

УТВЕРЖДАЮ:  
И.о. директора филиала  
ООО «ЕвразЭнергоТранс»  
В.Д. Бутюгов  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023г.

Техническое задание № 001/7-5-2023-164  
на работы по проектированию и реализации проекта  
по реконструкции ОРУ 110кВ, ОПУ, ЗРУ 6кВ ПС 110/6кВ «Обжиговая».

1. Наименование предприятия	ООО «ЕвразЭнергоТранс»
2. Наименование объекта	ПС 110 Обжиговая 110/6
3. Основания для проектирования	Инвестиционная программа 2025-2029г.
4. Назначение, вид строительства (новое, реконструкция)	Реконструкция
5. Район строительства	Свердловская область, г. Кушва
6. Проектная организация-генеральный проектировщик	
7. Заказчик проектных работ	ООО «ЕвразЭнергоТранс»
8. Общие условия проектирования:	<p>При проектировании реконструкции ПС 110 кВ Обжиговая, руководствоваться следующими нормативными документами</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ПУЭ с учётом новых глав 7-го издания,</li> <li>- Общими техническими требованиями к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. РД 34.35.310-97;</li> <li>- Общими требованиями к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России, утвержденными Приказом АО РАО «ЕЭС России» № 57 от 11.02.2008 г;</li> <li>- Стандарта ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2012 «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации»;</li> <li>- Постановлением правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».</li> <li>- СНиП 11-01-95;</li> <li>- Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 №937</li> <li>- Стандартом АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.004-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования».</li> <li>- Требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 №101.</li> <li>- Правилами взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении</li> </ul>



	<p>нении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 №100.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ГОСТ Р 58335-2018 «Единая энергетическая система и изолировано работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования».</li> <li>- СТО 59012820.29.020.003-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования».</li> <li>- Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) СТО 56947007-29.240.10.248-2017;</li> <li>- Техническими требованиями по организации обмена информацией со Свердловским РДУ (Приложение № 3 к Соглашению о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭСК России от 19.10.2012);</li> <li>- ПП РФ №861 от 27.12.2004г.</li> </ul>
8.1. Стадийность проектирования:	Проектная документация. Рабочая документация.
8.2 Срок проектирования	2027
8.3 Срок поставки оборудования	2027
8.4 Выполнение строительно-монтажных и пусконаладочных работ	2027
9. Основной объем работ и услуг.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Предпроектное обследование: <ol style="list-style-type: none"> <li>1.1. Действующего высоковольтного оборудования, с определением величины и характера нагрузки оборудования.</li> <li>1.2. По результатам предпроектного обследования предоставить отчет.</li> </ol> </li> <li>2. Разработка проектной и рабочей документации в соответствии с действующими нормами и правилами РФ, включающей в себя: <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1. Расчет токов К.З., термической и динамической стойкости систем шин и оборудования 6, 110 кВ к токам К.З. с учетом увеличения установленной мощности трансформаторного оборудования.</li> <li>2.2. Выбор вновь устанавливаемого первичного и вторичного оборудования.</li> </ol> </li> <li>3. Изготовление и поставка основного, вспомогательного оборудования, материалов, запасных частей;</li> <li>4. Шефмонтаж оборудования (при необходимости);</li> <li>5. Строительно-монтажные работы согласно разработанной проектной и рабочей документации;</li> <li>6. Пусконаладочные работы (согласно утвержденной и согласованной программе пусконаладочных работ);</li> <li>7. Составление исполнительной документации, в объеме не менее указанного в пункте 10.5.</li> </ol>
10. Объем проектных и строительно-монтажных работ.	<p>ПС 110 кВ Обжиговая, ОРУ 110 кВ:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Установить все необходимые металлоконструкции, в том числе для выключателя ВГТ-110.</li> <li>2. Выполнить замену масляного выключателя ВМТ 110кВ на элегазовый выключатель Т-1 типа ВГТ-110 (Номинальный ток</li> </ol>



	<p>не менее 1250А, номинальный ток отключения не менее 40кА) с пружинным приводом ППрК; Выполнить монтаж вторичных цепей защит, автоматики, контроля и измерений. Либо выключатель элегазовый АВВ не уступающий по характеристикам (параметры выключателя уточнить при проектировании с учетом требований пункта 12 настоящего Технического задания);</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>3. Выполнить установку защитных козырьков для персонала от воздействия электрической дуги над приводами разъединителей с креплением на раму разъединителя.</li> <li>4. Выполнить оперативную блокировку главных и заземляющих контактов разъединителей в связке с выключателем;</li> <li>5. Выполнить замену трансформаторного разъединителя типа РДЗ-1-110/1000 на разъединитель типа РГП СЭЩ-110/1250 с электродвигательным приводом разъединителя ПД-СЭЩ в количестве 1 шт. с одним комплектом заземляющих ножей с ручным приводом заземляющих ножей ПР-М СЭЩ. Допускается использование аналогичного оборудования производства ЗАО «ЗЭТО» или АВВ.</li> <li>6. Выполнить замену ЛР, РП-1, РП-2 110кВ типа РДЗ-2-110/1000 на разъединитель типа РГП СЭЩ-110/1250 с электродвигательным приводом разъединителя ПД-СЭЩ в количестве 3 шт. с двумя комплектами заземляющих ножей с ручным приводом заземляющих ножей ПР-М СЭЩ.; Допускается использование аналогичного оборудования производства ЗАО «ЗЭТО» или АВВ.</li> <li>7. Выполнить проверку вновь устанавливаемого оборудования 110, 6 кВ на соответствие максимальным рабочим токам, отключающей способности, а также на соответствие пункту 125 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 №937 (далее – ПТФ). Для выполнения проверки на соответствие требованию пункта 125 ПТФ Привести значения длительно допустимого тока нагрузки (ДДТН) и аварийного допустимого тока нагрузки (АДТН) устанавливаемого оборудования (шин и ошиновок) для температуры воздуха от -25 °С до +40 °С с шагом 5 °С, а также метод определения ДДТН и АДТН при промежуточных значениях температуры (линейная интерполяция или иное), подтвержденные собственником оборудования. В случае, если ДДТН и АДТН выключателей, разъединителей, трансформаторов тока превышает номинальный ток данного оборудования, необходимо привести подтверждение завода-изготовителя о допустимости применения таких ДДТН и АДТН.</li> <li>8. Привести значения ДДТН и АДТН трансформаторов (для максимального тока соответствующей обмотки трансформатора при крайнем положении РПН(ПБВ)) для температуры воздуха от -25 °С до +40 °С с шагом 5 °С.</li> </ol>
--	--



9. Выполнить сравнение ДДТН и АДТН устанавливаемого оборудования (шин и ошиновок) с ДДТН и АДТН трансформаторов и сделать заключение об отсутствии ограничения пропускной способности.
10. Выполнить монтаж кабелей вторичной коммутации и необходимых кабельных конструкций (кабельные каналы, короба, лотки и т.д) для подключения цепей управлений, защит, блокировок, питания электродвигательных приводов разъединителей, токовых цепей и цепей напряжения.
11. Выполнить подключение цепей питания электродвигательных приводов разъединителей от РУ 0,4 кВ ПС Обжиговая
12. Установить на первой секции шин 110кВ антирезонансные трансформаторы напряжения НАМИ-110 кВ 3шт. (возможны изменения согласно разработанной проектной документации). Класс точности - не хуже 0,5. Внесенный в Госреестр СИ России, поверка – не раньше года поставки, межповерочный интервал- не менее 8 лет. Конструкция ТН не должна подразумевать необходимость монтажа дополнительных внешних элементов для организации антирезонансных функций. Допускается использовать оборудование ABB с характеристиками не хуже указанных.
13. Установить элегазовые трансформаторы тока ТГФМ-110 производства ОАО ВО «Электроаппарат» 300/5 0,2/10р/10р/10р/10р 3шт. (возможны изменения согласно разработанной проектной документации); Класс точности - не хуже 0,5 S. Внесенный в Госреестр СИ России, поверка – не раньше года поставки, межповерочный интервал- не менее 8 лет. Допускается использование аналогичного элегазового трансформатора тока российского производства, или оборудования ABB с характеристиками не хуже указанных.
14. Установить ограничители перенапряжения ОПНП-110/83-10-450 - 3шт с изолирующим основанием, датчиками тока утечки ДТУ-03 с устройством контроля тока утечки УТК-04 с комплектом металлоконструкций;
15. Выполнить ошиновку 110кВ 1 системы шин 110кВ.
16. Выполнить установку опорной изоляции и ошиновки (гибкий провод АС) 6кВ с учетом максимальных токовых нагрузок от Т-1 до ЗРУ 6кВ (1 секции шин 6кВ);
17. Выполнить подключение ТСН-1 к ошиновке 6кВ Т1.
18. Выполнить все необходимые демонтажные работы перед установкой нового оборудования
19. Выполнить демонтажные работы в объеме необходимом для выполнения реконструкции.
20. Организовать сбор и передачу телеметрической информации в каждое из следующих направлений: производственное отделение «Нижнетагильские электрические сети» филиала «Свердловэнерго» (ПО НТРС), Центр управления сетями филиала «Свердловэнерго» (ЦУС) и НТФ ООО «ЕвразЭнергоТранс»



(точки измерения и объем передаваемой телеметрической информации согласовать с филиалом «Свердловэнерго»).

21. На вводе 110кВ Т-1 выполнить замену точки коммерческого учета электроэнергии (Прокладка кабелей цепей учета, установка счетчика учета электроэнергии соответствующего требованиям РД 34.09.101-94), обеспечить источником бесперебойного электропитания аккумуляторного типа в аварийных режимах, обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ филиала «Свердловэнерго» и АИИСКУЭ ООО «ЕЭТ», с организацией ежедневной передачи результатов измерений. Узел учета 110кВ должен соответствовать требованиям регламентов ОРЭМ. Точки учета согласовать с ПО НТЭС.

22. На ОПУ установить панели: автоматики и защиты трансформатора Т-1 6,3МВА (Основную и резервную защиту) на базе микропроцессорных терминалов TOP-300 производства ООО «ИЦ ООО «Релематика».

ПС 110 кВ Обжиговая, ЗРУ 6 кВ:

23. Выполнить замену масляных выключателей типа ВКЭ-10-1000 ячеек №2,3,4,5,7,8,9,10,12,13,14,15, на вакуумные выключатели типа ВВ/TEL производства Таврида Электрик на номинальный ток не менее 1000А, (выкатной элемент, коммутационный модуль, ОПН, и т.д.) с использованием комплекта адаптации.

24. Выполнить замену действующих электромеханических устройств релейной защиты ячеек №2,3,4,5,7,8,9,10,12,13,14,15 на микропроцессорные устройство на базе TOP-200 производства «Релематика».

25. Выполнить наладку и комплексное опробование вновь смонтированных микропроцессорных устройств, включая расчет уставок.

26. Выполнить монтаж вторичных цепей защиты и автоматики.

27. Выполнить монтаж вторичных цепей управления, защиты и автоматики с подключением к существующим шкафам защиты, автоматики и управления.

28. Ключи управления, приборы контроля и измерения электрических величин разместить на существующих панелях щита управления.

29. Выполнить демонтажные работы в объеме необходимом для выполнения реконструкции.

30. Выполнить проверку вновь устанавливаемого оборудования 110, 6 кВ на соответствие максимальным рабочим токам, отключающей способности, термической и динамической стойкости.

31. В документации привести принципиальную схему электрических соединений ПС 110 кВ Обжиговая (главная схема) с указанием значений максимальных рабочих токов присоединений.



	<p>32. Конкретные типы, марки и характеристики оборудования указываются в опросных листах на стадии проектирования. Типы оборудования согласовать с ООО «ЕвразЭнергоТранс»;</p> <p>33. Согласовать с филиалом ОАО «МРСК-Урала-Свердловэнерго» ПО НТЭС, Филиалом АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ, ЦУС ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго» параметры срабатывания вновь устанавливаемых устройств РЗА, и по требованию - другие документы (ПД, РД, изменения ТЗ и т.д.).</p> <p>34. Выполнить самостоятельно и за свой счет все согласования в необходимых инстанциях и организациях, получить или организовать получение необходимых разрешений для проектирования, выполнения и завершения работ, включая этап ввода (допуск) оборудования в постоянную эксплуатацию (в том числе и по процедуре технологического присоединения), получение сопроводительных документов и пропусков на объекты реконструкции и т.д.</p>
10.1. Технические требования	<p>1. Спуски заземления присоединить к существующему контуру заземления;</p> <p>2. Технические характеристики оборудования и ошиновки не должны ограничивать допустимые токовые нагрузки присоединенных к распределительному устройству линий электропередачи, трансформаторов и другого оборудования с учетом их перегрузочной способности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах работы подстанции.</p> <p>3. Все проектные решения в обязательном порядке согласовывать с Заказчиком.</p>
10.2. Требования по РЗА и автоматике	<p>1. Выполнить расчет параметров срабатывания вновь устанавливаемых устройств РЗА.</p> <p>2. Релейную защиту выполнить на базе микропроцессорных терминалов ТОР производства ООО «ИЦ ООО «Релематика». Оборудование РЗА должно сохранять возможность выполнения своих функций при аварийных отклонениях частоты электрического тока в энергосистеме вплоть до величин 45 Гц и 55 Гц.</p> <p>3. Предусмотреть технические решения по оснащению проектируемого трансформатора Т-1 устройствами РЗА, с реализацией функции ДЗТ на базе микропроцессорных терминалов ТОР производства ООО «ИЦ ООО «Релематика».</p> <p>4. Предусмотреть цепи контроля элегаза и технологической сигнализации выключателей и трансформаторов тока с выводом сигнала в терминалы.</p> <p>5. Размещение аппаратуры устройств релейной защиты запроектировать на существующих щитах управления и защиты. Оперативный ток управления выключателями выбрать постоянным 220В. В проекте выполнить проверочный расчет заземляющего контура подстанции для защиты микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики.</p> <p>6. Предусмотреть прокладку всех контрольных кабелей релейной защиты и выполнить проверочный расчет заземляющего контура подстанции для защиты микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики.</p>



	<p>7. Все МП устройства релейной защиты должны быть укомплектованы полным комплектом программного обеспечения на русском языке, интерфейсным кабелем для связи с ПК для их программирования.</p> <p>8. Технические характеристики устанавливаемых/заменяемых трансформаторов тока и подключенных к ним устройств РЗА в совокупности должны обеспечивать правильную работу устройств РЗА, в том числе в переходных режимах КЗ с учетом требований изготовителей устройств РЗА и приложения Б ПНСТ 283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока».</p>
10.3. Состав ПСД	<p>Проектная документация:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Раздел 1 «Пояснительная записка»; <ul style="list-style-type: none"> <li>- выполнить проверку вновь устанавливаемого оборудования 110, 6 кВ на соответствие максимальным рабочим токам, отключающей способности, термической и динамической стойкости.</li> </ul> </li> <li>2. Раздел 4 «Конструктивные решения»;</li> <li>3. Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения».</li> <li>4. Раздел 6 «Технологические решения».</li> <li>5. Раздел 7 «Проект организации строительства», содержащий в том числе проект организации работ по сносу объектов капитального строительства, их частей;</li> <li>6. Содержание принять согласно: «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденного постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008г. №87 (редакция от 27.05.2022г.).</li> <li>7. Проектная документация по РЗА должна содержать: <ul style="list-style-type: none"> <li>– обоснование (ориентировочные расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов ТТ, а также количества и номинальной мощности вторичных обмоток ТТ и ТН на основании обосновывающих расчетов с учетом видов РЗА, их потребления, ориентировочных длин кабелей, значений токов КЗ и допустимой погрешности для каждого вида РЗА;</li> <li>– схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, информационно-измерительных систем (автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии)</li> </ul> </li> </ol>
10.4. Состав рабочей документации	<p>Рабочая документация (состоящая из документов в текстовой форме, рабочих чертежей, спецификации оборудования и изделий.):</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общие данные;</li> <li>2. Выбор оборудования;</li> <li>3. Схемы электрические принципиальные;</li> <li>4. Схемы подключения;</li> <li>5. Установочные чертежи ОРУ-110 кВ;</li> <li>6. Спецификация покупных изделий;</li> <li>7. Кабельный журнал;</li> <li>8. Опросные листы на оборудование.</li> <li>9. «Смета на строительство объектов капитального строительства» (требования к сметной документации в приложении к техническому заданию);</li> <li>10. В составе разрабатываемой рабочей документации по РЗА</li> </ol>



	<p>должны содержаться следующие материалы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– пояснительная записка, включающая в себя проектный расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики;</li> <li>– схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА;</li> <li>– принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами, устройствами ВЧ связи;</li> <li>– данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА;</li> <li>– схемы организации каналов связи для функционирования устройств РЗА;</li> <li>– заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии (типоисполнения) для микропроцессорных устройств РЗА;</li> <li>– схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА;</li> <li>– схемы организации цепей напряжения устройств РЗА;</li> <li>– принципиальные схемы управления и автоматики (алгоритмы функционирования) выключателей;</li> </ul> <p>11. Решения по интеграции устанавливаемых комплексов и устройств РЗА в существующую в систему сбора и передачи телеметрической информации ПС 110 кВ Обжиговая.</p> <p>12. Программа пусконаладочных работ, согласованная с заказчиком.</p> <p>13. Генплан подстанции.</p>
<p>10.5. Состав исполнительной документации</p>	<p>Исполнительная документация:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Ведомость технической документации, предъявляемой при сдаче-приемке электромонтажных работ.</li> <li>2. Ведомость технической документации, предъявляемой при сдаче-приемке строительных работ.</li> <li>3. Ведомость изменений и отступлений от проекта.</li> <li>4. Ведомость электромонтажных недоделок, не препятствующих комплексному опробованию.</li> <li>5. Справка о ликвидации недоделок.</li> <li>6. Ведомость смонтированного электрооборудования.</li> <li>7. Акт готовности зданий и сооружений к производству электромонтажных работ.</li> <li>8. Акт освидетельствования скрытых работ по монтажу заземляющих устройств.</li> <li>9. Акт приемки-передачи оборудования в монтаж.</li> <li>10. Акт освидетельствования скрытых работ.</li> <li>11. Акт об окончании пусконаладочных работ.</li> <li>12. Акт комплексного опробования.</li> <li>13. Комплект рабочих чертежей электротехнической части: схемы, планы, спецификация.</li> <li>14. Комплект заводской документации: паспорта электрооборудования, протоколы заводских испытаний, инструкции по монтажу, наладке и эксплуатации и т.п.</li> <li>15. Сертификаты соответствия.</li> <li>16. Технические паспорта, формуляры.</li> <li>17. Свидетельство о допуске к работам, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, лицензия.</li> </ol>



	<p>18. Свидетельство о регистрации электротехнической лаборатории. Протоколы:</p> <p>19. Протоколы высоковольтных испытаний и измерений оборудования и материалов.</p> <p>20. Протоколы наладки устройств РЗА.</p> <p>21. Протоколы наладки устройств телемеханики.</p> <p>22. Отчет о проведении пусконаладочных работ.</p> <p>Журналы:</p> <p>23. Кабельный журнал.</p> <p>24. Журнал установки муфт кабелей.</p> <p>25. Журнал производства работ, в котором отображается весь ход производства работ.</p> <p>24. Журнал использования машин и механизмов при выполнении работ по договору.</p>
11. Исходные данные для проектирования, представляемые Заказчиком	<p>Схема электрическая главная;</p> <p>План ЗРУ-6кВ;</p> <p>План ОРУ-110 кВ;</p> <p>План ОПУ</p> <p>Существующие принципиальные схемы защит Т-1,</p> <p>Схема размещения защит по обмоткам трансформатора тока для Т-1</p> <p>Приоритетные исходные данные принимаются в данном техническом задании, при каких-либо различиях с другими документами.</p>
12. Итоговая документация	<p>Представить проект, рабочую документацию в четырех экземплярах на бумажном и электронном носителе, со всеми изменениями и необходимыми согласованиями по окончании проектирования.</p> <p>Проектную и рабочую документацию согласовать с ООО «ЕвразЭнергоТранс», Филиалом АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ.</p> <p>Не допускается передача проектной документации в органы экспертизы без получения согласования ООО «ЕвразЭнергоТранс, Филиала АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ, собственников объектов, технологически связанных с объектом проектирования, и собственниками объектов, на которых предусматривается выполнение работ.</p> <p>После проведения реконструкции предоставляется исполнительная документация в трех экземплярах на бумажном носителе, в объеме не менее указанного в пункте 10.5.</p> <p>Выполнить самостоятельно и за свой счет процедуру получения акта допуска Ростехнадзора в эксплуатацию реконструируемой электроустановки, организовать получение разрешения Ростехнадзора на допуск в эксплуатацию для ООО «ЕвразЭнергоТранс».</p>

Зам. начальника ЦСиП НТМК

И.о. начальника ЦСиП НТМК


  
Д.В. Сапунов


  
Е.В. Потапов

СОГЛАСОВАНО:

Зам. технического директора  
по КР, Р и С

/И.о. технического директора филиала  
ООО «ЕвразЭнергоТранс»

  
В.Л. Егорушков

  
Д.Е. Боровков