

СОГЛАСОВАНО:

Первый заместитель директора –
главный диспетчер
Филиала АО «СО ЕЭС»
Иркутское РДУ



С.А. Клепиков
2017 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель директора –
главный инженер
АО «Витимэнерго»



Д.В. Хламов
2017 г.

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

по титулу

**«Установка батарей статических конденсаторов на подстанциях АО
«Витимэнерго» Бодайбинского энергорайона»**

1. Основание для проектирования.

1.1. Приказ от 03.04.2015 №215 Минэнерго РФ «Об утверждении перечня регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения и перечня мероприятий по снижению рисков нарушения электроснабжения в таких регионах в осенне-зимний период 2013-2014гг.».

1.2. Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ФСК ЕЭС» (увеличение максимальной мощности ЗАО «Витимэнерго» на 12 МВт (с 65 МВт до 77 МВт)) с изменениями: №1 от 24.07.2014 г., №2 от 3.08.2015г., №3 от 14.12.2016 г.

2. Нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к оформлению и содержанию проекта.

2.1. Нормативные акты федерального уровня:

- Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 № 136-ФЗ (действующая редакция);
- Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ (действующая редакция);

- Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

- Федеральный закон «О пожарной безопасности» от 21.12.1994 № 69-ФЗ;

- Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных Объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ;

- Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7;

- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 № 96.

2.2. Отраслевые НТД:

- Правила устройства электроустановок (действующее издание);

- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ (действующее издание);

- Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277;

- СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;

- НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий.

2.3. Организационно-распорядительные документы (ОРД) и НТД ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС»:

- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.10.028-2009;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения», СТО 56947007-29.240.30.010-2008;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.30.047-2010;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Правила оформления нормальных схем электрических соединений подстанций и графического отображения информации по средствам программно-технических комплексов» СТО 56947007-29.240.10.035-2009;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании», СТО 56947007-29.240.037-2010;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления», СТО 56947007-29.130.01.092-2011;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств информационно-технологических систем (ИТС). Типовые требования к оформлению», СТО 56947007-29.240.021-2009;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Требования к шкафам управления и релейной защиты и автоматики (РЗА) с микропроцессорными устройствами», СТО 56947007-29.120.70.042-2010 в редакции приказа от 26.04.2011 №235;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Устройства РЗА присоединений 110-220 кВ. Типовые технические требования», СТО 56947007-33.040.20.022-2009;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования», СТО 56947007-29.120.40.041-2010;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства», СТО 56947007-29.240.044-2010;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов», СТО 56947007-29.240.043-2010;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Типовые алгоритмы локальных устройств противоаварийной автоматики (ПА) (ФОЛ, ФОДЛ, ФОТ, ФОДТ, ФОБ)», СТО 56947007-33.040.20.142-2013;
- Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем», СТО 59012820.29.240.007-2008;
- Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования», СТО 59012820.29.240.001-2011;
- Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации», СТО 59012820.29.020.002-2012;
- Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем», СТО 59012820.29.240.007-2008;
- Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС», СТО 59012820.27.010.001-2013;

- «Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104», разработанными ЗАО «Энита» 2008 г.

Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними действующими редакциями документов.

3. Перечень титулов и программ, по которым требуется координация решений проектной документации, разрабатываемой по данному ЗП:

- Проектная документация по титулу «Реконструкция ПС 220 кВ Мамакан с реализацией полной схемы с двумя рабочими СШ-110 кВ и 220 кВ и установкой второго АТ»;
- Схема и программа развития электроэнергетики Иркутской области (актуальная редакция);

Рабочая документация «Противоаварийная автоматика (ДАР) в Бодайбинском районе Иркутской области»;

4. Вид строительства.

Реконструкция ПС 110 кВ Бодайбинского энергорайона для установки батарей статических конденсаторов (БСК).

5. Цель проекта.

Установка батарей статических конденсаторов (БСК) на подстанциях Бодайбинского энергорайона в 2017 г.

6. Район, пункт и площадка строительства.

Площадку строительства необходимо определить и обосновать проектом.

7. Основные характеристики проектируемого объекта.

БСК, устанавливаемые в Бодайбинском энергорайоне:

- общая мощность: 30 Мвар (уточняется проектом);
- места размещения: ПС 220 кВ Мамакан и ПС 110кВ Перевоз АО «Витимэнерго» (уточняется проектом).

8. Основные задачи проекта.

8.1. На основании обследования подстанций, расчетов электрических режимов и статической устойчивости подтвердить предварительно выбранные места установки, определить тип, режим работы БСК и уточнить мощность БСК, устанавливаемых на подстанциях АО «Витимэнерго».

8.2. Предусмотреть подключение БСК к устройствам автоматического ограничения снижения напряжения и автоматического ограничения повышения напряжения на объектах размещения БСК и на технологически связанных объектах.

9. Предпроектные обследования.

Перед началом проектирования выполнить предпроектные обследования. При предпроектном обследовании:

9.1. Выполнить обследование подстанций для определения технической возможности установки БСК и необходимого объема реконструкции.

9.2. Определить и оценить:

9.2.1. состав, размещение, срок эксплуатации и техническое состояние существующих устройств РЗ, АПВ, АВР, ПА, передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК), аппаратуры ВЧ канала (ВЧЗ, КС, ФП), определения мест повреждения на ВЛ (ОМП), регистрации аварийных событий и процессов (РАСП) в сети, прилегающей к объекту проектирования;

9.2.2. объемы и места реализации управляющих воздействий (отключение нагрузки, оборудования и т.п.) от устройств и комплексов ПА;

9.2.3. отклонения (при наличии) от требований селективности, быстродействия и чувствительности устройств РЗ в существующей сети;

9.2.4. схему и состав существующей сети связи для систем диспетчерского и технологического управления (СДТУ) на объекте строительства и в прилегающей сети с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, ВЧ, другое) для передачи сигналов и команд РЗ, ПА, передачи в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ аварийной информации (данные РАСП, функции РАСП в МП РЗ, ПА, ОМП), телеинформации и голосовой информации включая наличие резервных каналов связи.

9.3. При предпроектном обследовании реконструируемого оборудования и объектов, технологически связанных с реконструируемым оборудованием, для всех измеряемых параметров и применяемых на объекте средств измерений (СИ), включая измерительные каналы информационно-измерительных систем, необходимо определить:

9.3.1. перечень измеряемых параметров и соответствие погрешности их измерений установленным (действующим) нормам, отнесение измерений к сфере Государственного регулирования;

9.3.2. перечень, размещение и условия эксплуатации СИ, применяемых для измерения параметров;

9.3.3. параметры и техническое состояние СИ;

9.3.4. параметры и техническое состояние цепей измерений, включая вторичные цепи.

9.4. Результаты предпроектного обследования согласовать заказчиком и Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутским РДУ.

9.5. При предпроектном обследовании должна быть проведена оценка состояния электромагнитной обстановки на реконструируемом объекте в объеме данного титула.

10. Требования к содержанию проектной документации.

Проектную документацию выполнить в 2 этапа:

10.1. На первом этапе выполнить:

10.1.1. Расчет электрических режимов и статической устойчивости.

В разделе должны быть проведены расчеты:

– электрических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также расчеты нормативных аварийных возмущений в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем;

– статической устойчивости в электрической сети, прилегающей к объекту проектирования, в соответствии с требованиями методических указаний по устойчивости энергосистем (в расчетах учесть максимальную нагрузку района с учетом вводимых ограничений).

Границами электрической сети для выполнения расчетов электрических режимов принять шины 500кВ Усть-Илимской ГЭС и шины 500кВ Братской ГЭС.

При анализе режимов работы электрической сети 35 кВ и выше, прилегающей к объекту проектирования, необходимо рассматривать режимы зимних максимальных нагрузок и летних минимальных нагрузок.

В расчетах для существующей схемы электрической сети учесть:

- максимально допустимый переток в сечении Таксимо – Мамакан – 44 МВт (0 ГГ на Мамаканской ГЭС), 65 МВт (1 ГГ или 2 ГГ или 3 ГГ на Мамаканской ГЭС), 66 МВт (4 ГГ на Мамаканской ГЭС);
- максимально допустимый переток в сечении Иркутск – Бурятия (Северобайкальский участок) – 186 МВт (0 ГГ на Мамаканской ГЭС) 205 МВт (2 ГГ и более на Мамаканской ГЭС);
- в зимних режимах минимальную нагрузку Мамаканской ГЭС при работе двух генераторов;

Расчеты электрических режимов выполнить с учетом этапов ввода БСК на ПС АО «Витимэнерго», в случае если выделение этапов ввода будет предусмотрено проектной документацией.

На основании результатов расчетов должны быть:

- проведены выбор оборудования, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима. В случае превышения расчетными величинами допустимых параметров оборудования электрической сети (выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, ошиновка и т.д.) предусмотреть замену оборудования вне зависимости от принадлежности объектов;
- определены величины максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении Таксимо-Мамакан (контроль перетока на ПС 220кВ Таксимо) после установки БСК для нормальной и ремонтных схем;
- предусмотрена установка устройств автоматического ограничения снижения напряжения (АОСН), действующих на изменение состояния БСК, и определена необходимость установки устройств автоматического ограничения повышения напряжения (АОПН) на объектах размещения БСК и на энергообъектах, технологически связанных с объектом проектирования;

Результаты расчетов должны включать в себя данные по токовым нагрузкам ЛЭП, (авто)трансформаторов ПС, потокораспределению активной и реактивной мощности, уровням напряжения в сети 110 кВ и выше рассматриваемого района и сети 35 кВ и выше Бодайбинского района, представленные в табличном виде и нанесенные на однолинейную схему замещения сети.

Расчетные модели должны быть согласованы с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

10.1.2. Расчет токов короткого замыкания.

В составе раздела должны быть выполнены расчеты токов КЗ на объектах размещения БСК, а также на шинах 6 кВ и выше энергообъектов прилегающей к ПС сети.

По результатам расчетов должны быть определены требования к отключающей способности коммутационного оборудования, термической и динамической стойкости коммутационного и иного оборудования, выполнена проверка соответствия оборудования расчетным токам КЗ и, при необходимости разработаны рекомендации по замене оборудования на объекте проектирования и объектах прилегающей сети 35 кВ и выше.

При выполнении расчетов токов КЗ на шинах 6 кВ учесть влияние высоковольтных электродвигателей.

Разделы проектной документации, выполненные по первому этапу, необходимо согласовать с заказчиком и Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

10.2. На втором этапе стадии ПД выполнить:

10.2.1. Технические решения по ПА.

В разделе:

- определить принципы выполнения и состав устройств АОСН (контроль величины и длительности снижения напряжения);
- определить (при необходимости) принципы выполнения и состав устройств АОПН (контроль величины и длительности повышения напряжения);
- определить виды, объемы и места реализации управляющих воздействий ПА (АОСН, АОПН), проверить достаточность действия ПА (АОСН, АОПН) на изменение режима работы или эксплуатационного состояния ИРМ в Бодайбинском районе Иркутской области, при необходимости рассмотреть возможность действия АОСН на отключение нагрузки потребителей;
- определены проектные уставки ПА, действующей на изменение состояния БСК, для обеспечения устойчивости и допустимых параметров электроэнергетического режима.

10.2.2. Релейная защита.

В разделе выполнить:

- оснащение устройствами РЗА оборудования устанавливаемых БСК;
- расчет и анализ параметров настройки устройств РЗА прилегающей сети для определения необходимости ввода новых и реконструкции существующих устройств РЗА. При необходимости предусмотреть ввод новых или реконструкцию существующих устройств РЗА на прилегающих объектах.

10.2.3. Разработка комплекса мероприятий по выполнению требований электромагнитной совместимости микропроцессорных устройств.

В разделе определить электромагнитную обстановку на электросетевых объектах, на которых предусматривается установка микропроцессорных устройств РЗА, ПА и пр. Определить комплекс мероприятий в соответствии с требованиями нормативных документов (СО 34.35.311-2004).

10.2.4. Телемеханика и связь.

В разделе предусмотреть передачу в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ телеметрической информации. Схему передачи данных определить проектом и согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

Состав телеизмерений и телесигнализации оборудования и присоединений согласовывается на стадии проектирования с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ и заказчиком (согласованный перечень телеметрической информации, передаваемой в Филиал ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, должен быть приведен в проектной документации) в части, касающейся телеизмерений средств компенсации реактивной мощности напряжением 110кВ и телесигнализации коммутационных аппаратов ячейки БСК 110кВ.

10.2.5. Электротехническая часть.

10.2.6. Строительная часть.

10.2.7. Сметная документация.

10.2.8. Учет электрической энергии.

Выполнить учет электроэнергии в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 04.05.2012 г № 442, ПУЭ, Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94).

Согласовать точки учета с АО «Витимэнерго» и АО «Витимэнергосбыт».

10.2.9. Перечень мероприятий по охране окружающей среды.

10.2.10. Проект организации строительства.

10.2.11. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.

10.2.12. Комплекс инженерных изысканий (выполнить при необходимости) – по дополнительному заданию.

10.3. Разделы проектной документации, выполненные по второму этапу, необходимо согласовать с заказчиком и Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

10.4. Рабочую документацию выполнить в соответствии с утвержденной проектной документацией.

11. Стадийность проектирования.

Проектирование выполнить в два этапа – проектная документация, рабочая документация.

Состав предоставляемых на рассмотрение материалов первого этапа проектирования:

- перечень исходных данных для проектирования;
- схема присоединения к энергосистеме и главная электрическая схема существующих ПС;
- данные об отключающей способности выключателей, термической стойкости и пропускной способности другого оборудования на объектах сети 110кВ и выше, прилегающей к объекту проектирования (в табличном виде);
- данные о максимально допустимом времени отключения КЗ;
- климатическая характеристика региона строительства;
- информация (согласующие письма) о согласовании Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ расчетных моделей сети на год ввода объекта в эксплуатацию;
- расчетные модели (графические схемы);
- результаты расчетов электрических режимов, токов КЗ, статической устойчивости в графическом и табличном виде;
- требования (с обоснованием) к основным техническим и метрологическим характеристикам устанавливаемого оборудования;
- схема электрической сети;

- пояснительная записка с описанием рассмотренных вариантов выполнения устройств РЗ, ПА и выбранным составом устройств РЗ, ПА;
- схема размещения и состав устройств РЗ, ПА (существующих и устанавливаемых по проекту) на объекте проектирования и на энергообъектах, технологически связанных с объектом проектирования;

- схема передачи в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ данных о состоянии и загрузке БСК в Бодайбинском районе Иркутской области.

В составе второго этапа проектирования предусмотреть в том числе:

- пояснительная записка с проектным расчетом параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА;
- схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА;
- принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами;
- данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА.

12. Требования к оформлению проектной документации.

Разработку проектной документации выполнить в соответствии с требованиями постановления правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Количество передаваемых заказчику экземпляров документации – 4 комплекта на бумаге, один комплект на CD-диске.

Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat (PDF) с пофайловым разделением страниц;

В документации должны использоваться диспетчерские наименования объектов.

13. Особые условия.

На начальной стадии проектирования, после определения мест намечаемых для размещения БСК, выполняется натурное обследование данных объектов, где намечается установка БСК.

Вновь устанавливаемое силовое оборудование, устройства РЗА и др. принять с учетом максимально возможного использования существующего оборудования.

Проектную и рабочую документацию согласовать с заказчиком и Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

В случае выявления в процессе проектирования необходимости выполнения мероприятий на энергообъектах смежных сетевых организаций, условия выполнения данных мероприятий определяются в составе отдельных работ.

Сметные расчеты выполнить по ТЕР в программном комплексе «Гранд-Смета».

14. Исходные данные для разработки проектной документации.

Перечень исходных данных, сроки подготовки и передачи их определяются условиями договора.

Получение исходных данных проектной организацией выполняется с выездом на объекты. Заказчик обеспечивает организационную поддержку доступа представителей проектной организации для получения информации.

Начальник ПТО



А.Р. Махчаев