


**УТВЕРЖДАЮ**  
**И.о. заместителя Генерального директора**  
**по техническим вопросам –**  
**главного инженера АО «ДРСК»**  
  
**Ю.Б. Кантовский**  
« 11 » 05 2017 года

**ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ**  
**на разработку проектной и рабочей документации на реконструкцию**  
**ПС 35 кВ Промышленная**

**1. Конструктивно-планировочные решения и схема электрических соединений ПС**

1.1. Выполнить реконструкцию РУ-35 кВ с формированием дополнительной линейной ячейки, ОПУ с полной заменой оборудования. Необходимость замены силовых трансформаторов определить проектом в соответствии с п. 1.7 технических требований.

1.2. Схему электрических соединений для ОРУ-35 кВ принять: №35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» без ячеек ТН 35 кВ.

1.3. Компонировку оборудования РУ - 35 кВ выполнить с применением блоков КТПБ 35 кВ высокой заводской готовности с привязкой к существующей схеме заходов ВЛ-35 кВ и проектируемой дополнительной линии 35 кВ Промышленная - Коммунальная.

1.4. Способ исполнения ошиновки РУ - 35 кВ определить проектом на основании технико-экономического сравнения вариантов:

- гибкая ошиновка, выполненная с применением существующих ячейковых порталов;

- жёсткая ошиновка заводского изготовления, поставляемая в комплекте с блоками КТПБ 35 кВ.

Возможность использования существующих порталов 35 кВ определить по результатам их обследования на предмет соответствия технического состояния требованиям НТД.

1.5. Фундаменты для установки блоков РУ-35 кВ применить поверхностные, лежневые заводского исполнения.

1.6. Предусмотреть замену контрольных и силовых кабелей. Прокладку силовых и контрольных кабелей по территории реконструируемой подстанции выполнить в поверхностных железобетонных лотках.

1.7. Необходимость замены силовых трансформаторов определить по фактической нагрузке трансформаторов с учетом перспективного роста нагрузок (включая мощность предусмотренную обязательствами на технологическое присоединение, в т. ч. не учтенную в контрольном дне замеров).

1.8. Реконструкцию системы маслоулавливания, (маслоприемники, маслосборник, маслоотводы), выполнить применительно к габаритам выбранных силовых трансформаторов. Тип, марку фундаментов под силовые трансформаторы определить проектом.

1.9. Предусмотреть замену щита собственных нужд в помещении ОПУ. Проектируемый щит выполнить с наличием АВР.



1.10. Предусмотреть замену существующих ячеек СН внутренней установки, на отдельностоящие ячейки наружной установки. Подключение трансформаторов СН предусмотреть от выделенных линейных ячеек 10 кВ.

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

- зарядно-выпрямительное устройство блочно-модульного исполнения;
- встраиваемая герметизированная необслуживаемая АКБ с заявленным сроком эксплуатации не менее 12 лет;
- система распределения;
- блок аварийного освещения (БАО);
- устройство осуществления пофидерного контроля изоляции.

Установку комплектной системы оперативного постоянного тока предусмотреть в помещении ОПУ.

1.12. Оперативную блокировку на ПС принять электромагнитную (ОРУ 35 кВ), рассмотреть возможность установки электромагнитной блокировки на оборудовании 10 кВ (ввода 10 кВ, СВ-10 кВ, ТН-10 кВ).

1.13. Расчет и проектирование заземляющего устройства, молниезащиты ПС и защиты от грозových и внутренних перенапряжений выполнить с учетом возможности использования существующих элементов, определяемой на основании предпроектного обследования ПС.

1.14. На основании предпроектного обследования единого здания ОПУ, ЗРУ 10 кВ, предусмотреть реконструкцию существующего здания. Строительные решения выполнить отдельным томом проекта. Конструкцию кровли, полов, наружных и внутренних дверей (ворот), фундаментов, кабельных каналов предварительно согласовать с заказчиком.

1.15. Отопление помещений реконструируемого здания выполнить с применением энергосберегающих технологий. Предусмотреть автоматическое поддержание микроклимата в помещении ОПУ, комнате связи.

1.16. Внутреннее и наружное освещение выполнить с применением энергосберегающих технологий.

1.17. Исполнение пожарно-охранной сигнализации и инженерно-технических средств охраны ПС с устройством видеонаблюдения и выводом на ДП Белогорского РЭС СП «ЦЭС» определить проектом, согласовать с Заказчиком.

## **2. Основное силовое электрооборудование**

2.1. Силовые трансформаторы принять двухобмоточные с естественной циркуляцией масла, принудительной циркуляцией воздуха и регулированием напряжения под нагрузкой. Мощность определить проектом в соответствии с п. 1.7.

2.2. Трансформаторы СН принять масляные, герметичного исполнения. Мощность определить проектом.

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

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

2.5. Для защиты оборудования от грозových перенапряжений предусмотреть установку ОПН, место установки определить проектом.

2.6. Тип и марки выбранного оборудования согласовать с заказчиком.



### 3. Оборудования РЗиА.

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

3.2. Микропроцессорные устройства РЗА присоединений 35 кВ установить в шкафах двухстороннего обслуживания в ОПУ.

3.3. В шкафах релейной защиты и автоматики установленных в ОПУ предусмотреть: основные защиты двухобмоточных трансформаторов, резервные защиты и автоматику вводов трансформаторов 35 кВ, автоматику регулирования напряжения трансформаторов, центральную сигнализацию, защиты и автоматику ВЛ-35 кВ, защиту и автоматику ТН-10 кВ, защиту и автоматику СВ-35 кВ, центральное устройство оперативной блокировки.

3.4. На лицевой стороне шкафов предусмотреть мнемосхему с силовыми трансформаторами, выключателями вводов 10, 35 кВ, СВ-35 кВ, СВ-10 кВ, ВЛ-35 кВ, трансформаторами напряжения 10 кВ. Шкафы оборудовать световой сигнализацией положения выключателей, цифровыми многофункциональными электроизмерительными приборами, указателями положения РПН, ключами управления.

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

3.6. В КРУ-10 кВ релейные отсеки вводов 10 кВ, СВ-10 кВ необходимо оборудовать микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики.

3.7. Трансформаторы тока 10 - 35 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 и расчет вторичной нагрузки определить проектом.

3.8. На вводных ячейках 10 кВ типа КРУ-2-10 Э рассмотреть возможность установки трёх трансформатора тока с четырьмя вторичными обмотками 0,5/0,5S/10P/10P или предложить другую схему компоновки трансформаторов тока. Схему включения трансформаторов тока и расчет вторичной нагрузки определить проектом.

3.9. 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.

3.10. Резервирование вторичных цепей трансформаторов напряжения 10 кВ выполнить в шкафу установленном в ОПУ. АЧР и ЧАПВ присоединений 10 кВ выполнить в составе микропроцессорных терминалов трансформаторов напряжения 10 кВ.

3.11. Тип и марки выбираемого оборудования, комплектацию и расположение шкафов в ОПУ, согласовать с заказчиком.

3.12. Для подключения микропроцессорных устройств применить экранированный контрольный кабель не распространяющий горение, с низким дымо- и газовыделением, предназначенный для эксплуатации в кабельных сооружениях и помещениях. Выбор сечения контрольного кабеля определить проектом. Выполнить проверку кабеля на не возгорание.



3.13. Произвести расчет селективности и выбор автоматических выключателей постоянного тока.

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

#### **4. Организация СДТУ.**

4.1. Оборудование СДТУ разместить в комнате связи ПС.

4.2. Шкаф СДТУ установить с учетом двухстороннего обслуживания. Предусмотреть систему микроклимата.

4.3. Организовать основной канал связи и передачи данных ТМ по ВОЛС с помощью аппаратуры М30АЕ или аналогичной, которая будет полностью адаптирована с существующей на уровне аппаратного и программного обеспечения, мониторинга, управления. Существующий резервный GSM канал передачи данных ТМ оставить.

4.4. Размещение аппаратуры М30АЕ, ИБП выполнить в шкафах 42U. Количество каналов передачи данных и связи аппаратуры М30АЕ в указанных направлениях определить проектом и согласовать с заказчиком.

4.5. Выполнить расчет контрольных кабелей от существующих устройств телемеханики до вновь вводимого оборудования (цепи ТИТ, ТС, ТУ). При необходимости произвести замену.

4.6. Дооснастить панель телемеханики multifunctional измерительным прибором типа КЭЯ «Знак+», произвести расчет контрольных кабелей (цепи ТИТ, ТС, ТУ).

4.7. Для резервирования электропитания аппаратуры СДТУ применить ИБП с технологией двойного преобразования (On-line) 19" исполнения типа Inelt Monolith II 3000RMLT с внешними аккумуляторными батареями, рассчитанными на время автономной работы не менее 6 часов.

#### **5. Средства учета электроэнергии.**

5.1. Организовать систему учета электроэнергии на трансформаторах собственных нужд по стороне 0,4 кВ. Установку счетчиков электрической энергии предусмотреть на панели 0,4 кВ ТСН.

5.2. Требуемые характеристики счетчиков электроэнергии:

- учет активно-реактивной энергии,
- класс точности 0,5S - для активной энергии, 1 - для реактивной энергии,
- номинальное напряжение 3\*220/380 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 интерфейса связи RS 485.

Марку 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.

5.3. Предусмотреть трансформаторы тока классом точности 0,5S. Номинал трансформаторов тока определить в проекте и согласовать с заказчиком.

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

5.5. Приборы учета ТСН подключить к УСПД. Тип УСПД, его спецификацию и место расположения, определить проектом и согласовать с заказчиком.

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

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

**А.А. Воробьев**

**Согласовано:**

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

**М.Н. Голота**

**Начальник службы технической эксплуатации**

**А.В. Бичевин**

**Начальник службы РЗАИ**

**А.Ю. Смирных**

**Начальник ОУЭ**

**С.А. Тимченко**

**Начальник СПР**

**Д.А. Гриднев**

**Начальник ЦДИАС**

**С.В. Крутько**

**Зам. начальника ЦССТДУ**

**А.В. Бородавкин**



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

5.5. Приборы учета ТСН подключить к УСПД. Тип УСПД, его спецификацию и место расположения, определить проектом и согласовать с заказчиком.

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

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



*А.А. Воробьев*

*Согласовано:*

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

*М.Н. Голота*

*Начальник службы технической эксплуатации*

*А.В. Бичевин*

*Начальник службы РЗАИ*

*А.Ю. Смирных*

*Начальник ОУЭ*

*С.А. Тимченко*

*Начальник СПР*

*Д.А. Гриднев*

*Начальник ЦДИАС*

*С.В. Крутько*

*Зам. начальника ЦССТДУ*

*А.В. Бородавкин*