

УТВЕРЖДАЮ:

Директора филиала

ООО «ЕвразЭнергоТранс»

 Д.Е. Бучин

«___» _____ 2019 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ *200/7-5-2021-28*

на работы по проектированию и реализации проекта по реконструкции ОРУ-110 кВ
ПС 110/6 "Доменная"

1. Наименование предприятия	ООО «ЕвразЭнергоТранс»
2. Наименование объекта	ПС 110/6 "Доменная"
3. Основания для проектирования	Инвестиционная программа ООО «ЕвразЭнергоТранс» на территории Свердловской области на период 2021-2025 год.
4. Назначение, вид строительства (новое, реконструкция)	Реконструкция
5. Район строительства	Свердловская область
6. Проектная организация-генеральный проектировщик	
7. Заказчик проектных работ	ООО «ЕвразЭнергоТранс»
8. Общие условия проектирования:	<p>При проектировании реконструкции ПС 110 кВ Доменная, руководствоваться следующими нормативными документами</p> <ul style="list-style-type: none"> – ПУЭ с учётом новых глав 7-го издания, - Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750кВ СО 153 - 34. 20.122-2006; - Общими техническими требованиями к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. РД 34.35.310-97; - 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; - Техническими требованиями по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами и центрами управления сетями РСК от 19.03.2010 г. - 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»; - Постановлением правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

	<ul style="list-style-type: none"> - СНиП 11-01-95; - Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 №937 - АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.004-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования».
8.1. Стадийность проектирования:	Проектная документация. Рабочая документация.
8.2 Срок проектирования	2024г.
8.3 Срок поставки оборудования	2024 – 2025гг.
8.4 Срок выполнения строительно-монтажных и пусконаладочных работ	2024 – 2025гг.
9. Основной объем работ и услуг.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Предпроектное обследование 2. Выполнить расчет термической и динамической устойчивости систем шин 110 кВ к токам К.З. 3. Произвести выбор оборудования исходя из данных проведенного предпроектного обследования действующего оборудования и расчетов. 4. Разработка проектной и рабочей документации в соответствии с действующими нормами и правилами РФ; 5. Изготовление и поставка основного, вспомогательного оборудования, материалов, запасных частей; 6. Шеф-монтаж оборудования (при необходимости); 7. Строительно-монтажные работы согласно разработанной проектной и рабочей документации; 8. Пусконаладочные работы (согласно утвержденной и согласованной программе пусконаладочных работ); 9. Составление исполнительной документации, в объеме не менее указанного в пункте 10.5.
10. Объем проектных и строительно-монтажных работ.	<ol style="list-style-type: none"> 1. 1 секция 110кВ: <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Предусмотреть реконструкцию фундамента ВЛ 110кВ Тагил Доменная для установки выключателя LTB-145 D1/B 2000A с пружинным приводом BLK-222 1.2. Предусмотреть замену выключателя ВЛ 110кВ Тагил Доменная У-110-2000-50 с приводом ШПЭ-44 на LTB-145 D1/B 2000A с пружинным приводом BLK-222; 1.3. Предусмотреть замену ВЧ-кабеля основной защиты. 1.4. Предусмотреть замену конденсаторов связи 110кВ на СМПВ 110/3-6,4 в фазах «А» и «С». 1.5. Предусмотреть замену фильтров присоединения на ФП(51-1000). 1.6. Предусмотреть замену панелей основной защиты ВЛ (ПДЭ 2802 УХЛ4, высокочастотный приемопередатчик (ПВЗ-90М1 УХЛ4), панель резервной защиты ВЛ (ШДЭ 280127Е2 УХЛ4), панель автоматики и управления выключателем линии 110кВ на шкаф направленной

высокочастотной защиты линии 110-220кВ (Ш2600 07.542) с ПВЗУ-Е(ВЧ) и шкаф ступенчатых защит и автоматики управления выключателем линии 110-220кВ(Ш2600 06.510).

- 1.7. Предусмотреть оперативную блокировку разъединителей в связке с выключателем;
- 1.8. Предусмотреть установку трансформаторов тока TG-145 N 1500/5 0,2/10р/10р/10р/10р (возможны изменения согласно разработанной проектной документации).
- 1.9. Предусмотреть замену разъединителей 110кВ РНДЗ-2-110/1000 с приводом ПРН-220М на SDF 123 1600А с двумя комплектами заземляющих ножей, ручным приводом разъединителя и ручными приводами заземлителей, в количестве 2 штук.
- 1.10. Предусмотреть замену разъединителя 110 кВ РНДЗ-1Б-110/1000 с приводом ПРН-220М на SDF 123 1600А с одним комплектом заземляющих ножей, ручным приводом разъединителя и ручным приводом заземлителя, в количестве 3 штуки.

2. 2 секция 110кВ:

- 2.1. Предусмотреть реконструкцию фундамента для установки выключателя LTB-145 D1/В 2000А с пружинным приводом BLK-222
- 2.2. Предусмотреть замену выключателя ВЛ 110кВ Вязовская-Доменная У-110-2000-50 с приводом ШПЭ-44 на LTB-145 D1/В 2000А с пружинным приводом BLK-222;
- 2.3. Предусмотреть замену ВЧ-кабеля основной защиты.
- 2.4. Предусмотреть замену конденсаторов связи 110кВ на СМПВ 110/3-6,4 в фазах «А» и «С».
- 2.5. Предусмотреть замену фильтров присоединения на ФП(51-1000).
- 2.6. Предусмотреть замену панелей основной защиты ВЛ (ПДЭ 2802 УХЛ4, высокочастотный приемопередатчик (ПВЗ-90М1 УХЛ4), панель резервной защиты ВЛ (ШДЭ 280127Е2 УХЛ4), панель автоматики и управления выключателем линии 110кВ на шкаф направленной высокочастотной защиты линии 110-220кВ (Ш2600 07.542) с ПВЗУ-Е(ВЧ) и шкаф ступенчатых защит и автоматики управления выключателем линии 110-220кВ(Ш2600 06.510).
- 2.7. Предусмотреть оперативную блокировку разъединителей в связке с выключателем;
- 2.8. Предусмотреть установку трансформаторов тока TG-145 N 1500/5 0,2/10р/10р/10р/10р (возможны изменения согласно разработанной проектной документации).
- 2.9. Предусмотреть замену разъединителей 110кВ РНДЗ-2-110/1000 с приводом ПРН-220М на SDF 123 1600А с двумя комплектами заземляющих ножей, ручным приводом разъединителя и ручными приводами заземлителей, в количестве 2 штук.
- 2.10. Предусмотреть замену разъединителя 110 кВ

РНДЗ-1Б-110/1000 с приводом ПРН-220М на SDF 123 1600А с одним комплектом заземляющих ножей, ручным приводом разъединителя и ручным приводом заземлителя, в количестве 3 штуки.

3. Трансформатор №1 80МВА:

3.1. Предусмотреть замену панелей автоматики и защиты Т1, защиты и автоматики выключателей 110кВ и 6кВ Т1, оперативные цепи, выполнить оперативную блокировку разъединителей в связке с выключателем.

4. Трансформатор №2 80МВА:

4.1. Предусмотреть замену панелей автоматики и защиты Т2, защиты и автоматики выключателей 110кВ и 6кВ Т2, оперативные цепи, выполнить оперативную блокировку разъединителей в связке с выключателем.

5. ШСВ:

5.1. Предусмотреть реконструкцию фундамента для установки выключателя LTB-145 D1/B 2000А с пружинным приводом BLK-222

5.2. Предусмотреть замену выключателя У-110-2000-50 с приводом ШПЭ-46 на LTB-145 D1/B 2000А с пружинным приводом BLK-222;

5.3. Предусмотреть замену панелей автоматики и защиты ШСВ, оперативные цепи, выполнить оперативную блокировку разъединителей в связке с выключателем.

5.4. Предусмотреть установку трансформаторов тока ТГ-145 N 1500/5 0,2/10р/10р/10р/10р (возможны изменения согласно разработанной проектной документации).

6. Предусмотреть устройство кабельных металлических лотков на ОРУ-110кВ для прокладки кабеля цепей сигнализации, управления и автоматики, объем кабельных лотков должен вмещать все вновь монтируемые кабельные линии, а также действующие кабельные линии проложенные по ОРУ-110кВ. Тип кабельного лотка цельнометаллический оцинкованный (глухой) замковый с крышкой.

7. Выполнить прокладку новых кабельных линий по вновь смонтированному кабельному лотку, а так же перенос действующих кабельных линий проложенных в бетонном коробе ОРУ-110кВ.

8. Выполнить проверку вновь устанавливаемого оборудования на соответствие максимальным рабочим токам, отключающей способности, термической и динамической стойкости.

9. Предусмотреть интеграцию вновь устанавливаемого оборудования (основное электротехническое оборудование, устройства РЗА) в систему сбора и передачи телеметрической информации ПС 110 кВ «Доменная».

10. Конкретные типы, марки и характеристики оборудования указываются в опросных листах на

	<p>стадии проектирования. Типы оборудования согласовать с ООО «ЕвразЭнергоТранс»;</p> <p>11. Выполнить монтаж вторичных цепей управления, защиты и автоматики.</p> <p>12. Ключи управления, приборы контроля и измерения электрических величин разместить на существующих панелях щита управления.</p> <p>13. Установить автоматические выключатели питания оперативных цепей защиты и автоматики. Питание организовать от существующих цепей оперативного тока;</p> <p>14. 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 и т.д.) .</p>
10.1. Технические требования	<p>1. Спуски заземления присоединить к существующему контуру заземления;</p> <p>2. Все проектные решения в обязательном порядке согласовывать с Заказчиком.</p>
10.2. Требования по РЗА и автоматике	<p>1. Выполнить ориентировочный расчет параметров срабатывания вновь устанавливаемых устройств РЗА.</p> <p>2. Релейную защиту выполнить на базе микропроцессорных терминалов ТОР производства ООО «ИЦ ООО «Релематика».</p> <p>3. Предусмотреть цепи контроля элегаза и технологической сигнализации выключателя и трансформаторов тока с выводом сигнала в терминал.</p> <p>4. Предусмотреть установку основной и резервной защиты линии. В составе терминала основной защиты линии предусмотреть комплект ступенчатых защит.</p> <p>5. Предусмотреть цепи РПР в шкафу основной или резервной защиты с помощью дополнительных реле</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> <p>1. Раздел 1 «Пояснительная записка»;</p> <p>2. Раздел 2 "Схема планировочной организации земельного участка";</p> <p>3. Раздел 3 "Архитектурные решения";</p>

	<p>4. Раздел 4 "Конструктивные и объемно-планировочные решения";</p> <p>5. Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений».</p> <p>6. Раздел 6 «Проект организации строительства».</p> <p>4. Раздел 7 «Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства»;</p> <p>7. Раздел 11 «Смета на строительство объектов капитального строительства» (См. приложение к техническому заданию).</p> <p>8. Содержание принять согласно: «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденного постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008г. №87 (с изменениями).</p> <p>9. Проектная документация по РЗА должна содержать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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; <p>схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, информационно-измерительных систем (автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии)</p>
<p>10.4. Состав рабочей документации</p>	<p>Рабочая документация:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Общие данные; 2. Выбор оборудования; 3. Схемы электрические принципиальные; 4. Схемы подключения; 5. Установочные чертежи ОРУ-110 кВ; 6. Установочные чертежи шкафов защит линий 110кВ, трансформаторов на ОПУ; 7. Спецификация покупных изделий; 8. Кабельный журнал; 9. «Смета на строительство объектов капитального строительства» (требования к сметной документации в приложении к техническому заданию); 10. В составе разрабатываемой рабочей документации по РЗА должны содержаться следующие материалы: <ul style="list-style-type: none"> – пояснительная записка, включающая в себя проектный расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики; – принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами, устройствами ВЧ связи; – данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА; – схемы организации каналов связи для функционирования устройств РЗА; – заказные спецификации на устройства РЗА с указанием

	<p>версии (типоисполнения) для микропроцессорных устройств РЗА;</p> <ul style="list-style-type: none"> – схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА; – схемы организации цепей напряжения устройств РЗА; – принципиальные схемы управления и автоматики (алгоритмы функционирования) выключателей; <p>11. Решения по интеграции устанавливаемых комплексов и устройств РЗА в создаваемые (модернизируемые) объектовые автоматизированные системы управления технологическим процессом, системы сбора и передачи информации.</p> <p>12. Программа пусконаладочных работ согласованная с заказчиком.</p> <p>13. Строительные чертежи фундаментов выключателей 110кВ;</p> <p>14. Генплан подстанции.</p>
10.5. Состав исполнительной документации	<p>Исполнительная документация:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Ведомость технической документации, предъявляемой при сдаче-приемке электромонтажных работ. 2. Ведомость технической документации, предъявляемой при сдаче-приемке строительных работ. 3. Ведомость изменений и отступлений от проекта. 4. Ведомость электромонтажных недоделок, не препятствующих комплексному опробованию. 5. Справка о ликвидации недоделок. 6. Ведомость смонтированного электрооборудования. 7. Акт готовности зданий и сооружений к производству электромонтажных работ. 8. Акт освидетельствования скрытых работ по монтажу заземляющих устройств. 9. Акт приемки-передачи оборудования в монтаж. 10. Акт освидетельствования скрытых работ. 11. Акт об окончании пусконаладочных работ. 12. Акт комплексного опробования. 13. Комплект рабочих чертежей электротехнической части: схемы, планы, спецификация. 14. Комплект заводской документации: паспорта электрооборудования, протоколы заводских испытаний, инструкции по монтажу, наладке и эксплуатации и т.п. 15. Сертификаты соответствия. 16. Технические паспорта, формуляры. 17. Свидетельство о допуске к работам, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, лицензия. 18. Свидетельство о регистрации электротехнической лаборатории. <p>Протоколы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 19. Протоколы высоковольтных испытаний и измерений

	<p>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 ОРУ-110 кВ;</p> <p>План ОПУ</p> <p>План ЗРУ-6кВ</p> <p>Существующие принципиальные схемы защит;</p> <p>Существующие принципиальные схемы панели управления</p> <p>Схема размещения защит по обмоткам трансформатора тока для ВЛ-110кВ, Т1, Т2, ШСВ</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>Проект и рабочую документацию согласовать с ООО «ЕвразЭнергоТранс», филиал АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ. Не допускается передача проектной документации в органы экспертизы без получения согласования ООО «ЕвразЭнергоТранс, 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>

Зам. начальника ЦСиП НТМК

Начальник ЦСиП НТМК

СОГЛАСОВАНО:

Начальник ОКСиР

Технический директор
филиала ООО «ЕвразЭнергоТранс»

Д.В. Сапунов

А.С. Вуколов

В.А. Егорушков

К.С. Матяш