


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


_____ **А.В. Михалев**
«15» 11. 2016 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

**на разработку проектной и рабочей документации
на реконструкцию ПС 110 кВ Поярково**

1. Конструктивно-планировочные решения и схема электрических соединений ПС

1.1. Выполнить реконструкцию РУ-110 кВ, РУ-35 кВ, РУ-10 кВ с полной заменой оборудования, силовых и контрольных кабелей, с возможным расширением территории существующей ПС.

1.2. Схему РУ-110 кВ принять № 110-4Н - «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», с привязкой к существующей схеме заходов ВЛ 110 кВ.

1.3. Компоновку РУ-110 кВ выполнить в открытом исполнении. Конструктивное исполнение ошиновки РУ-110 кВ определить проектом. При необходимости предусмотреть место для установки СВ-110 кВ.

1.4. Схему электрических соединений для РУ-35 кВ принять нетиповую - «Одна рабочая, секционированная разъединителями, система шин» (35-9 без секционного выключателя), уточнить проектом.

1.5. Компоновку оборудования РУ-35 кВ выполнить с применением блоков КТПБ 35 кВ высокой заводской готовности. Ошиновку РУ-35 кВ принять – жесткую.

1.6. Схему для РУ-10 кВ принять № 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин».

1.7. Исполнение РУ-10 кВ принять блочно-модульное комплектное распределительное устройство наружной установки, с коридором обслуживания.

1.8. Предусмотреть установку отдельно стоящего модульного здания - общеподстанционного пункта управления.

1.8.1. Здание ОПУ выполнить из «сэндвич» панелей заполненных негорючим теплоизоляционным материалом.

1.8.2. Размеры здания ОПУ и конфигурацию помещений определить с учетом размещения в них панелей РЗА, собственных нужд, системы постоянного тока, оборудования телемеханики, средств диспетчерского технологического управления, рабочего места оперативного персонала ОДГ МРЭС.

1.8.3. В помещении оперативного персонала предусмотреть установку диспетчерского щита с мнемосхемами РЭС и ПС (перенос щита из существующего здания ОДГ). Предусмотреть звукоизоляцию в проектируемом помещении оперативного персонала ОДГ МРЭС.

1.8.4. В здании ОПУ предусмотреть организацию системы поддержания микроклимата.

1.9. Фундаменты для установки оборудования РУ -110 кВ, РУ -35 кВ, РУ -10 кВ, здания ОПУ принять поверхностные заводского изготовления.

1.10. Заходы линий 35-110 кВ - принять воздушные. Конструктивное исполнение заходов линий 10 кВ и ошиновки до РУ 35-10 кВ определить проектом и согласовать с Заказчиком.

1.11. Прокладку силовых и контрольных кабелей по территории подстанции выполнить в поверхностных железобетонных лотках и металлических коробах, с учетом организации сквозного проезда по территории ПС.

1.12. Оперативную блокировку на ПС принять электромагнитную.

1.13. Расчет и проектирование заземляющего устройства, молниезащиты ПС и защиты от грозových и внутренних перенапряжений выполнить с учетом возможности использования существующего заземления.

1.14. Наружное и внутреннее освещение помещений выполнить с применением светодиодных светильников. Отопление помещений выполнить с применением энергосберегающих технологий.

1.15. Проектом предусмотреть реконструкцию периметрального ограждение ПС с применением ж/б плит и обустройством пожарно-охранной сигнализацией. Тип, марку фундаментов под ограждение ПС определить проектным решением.

1.16. Исполнение пожарно-охранной сигнализации и инженерно-технических средств охраны ПС с устройством видеонаблюдения и выводом на ОДГ МРЭС определить проектом, согласовать с Заказчиком.

1.17. Реконструкцию системы маслоулавливания, (маслоприемники, маслосборник, маслоотводы), выполнить применительно к габаритам проектируемых силовых трансформаторов. Тип, марку фундаментов под силовые трансформаторы определить проектным решением.

1.18. Предусмотреть проектом организации строительства схему временного электроснабжения потребителей 10 кВ и собственных нужд ПС с целью минимизации времени ограничения электроснабжения.

2. Основное силовое электрооборудование

2.1. Выключатели 110 кВ принять элегазовые с моторно-пружинными приводами.

2.2. Выключатели 35 кВ, устанавливаемые в составе блоков КТПБ, принять элегазовые, бакового типа со встроенными трансформаторами тока.

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

2.4. Разъединители 110, 35 кВ горизонтально – поворотного типа с ручным приводом.

2.5. Силовые трансформаторы 110 кВ принять трехфазные, трехобмоточные, с регулированием напряжения под нагрузкой, естественным охлаждением масла и принудительной циркуляцией воздуха. Мощность, тип, технические характеристики силовых трансформаторов способ установки определить проектом.

2.6. Трансформаторы собственных нужд принять масляные, герметичного исполнения типа ТМГ. Мощность, способ установки и подключения ТСН определить проектом.

2.7. Тип, марку и количество трансформаторов напряжения 110 кВ определить проектом.

2.8. Трансформаторы напряжения 35 кВ принять антирезонансные типа НАМИ с установкой в составе блоков КТПБ.

2.9. Трансформаторы напряжения 10 кВ принять антирезонансные типа НАМИ.

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

2.11. Типы и марки выбранного оборудования согласовать с Заказчиком.

3. Оборудование РЗАИ

3.1. Шкафы устройств РЗА присоединений 35-110 кВ, сигнализации и оперативной блокировки разместить в проектируемом ОПУ.

3.2. Оперативный ток на подстанции принять постоянный.

3.3. В шкафу защиты и автоматики силовых трансформаторов Т-1, Т-2 предусмотреть микропроцессорные терминалы защиты трёхобмоточных трансформаторов, защиты и автоматики вводов 110 кВ, защиты и автоматики вводов 35 кВ, регулирования напряжения. На лицевой стороне шкафов предусмотреть мнемосхему с ключами управления выключателями вводов 110, 35, 10 кВ и цифровые электроизмерительные приборы (амперметры, ваттварметры, указатели положения РПН).

3.4. В шкафу трансформаторов напряжения 110, 35 кВ предусмотреть микропроцессорные терминалы ТН-35 кВ, ТН-110 кВ выполнить без терминалов. На лицевой стороне шкафа предусмотреть мнемосхему с трансформаторами напряжения 110, 35 кВ и цифровые электроизмерительные приборы (киловольтметры). АЧР и ЧАПВ выполнить в составе терминалов ТН-35 кВ.

3.5. В шкафу защиты и автоматики линий 35 кВ предусмотреть установку трёх микропроцессорных терминалов защиты и автоматики линий 35 кВ. На лицевой стороне шкафа предусмотреть мнемосхему с ключами управления ВЛ-35 кВ и цифровые электроизмерительные приборы (амперметры).

3.6. В шкафу оперативной блокировки предусмотреть микропроцессорный терминал оперативной блокировки.

3.7. Центральную сигнализацию выполнить на микропроцессорном терминале в одном шкафу. На лицевой стороне шкафа предусмотреть мнемосхему заходов Л-110 кВ.

3.8. 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.

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

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

3.11. Тип и марки выбираемого оборудования и материалов согласовать с заказчиком.

3.12. Предусмотреть проектом мероприятия по проверке на электромагнитную совместимость.

4. Средства учета электроэнергии

4.1. На вводах и отходящих линиях 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ предусмотреть установку счетчиков электроэнергии со следующими характеристиками:

- 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°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.

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

4.3. Трансформаторы тока принять с отдельными обмотками для измерений и коммерческого учета, классом точности 0,5S, 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.

4.4. 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.

4.5. Предусмотреть возможность замены электросчетчика и (или) подключения образцового счетчика без отключения измерительных цепей, с применением испытательных коробок типа «ЛИМГ».

4.6. Предусмотреть автоматизированную передачу данных с приборов учета электроэнергии в АО «ДРСК» и филиал АО «ДРСК» - «Амурские ЭС». Тип УСПД и его спецификацию определить проектом и согласовать с заказчиком.

4.7. Спецификацию элементов оборудования системы учета электроэнергии согласовать с заказчиком в обязательном порядке.

4.8. Приборы учета электроэнергии присоединений 10 кВ, 35 кВ и 110 кВ подключить к УСПД.

4.9. Оборудование уровня ИВКЭ (устройство сбора и передачи данных (УСПД)), а также коммуникационное оборудование разместить в специализированных шкафах для защиты от механических воздействий и несанкционированного доступа. Шкафы смонтировать с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации. В зависимости от климатических условий размещения, шкафы оборудовать техническими средствами для поддержания температур, необходимых для нормальной работы оборудования.

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

4.11. 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. Предусмотреть замену существующих ВЧ обработок ВЛ-35-110 кВ.

5.2. Предусмотреть замену всех ВЧ фидеров от ВЧ обработок ВЛ-35-110 кВ до проектируемого ВЧ кросса в помещение ОПУ.

5.3. Предусмотреть замену устаревших аналоговых комплектов ВЧ оборудования на современное цифро-аналоговое ВЧ оборудование с возможностью передачи данных, по направлениям: ПС «Слава» (1 канал), ПС «Чесноково» (2 канала), ПС «Винниково» (1 канал), ПС «Калинино» (1 канал).

5.4. Предусмотреть размещение нового ВЧ оборудования в телекоммуникационных шкафах 19" высотой 42 U, расположенных в отдельном помещении ОПУ.

5.5. Предусмотреть проектом перенос существующих оптических кабелей (одномодовых) из существующего помещения ОДГ МРЭС в проектируемое модульное здание ОПУ.

5.6. Систему телемеханики выполнить в полном объёме (телеуправление, телеизмерение, телесигнализация) по всем присоединениям 35-110 кВ, и вводам 10 кВ СВ-10 кВ. Объём телемеханизации согласовать с филиалом АО «ДРСК» «Амурские электрические сети». Телемеханизацию выполнить на аппаратуре типа КП «Исеть» или аналогичной, с полной совместимостью с существующей на уровне аппаратного и программного обеспечения, мониторинга и управления, с использованием микропроцессорных измерительных преобразователей. Тип оборудования ТМ согласовать с заказчиком. Оборудование телемеханики разместить в шкафах 19" высотой 42 U, со стеклянными дверьми и встроенной консолью управления сервером.

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

5.8. Предусмотреть установку сервера на базе промышленного компьютера с предустановленным системным ПО и ОИК, полной совместимостью со существующей системой на уровне аппаратного и программного обеспечения, мониторинга и управления. Характеристики сервера согласовать с заказчиком. Предусмотреть обновление существующего программного обеспечения ОИК Диспетчер NT.

5.9. Предусмотреть работу устанавливаемых радиоэлектронных средств связи с существующим антенно-фидерным устройством на территории прилегающей к ПС 110 кВ «Поярково».

5.10. 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. Систему мониторинга ИБП осуществить по протоколу SNMP.

5.11. Для организации передачи данных системы АИИСКУЭ предусмотреть в заказе счетчики электрической энергии с интерфейсами RS-485 и Ethernet.

5.12. Оборудование ТМ разместить в отдельном шкафу. В ОПУ предусмотреть отдельное помещение ТМ и связи, оборудованное системой кондиционирования.

И.о. заместителя главного инженера по эксплуатации и ремонту - начальника департамента АО «ДРСК»



А.В. Бичевин


Согласовано:

Начальник ЦСРЗиПА



А.Ю. Смирных

Начальник отдела учета электроэнергии



С.А. Тимченко

Зам. начальника ЦССТДУ



С.В. Лушников

Начальник СПР



Д.А. Гриднев

**Заместитель директора –
главный инженер филиала
АО «ДРСК» «Амурские ЭС»**

А.В. Бакай

5.11. Для организации передачи данных системы АИИСКУЭ предусмотреть в заказе счетчики электрической энергии с интерфейсами RS-485 и Ethernet.

5.12. Оборудование ТМ разместить в отдельном шкафу. В ОПУ предусмотреть отдельное помещение ТМ и связи, оборудованное системой кондиционирования.

*И.о. заместителя главного инженера по
эксплуатации и ремонту - начальника
департамента АО «ДРСК»*

А.В. Бичевин

Согласовано:

Начальник ЦСРЗиПА

А.Ю. Смирных

Начальник отдела учета электроэнергии

С.А. Тимченко

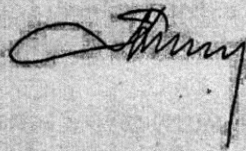
Зам. начальника ЦССТДУ

С.В. Лушников

Начальник СПР

Д.А. Гриднев

*Заместитель директора –
главный инженер филиала
АО «ДРСК» «Амурские ЭС»*



А.В. Бакай