

СОГЛАСОВАНО:

Первый заместитель директора –
Главный диспетчер Филиала ОАО
«СО-ГЭС» Хабаровское РДУ

И.О. Баканов

2014 г.



УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального директора
по техническим вопросам
Главный инженер

А.В. Михалев

«05» 09. 2014 г.

Технические требования

на разработку проекта «Реконструкция (установка третьего силового трансформатора мощностью 25,0 МВА) ПС 110/35/6 кВ «ГВФ» в г. Хабаровске»

1. Основные технические решения по установке оборудования:

1.1. Установить силовой трансформатор 3Т, тип ТДН-25000/110/6, с наибольшим возможным диапазоном регулирования. Предусмотреть возможность параллельной работы с трансформатором 1Т и 2Т.

1.2. Фундаменты, маслоблочные и маслоприемные устройства для Т-3 запроектировать согласно требований НТД.

1.3. Разработать схему подключения 3Т с учетом обеспечения питания потребителей первой категории надежности (два трансформатора всегда должны оставаться в работе для выдачи мощности 40 МВА).

1.4. Применить элегазовые баковые выключатели.

1.5. Выполнить замену ОД-110 1Т, 2Т на элегазовые баковые выключатели.

1.6. Разъединители предусмотреть с двигательными приводами главных ножей и ручными приводами заземлителей.

1.7. Проектом предусмотреть установку КРУН-6кВ для третьей и четвертой секции 6 кВ.

1.7.1. Предусмотреть возможность резервирования питания секций от существующих 1 и 2 секций 6 кВ.

1.7.2. Ячейки 6 кВ принять с вакуумными выключателями. Тип ячеек, их комплектацию, а также типы (марки) применяемого в ячейках КРУН 6 кВ оборудования выбрать на основе сравнения технико-экономических показателей и согласовать с Заказчиком.

1.7.3. Количество линейных ячеек 6 кВ определить проектом. Предусмотреть возможность расширения КРУН-6 кВ на 3 линейные ячейки на каждую секцию.

1.7.4. В проектируемом здании КРУН-6 кВ предусмотреть установку шкафов цепей управления, освещения, обогрева. РУ-6 кВ.

1.8. В существующем ЗРУ-6 кВ предусмотреть реконструкцию двух ячеек 6 кВ с 1 и 2 секции 6 кВ под секционные выключатели для 3 и 4 секции 6 кВ, предусмотреть перезаводку отходящих КЛ-6 кВ.

1.9. Проектом предусмотреть отвод масла из маслоприемника 3Т в существующий маслобункер.

1.10. Прокладку кабелей выполнить в поверхностных кабельных лотках.

1.11. Ошиновку трансформатора 3Т по 110 кВ выполнить алюминиевым проводом; ошиновку и секционирующие перемычки по 6 кВ по возможности выполнить алюминиевыми шинами на изоляторах 35 кВ (сечения определить проектом).

1.12. Предусмотреть размещение оборудования на поверхностных фундаментах.

1.13. Предусмотреть реконструкцию контура заземления подстанции с учетом расстановки нового оборудования.

1.14. Выполнить защиту оборудования подстанции от перенапряжений.

1.15. Предусмотреть, при необходимости, компенсацию емкостных токов однофазного короткого замыкания на землю в сети 6 кВ путем установки дугогасящего устройства с автоматическим регулированием.

1.16. Предусмотреть, при необходимости, защиту оборудования от токов короткого замыкания путем установки токоограничивающих реакторов.

1.17. В ОПУ определить проектом установку панелей защит, автоматики и управления.

1.18. Предусмотреть дистанционное управление выключателями 110 и 6 кВ с ОПУ.

1.19. Проектом выполнить генеральный план, электрические схемы подстанции с учетом реконструкции.

1.20. Принять номинальное напряжение цепей управления 220В на постоянном токе, напряжение цепей питания электродвигателей завода включающих пружин, обдува 380 В на переменном токе.

1.21. В рамках разработки проекта основные технические решения согласовать с филиалом ОАО «ДРСК» «ХЭС» и филиалом ОАО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ.

1.22. Техническое задание на разработку проектной документации, проектную и рабочую документацию по данному титулу согласовать с филиалом ОАО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ.

2. Основные технические решения по учету электроэнергии:

2.1. Предусмотреть организацию технического учёта активной и реактивной электрической энергии на выключателе 6 кВ трансформатора 3Т, на вновь вводимых отходящих линейных ячейках 6 кВ, и на выходе 0,4 кВ трансформатора собственных нужд вновь проектируемой третьей секции 6 кВ в соответствии с «Типовой инструкцией по учёту электроэнергии» (РД 34.09.101-94).

2.2. Приборы учёта электрической энергии установить на существующем щите учёта электроэнергии в ОПУ ПС 110/35/6 кВ ГВФ. Предусмотреть установку УСПД АИИСКУЭ, которое позволяет выполнять опрос до 50 приборов учёта электрической энергии. Выполнить подключение всех приборов учёта электроэнергии к вновь установленному УСПД АИИС КУЭ.

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

- Класс точности не ниже 0,5S для активной энергии, не ниже 2,0 – для реактивной энергии;

- Обеспечивать измерение почасовых объёмов потребления электрической энергии;

- Обеспечивать хранение данных о почасовых объёмах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более.

2.4. Трансформаторы тока применить классом точности не ниже 0,5 с отдельными обмотками для измерений и учёта электроэнергии. Выполнить проверку по условиям релейной защиты, термической и динамической стойкости, климатическое исполнение в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки. Номинальную мощность вторичных обмоток, предназначенных для

учёта электроэнергии, определить в проекте расчётом в соответствии с РД 153-34.0-35.301-2002.

2.5. В каждой полусекции вновь проектируемой третьей секции 6 кВ предусмотреть применение измерительных трансформаторов напряжения. Трансформаторы напряжения применить классом точности не ниже 0,5 с отдельными обмотками для измерений и учёта электроэнергии. Нагрузочная способность вторичной обмотки должна соответствовать нагрузке подключаемых вторичных цепей, климатическое исполнение в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки.

2.6. Подключение приборов учёта к измерительным трансформаторам тока выполнить отдельным кабелем и на отдельные обмотки ТТ. Предусмотреть в измерительных цепях точек измерений возможность замены электросчётчика и подключения образцового счётчика без отключения присоединения (установка испытательных коробок типа «ЛИМГ»).

2.7. Измерительный комплекс должен быть защищён от несанкционированного доступа в соответствии с требованиями ПУЭЭ и ПТЭ ЭП.

3. Основные технические решения по СДТУ:

3.1. Предусмотреть полный объем телемеханики по всему вновь устанавливаемому первичному оборудованию (ТУ, ТС, ТИ).

3.2. Для телеизмерений предусмотреть измерительные преобразователи, однотипные с существующими, с подключением к существующему устройству телемеханики.

3.3. Предусмотреть доукомплектование существующего контролирующего пункта телемеханики функциональными модулями для обеспечения подключения вновь предусматриваемого оборудования.

4. Основные технические решения по РЗА:

4.1. Технические решения по релейной защите (РЗ), противоаварийной автоматике (ПА), автоматике управления выключателей (АУВ) проектируемой ПС и прилегающей сети выполнить с использованием микропроцессорных устройств. В стадии разработки проекта основные решения, тип и марку устройств РЗА согласовать со службой РЗАИ филиала ОАО «ДРСК» «ХЭС».

4.2. Предусмотреть установку ДЗШ 1 и 2 с.ш. 110 кВ, АЧР, ЦС, защиты и АУВ силовых трансформаторов, ОБР, панели управления с ключами управления выключателями и цифровыми щитовыми приборами, второго ЗВУ, РАС с каналом связи для передачи информации диспетчеру ОДИАС.

4.3. Осуществить внешние связи проектируемых устройств РЗА с действующими общеподстанционными устройствами РЗА.

4.4. Выполнить мероприятия по защите устройств РЗА, АСУ ТП, ТМ, АИИС КУЭ, связи и помещения, где будут располагаться цифровые устройства от электромагнитных, температурных воздействий.

Основные технические решения на первой стадии разработки проекта согласовать с филиалом ОАО «ДРСК» «ХЭС» и Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ.

«Согласовано»:

**Зам. ГИ по эксплуатации и
ремонту - начальник
департамента ОАО «ДРСК»**



М.Н. Голота

Начальник СПР ОАО «ДРСК»



Д.А. Гриднев

**Начальник службы технической
эксплуатации ОАО «ДРСК»**



А.В. Бичевин

Зам. Нач. ЦС СДТУ ОАО «ДРСК»



С.В. Лушников

и. о. Начальник ОУЭ ОАО «ДРСК»



С.А. Тимченко

Начальник ЦС РЗиПА ОАО «ДРСК»



А.Ю. Смирных

**Заместитель директора –
главный инженер филиала ОАО
«ДРСК» «ХЭС»**

В.Ф. Ожегин

«Согласовано»:

**Зам. ГИ по эксплуатации и
ремонт - начальник
департамента ОАО «ДРСК»**

М.Н. Голова

Начальник СПР ОАО «ДРСК»

Д.А. Гриднев

**Начальник службы технической
эксплуатации ОАО «ДРСК»**

А.В. Бичевин

Зам.Нач. ЦС СДТУ ОАО «ДРСК»

С.В.Лушников

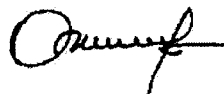
Начальник ОУЭ ОАО «ДРСК»

С.А. Тимченко

Начальник ЦС РЗиПА ОАО «ДРСК»

А.Ю. Смирных

**Заместитель директора –
главный инженер филиала ОАО
«ДРСК» «ХЭС»**



В.Ф. Ожегин