения рабочего тока от 1% до 120% - не более $\pm 0,5\%$ (т.е. класс точности прибора должен быть не хуже 0,5S);
- основная приведенная погрешность измерения действующего значения напряжения в диапазоне от 80: до 120% от номинального напряжения не более $\pm 0,5\%$;
- класс точности не хуже 0,5S;
- абсолютная погрешность измерения частоты - не более $\pm 0,01$ Гц, подключаемые к клеммам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5 (при замене измерительных трансформаторов, новом строительстве, реконструкции объектов - не хуже 0.5S). Аналоговые измерительные преобразователи подлежат замене на цифровые при модернизации подсистемы на объекте».

5.3.4. Решения по организации электропитания системы АСУ ТП включая:

5.3.4.1. Обеспечить питание всех устройств АСУ ТП от гарантированного источника питания ПС, без снижения функциональной надежности при пропадании питания собственных нужд подстанции в течение времени работы СОПТ и установку автоматических выключателей для защиты цепей питания непосредственных потребителей (устройства РЗА, ПА, цепи управления выключателями и т.п.). Исключить применения автономных источников бесперебойного питания для устройств РЗА. Время работы от ИБП не менее 4 часов.

5.3.4.2. Должна быть предусмотрена передача информации о режиме разряда источников бесперебойного питания оперативному персоналу ЗАО «Пензенская горэлектросеть» для принятия неотложных мер по восстановлению электропитания.

5.3.4.3. При отключении электропитания подсистемы должна обеспечиваться целостность и корректность информации в базах данных. После восстановления электропитания должна быть обеспечена процедура восстановления требуемого объема информации по иерархии подсистемы, и синхронизации времени.

5.3.5. Привести расчет объема кабельной продукции.

5.3.5.1. Применить кабели, в соответствии с п. 6 ГОСТ 31565-2012, огнестойкие, с изоляцией не распространяющей горение, с пониженным дымо- и газовыделением (нг (A F/R-LS)) для прокладки во внутренних электроустановках, зданиях, сооружениях и закрытых кабельных сооружениях. Кабель огнестойкий исполнения нг (AF/R)- FRLS применить в системах противопожарной защиты, а также других системах, которые должны сохранять работоспособность в условиях пожара;

5.3.5.2. Применить на ПС 110 кВ ЗИФ силовые кабели 1 кВ и выше с изоляцией, не распространяющей горение, за исключением кабелей, проложенных в земле при одиночной прокладке.

5.3.6. Раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» оформить отдельным томом. Противопожарные мероприятия разрабатываются в соответствии с действующими федеральными законами, правилами пожарной безопасности РФ и отраслевыми правилами пожарной безопасности для энергетических объектов.

В проектной документации предусмотреть мероприятия по соблюдению пожарной безопасности, в соответствии с действующими НТД.

5.3.6. Разработать раздел «Проект организации строительства» (ПОС) с определением сроков выполнения строительно-монтажных работ.

В ПОС для каждого этапа реконструкции и пускового комплекса должны быть проработаны решения: В части АСУ ТП:

- состав компонентов АСУ ТП, вводимых на каждом этапе строительства;
- организация передачи технологической информации по вновь вводимому оборудованию на верхние уровни управления;

5.3.6.1. В составе раздела ПОС разработать отдельным томом подраздел «Строительный контроль», в котором отразить:

- требования к персоналу, осуществляющему строительный контроль (квалификация, стаж, аттестация персонала);
- перечень защитных средств для персонала, пребывающих на строительной площадке с целью проведения строительного контроля;
- перечень приборов и инструментов контроля в соответствии с требованиями нормативных документов и табеля технической оснащенности, соответствующего видам выполняемых услуг по строительному контролю;
- перечень оборудования и материалов, подлежащих входному контролю, а также при необходимости требования к оборудованию и материалам, такие как:
 - требования к обеспечению поставки на стройку оборудования комплектными блоками высокой заводской и монтажной готовности;
 - требования к оборудованию, собираемому на месте монтажа, по проведению пусконаладочных работ и испытанию оборудования на месте эксплуатации;

5.3.7. Сметную документацию выполнить в соответствии с требованиями «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденного Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 №87.

Сметная документация в разделе «Смета на строительство объектов капитального строительства» должна быть выполнена базисно-индексным методом, локальные сметы составлены в базисном уровне цен 2000 г. на основании сметно-нормативной базы Пензенской области в действующей редакции. В составе сметной документации оформить сводный сметный расчет в трех уровнях цен: базисном уровне цен 2000 г., в текущем уровне цен и уровне цен IV кв. 2018 г.

5.3.8. В сметной документации учесть:

- затраты на пуско-наладочные работы (представить отдельным локальным сметным расчетом);
- затраты на комплектацию аварийного запаса;
- затраты на внедрение инновационных решений.

В состав сметной документации включать прайс-листы на оборудование и материалы с указанием уровня цен не ранее последнего квартала на момент формирования сметной документации.

5.3.9. Подрядчик не позднее 15 рабочих дней до срока окончания работ указанного в п.8.1 настоящего задания на проектирование, предоставляет Заказчику проектную документацию на бумажном носителе и всю документацию в одном экземпляре в электронном виде на CD или DVD, при этом текстовую и графическую информацию представить в стандартных форматах MS Office, AcrobatReader, AutoCAD, для рассмотрения, согласования и оформления заключения внутренней экспертизы Заказчика. Не допускается передача документации в формате AcrobatReader с пофайловым разделением страниц.

После согласования проектной документации с Филиалом АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ Подрядчик приступает к разработке рабочей документации.

Заказчик согласовывает рабочую документацию и передает ее на согласование в Филиал АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ.

Подрядчик не позднее 5 рабочих дней до срока окончания работ предоставляет Заказчику проектную документацию в полном объеме (включая сметную документацию, обосновывающие расчеты) в одном экземпляре на бумажном носителе и всю документацию в одном экземпляре в электронном виде на CD или DVD, при этом текстовую и графическую информацию представить в стандартных форматах MS Office, AcrobatReader, AutoCAD. Не допускается передача документации в формате AcrobatReader с пофайловым разделением страниц.

6. Особые условия

6.1. При разработке проектной и рабочей документации необходимо применять оборудование и материалы соответствующее Российским стандартам, сертифицированное в установленном порядке.

Применяемые на ПС 110 кВ ЗИФ силовое оборудование, конструкции и элементы ВЛ, устройства РЗА, ПА, АСУ ТП и связи, АИИС КУЭ, АСДТУ, систем диагностики, а также программно-технические комплексы и программное обеспечение систем АСТУ должны быть согласованы с ЗАО «Пензенская горэлектросеть».

Применяемое при проектировании силовое оборудование, устройства РЗА, ПА, АСУ ТП и связи, АИИС КУЭ, АСДТУ, систем диагностики должны быть согласованы производителями оборудования и устройств, в письменном виде с последующим предоставлением Заказчику, на предмет возможности реализации принятых технических решений, совместимости отдельных составных частей оборудования и устройств, соответствия выполняемых функции устройств их назначению.

6.2. Разработанная проектная и рабочая документация являются собственностью Заказчика и передача их третьим лицам без его согласия запрещается.

6.4. При необходимости, по запросу подрядчика, выполняющего разработку проектной и рабочей документации, Заказчик предоставляет доверенность на получение технических условий или сбор исходных данных и иных документов, необходимых для выполнения проектных работ и работ по выбору и утверждению трассы (площадки строительства).

6.5. Подрядчик обеспечивает:

- сопровождение документации в процессе ее согласования и добивается получения согласования;

- внесение соответствующих изменений с согласованием с Заказчиком в документацию в соответствии с замечаниями, полученными от согласующих и экспертов либо эффективно оспаривает эти замечания;

- получение согласований от всех лиц, чьи интересы могут быть затронуты и технических условий от всех владельцев пересекаемых коммуникаций.

6.6. В случае выявления, на этапе выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, ошибок проектирования подрядчик обеспечивает безвозмездную корректировку проектных решений с устранением несоответствий. Доработка проектных решений не должна приводить к переносу срока ввода объекта.

6.7. Объем, перечень и комплектность проектной и рабочей документации должны соответствовать требованиям Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию утвержденного постановлением правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г, ГОСТ 21.1101-2013 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

6.8. Требования к подрядчику:

6.8.1. Подрядчик должен обладать необходимыми материально-техническими ресурсами, требуемыми для выполнения работ, предусмотренных заданием на проектирование, должен иметь необходимый автотранспорт, чтобы своими силами и за свой счет организовывать выезд персонала на объекты.

7. Срок выполнения работ.

Начало – со дня заключения договора подряда.

Окончание – в срок до 30.11.2024.

8. Исходные данные для разработки проектной документации.

Заказчик обеспечивает организационную поддержку доступа представителей подрядчика для получения информации.

9. По техническим вопросам выполнения работ обращаться

Начальник ОАСТУ Голованов Андрей Арнольдович, 8 (963) 109-24-70 e-mail: golovanov@pges.ru.