

СОГЛАСОВАНО:

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


О.В. Саранулов
27 марта 2017 г.

Первый заместитель

генерального директора

главный инженер Филиала ПАО

«ФСК ЕЭС» МЭС Востока


О.В. Финько
2017 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Н.О. Заместитель Генерального
директора по техническим
вопросам - главный инженер


АО «ДРСК»

А.В. Михалёв
12.04 10.06 2017 г.

**Технические требования
на разработку проектной и рабочей документации
«Строительство ПС 220 кВ КС-5 с трансформаторной мощностью
20 МВА»**

1. Основные решения по оборудованию ПС.

1.1. Два силовых трансформатора 220/10 кВ мощностью 10 МВА каждый, оснащенных вводами 220 кВ с твердой изоляцией, с встроенными трансформаторами тока и РПН.

1.2. Выносные элегазовые трансформаторы тока 220 кВ с установкой в цепи силовых трансформаторов на территории ПС 220 кВ КС-5.

1.3. Выключатели 10 кВ - вакуумные.

1.4. Применить для защиты оборудования от перенапряжений ОПН с полимерной изоляцией, взрывобезопасные.

1.5. КРУ 10 кВ - модульного типа, с устройством в нем двух сухих трансформаторов собственных нужд, с литой изоляцией, напряжением 10/0,4 кВ.

1.6. Требования к РУ 10 кВ.

Ячейка должна иметь:

- межшкафные перегородки отсека сборных шин и разделение шкафа перегородками на отсеки для локализации повреждений в пределах одного отсека;

- направление выброса аварийного клапана сброса давления вверх;

- расположение шин - верхнее;

- отдельный доступ отсеков кабельного и выкатного элемента;

- расположение коммутационного аппарата в средней части шкафа;

- оптоволоконную дуговую защиту типа ОВОД;

- индикаторы наличия напряжения в линейных ячейках;

- материал - сталь с алюмоцинковым покрытием. Фасад окрашен порошковой краской;

- быстродействующий заземлитель с пружинным приводом;

- ОПН 10 кВ. Класс пропускной способности не менее II, 1пр не менее 650 А.

1.7. Трансформаторы напряжения 10 кВ принять антирезонансные.

1.8. Типы и марки выбранного оборудования согласовать с Заказчиком.

1.9. В модульном здании КРУ отдельным отсеком предусмотреть ОПУ с установкой щитов и панелей цепей управления, защит, освещения, обогрева, собственных нужд (ЩСН), сигнализации, регистраторов событий, АКБ, ЗВУ, аппаратуры ДТУ, телемеханики и АИИСКУЭ. План расположения шкафов вторичных цепей и собственных нужд определить проектом и согласовать в процессе проектирования с заказчиком.

1.10. Целесообразность применения управляемых, современных средств компенсации реактивной мощности определить проектом.

1.11. Применить силовые и контрольные кабели с индексом НГ (не поддерживающие горения).

1.12. Фундаменты для установки оборудования применить лежневые, поверхностные заводского изготовления. Металлические конструкции должны быть защищены от коррозии методом горячего или термодиффузионного цинкования.

1.13. Прокладку кабельной продукции (контрольных и силовых кабелей) на территории подстанции выполнить в поверхностных ж/б лотках и поверхностных коробах.

1.14. Наружное и внутреннее освещение ОРУ 220 кВ, РУ 10 кВ, выполнить с применением светодиодных светильников, обогрев помещений - с применением энергосберегающих технологий. В ОПУ и РУ 10 кВ предусмотреть установку климат контроля с системой поддержания температурного режима.

1.15. Проектом предусмотреть проектируемое оборудование и обогрев с учетом климата крайнего севера (Токрхр, от -60°C до $+45^{\circ}\text{C}$).

1.16. Наружное ограждение выполнить согласно постановления Правительства Российской Федерации от 19 сентября 2015 г. №993 «Об утверждении требования к обеспечению безопасности линейных объектов топливно-энергетического комплекса». Предусмотреть в проекте АО «ДРСК» ограждение между ГПП 220 кВ Нагорный и ПС 220 кВ КС-5. Охранно-пожарную сигнализацию выполнить согласно действующим НТД.

1.17. Обеспечить наличие не менее 4-х металlosвязей контуров заземления между ГПП 220 кВ Нагорный и ПС 220 кВ КС-5.

2. Главная схема электрических соединений

2.1. РУ 10 кВ выполнить по типовой схеме № 10-1 «одна секционированная выключателем система шин». Предусмотреть установку 8-ми линейных ячеек для подключения объектов ПАО «Газпром», 4 линейных ячеек для подключения ТСН 1(2) ГПП 220 кВ Нагорный и ПС 220 кВ КС-5. Предусмотреть возможность установки не менее двух резервных ячеек 10 кВ на каждой секции шин. Общее количество ячеек уточнить при проектировании.

3. Схема собственных нужд, кабельная сеть, оперативный ток

3.1. Установить щит собственных нужд (ЩСН) с секционированием и устройством АВР шин 0,4 кВ собственных нужд. Внутреннее разделение панелей с помощью перегородок или ограждений (металлическими или неметаллическими) на отдельные отсеки или подсекции должно соответствовать виду 3б (п. 7.7 ГОСТ Р 51321.1-2007).

3.2. Оперативный ток - постоянный от аккумуляторной батареи (классическая), емкость аккумуляторной батареи определить проектом, с учетом времени необходимого для ликвидации аварии, срок службы аккумуляторной батареи не менее 12 лет.

3.3. Установка щита постоянного тока (ЩПТ) и двух зарядно-выпрямительных устройств, подобранных совместно с аккумуляторной батареей, для обеспечения

надежной работы во всех режимах предусмотреть в ЩПТ не менее двух секций шин питания устройств РЗА и ПА. ЩПТ предусмотреть с устройством автоматического пофидерного контроля изоляции.

3.4. Система оперативного постоянного тока (ОПТ) должна иметь двух- или трехуровневую защиту, обеспечивающую селективность и сохранение в работе микропроцессорных устройств при КЗ в сети оперативного постоянного тока, предусмотреть устройства автоматического поиска земли в сети ОПТ.

3.5. Все первичное оборудование, заземляющее устройство ПС, устройства РЗА и ПА, средства и системы связи, телемеханики, цифровой регистрации аварийных событий и т.п. должны отвечать требованиям электромагнитной совместимости.

4. Вторичная система ПС основные решения по разделу РЗАИ.

4.1. Предусмотреть АВР по стороне 10 кВ.

4.2. Устройства РЗА и ПА выполнить на микропроцессорной базе. На стадии разработки проекта тип и марку согласовать с заказчиком. Все микропроцессорные устройства РЗА должны комплектоваться полным набором документации и программного обеспечения, необходимым для эксплуатации и проверки данных устройств.

4.3. Для защиты и управления трансформаторами предусмотреть:

- Автоматику РПН трансформаторами;
- Терминал защиты и автоматики трансформатора;
- Действие защит трансформаторов по ВН предусмотреть на выключатели 220 кВ (ПП 220 кВ Нагорный);
- Работу вторичных токовых цепей дифференциальной защиты силовых трансформаторов 220/10 кВ предусмотреть от выносных ТТ 220 кВ.

4.4. Предусмотреть панели защит и автоматики АЧР, РАС, ОМП, ЦС, АУОТ, ТН-220 кВ.

4.5. Установить шкаф автоматики обогрева.

4.6. Предусмотреть устройство селективной сигнализации о фактах замыкания на землю в сети 10 кВ.

4.7. Выполнить мероприятия по защите устройств РЗА, ПА и связи, от электромагнитных воздействий электрооборудования.

4.8. В проекте выполнить расчет уставок, запроектированных устройств РЗА в полном объеме (выбор уставок, разработка принципиальных, функционально-логических схем, схем программируемой логики, данных по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА).

4.9. Предусмотреть расчет уставок и необходимый состав устройств релейной защиты в прилегающей сети.

4.10. Предусмотреть установку цифровых приборов для измерения мощности 220 кВ, измерение напряжения 220, 10 кВ, измерение тока 220, 10 кВ. преобразователи тока, напряжения мощности.

4.11. Типы средств измерения и их характеристики должны соответствовать следующим требованиям:

- входить в перечень средств измерений, внесенных в Гос. реестр и допущенных к применению в РФ;
- соответствовать требованиям Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии Российской Федерации;
- иметь действующие свидетельства о поверке и установленные пломбы лица,

имеющего аккредитацию на право поверки средств измерений.

4.12. Вторичные цепи (напряжения, тока, сигнализации и т.д.) необходимые для корректной работы защит и автоматики необходимо предусмотреть с подключением к оборудованию ПП 220 кВ (ФСК).

5. Учет электроэнергии

5.1. Организовать учет активной и реактивной электроэнергии в следующих точках измерения:

5.1.1. На вводах трансформаторов на стороне 10 кВ, отходящих линиях 10 кВ и на трансформаторах собственных нужд. Использовать трансформаторы тока с отдельными обмотками для измерений и учета электроэнергии классом точности не ниже 0,5 S. Класс точности трансформаторов напряжения принять не ниже 0,5.

5.1.2. На вводах 0,4 кВ ТСН использовать трансформаторы тока с классом точности 0,5 S.

5.1.3. Приборы учета электрической энергии должны быть из числа внесенных в Государственный реестр средств измерений, допущенных к применению в РФ, иметь действующие свидетельства о поверке и соответствовать следующим требованиям:

- активно-реактивные, класса точности не ниже 0,5 S для активной энергии, класса точности 1,0 для реактивной энергии, с наличием двух цифровых интерфейсов типа RS-485;

- обеспечивать измерение получасовых объемов потребления электрической энергии;

- обеспечивать хранение данных о получасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более;

- измерительный комплекс, должен соответствовать техническим характеристикам, позволяющим его эксплуатацию в температурном диапазоне от -40 до +55°C.

5.2. Подключение приборов учета к измерительным трансформаторам выполнить на отдельные обмотки через испытательную коробку типа «ЛИМГ».

5.3. Предусмотреть проектом место установки счетчиков в соответствии с требованиями нормативно-технической документации при проектировании ПС.

5.4. Для повышения надежности хранения и получения коммерческой информации, при пропадании питания, должны быть предусмотрены соответствующие технические решения - обеспечение питания электросчетчиков от независимого резервного питания.

5.5. УСПД должно обеспечивать:

5.5.1. сбор данных от приборов учета по цифровому интерфейсу;

5.5.2. хранение полученных данных, в том числе:

- суточных данных о получасовых приращениях электроэнергии или среднеинтервальных значений мощности по каждому каналу учета не менее 3-х месяцев;

- количество электроэнергии за месяц (расчетный период) по каждому каналу учета и по группам не менее 3-х месяцев.

5.5.3. прием/передачу данных учета;

5.5.4. запись в журнал событий УСПД произошедших событий (перебои питания, ошибки связи со счетчиками и ИВК, прием и передача команд на проведение синхронизации времени и т.д.) с указанием времени, даты и типа события;

5.5.5. хранение журналов событий;

5.5.6. корректировку времени цифровых приборов учета;

5.5.7. самодиагностику;

5.5.8. хранение, отображение и изменение конфигурационных параметров самого УСПД и приборов учета (число, тип, адреса счетчиков и т.п.);

5.6. УСПД должно иметь встроенные, независимые от внешнего питания часы с погрешностью хода не хуже ± 5 секунд в сутки с запасом автономной работы не менее одного месяца.

5.7. Мощность, потребляемая УСПД, не должна превышать 100 Вт. Должна быть обеспечена возможность подключения резервного источника питания. Охлаждение УСПД должно осуществляться за счет естественной конвекции. УСПД должны обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, определенных условиями эксплуатации.

5.8. Нарботка УСПД на отказ должна быть не менее 35 000 часов. Время восстановления работоспособности на месте установки (заменой модулей) не более 24 часов. Срок службы - не менее 15 лет. На стадии разработки проекта тип и марку оборудования согласовать с заказчиком.

5.9. 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.

5.10. Шкафы смонтировать с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации.

5.11. Определить проектом способ передачи данных в ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока и в ЦСОД АО «ДРСК».

6. Средства телемеханики и связи.

6.1. Предусмотреть создание совместимой с существующей по протоколам передачи данных системы телемеханики (ССПИ).

6.2. Предусмотреть передачу информации в Филиал АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ (г. Благовещенск) и Нерюнгринский РЭС филиала АО «ДРСК» «Южно- Якутские ЭС» (г. Нерюнгри) по двум независимым каналам связи.

6.3. Технические решения по созданию системы телемеханики (ССПИ), точки измерения, скорости и объем передаваемой информации согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ и филиалом АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС».

6.4. Разработать решения по интеграции проектируемого оборудования телемеханики в существующую АСДУ филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС», в том числе Нерюнгринского РЭС филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (г. Нерюнгри).

6.5. Протокол передачи телеинформации принять в соответствии с рекомендациям Международной электротехнической комиссии ЕЕС 60870-5-104. Реализация протокола ЕЕС 60870-5-104 должна быть согласована с Филиалом АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ и АО «ДРСК» - «Южно-Якутские ЭС».

6.6. В тракте телеизмерений предусмотреть использование многофункциональных измерительных преобразователей с классом точности не хуже 0,5, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5.

6.7. Обеспечить не превышение 2 секунд суммарного времени на измерение и передачу телеинформации (телеизмерений, телесигнализации). При этом период считывания информации телеизмерений и телесигнализации (разрешающая способность) не должен превышать 1 сек.

6.8. Необходимый объем телемеханики определить исходя из количества присоединений по всем РУ, требований АО «СО ЕЭС» и ЮЯЭС с учетом резерва

развития.

6.9. Предусмотреть совместимое с существующим (по системе управления) оборудование связи с организацией каналов диспетчерско-технологической связи и телемеханики в направлении Амурского РДУ и Нерюнгринского РЭС филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (г. Нерюнгри).

6.10. Предусмотреть обмен информацией с проектируемой для первичного оборудования уровня напряжения 220 кВ системой телемеханики (ССПИ, АСУ ТП). Состав обмениваемой информацией согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ, Филиалом АО «ДРСК» - «Южно-Якутские ЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС».

6.11. Предусмотреть организацию диспетчерско-технологической сети связи на базе цифровых систем передачи по двум независимым каналам связи, проходящим по трассам, исключающим их одновременный отказ или вывод из работы по общей причине.

6.12. Физическая среда передачи для организации каналов связи должна быть согласована с Филиалом АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ и АО «ДРСК».

6.13. Предусмотреть электропитание оборудования телемеханики и связи от разных секций собственных нужд 0,4 кВ, для чего предусмотреть подключение к 2 секциям через устройство АВР.

6.14. Предусмотреть устройства гарантированного питания (ИБП), обеспечивающие раздельное резервирование электропитания оборудования связи и телемеханики продолжительностью не менее 6 часов в автономном режиме.

6.15. Размещение оборудования предусмотреть в шкафах 19" конструктива, в отдельном помещении, оснащённом системой кондиционирования.

6.16. Для передачи сигналов ТМ с ПП 220 Нагорный кВ и ПС 220 кВ КС-5, а также ДК с ПС 220 кВ КС-5 на ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ и ДЦ филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» использовать, в том числе, существующие каналы связи ПАО «ФСК ЕЭС». Предусмотреть организацию каналов ТМ и ДК по двум независимым каналам связи.

6.17. Вопрос стыковки каналов для передачи/приёма сигналов ТМ, РЗА, ПА и связи должен быть проработан в проектах АО «ДРСК» и ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока, при проектировании исключить использование схем и протоколов связи, подразумевающих объединение сети передачи данных разных собственников.

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

М.Л. Голота

Согласовано:

*Заместитель начальника департамента -
начальник ЦССДТУ*

В.А. Усольцев

Начальник центральной службы РЗиПА

А.Ю. Смирных

Начальник отдела учета электроэнергии

С.А. Тимченко

Н.А. Начальник службы технической эксплуатации

А.В. Бичевин

Начальник СПР

Д.А. Гриднев

Начальник ЦДИАС

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



С.В. Крутько



Е.В. Гаюнов