

СОГЛАСОВАНО:

Директор по развитию технологий
диспетчерского управления
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ
Востока


« 11 » _____ 2017 г.

Первый заместитель генерального
директора - главный инженер
Филиала ПАО «ФСК ЕЭС»
МЭС Востока


« _____ » _____ 2017 г.


УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Генерального директора
по техническим вопросам –
главный инженер АО «ДРСК»


« 03 » _____ 2017 г.

**Технические требования
на разработку проектной и рабочей документации
«Строительство ПС 110 кВ КС-7»**

Цель:

Строительство ПС 110 кВ КС-7.

Основание:

Договор технологического присоединения с ООО «Газпром трансгаз Томск» от 06.02.2017 № 345/Ап01/01/1276/16.

Изменения по 2016-2017 годам, вносимые в инвестиционную программу филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» на период 2012-2017 годов, утвержденные приказом минэкономразвития от 28.09.2016 № 60-ПР.

Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные в 2016 году.

Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК», утвержденные 21.06.2016.

1. Конструктивно-планировочные решения и схема электрических соединений ПС

1.1. Исполнение РУ 110 кВ принять: открытое распределительное устройство наружной установки (ОРУ) с применением блоков КТПБ (М)-110 кВ заводского изготовления и жесткой ошиновки.

1.2. Схему электрических соединений для ОРУ-110 принять: 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

1.3. Исполнение РУ-10 кВ принять: комплектное распределительное устройство наружной установки 10 кВ с коридором обслуживания.

1.4. Схему электрических соединений для КРУ-10 принять: 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин».

1.5. Предусмотреть строительство отдельно стоящего здания - общеподстанционного пункта управления (ОПУ).

1.5.1. Предусмотреть следующий состав помещений ОПУ:

1.5.1.1. Помещение для организации рабочего места оперативного персонала, выполненное с применением звукоизоляционных перегородок (постоянный оперативный персонал).

1.5.1.2. Бытовое помещение для ремонтного персонала.

1.5.1.3. Помещения для размещения панелей управления и панелей РЗА присоединений 110 кВ, системы оперативного постоянного тока, щита собственных нужд, АИИС КУЭ, связи, оборудования телемеханики и средств диспетчерского технологического управления телеуправления.

1.5.2. Размеры здания ОПУ и конфигурацию помещений определить проектом.

1.5.3. Конструктивные решения по зданию ОПУ:

- здание каркасного типа;
- стены наружные – сэндвич-панели с негорючим утеплителем, несущую и теплоизоляционную способность определить проектом. Предусмотреть устройство антисейсмических поясов, диафрагм жесткости;

- окна – из поливинилхлоридного профиля, поворотно-откидные. Оконные проемы, выходящие за территорию участка оборудовать металлическими решётками;

- электроснабжение предусмотреть от проектируемой сети 0,4 кВ собственных нужд ПС;

- внутреннее электрическое освещение - выполнить в соответствии с требованиями СНиП 23.1/2.1.1.1278-03, ПУЭ и современных энергосберегающих технологий;

- система отопления – электроотопление от проектируемой сети 0,4 кВ собственных нужд ПС, выполнить с применением современных энергосберегающих технологий;

- систему поддержания микроклимата – выполнить с учётом технических характеристик устанавливаемого в ОПУ оборудования и санитарных норм.

1.6. Фундаменты для установки КРУ-10 кВ, оборудования ОРУ-110 кВ и отдельно стоящего здания ОПУ применить поверхностные, лежневые заводского исполнения.

1.7. Фундаменты, систему маслоулавливания (маслоприемники, маслоборник, маслоотводы), ошиновку выполнить для трансформаторов выбранного габаритного типоразмера.

1.8. Выполнить расчет и проектирование контура заземления, молниезащиты и защиту от атмосферных и внутренних перенапряжений.

1.9. Для поддержания требуемого уровня напряжения определить необходимость установки БСК (батарей статических конденсаторов), место установки, мощность, тип, параметры регулирования и другие технические характеристики БСК определить проектом.

1.10. Прокладку кабельной продукции выполнить в поверхностных железобетонных лотках и поверхностных коробах.

1.11. Ячейки СН принять, как отдельно стоящие шкафы ТСН КРУ-10 подключаемые к воздушному вводу КРУ-10 (от трансформатора до вводной ячейки КРУ-10 кВ).

1.12. Ограждение периметра территории ПС принять сплошное железобетонное с охранным заграждением типа «Егоза».

1.13. Предусмотреть установку на ПС системы безопасности и защиты от несанкционированного проникновения в комплексе с пожаро-охранной сигнализацией в соответствии с требованиями норм пожарной безопасности,

СНиП, ГОСТ. Обеспечить вывод сигналов системы безопасности на ДП СП СЭС. Выбор технических средств системы безопасности согласовать с Заказчиком.

1.14. Оперативный ток принять постоянный. Предусмотреть установку комплектной системы оперативного постоянного тока в составе:

- зарядно-выпрямительное устройство блочно-модульного исполнения;
- встраиваемая герметизированная необслуживаемая АКБ;
- система распределения;
- устройство контроля (в том числе пофидерного), автоматики и дистанционного мониторинга.

1.15. Собственные нужды ПС, сформировать на панелях в составе щита СН выполненного на современной элементной базе. Установку щита СН предусмотреть в ОПУ.

1.16. Наружное и внутреннее освещение помещений и ОРУ выполнить с применением светодиодных светильников.

1.17. Отопление помещений выполнить с применением энергосберегающих технологий.

1.18. Предусмотреть оперативную электромагнитную блокировку.

2. Основное силовое электрооборудование

2.1. Силовые трансформаторы принять с устройством регулирования напряжения под нагрузкой мощностью 10 МВА каждый.

2.2. Трансформаторы собственных нужд принять герметичного исполнения типа ТМГ. Мощность ТСН определить проектом.

2.3. Выключатели 110 кВ, устанавливаемые на ОРУ-110 кВ принять элегазовые, бакового типа со встроенными трансформаторами тока.

2.4. Выключатели 10 кВ, в составе выкатных элементов ячеек КРУН-10 кВ применить вакуумные.

2.5. Разъединители 110 кВ принять горизонтально – поворотного типа с ручным приводом.

2.6. Трансформаторы напряжения 110 кВ принять отдельно стоящие антирезонансные, элегазовые.

2.7. Трансформаторы напряжения 10 кВ принять антирезонансные типа НАМИ.

2.8. В случае определения проектными решениями в качестве устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю, применить дутогасящее устройство с автоматическим регулированием.

2.9. Для защиты оборудования от грозových перенапряжений предусмотреть установку ОПН. Место установки ограничителей перенапряжения нелинейных определить проектом.

2.10. Тип и марки выбранного оборудования согласовать с заказчиком.

3. Оборудование РЗАИ

3.1. В качестве защиты оборудования подстанции применить устройства РЗА на микропроцессорной базе.

3.2. Устройства РЗА присоединений 110 кВ и вводов 10 кВ установить на панелях в ОПУ.

Устройства РЗА присоединений 10 кВ расположить в релейных отсеках ячеек КРУ-10 кВ.

3.3. На панелях защит в ОПУ предусмотреть микропроцессорные терминалы: защит двухобмоточных трансформаторов, защиты и автоматики вводов трансформаторов 110 кВ, защиты и автоматики вводов 10 кВ, регулирования

напряжения, центральной сигнализации, защит и автоматики ВЛ-110 кВ, защиты и автоматики ТН-110 кВ, защиты и автоматики СВ-110 кВ, оперативной блокировки.

3.4. На лицевой стороне панелей предусмотреть мнемосхему с силовыми трансформаторами, выключателями вводов 10, 110 кВ, СВ-110 кВ, ВЛ-110 кВ, трансформаторами напряжения 110 кВ. Панели оборудовать световой сигнализацией положения выключателей, цифровыми многофункциональными электроизмерительными приборами, указателями положения РПН.

3.5. Предусмотреть проектом установку в высоковольтных отсеках ячеек КРУ-10 кВ быстродействующей дуговой защиты с применением оптоволоконных датчиков.

3.6. Устройство центральной сигнализации ПС выполнить на базе микропроцессорного терминала. Терминал разместить на панелях в ОПУ.

3.7. Релейные отсеки ячеек 10кВ необходимо оборудовать ключами управления, световой индикацией положения выключателей, цифровыми приборами класса 0,5 (амперметры, вольтметры, анализаторы сети). Предусмотреть возможность дистанционного управления выключателями в КРУ-10 кВ с применением пульта дистанционного управления.

3.8. Трансформаторы тока 10 – 110 кВ применить с обмотками класса 0,5 для цепей измерения, 0,5S для цепей учёта и 10P для цепей РЗА с учетом расчета термической и динамической стойкости на ток К.З. Климатическое исполнение - в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки. Схему включения трансформаторов тока определить проектом.

3.9. Трансформаторы тока линейных ячеек 10 кВ предусмотреть с тремя вторичными обмотками классом точности 0,5/0,5S/10P. На вводных ячейках 10 кВ установить по три трансформатора тока с четырьмя вторичными обмотками 0,5/0,5S/10P/10P.

3.10. Измерительные трансформаторы напряжения принять классом точности 0,5 с отдельными обмотками для измерений и учета электроэнергии. Нагрузочная способность вторичной обмотки должна соответствовать нагрузке подключаемых вторичных цепей, климатическое исполнение - в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки.

3.11. Для контроля вторичных цепей трансформаторов напряжения 10, 110 кВ, а также для выполнения функций релейной защиты и автоматики подстанции, предусмотреть в релейных отсеках ТН-10 1с, 2с и на панелях в ОПУ микропроцессорные терминалы. Резервирование вторичных цепей трансформаторов напряжения 10 кВ выполнить в релейном отсеке СВ-10 кВ, трансформаторов напряжения 110 кВ на панелях в ОПУ. АЧР и ЧАПВ присоединений 10 кВ выполнить в составе терминалов Сириус-ТН. На панелях в ОПУ установить вольтметровые переключатели.

3.12. Тип и марки выбираемого оборудования, комплектацию и расположение панелей в ОПУ, согласовать с заказчиком.

3.13. Для подключения микропроцессорных устройств применить экранированный контрольный кабель не распространяющий горение, с низким дымо- и газовыделением, предназначенный для эксплуатации в кабельных сооружениях и помещениях.

3.14. Предусмотреть проектом расчёты и при необходимости предусмотреть мероприятия обеспечению электромагнитной совместимости.

3.15. Предусмотреть проектом устройство синхронизации времени для получения текущих значений времени и даты от систем спутниковой навигации с последующим формированием импульсов точного времени и передачи информации о текущем времени на аппаратуру АСУТП энергообъекта.

3.16. Подключение микропроцессорных терминалов защит осуществить по интерфейсу RS-485 и Ethernet к серверу ТМ, с разделением по секциям и уровням напряжения.

4. Средства учета электроэнергии

4.1. Систему учета электроэнергии организовать:

4.1.1. На вводах и фидерах 10 кВ. Место установки счетчиков электрической энергии на лицевой стороне ячеек соответствующих присоединений в КРУН 10 кВ.

4.1.2. На вводах 0,4 кВ СН № 1, 2. Место установки приборов учёта электрической энергии определить на вводных панелях щита СН в ОПУ. В зависимости от величины максимальной расчетной нагрузки на вводах 0,4 кВ ТСН № 1, 2 предусмотреть возможность установки счетчиков непосредственного включения. В случае принятия проектом счетчиков полукосвенного включения, измерительные трансформаторы тока 0,4 кВ принять классом точности 0,5S; нагрузочная способность вторичной обмотки должна соответствовать нагрузке подключаемых вторичных цепей; климатическое исполнение - в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки.

4.1.3. Включение измерительных обмоток трансформаторов тока систем коммерческого учета определить по схеме «полная звезда».

4.2. Требуемые характеристики счетчиков электроэнергии:

- учет активно-реактивной энергии в двух направлениях;
- класс точности 0,5S - для активной энергии, 1 - для реактивной энергии;
- номинальное напряжение 3*57,7/100 В;
- номинальный (максимальный) ток 5(7,5) А;
- возможность подключения резервного питания;
- фиксирование и хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более;
- диапазон температур от - 40 до +55°C;
- наличие 2-х интерфейсов связи RS 485.

Тип приборов учета определить с учетом возможности интегрирования в действующую АИИС КУЭ подстанций филиала «Амурские ЭС», выполненную на базе программного обеспечения сEnergO (ИИС Энергомера), согласовать с Заказчиком.

4.3. Провести проверку вторичных цепей ТТ и ТН в зависимости от номинальных значений выбираемого оборудования и протяженности трасс.

4.4. Чувствительность системы учета электроэнергии должна соответствовать минимальной расчетной нагрузке присоединения.

4.5. Предусмотреть возможность замены электросчётчика и(или) подключения образцового счетчика без отключения измерительных цепей, с применением испытательных коробок типа ЛИМГ (кроме счетчиков непосредственного включения).

4.6. Приборы учета электроэнергии присоединений 110/10/0,4 кВ подключить к УСПД. Тип УСПД и его спецификацию определить проектом и согласовать с Заказчиком.

4.7. Предусмотреть автоматизированную передачу данных приборов учета электроэнергии в АО «ДРСК» и филиал АО «ДРСК» - «Амурские ЭС» с использованием основных по ВОЛС и резервным GSM каналам передачи данных.

4.8. Оборудование уровня ИВКЭ (УСПД), а также коммуникационное оборудование разместить в отдельном помещении проектируемого ОПУ ПС «КС-6» с установкой в специализированных шкафах для защиты от атмосферных и механических воздействий, несанкционированного доступа. Установку шкафов

выполнить, с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации оборудования.

4.9. Спецификацию элементов оборудования системы учета электроэнергии согласовать с Заказчиком в обязательном порядке.

4.10. Для повышения надёжности хранения и получения коммерческой информации при пропадании питания должны быть предусмотрены соответствующие технические решения по обеспечению питания электросчётчиков от независимого резервного источника питания.

5. Организация связи

5.1. Оборудование СДТУ разместить в отдельном помещении ОПУ. Панели ТМ и связи установить с учетом двухстороннего доступа.

5.2. Организовать основной канал связи и передачи данных ТМ по ВОЛС с помощью аппаратуры М30АЕ или аналогичной, которая будет полностью совместима с существующей на уровне аппаратного, программного обеспечения, мониторинга и управления. Предусмотреть доукомплектацию существующего оборудования на ПС 220 кВ Сиваки и ДП СП «СЭС».

5.3. Резервный канал определить проектом.

5.4. Телемеханизацию ПС 110 кВ КС-7 выполнить на аппаратуре типа КП «Исеть» с МИП SatеsPM130E-PLUS или аналогичной, которая будет полностью совместима с существующей на уровне аппаратного и программного обеспечения, мониторинга и управления, с использованием микропроцессорных измерительных преобразователей.

5.5. Предусмотреть установку сервера на базе промышленного компьютера МОХА DA682А с предустановленным системным ПО и ОИК, полностью совместимого с существующей системой на уровне аппаратного и программного обеспечения, мониторинга и управления. Подключение микропроцессорных терминалов защит осуществить по интерфейсу RS-485 к серверу ТМ (телемеханики), через преобразователи интерфейса с разделением по секциям и уровням напряжения.

5.6. Размещение аппаратуры связи, телемеханики по стороне 110 кВ, ИБП выполнить в шкафах 42U. Оборудование телемеханики по стороне 10 кВ разместить в релейном отсеке выключателей 10 кВ.

5.7. Количество каналов передачи данных и связи в направлении ПС 110 кВ КС-7 - ДП СП «СЭС» определить проектом и согласовать с заказчиком.

5.8. Для резервирования электропитания аппаратуры связи и телемеханики применить ИБП с технологией двойного преобразования (On-line) 19" исполнения с коэффициентом мощности не менее 90%, с внешними аккумуляторными батареями рассчитанными на время автономной работы не менее 6 часов. Тип ИБП согласовать с филиалом «Амурские ЭС».

5.9. Питание МИП осуществить от отдельного ИБП (источника бесперебойного питания) с технологией двойного преобразования (On-line) 19" исполнения с коэффициентом мощности не менее 90%, с внешними аккумуляторными батареями, рассчитанными на время автономной работы не менее 6 часов.

**Зам. директора - главный инженер
филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС»**

Согласовано:



А.А. Воробьев

**Зам. главного инженера по эксплуатации и
ремонту - начальник департамента
АО «ДРСК»**

М.Н. Голота

**Зам. начальника департамента –
начальник ЦССДТУ**

В.А. Усольцев

Начальник службы технической эксплуатации

А.В. Бичевин

Начальник службы РЗАИ

А.Ю. Смирных

Начальник отдела учета электроэнергии

С.А. Тимченко

И.о. начальника СПР

А.В. Большаков

Начальник ЦДИАС

С.В. Крутько

Лист согласования
технических требований на разработку проектной и рабочей документации
«Строительство ПС-35 кВ КС-7»

Начальник ПТС

« »  2017г.

Д.В. Матющенко

Начальник СДТУ

« » _____ 2017г.



П.А. Величков

Главный специалист сектора РЗАИ

« » _____ 2017г.



В.А. Макаревич

Начальник службы СУиККЭ

« » _____ 2017 г.



В.Ю. Руденко

СОГЛАСОВАНО

Директор по развитию технологий
диспетчерского управления Филиала
АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока

О. В. Саранулов

2017 г.



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель Генерального директора по
техническим вопросам - главный инженер
АО «ДРСК»

А. В. Михалев

« 03 » 04 2017 г.

Handwritten signature of A. V. Mikhalev over the stamp.

Первый заместитель Генерального
директора - главный инженер
Филиала ПАО «ФСК ЕЭС»
МЭС Востока

О. В. Гринько

2017 г.



« »

Технические требования

на разработку проектной и рабочей документации «Строительство ВЛ 110 кВ Сиваки - КС-7
№ 1, ВЛ 110 кВ Сиваки - КС-7 № 2»

Цель: Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Сиваки - КС-7 № 1 и ВЛ 110 кВ
Сиваки - КС-7 № 2 для электроснабжения объектов ПАО «Газпром».

Основание:

Договор технологического присоединения с ООО «Газпром трансгаз Томск» от
06.02.2017 № 345/АП/01/01/1276/16.

Изменения по 2016-2017 годам, вносимые в инвестиционную программу филиала АО
«ДРСК» «Амурские электрические сети» на период 2012 – 2017 годов, утвержденные
приказом минэкономразвития АО от 28.09.2016 № 60-Пр.

Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО
«ФСК ЕЭС», утвержденные в 2016 году.

Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям АО
«ДРСК», утвержденные 21.06.2016 года.

1. Конструктивное исполнение каждой ЛЭП:

1.1. Количество цепей: одна для каждой ЛЭП;

1.2. Протяженность проектируемых ЛЭП: 7 км каждая ЛЭП (уточнить проектом);

1.3. Исполнение ЛЭП:

1.3.1. По основной трассе - воздушное;

1.3.2. Заходы на ПС 220 кВ Сиваки - воздушные;

1.3.3. Заходы на ПС 110 кВ КС-7 - воздушные.

1.4. Технические требования для ВЛ:

1.4.1. Конструктивное исполнение опор (типовые унифицированные решетчатые,
многогранные, опоры из гнутого профиля) определить проектом на основании технико-
экономического сравнения. Предусмотреть антикоррозийную защиту металлоконструкций
опор.

1.4.2. Выбор типа фундаментов (грибовидный ж/б, трубный, винтовые сваи) для
закрепления опор в грунте выполнить согласно выбранному типу опор. Предусмотреть
гидроизоляцию конструкций, соприкасающихся с грунтом (фундаментов, ригелей, опор и
др.).

1.4.3. Применить провод марки АС, сечение определить проектом с учетом
перспективного роста нагрузок и послеаварийных режимов.

1.4.4. По всей длине ВЛ для защиты от грозовых перенапряжений предусмотреть
подвеску грозозащитного троса. Сечение грозотроса проверить на термическую стойкость,
по результатам расчетов перспективных токов КЗ.

1.4.5. Применить полимерную изоляцию (марку определить проектом, согласовать с Заказчиком).

1.4.6. Применить линейную, сцепную, поддерживающую, натяжную, соединительную арматуру и протекторы спирального типа. Предусмотреть на ВЛ установку гасителей вибрации, марку и тип определить проектом.

1.4.7. Проектируемые заходы на ПС 110 кВ КС-7 согласовать с проектом строительства ПС 110 кВ КС-7 и проектом «Реконструкция ПС 220 кВ Сиваки с расширением ОРУ 110 кВ (для ТП энергопринимающих устройств АО «ДРСК»))» выполнить с привязкой к техническим решениям по строительству ПС 110 кВ КС-7 с учетом заходов ВОК в помещения связи.

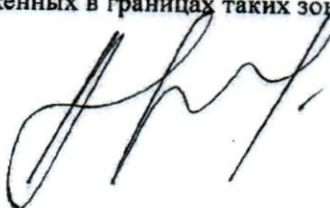
1.5. Организация связи по ЛЭП:

1.5.1. Для организации связи, телемеханики и АИИС КУЭ предусмотреть строительство ВОЛС самонесущим кабелем с креплением ниже несущих траверс, от подстанции ПС 220 кВ Сиваки до ПС 110 кВ КС-7.

1.6. Прочие условия для строящейся ЛЭП:

- обеспечить проезды (съезды) к опорам ВЛ для выполнения ремонтно-эксплуатационных работ;
- расчистка трасс ЛЭП от растительности, с соблюдением требований ПУЭ;
- ширину просеки ЛЭП установить не менее ширины охранной зоны в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 24.02.2009 № 160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон».

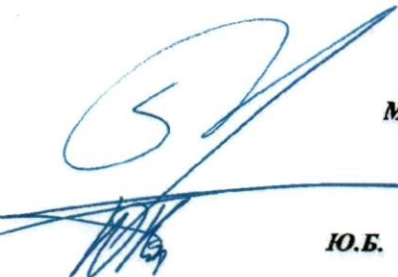
*Зам. директора - главный инженер
филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС»*



А.А. Воробьев

Согласовано

*Заместитель главного инженера
по эксплуатации и ремонту-
начальника департамента*



М.Н. Голота

*Заместитель главного инженера
по оперативно-технологическому
управлению - начальник департамента*



Ю.Б. Кантовский

*Начальник департамента
перспективного развития
и технологического присоединения*



П.Г. Чеховский

