СОГЛАСОВАНО:

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

**\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**О. В. Сарапулов

«**\_\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**2017 г.

Первый заместитель генерального  
директора - главный инженер

Филиала ПАО «ФСК ЕЭС МЭС Востока

Технические требования

на разработку проектной и рабочей документации

«Строительство ПС 35 кВ КС-6»

Цель:

Строительство ПС 35 кВ КС-6.

Основание:

Договор технологического присоединения с ООО «Газпром трансгаз Томск» от 06.02.2017 № 352/01/011274/16.

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.

1. Конструктивно-планировочные решения и схема электрических соединений ПС
   1. Исполнение РУ 35 кВ принять: открытое распределительное устройство наружной установки (ОРУ) с применением блоков КТПБ(М)-35 кВ (блоков высокой заводской готовности) и жесткой ошиновки.
   2. Схему электрических соединений для ОРУ 35 принять: 35-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».
   3. Исполнение РУ 10 кВ принять: комплектное распределительное

устройство наружной установки 10 кВ с коридором обслуживания.

* 1. Схему электрических соединений для КРУ 10 принять: 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин».
  2. Предусмотреть строительство отдельно стоящего здания общеподстанционного пункта управления (ОПУ).
     1. Предусмотреть следующий состав помещений ОПУ:
        1. Помещение для организации рабочего места оперативного персонала, выполненное с применением звукоизоляционных перегородок (постоянный оперативный персонал).
        2. Бытовое помещение для ремонтного персонала.
        3. Помещения для размещения панелей управления и панелей РЗА присоединений 35кВ, системы оперативного постоянного тока, щита собственных нужд, АИИСКУЭ, связи, оборудования телемеханики и средств диспетчерского технологического управления телеуправления.
     2. Размеры здания ОПУ и конфигурацию помещений определить проектом.

***УТВЕРЖДАЮ***

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

**\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ *А.В. Михалев***

***«*\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_*2017 г.***

1.5.3.Конструктивные решения по зданию ОПУ:

* фундамент - определить проектом;
* 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, блоков РУ 35 кВ и отдельно стоящего здания ОПУ применить поверхностные, лежневые заводского исполнения.

1.7. Фундаменты, систему маслоулавливания (маслоприемники, маслосборник, 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, в связи с увеличением максимальной мощности присоединенной к РУ 35 кВ ПС 220 кВ Сковородино, 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.

1. Основное силовое электрооборудование
   1. Силовые трансформаторы принять с устройством регулирования напряжения под нагрузкой мощностью 10 MBA каждый.
   2. Трансформаторы собственных нужд принять герметичного исполнения типа ТМГ. Мощность ТСН определить проектом.
   3. Выключатели 35 кВ, устанавливаемые в составе блоков КТПБ, принять элегазовые, бакового типа со встроенными трансформаторами тока.
   4. Выключатели 10 кВ, в составе выкатных элементов ячеек КРУН 10 кВ применить вакуумные.
   5. Разъединители 35 кВ принять горизонтально - поворотного типа с ручным приводом.
   6. Трансформаторы напряжения 35 кВ принять антирезонансные типа НАМИ с установкой в составе блоков КТПБ.
   7. Трансформаторы напряжения 10 кВ принять антирезонансные типа НАМИ.
   8. В случае определения проектными решениями в качестве устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю, применить дугогасящее устройство с автоматическим регулированием.
   9. Для защиты оборудования от грозовых перенапряжений предусмотреть установку ОПН. Место установки ограничителей перенапряжения нелинейных определить проектом.
   10. Тип и марки выбранного оборудования согласовать с заказчиком.
2. Оборудование РЗА
   1. В качестве защиты оборудования подстанции применить устройства РЗА на микропроцессорной базе.
   2. Устройства РЗА присоединений 35 кВ и вводов 10 кВ установить на панелях в ОПУ.

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

* 1. На панелях защит в ОПУ предусмотреть микропроцессорные терминалы: защит двухобмоточных трансформаторов, защиты и автоматики вводов трансформаторов 35 кВ, защиты и автоматики вводов 10 кВ, регулирования напряжения, центральной сигнализации, защит и автоматики ВЛ 35 кВ, защиты и автоматики ТН-35 кВ, защиты и автоматики СВ-35 кВ, оперативной блокировки.
  2. На лицевой стороне панелей предусмотреть мнемосхему с силовыми трансформаторами, выключателями вводов 10, 35 кВ, СВ-35 кВ, ВЛ-35 кВ, трансформаторами напряжения 35 кВ. Панели оборудовать световой сигнализацией положения выключателей, цифровыми многофункциональными электроизмерительными приборами, указателями положения РПН.
  3. Предусмотреть проектом установку в высоковольтных отсеках ячеек КРУ 10 кВ быстродействующей дуговой защиты с применением оптоволоконных датчиков.
  4. Устройство центральной сигнализации ПС выполнить на базе микропроцессорного терминала. Терминал разместить на панелях в ОПУ.
  5. Релейные отсеки ячеек 10 кВ 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.
  6. Трансформаторы тока 10 - 35 кВ применить с обмотками класса 0,5 для цепей измерения, 0,5S для цепей учёта и 10Р 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.
  7. 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.
  8. 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.
  9. Для контроля вторичных цепей трансформаторов напряжения 10, 35 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 35 кВ на панелях в ОПУ. АЧР и ЧАПВ присоединений 10 кВ выполнить в составе терминалов Сириус-ТН. На панелях в ОПУ установить вольтметровые переключатели.
  10. Тип и марки выбираемого оборудования, комплектацию и расположение панелей в ОПУ, согласовать с заказчиком.
  11. Для подключения микропроцессорных устройств применить экранированный контрольный кабель не распространяющий горение, с низким дымо- и газовыделением, предназначенный для эксплуатации в кабельных сооружениях и помещениях.
  12. Предусмотреть проектом расчёты и при необходимости предусмотреть мероприятия обеспечению электромагнитной совместимости.
  13. 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.
  14. Подключение микропроцессорных терминалов защит осуществить по интерфейсу RS-485 и Ethernet к серверу ТМ, с разделением по секциям и уровням напряжения.

1. Средства учета электроэнергии
   1. Систему учета электроэнергии организовать:
      1. На вводах и фидерах 10 кВ. Место установки счетчиков электрической энергии лицевой стороне ячеек соответствующих присоединений в КРУН 10 кВ.
      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.
      3. Включение измерительных обмоток трансформаторов тока систем коммерческого учета определить по схеме «полная звезда».
   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 профилей мощности на срок не менее 4 месяцев и журнала событий;
* диапазон температур от - 40 до +55°С;
* 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 cEnergo (ИИС Энергомера), согласовать с Заказчиком.

* 1. Провести проверку вторичных цепей ТТ и ТН в зависимости от номинальных значений выбираемого оборудования и протяженности трасс.
  2. Чувствительность системы учета электроэнергии должна соответствовать минимальной расчетной нагрузке присоединения.
  3. Предусмотреть возможность замены электросчётчика и(или) подключения образцового счетчика без отключения измерительных цепей, с применением испытательных коробок типа ЛИМГ (кроме счетчиков непосредственного включения).
  4. Приборы учета электроэнергии присоединений 35/10/0,4 кВ подключить к УСПД. Тип УСПД и его спецификацию определить проектом и согласовать с Заказчиком.
  5. Предусмотреть автоматизированную передачу данных приборов учета электроэнергии в АО «ДРСК» и филиал АО «ДРСК» - «Амурские ЭС» с использованием основных по BOЛC и резервным GSM каналам передачи данных.
  6. 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.
  7. Спецификацию элементов оборудования системы учета электроэнергии согласовать с Заказчиком в обязательном порядке.
  8. 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.

1. Организация связи
   1. Оборудование СДТУ разместить в отдельном помещении ОПУ. Панели ТМ и связи установить с учетом двухстороннего доступа.
   2. Организовать основной канал связи и передачи данных ТМ по BOЛC с помощью аппаратуры МЗОАЕ или аналогичной, которая будет полностью совместима с существующей на уровне аппаратного, программного обеспечения, мониторинга и управления. Предусмотреть доукомплектацию существующего оборудования на ПС 220 кВ Сковородино и ДП СП «СЭС».
   3. Резервный канал определить проектом.
   4. Телемеханизацию ПС 35 кВ КС-6 выполнить на аппаратуре типа КП «Исеть» с МИП SatecPM130E-PLUS или аналогичной, которая будет полностью совместима с существующей на уровне аппаратного и программного обеспечения, мониторинга и управления, с использованием микропроцессорных измерительных преобразователей.
   5. Предусмотреть установку сервера на базе промышленного компьютера МОХА DA682A 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.
   6. Размещение аппаратуры связи, телемеханики по стороне 35кВ, ИБП выполнить в шкафах 42U. Оборудование телемеханики по стороне 10 кВ разместить в релейном отсеке выключателей 10 кВ.
   7. Количество каналов передачи данных и связи в направлении ПС 35 кВ КС-6 - ДП СП «СЭС» определить проектом и согласовать с заказчиком.
   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».
   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» А.А. Воробьев

Согласовано:

Заместитель главного инженера  
по эксплуатации и ремонту-  
начальник департамента

М.Н. Голота

Заместитель главного инженера по оперативно-технологическому управлению-начальник департамента

Начальник департамента перспективного развития и технологического присоединения

Начальник департамента транспорта и учета электроэнергии

Ю.Б. Кантовский

П.Г. Чеховский

С.В**.** Коротков

***Лист согласования***

технических требований на разработку проектной и рабочей документации «Строительство ПС-35 кВ КС-6»

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