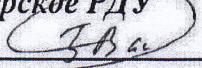
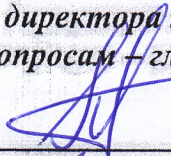


«СОГЛАСОВАНО»

Первый заместитель директора –
главный диспетчер
Филиала ОАО «СО ЕЭС»
Амурское РДУ

«20» апреля 2016 г.



УТВЕРЖДАЮ:

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

А.В. Михалев
«26» 04. 2016 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

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

1. Конструктивно-планировочные решения и схема электрических соединений ПС

- 1.1. Выполнить реконструкцию РУ-110 кВ, с частичной заменой оборудования.
- 1.2. Схему РУ-110 кВ принять существующую нетиповую.
- 1.3. Компонировку РУ-110 кВ принять существующую, с учетом установки заменяемого оборудования 110 кВ (элегазовые выключатели и трансформаторы тока) на существующие опорные металлоконструкции. Исполнение ошиновки определить проектным решением.
- 1.4. Предусмотреть замену фундаментов существующего РУ-10 кВ. В качестве фундаментов применить лежневые, поверхностные, заводского исполнения.
- 1.5. Выполнить замену шинных мостов от силовых трансформаторов до РУ-10 кВ. Конструктивное исполнение определить проектом.
- 1.6. Предусмотреть замену контрольных и силовых кабелей. При обвязке оборудования 35-110 кВ прокладку кабельной продукции на территории, реконструируемой подстанции выполнить с применением железобетонных незаглубленных лотков и металлических коробов.
- 1.7. Ограждение периметра территории ПС принять сплошное железобетонное с охранным заграждением типа «Егоза».
- 1.8. Предусмотреть установку на ПС системы безопасности и защиты от несанкционированного проникновения в комплексе с пожаро-охранной сигнализацией. Обеспечить вывод сигналов системы безопасности на ДП Октябрьского РЭС СП ВЭС. Выбор технических средств системы безопасности согласовать с Заказчиком.
- 1.9. Предусмотреть на ПС оперативную электромагнитную блокировку.

2. Основное силовое электрооборудование

- 2.1. Выключатели 110 кВ принять колонковые элегазовые.
- 2.2. Трансформаторы тока 110 кВ в цепях силовых трансформаторов принять элегазовые, отдельностоящие (выносные), с отдельными обмотками для измерений и коммерческого учета, классом точности 0,5S с учетом расчета термической и динамической стойкости к токам К.З. Климатическое исполнение – принять в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки.

2.3. Типы и марки выбранного оборудования согласовать с Заказчиком.

3. Оборудование РЗА

3.1. Релейную защиту устанавливаемого оборудования выполнить на микропроцессорной базе.

3.2. Предусмотреть проектом привязку устанавливаемого оборудования (элегазовые выключатели, трансформаторы тока) к существующим и вновь устанавливаемым шкафам РЗА в ОПУ № 2.

3.3. Предусмотреть проектом замену кабельной продукции (необходимость замены кабельной продукции определить проектом).

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

3.5. Предусмотреть проектом мероприятия по проверке на электромагнитную совместимость.

3.6. Типы и марки выбранного оборудования согласовать с Заказчиком.

4. Средства учета электроэнергии

4.1. На вводах 110 кВ предусмотреть организацию учёта электроэнергии с установкой 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, журнала событий;
- диапазон температур от - 40 до +55°C;
- наличие интерфейса связи RS 485.

4.2. Обеспечить возможность интегрирования системы учета электроэнергии в действующую АИИС КУЭ подстанций филиала Амурские ЭС, выполненную на базе программного обеспечения сЕнерго (ИИС Энергомера). Тип приборов учета и место установки определить в проекте и согласовать с Заказчиком.

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

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

4.5. Предусмотреть автоматизированную передачу данных приборов учета электроэнергии в АО «ДРСК» и филиал АО «ДРСК» - «Амурские ЭС». Тип устройства сбора и передачи данных (УСПД) и его спецификацию определить в проекте и согласовать с Заказчиком.

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

4.7. Счетчики электроэнергии по 110 кВ, оборудование уровня ИВКЭ (УСПД), а

также коммуникационное оборудование разместить в специализированных шкафах для защиты от механических воздействий, несанкционированного доступа. Место установки шкафов определить в существующем ОПУ № 2 ПС 110 кВ Озерная, с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации оборудования.

4.8. Для организации учета на отходящих линиях 35 кВ, на вводах и отходящих линиях 10 кВ предусмотреть замену существующих однонаправленных счетчиков на счетчики с возможностью учета активно-реактивной энергии в двух направлениях, с установкой коммуникационного оборудования и размещением на существующих местах в КРУН-10 серии К-49 ХЛ1.

4.9. Для обеспечения функционирования оборудования АИИС КУЭ предусмотреть источник бесперебойного питания.

5. Организация связи

5.1. Для организации каналов связи и телемеханики между ПС 110 кВ Озерная, и филиалом АО «ДРСК» Амурские ЭС, СП «ВЭС», Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Амурское РДУ (далее – Амурское РДУ), предусмотреть проектом прокладку оптического кабеля от базовой станции оператора связи GSM ПАО «МТС» с заходом в существующее ОПУ № 2. Организовать канал связи и передачи данных на аппаратуре М30АЕ или аналогичной, которая будет полностью совместима с существующей на уровне аппаратного, программного обеспечения, мониторинга и управления. Количество необходимых каналов определить проектом. Тип оборудования согласовать с заказчиком

5.2. 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.

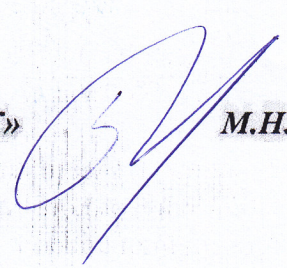
5.3. Оборудование связи и телемеханики за исключением измерительных преобразователей, разместить в телекоммуникационных шкафах 42U в существующем помещении ОПУ, с системой поддержания микроклимата.

5.4. Систему телемеханики ПС 110 кВ Озерная принять типа «Исеть» или аналогичной. Система телемеханики должна быть полностью совместима с существующей на уровне аппаратного программного обеспечения, мониторинга и управления. Тип оборудования объем телемеханизации согласовать с филиалом АО «ДРСК» «Амурские электрические сети». Предусмотреть вывод каналов управления и телеизмерений на ДП СП ВЭС, каналов телеизмерений на ДП «Амурские ЭС», ДП Амурского РДУ.

5.5. Предусмотреть проектом замену элементов ВЧ обработки (заградителей, конденсаторов связи, фильтров присоединения, заземляющих ножей) на присоединениях Л- 35, Л-110. Тип, марку, количество определить проектным решением.

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

М.Н. Голота



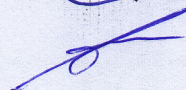
Согласовано:

/Начальник службы технической эксплуатации



А.В. Бичевин

Начальник службы РЗАИ



А.Ю. Смирных

Начальник отдела учета электроэнергии



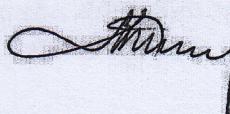
С.А. Тимченко

Зам. начальника ЦССТДУ



С.В. Лушников

Зам. директора – главный инженер филиала
АО «ДРСК» «АЭС»



А.В. Бакай