

Директор по перспективному развитию
Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

«15» 11 С.А. Сторожицкий
2013 г.



Директор ЗАО «Витимэнерго»



«Витимэнерго» А.Р. Машковский
«14» ноября 2013 г.

на разработку проектной и рабочей документации
«Реконструкция ПС 220 кВ Мамакан»

«Реконструкция ПС 220 кВ Мамакан».

- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 13.08.2013 № 431 «Об утверждении перечня регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения и перечня мероприятий по снижению рисков нарушения электроснабжения в таких регионах в осенне-зимний период 2013-2014 годов»;

- Схема и программа развития электроэнергетики Иркутской области на период 2014-2018 г., утвержденная Приказом от 29.04.2013 №9-мпр;
- Схема и программа развития ЕЭС России на период 2013-2019 гг., утвержденная Приказом Минэнерго России от 19.06.2013 № 309.

Техническое перевооружение.

Бодайбинский район Иркутской области, п. Мамакан, ул. Гидростроителей, 3

- Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 №136-ФЗ;
- Лесной кодекс Российской Федерации от 04.12.2006 №200-ФЗ;
- Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 №74-ФЗ;
- Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 №190-ФЗ;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- Постановление Правительства РФ от 31.10.2009 №879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации»;
- Постановление Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека от 09.09.2010 №122 «Об утверждении СанПин 2.2.1/2.1.1.2739-10. Изменения и дополнения №3 к СанПин 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. Новая редакция»;
- Федеральный закон «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 №102-ФЗ;
- Федеральный закон «О техническом регулировании» от 27.12.2002 №184-ФЗ;
- Федеральный закон «О связи» от 07.07.2003 №126-ФЗ;
- Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7;
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 №96;
- Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной

безопасности» от 22.07.2008 №123-ФЗ;

- Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.12.1994 №68-ФЗ;

- 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.

- Воздушный кодекс Российской Федерации от 13.03.1997 № 60-ФЗ (действующая редакция);

- Закон о Недрах Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-1;

- Федеральный закон от 25.06.2002 № 73-ФЗ «Об объектах культурного наследия» (действующая редакция);

- Федеральный закон от 24.07.2007 № 221-ФЗ «О Государственном кадастре недвижимости» (действующая редакция);

- Федеральный закон «О гарантиях прав коренных малочисленных народов Российской Федерации» от 30.04.1999 № 82-ФЗ;

- Федеральный закон «О территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации» от 07.05.2011 № 49-ФЗ;

- Федеральный закон «О животном мире» от 24.04.1995г. №52-ФЗ.

- ФЗ «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ

- Федеральный закон «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» от 21.07.2011г. № 256-ФЗ

- СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

6. Отраслевые НТД:

- Правила устройства электроустановок (действующее издание);

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

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

- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №281;

- Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии, Регламенты оптового рынка электроэнергии, Положение о порядке получения статуса субъектов оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с приложениями.

- РД 78.36.003-2002 МВД России «Инженерно-техническая укрепленность. Технические средства охраны. Требования и нормы проектирования по защите объектов от преступных посягательств».

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

- Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС», утвержденное Советом директоров ОАО «ФСК ЕЭС» (редакция 2012 г.);

- 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» «Нормы технологического проектирования ВЛ электропередачи напряжением 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.55.016-2008;

- 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» «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи», СТО 56947007-29.240.013-2008;
- 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» «Руководящие указания по выбору объемов неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями, а также между центрами управления», СТО 56947007-29.240.036-2009;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методические указания по определению наведенного напряжения на отключенных воздушных линиях, находящихся вблизи действующих ВЛ», СТО 56947007-29.240.55.018-2009;
- 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;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 06.09.2005 №250 «О корпоративном стиле оформления объектов производственного назначения, автотранспорта и спецтехники»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 27.03.2006 №80 «Об утверждении Положения о взаимодействии при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции электросетевых объектов, затрагивающих имущественный комплекс разных собственников»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 23.01.2008 №10 «Об утверждении нормативных документов Электронного архива ПСД ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 №140 «Об утверждении и введении в действие нормативно-технических документов электросетевой тематики»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.04.2008 №168 «Об утверждении и введении в действие Типовой программы приемо-сдаточных испытаний АСУ ТП законченных строительством подстанций ОАО «ФСК ЕЭС» (в редакции приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.10.2009 №503);
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 29.05.2008 №210 «Об утверждении Реестра действующих в ОАО «ФСК ЕЭС» нормативно-технических документов (НТД) электросетевой тематики»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.07.2008 №304 «О мероприятиях по сокращению

издержек, увеличению доходов и повышению эффективности деятельности»;

- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 14.01.2009 №2 «Об утверждении Положения о порядке метрологического обеспечения в ОАО «ФСК ЕЭС». Общие требования»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 27.08.2009 №389 «О разработке Методики»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 02.03.2010 №115 «Об утверждении Порядка по приемке РЗА, ПА, АСУ ТП подстанций нового поколения»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 23.04.2010 №273 «Об утверждении Порядка по определению численности, категорий персонала и сроков выделения численности в период до постановки объекта нового строительства под напряжение»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2010 №423 «О внесении изменений в ОРД по утверждению стандартов организации ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 17.06.2010 №427 «О развитии системы диагностики ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 27.09.2010 №730 «О применении Положения о порядке проведения регламентированных закупок товаров, работ, услуг для нужд ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 27.09.2010 №731 «Об утверждении Типового порядка планирования, организации и проведения работ по метрологическому обеспечению системы технической диагностики состояния объектов электросетевого комплекса в ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 08.10.2010 №782 «Об отмене приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 27.01.2009 №20»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 26.06.2012 № 356 «О внесении изменений в приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 17.12.2010 г. № 954 «Порядок приёмки в эксплуатацию законченных строительством объектов ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 10.04.2012 № 147/189 «О технических решениях, принимаемых при разработке проектно-сметной документации»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.03.2012 № 160 СТО 56947007-33.040.10.118-2012 «Системы пожаротушения на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Общие технические требования»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.02.2012 № 55 СТО 56947007-29.130.15.114-2012 «Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.12.2011 № 816 СТО 56947007-25.040.40.112-2011 «Типовая программа и методика испытаний программно-технического комплекса автоматизированной системы управления технологическими процессами (ПТК АСУ ТП) и микропроцессорного комплекса системы сбора и передачи информации (МПК ССПИ) подстанций в режиме повышенной информационной нагрузки «шторм»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.11.2011 № 726 СТО 56947007-35.240.01.107-2011 «Типовая программа и методика испытаний автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций 35-750 кВ ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 08.11.2011 № 690 «Об исключении избыточности принимаемых при разработке проектно – сметной документации технических решений»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 22.09.2011 № 570 СТО 56947007-25.040.70.101-2011 «Правила оформления нормальных схем электрических соединений подстанций и графического отображения информации посредством ПТК и АСУ ТП»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.06.2011 № 316 «Об утверждении стандарта организации по проектированию систем оперативного постоянного тока»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.05.2011 № 263 «Об утверждении Порядка организации безопасного проведения работ на действующих реконструируемых объектах»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 07.04.2011 № 199 «Об утверждении Регламента информационного взаимодействия по объектам реконструкции и технологического присоединения»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2010 № 421 «Об утверждении стандарта организации «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ»;

- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.04.2010 № 265 «Об утверждении стандарта организации в части обеспечения электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.03.2010 № 206 СТО 56947007-29.120.70.042-2010 «Об утверждении стандарта организации «Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 05.10.2009 № 491 «Об утверждении филиалами ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС технических заданий на разработку проектной документации по реконструкции измерительных каналов (регламентирует класс точности ТТ и ТН)»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 02.08.2011 №538р «Об утверждении технических требований ОАО «ФСК ЕЭС» к системам автоматической диагностики силового оборудования (автотрансформаторы, трансформаторы и шунтирующие реакторы) при его первичном вводе в эксплуатацию»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.06.2011 №463р «Об утверждении Основных требований к совмещенному производственному зданию ПС»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 06.06.2006 №144р «Об утверждении Порядка отнесения имущества к основным средствам»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 28.09.2009 №397р «Об утверждении Технические требований к АСУ ТП подстанций ЕНЭС в части исключения несанкционированного вывода из работы оперативной блокировки в АСУ ТП подстанций ЕНЭС»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 17.11.2009 №480р «Об утверждении Типовых рекомендаций по конфигурации и приоритетности вывода на интерфейс АСУ ТП оперативного персонала ПС данных от микропроцессорных устройств АСУ ТП и РЗА»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 29.03.2010 №165р «Рекомендации по применению матрицы сочетаемых технических решений производителей оборудования РЗА, АСУ ТП, АИСКУЭ»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 05.05.2010 №236р «Об утверждении Порядка организации оперативной блокировки на подстанциях нового поколения»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 31.05.2010 №293р «Рекомендации по применению основных структурных схем и требования к организации АСУ ТП подстанций 110-750 кВ с учетом функциональной достаточности и надежности»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.06.2010 №302р «Об утверждении целевой архитектуры информационных потоков АСТУ и диспетчерской телефонной связи»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.06.2010 №366р «Об утверждении типового перечня сигналов, поступающих от РЗА, ПА, АИИС КУЭ и инженерных систем подстанции в АСУ ТП»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 14.07.2010 №424р «Об утверждении Типовых требований, определяющих количество, вид и информационную наполняемость мнемосхем АРМ оперативного персонала подстанций»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 11.10.2010 №665р «Об утверждении Регламента эксплуатации ПТК АСУ ТП подстанций, включающего методику определения численности персонала по обслуживанию АСУ ТП»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.12.2010 №897р «Об утверждении требований к объему, способам обработки, фильтрации и видам представления информации нормальных и аварийных режимов в АСУ ТП подстанций»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.02.2011 №115р «Об утверждении требований к архивированию и хранению информации в АСУ ТП»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 23.03.2011 №205р «О применении аттестованного оборудования»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 05.05.2011 №320р «Об утверждении Методики обеспечения персонала санитарно-бытовыми помещениями и условиями на объектах ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 27.06.2012 № 419 «Об утверждении Типовой инструкции по эксплуатации и обслуживанию АСУ ТП оперативным персоналом ОАО «ФСК

ЕЭС»;

- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 06.06.2012 № 377 «Об утверждении Основных технических требований к созданию системы мониторинга и управления качеством электроэнергии в ОАО «ФСК ЕЭС»;

- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 28.04.2012 № 286р «О внесении изменений в распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 31.05.2010 № 293р»;

- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 29.03.2012 № 202 «Об утверждении Методических указаний по расчёту объёмов обслуживания ОАО «ФСК ЕЭС» в условных единицах (Расчёт численности персонала)»;

- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.09.2011 № 668 «О порядке переключений на ПС нового поколения (с использованием АРМа)»;

- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 17.02.2010 № 70р «Об утверждении Порядка приема-передачи проектно-сметной, исполнительной документации и документации, необходимой для разработки инструкций по эксплуатации объекта»;

- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 22.12.2009 № 556р «О повышении наблюдаемости подстанций ЕНЭС»;

- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 28.09.2009 г. № 399р «Об утверждении стандарта организации «Руководящие указания по выбору объёмов неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями, а также между центрами управления»;

- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.07.2009 № 284 «Об утверждении Типовой программы и методики приёмо-сдаточных испытаний комплексов ССПИ и систем связи подстанций ЕНЭС, создаваемых по Программе повышения надёжности и наблюдаемости ЕНЭС»;

- Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России, утвержденные приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 №57;

- Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. РД 34.35.310-97;

- Положение об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией, введенного дополнительным соглашением от 01.07.2009 №6 к временному соглашению о взаимодействии ОАО «СО ЕЭС» и организации по управлению ЕНЭС при выполнении ими своих функций от 18.03.2004;

- Положение по взаимодействию между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» при управлении электроэнергетическим режимом Единой энергетической системы России» от 28.05.2010;

- Положение по проведению и обработке контрольных замеров в зоне эксплуатационной ответственности ОАО «ФСК ЕЭС» от 29.06.2010;

- Соглашение об информационном обмене при проектировании между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2011;

- 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» «Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка)» СТО 59012820.29.240.001-2010;

- 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 определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС», СТО 59012820.27.010.001-2013;
- Информационное письмо ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» «О предотвращении формирования ложных сигналов на входе МЭ, МП устройств РЗ, ПА» от 20.02.2007 №54/72;
- Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации.

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

- Техничко-экономическое обоснование (ТЭО) строительства электросетевых объектов «Двухцепная ВЛ 220 кВ Пеледуй – Чертово Кoryто – Сухой Лог – Мамакан с ПС 220 кВ Чертово Кoryто и ПС 220 кВ Сухой Лог для организации схемы внешнего электроснабжения Бодайбинского и Мамско-Чуйского районов Иркутской области»;
- Схема и программа развития электроэнергетики Иркутской области на период 2014-2018 г., утвержденная Приказом от 29.04.2013 №9-мпр;
- Схема и программа развития ЕЭС России на период 2013-2019 гг., утвержденная Приказом Минэнерго России от 19.06.2013 № 309;
- Инвестиционная программа ОАО «ДВЭУК» на 2014-2016 гг.;
- Техничко-экономическое обоснование строительства электросетевых объектов ЕНЭС (ВЛ 500 кВ Нижнеангарск-Чара с ПС 500 кВ Чара) в составе внешнего электроснабжения инвестиционных проектов на территориях Байкальского региона, Иркутской области и западного района Республики Саха (Якутия);
- Внешнее электроснабжение объектов ВСТО;
- Отчет ЗАО «Энергетические технологии» «Предварительное Техничко-экономическое обоснование развития противоаварийной автоматики на транзите Иркутск – Бурятия – Чита в Южной и Северных частях Бурятской и Забайкальской энергосистем»;
- «Схема выдачи электрической мощности Ленской ТЭС. Обоснование инвестиций»;
- «Установка источников компенсации реактивной мощности (ИРМ) на ПС Бодайбинского энергорайона для снижения дефицита мощности в Бодайбинском энергорайоне после осуществления перевода одной цепи ВЛ 110 кВ Таксимо - Мамакан на 220 кВ»;
- «Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо с расширением ОРУ 220 кВ для присоединения второй цепи ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан»;
- «Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо для осуществления перевода одной цепи ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан ЗАО «Витимэнерго» на напряжение 220 кВ»;
- «Перевод одной цепи ВЛ Таксимо – Мамакан с напряжения 110 кВ на напряжение 220 кВ»;
- «Противоаварийная автоматика (ДАР) в Бодайбинском районе Иркутской области».

9. Вид строительства и этапы разработки документации:

9.1. Вид строительства: Реконструкция ПС 220 кВ Мамакан с реализацией «полной» схемы с двумя рабочими СШ 110 кВ и 220 кВ с установкой второго АТ.

9.2. Этапы разработки документации: разработка, согласование и экспертиза проектной документации, разработка технической части конкурсной документации, разработка и согласование рабочей документации.

10. Основные характеристики реконструируемого объекта.

Показатель	Значение / Заданные характеристики*
Номинальные напряжения, кВ	220/110/10 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	Открытое
Тип схемы каждого РУ	РУ 220 кВ – реконструкция РУ до «полной» схемы: типовая схема №220-13Н «Две рабочие и обходная системы шин»; РУ 110 кВ – реконструкция РУ до «полной» схемы: типовая схема №110-13Н «Две рабочие и обходная системы шин»; РУ 10 кВ – существующая типовая схема №10-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».
Количество линий, подключаемых/подключенных к ПС, по каждому РУ	к РУ 220 кВ – 2 шт.: 2 ВЛ на ПС 220 кВ Таксимо (с учетом перевода второй цепи ВЛ Таксимо – Мамакан на напряжение 220 кВ); к РУ 110 кВ – 2 шт.: 1 ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Артемовская; 1 ВЛ 110 кВ на Мамаканскую ГЭС; Количество линий по каждому РУ уточнить при проектировании.
Количество резервных ячеек по каждому РУ	Предусмотреть расширение РУ: - на две ячейки 220 кВ, необходимые для ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог (№1 и №2); - на одну ячейку 110 кВ для второй ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан. Количество резервных ячеек определить при проектировании.
Количество и мощность силовых трансформаторов или автотрансформаторов	АТ-1 – АТДЦТН-125000/220/110/10; АТ-2 – АТДЦТН-125000/220/110/10; Т-2 – ТМН-6300/110/10
Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	Существующие СКРМ: ШР- 4х3,3 Мвар БСК - 1х15 Мвар
Система собственных нужд	2хТСН 10 кВ Необходимость расширения определить при проектировании.
Тип выключателей, их параметры и основные характеристики вновь проектируемых ячеек 220 кВ и 110 кВ, в т.ч. тип и привод выключателей каждого РУ	Тип определить проектом.
Система оперативного постоянного тока (СОПТ)	Определить при проектировании

Показатель		Значение / Заданные характеристики*
Основные решения по РЗ		Модернизация в объеме вновь вводимого оборудования. Состав и технические требования – определить и обосновать при проектировании. Учесть при проектировании однотипность установленного МП оборудования по РЗ.
Противоаварийная автоматика (ПА)		Модернизация в объеме, необходимом при вводе нового оборудования. Состав и технические требования – определить и обосновать при проектировании. Реализация: ФОЛ ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан I цепь; ФОЛ ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь; АОПН ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан I цепь; АОПН ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь; АОПО ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан I цепь; АОПО ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь; При создании системы ПА учесть решения, принятые в работе «Предварительное Технико-экономическое обоснование развития противоаварийной автоматики на транзите Иркутск – Бурятия – Чита в Южной и Северных частях Бурятской и Забайкальской энергосистем», в том числе по: АОПН ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог № 1; АОПН ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог № 2; АОПО ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог № 1; АОПО ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог № 2; ФОЛ ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог № 1; ФОЛ ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог № 2; АОСН, УПАСК ВОЛС, УПАСК ВЧ связь.
АИИС КУЭ		Расширение АИИС КУЭ (системы учета электроэнергии) в объеме вновь вводимого оборудования. Состав и технические требования определить и обосновать при проектировании.
Регистрация аварийных событий и процессов (РАСП)		Определить при проектировании.
Автоматическая диагностика (СМ)		Определить при проектировании
Система управления основным и вспомогательным оборудованием, сбора и передачи информации		Предусмотреть расширение ПТК ССПИ в объеме вновь вводимого оборудования. Определить проектом объем модернизации существующей ССПИ с учетом вновь вводимого оборудования.
Средства связи	Станционные сооружения ВОЛС	Необходимость расширения/модернизации определить проектом.
	Линейно-кабельные сооружения ВОЛС	Необходимость расширения/модернизации определить проектом.
	ВЧ-связь	Необходимость расширения/модернизации определить проектом.

Показатель		Значение / Заданные характеристики*
	Спутниковые системы связи	Необходимость расширения/модернизации определить проектом.
	Комплекс внутриобъектной связи	Необходимость расширения/модернизации определить проектом.
	Инфраструктура средств связи	Необходимость расширения/модернизации определить проектом.
	ЦРРЛ	Необходимость расширения/модернизации определить проектом.
Требование к обеспечению пожарной безопасности на объекте		Молниезащита в объеме, необходимом для вновь вводимого оборудования.

11. Требования к оформлению и содержанию проектной документации.

11.1. Предпроектные обследования

Перед началом проектирования выполнить предпроектные обследования. При предпроектном обследовании:

11.1.1. Определить и оценить:

- 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;

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

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

- 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 центры управления сетями (ЦУС) и в ДЦ ОАО «СО ЕЭС» аварийной информации (данные РАСП, функции РАСП в МП РЗ, ПА, ОМП), телеинформации и голосовой информации включая наличие резервных каналов связи;

11.1.2. При предпроектном обследовании ПС 220 кВ Мамакан (реконструируемого объекта) и объектов, технологически связанных с ПС 220 кВ Мамакан (в случае выявления необходимости замены измерительного оборудования по результатам выполнения требований пункта 11.2.1.1. настоящего ЗП), для всех измеряемых параметров и применяемых на объекте СИ, включая измерительные каналы информационно-измерительных систем, необходимо определить:

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

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

- параметры и техническое состояние СИ;

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

11.1.3. Результаты предпроектного обследования согласовать с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Иркутским РДУ.

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

11.2. В проекте предусмотреть:

11.2.1. На первом этапе проектирования выполнить:

11.2.1.1. Раздел «Балансы и режимы»:

- в разделе должны быть приведены результаты анализа существующего баланса мощности и электроэнергии энергосистемы Иркутской области (в том числе, отдельно Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов);

- в разделе должны быть приведены результаты анализа прогнозных балансов мощности северной части Иркутской и Бурятской энергосистем ОЭС Сибири на год окончания реконструкции ПС 220 кВ Мамакан и перспективу 5 лет (для каждого года пятилетнего периода) для характерных режимов, указанных в следующих буллитях настоящего пункта;

- в разделе должны быть проведены описание и результаты расчётов электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных аварийных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем на год окончания реконструкции ПС 220 кВ Мамакан и на перспективу 5 лет (для каждого года пятилетнего периода). Границами электрической сети для выполнения расчётов электроэнергетических режимов принять шины 500 кВ Усть-Илимской ГЭС и шины 500 кВ Братской ГЭС, ПС 220 кВ Таксимо;

- при анализе режимов работы электрической сети 110 кВ и выше, прилегающей к реконструируемому объекту, необходимо рассматривать режимы зимних максимальных и минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня. В качестве исходного режима принять базовый режим с максимальной нагрузкой периода (периода 2012-2013) с учетом вводимых ограничений;

- 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 Бодайбинского района и прилегающей электрической сети, представленные в табличном виде и нанесенные на однолинейную схему замещения сети;

- на основании результатов расчетов должны быть проведены выбор оборудования ПС и ВЛ, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима. В случае превышения расчетными величинами допустимых параметров оборудования электрической сети (провода ЛЭП, выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, ошиновка и т.д.) предусмотреть усиление сети, а также замену оборудования вне зависимости от принадлежности объектов.

Расчетные модели, используемые для расчетов, выполняемых в рамках раздела «Балансы и режимы» проектной документации, предварительно должны быть согласованы с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

11.2.1.2. Раздел «Расчет статической устойчивости»

В составе раздела должны быть выполнены расчеты статической устойчивости в электрической сети, прилегающей к реконструируемому объекту, для всех групп нормативных аварийных возмущений в нормальной и основных ремонтных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем.

По результатам расчетов должны быть определены:

- величины максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях: Таксимо - Мамакан, Иркутск - Бурятия (Северобайкальский участок);

- необходимые объемы управляющих воздействий ПА;

- уставки ПА.

Расчеты произвести на год окончания реконструкции ПС 220 кВ Мамакан и на перспективу 5 лет (для каждого года пятилетнего периода).

Расчеты электроэнергетических режимов, статической устойчивости необходимо выполнять на верифицированных расчетных моделях энергосистемы с использованием современных программных комплексов расчетов переходных режимов и статической устойчивости, обеспечивающих точное моделирование конкретных систем возбуждения, регуляторов возбуждения и систем регулирования существующих и вновь вводимых энергоблоков.

В случае невыполнения требований «Методических указаний по устойчивости энергосистем», а также выявления необходимости увеличения МДП в контролируемых

сечениях, необходимо разработать мероприятия по обеспечению статической устойчивости в электрической сети в районе размещения объекта проектирования.

11.2.1.3. Раздел «Регулирование напряжения и компенсация реактивной мощности».

В составе раздела должен быть выполнен анализ баланса реактивной мощности. При выявлении по результатам анализа необходимости установки дополнительных устройств СКРМ, в составе раздела должны быть определены вид, количество, номинальные параметры и место подключения новых устройств СКРМ в районе размещения ПС 220 кВ Мамакан на год окончания реконструкции и на перспективу 5 лет, определена необходимость регулирования напряжения в сети с использованием РПН автотрансформаторов, включая автоматическое изменение их коэффициента трансформации. При необходимости установка регулируемых СКРМ в сети должны быть представлены соответствующие обосновывающие расчеты.

11.2.1.4. Раздел «Расчет токов короткого замыкания»

В составе раздела должны быть выполнены расчеты токов КЗ на шинах РУ 110 кВ и 220 кВ ПС 220 кВ Мамакан, а также на шинах объектов в прилегающей сети 110 кВ и выше Бодайбинского энергорайона на год окончания реконструкции объекта и на перспективу 5 лет.

По результатам расчетов должны быть определены требования к отключающей способности коммутационного оборудования, термической стойкости коммутационного и иного оборудования, выполнена проверка соответствия оборудования расчетным токам КЗ, обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надежной работы устройств РЗ и СИ, расчет параметров срабатывания устройств РЗ и, при необходимости разработаны рекомендации по замене оборудования на реконструируемом объекте и объектах прилегающей сети 110 кВ и выше и/или разработаны мероприятия по ограничению токов КЗ.

11.2.2. В результате I этапа проектирования должны быть представлены:

- утвержденное ЗП;
- перечень исходных данных для проектирования;
- схема присоединения ПС к энергосистеме;
- принципиальная схема реконструируемого объекта;
- данные об отключающей способности выключателей, термической стойкости и пропускной способности другого оборудования на объектах сети 110 кВ и выше, прилегающей к реконструируемому объекту (в табличном виде);
- данные о максимально допустимом времени отключения КЗ;
- климатическая характеристика региона строительства;
- информация (согласующие письма) о согласовании Филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири и ЗАО «Витимэнерго» расчетных моделей сети на год окончания реконструкции ПС 220 кВ Мамакан и перспективу 5 лет;
- расчетные модели, на основе которых проводились расчеты, в электронном виде в формате программных комплексов, использованных при проведении расчетов, а также 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 110 кВ и выше, прилегающей к реконструируемому объекту;
- пояснительная записка с описанием рассмотренных вариантов выполнения устройств РЗ, ПА и выбранным составом устройств РЗ, ПА;
- на первом этапе выполнить оснащение ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан основной быстродействующей защитой с абсолютной селективностью;
- схема размещения и состав устройств РЗ, ПА (существующих и устанавливаемых по проекту) на реконструируемом объекте и на энергообъектах, технологически связанных с данным объектом;

- схема передачи в Филиал ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ данных о состоянии и загрузке ИРМ в Бодайбинском районе Иркутской области;
- согласование разделов проектной документации Филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири и ЗАО «Витимэнерго».

11.2.3. На втором этапе проектирования выполнить

11.2.3.1. В части технических решений по автоматизированной системе управления технологическими процессами (АСУ ТП) необходимо выполнить/определить.

- перечни сигналов телеинформации в Филиал ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ в объеме вновь вводимого оборудования;
- структурную схему АСУ ТП или ССПИ (ТМ) и схему передачи данных с отражением состава функциональных подсистем и направлений передачи информации;
- пояснительную записку (состав функциональных подсистем, направления передачи информации);
- решения по местам установки дополнительных (новых) средств АСУ ТП;
- решения по организации измерений, организуемых дополнительными (новыми) средствами АСУ ТП и интегрируемых в существующую модернизируемую систему АСУ ТП, и их метрологическому обеспечению;
- решения по передаче осциллограмм аварийных событий в выделенный сервер РАС и удаленному доступу к их файлам для службы РЗА Филиала ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

Предусмотреть согласование с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ объемов телеинформации, необходимой для оперативного обслуживания и диспетчеризации реконструируемого объекта. Детализированный перечень ТИ и ТС, способы и протоколы их передачи в диспетчерский центр (ДЦ) Филиала ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ определяются Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ в Технических требованиях, выдаваемых Заказчику.

Перечень аналоговых сигналов, собираемых и обрабатываемых в АСУ ТП, представить в виде таблицы, которая должна содержать:

- тип присоединения;
- количество присоединений данного типа;
- наименование контролируемых параметров;
- количество сигналов по каждому параметру;
- источник информации с указанием класса точности (цифровые и аналоговые преобразователи).

Перечень входных дискретных сигналов типа «сухой контакт» представить в виде таблицы:

- наименование сигнала;
- тип оборудования;
- количество оборудования данного типа;
- количество входных сигналов каждого наименования (SP, DP);
- источник информации.

Перечень входных дискретных сигналов, передаваемых цифровым кодом представить в виде таблицы:

- наименование сигнала;
- тип оборудования;
- количество оборудования данного типа;
- количество сигналов каждого наименования.

Определить общее количество сигналов по каждому типу оборудования.

11.2.3.2. В части технических решений по автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учета электроэнергии.

В составе раздела разработать решения по расширению существующей системы учета электроэнергии (АИИС КУЭ) в объеме вновь вводимого оборудования, в т.ч.:

- структурную схему АИИС КУЭ с указанием возможности использования существующего оборудования и порядка сбора данных на все уровни управления;
- при необходимости установки нового (дополнительного) оборудования определить

состав измерительных каналов, состав оборудования и материалов, состав необходимых работ и мероприятий.

В части решений по АИИС КУЭ на реконструируемой ПС (в части соответствующих ячеек) необходимо выполнить /определить:

- модернизацию АИИС КУЭ в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 04.05.2012г № 442, ПУЭ, Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94), Приложениями к «Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка»;

- обеспечить представление результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения из устройства сбора и передачи данных (УСПД): на уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК) АИИС КУЭ; в АРМ АИИС КУЭ ПС (при наличии) в том числе и по Web-интерфейсу внутренней локальной сети (ЛВС);

- на отходящих ЛЭП предусмотреть установку ТТ в линии для организации учета электроэнергии. Для распределительных устройств 110 кВ и выше с обходной системой шин при обоснованном отсутствии ТТ в линии должны быть разработаны решения по обеспечению автоматической фиксации в УСПД перевода линии на обходной выключатель с отражением в МВИ расчета количества электроэнергии через присоединение;

- измерительные цепи учета подключать к отдельным обмоткам (обмоткам учета) ТТ и ТН.

- установку счетчиков, УСПД и другого оборудования АИИС КУЭ производить в отдельно стоящих шкафах;

- производить подключение счетчика к ТТ и ТН отдельным кабелем, при этом подсоединение к электросчетчику должно быть проведено через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенную непосредственно под счетчиком;

- выводы измерительных трансформаторов и вторичные измерительные цепи, используемые в целях коммерческого учета, электросчетчики, УСПД, АРМ АИИС КУЭ ПС должны быть защищены от несанкционированного доступа;

- определить направление, состав и характеристики данных, передаваемых на другие уровни управления, включая расчет объемов передаваемой информации;

- выполнить интеграцию АИИС КУЭ с АСУ ТП ПС в части: получения из АСУ ТП положения состояния выключателей и разъединителей, передачи в АСУ ТП информации о неисправности элементов АИИС КУЭ (АРМ, УСПД, электросчетчиков, каналобразующей аппаратуры).

11.2.3.3. В части технических решений по организации связи.

В составе раздела разработать решения по модернизации систем связи для организации передачи информации в Филиал ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, а также в Центры управления сетями (ЦУС) соответствующего уровня оперативно-диспетчерского управления и для передачи сигналов/команд систем РЗ, ПА, в том числе:

- пояснительную записку с описанием предлагаемых решений;
- перечень проектируемых систем связи и укрупненный состав каждой из проектируемых систем связи;

- направления организации каналов связи (в форме таблицы информационных потоков) с указанием типа, емкости и назначения организуемых каналов связи и систем связи по которым организуются данные каналы;

- линейные и структурные схемы организации связи по проектируемым системам связи (отдельно для каждой из систем) с указанием типа, пропускной способности систем связи, емкости каналов связи для передачи голоса и данных (ТМ, ТЛФ и т.д.) до ЦУС соответствующего уровня оперативно-диспетчерского управления и ДЦ Филиала ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ и для передачи сигналов/команд РЗ, ПА, включая линейно-кабельные сооружения по проектируемым системам связи с указанием расстояний и количества оптических волокон (ОВ).

В части модернизации систем связи необходимо выполнить/определить:

- 1) Волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) и системы передачи (СП), определенные

проектом. Уровень СП, тип и число ОВ определить в проектной документации, исходя из перспективного развития и потребностей в передаваемой информации.

2) Системы ВЧ-связи, включая каналобразующее оборудование, оборудование обработки и присоединения между ПС прилегающей сети 110-220 кВ. Состав проектируемых систем ВЧ-связи определить с учетом проектируемых в рамках других титулов и существующих ВОЛС в регионе. Определить максимально возможные частоты для каждой запроектированной системы ВЧ-связи по ВЛ, включая выполнение расчетов трактов. В пределах до максимально возможной частоты определить наличие свободных участков в рассматриваемом диапазоне частот, в которых обеспечивается работа каналов связи без взаимных помех.

3) Спутниковые системы связи на ПС, обеспечивающие организацию резервных каналов связи для передачи данных (ТМ, АИИС КУЭ) и речи (оперативная диспетчерская связь). Каналы систем спутниковой связи предусматривать в качестве третьего резервного канала.

4) Комплекс внутриобъектной связи, включая структурированную кабельную систему (СКС), локальную вычислительную сеть (ЛВС), систему телефонной, оперативно-диспетчерской, селекторной и громкоговорящей радиопоисковой связи. Состав и объем внутриобъектной связи уточнить в проекте с учетом решений по диспетчерско-технологическому управлению ПС (с постоянным или без постоянного обслуживающего персонала).

5) Линейно-эксплуатационную связь для обслуживания ЛЭП на отходящих от ПС ВЛ с обоснованием использования систем спутниковой связи.

6) В составе проектной документации должны быть разработаны и обоснованы организационно-технические решения по созданию новых и модернизации существующих систем связи, включая:

- таблицу распределения информационных потоков;
- сопряжение со смежными системами связи, а также решения по подключению технологических и корпоративных систем объекта (РЗ, АПВ, АВР, ПА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, ЛВС, телефония и т.д.) к системам связи;
- организацию систем маршрутизации и коммутации для сетей передачи данных;
- систему IP-адресации и нумерации;
- организацию системы управления, системы служебной связи, резервирования, аварийной сигнализации, системы тактовой синхронизации, электропитания;
- блоки аварийного питания для оборудования связи ЕТЛ 683 и БРКУ НЕВА;
- организацию линейно-кабельных сооружений;
- решения по подготовке (приспособлению) помещений для размещения оборудования связи.

11.2.3.4. В части технических решений по РЗ и ПА.

В составе раздела предусмотреть:

- необходимость реконструкции и установки новых устройств РЗ и ПА на ПС 220 кВ Мамакан определить проектом с учетом выделения этапов (I этап – до ввода «полной» схемы ПС 220 кВ Мамакан, II этап – ввод «полной» схемы ПС 220 кВ Мамакан);
- выполнить оснащение устройствами РЗА и ПА, управления, регулирования вновь вводимого первичного оборудования с использованием микропроцессорных терминалов с поддержкой протокола обмена согласно ГОСТ МЭК 61850-3-2005. Типы устройств и фирму производителя согласовать с ЗАО «Витимэнерго»;
- выполнить оснащение ВЛ 110 кВ Мамакан - Артемовская комплектами основных и резервных защит, а также автоматикой и управлением выключателя;
- выполнить оснащение ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан резервной защитой, а также автоматикой и управлением выключателя;
- выполнить отбор напряжения с ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС-Мамакан для реализации требуемых режимов настройки ТАПВ, в том числе с КС и УС;
- выполнить на ПС 220 кВ Мамакан схему ручной, точной синхронизации для присоединений ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан, ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками и ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан;

Проектом предусмотреть установку автоматического осциллографа (регистратор

аварийных событий (РАС)) на ПС 220 кВ Мамакан. Осциллограф должен регистрировать:

- напряжения (фазные и нулевой последовательности) всех трансформаторов напряжения шин и ВЛ, в том числе шкафов отбора напряжения (ШОН) на ВЛ;
- токи линий электропередач (фазные и нулевой последовательности), трансформаторов;
- ток усилителя мощности, ток приёма высокочастотного приёмопередатчика высокочастотных защит;
- дискретные сигналы о положении выключателей, пуска и срабатывания защит, контроль оперативного тока на ЩПТ;
- для ВЛ 110-220 кВ длиной более 20 км проектом предусмотреть фиксирующие приборы для определения места повреждения.

Учесть технические решения по ПА, выполненные по проекту «Противоаварийная автоматика (ДАР) в Бодайбинском районе Иркутской области», при необходимости выполнить расширение функций ПА: АЛАР ФССС, ФЦ, АОПН, УРОВ АОПН ВЛ 220 кВ Таксимо-Мамакан, АЛАР ФССС, ФЦ ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками.

Дополнить функцией ДАР существующее устройство МКПА.

Выполнить ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств ПА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава устройств, в т.ч. обоснование:

- действия автоматики ограничения повышения и снижения напряжения (АОПН и АОСН соответственно) на отключение (включение) шунтирующих реакторов, устройств СКРМ своей стороны и противоположных концов ВЛ;
- требуемого количества ступеней АОПН, автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО), автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР) и т.п. и действия каждой ступени;
- определить принципы выполнения и состав устройств ПА: АОСН (контроль величины и длительности снижения напряжения), АОПН (в том числе ФОЛ ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан №1, ФОЛ ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан №2) (контроль величины и длительность повышения напряжения), АОПО (контроль величины и длительность перегрузки оборудования);
- определить виды, объемы и места реализации управляющих воздействий АОСН, АОПН, АОПО, проверить достаточность действия на изменение режима работы электрических сетей 110 кВ и выше в Бодайбинском районе Иркутской области, при необходимости рассмотреть возможность действия АОСН, АОПО на отключение нагрузки потребителей с определением объемов управляющих воздействий;
- алгоритмов устройств ПА;
- объемов управляющих воздействий (ОГ, ОН и другие) и состава пусковых органов.

Выполнить расчет уставок РЗ и ПА для вновь вводимых защит, а также существующих устройств РЗ и ПА на ПС 220 кВ Мамакан, в связи с проведением реконструкции, с использованием методик производителя устройств РЗ, автоматики с предоставлением полностью заполненных на основании расчетов бланков параметров настроек (уставок) устройств РЗ, автоматики.

Произвести анализ существующей системы оперативного постоянного тока для определения необходимости реконструкции в связи увеличением числа потребителей, в случае необходимости выполнить замену несоответствующего оборудования.

11.2.3.5. Раздел «Решения в части системы собственных нужд, системы оперативного тока, кабельного хозяйства и молниезащиты»:

- выполнить расчет ТСН, при необходимости предусмотреть замену ТСН на большую мощность. Привести решения по выполнению реконструкции собственных нужд в связи с увеличением мощности;
- привести информацию о способе прокладки вновь сооружаемых силовых и контрольных кабелей - в поверхностных ж/б лотках;

- контрольные кабели должны удовлетворять требованиям для устройств РЗ и ПА на микропроцессорной базе;
- выполнить расчет молниезащиты. При необходимости установить дополнительные молниеотводы;
- выполнить реконструкцию щита постоянного тока.

12. Общие требования по выполнению реконструкции объекта:

- опорную изоляцию (выключателей, разъединителей, ТН, ТТ, ОПН, изоляторов и т.д.) выполнить фарфоровой;
- вновь устанавливаемые панели РЗ, ПА и СиТМ разместить в существующем здании ОПУ на резервных местах. В случае отсутствия места под панели, предусмотреть строительство нового блочно-модульного здания (БМЗ);
- предусмотреть автоматику обогрева шкафов наружной установки;
- вновь устанавливаемое оборудование присоединить к существующему контуру заземления;
- выполнение комплекса землеустроительных работ (акт выбора, градостроительный план ЗУ, постановка ЗУ на кадастровый учет, получение договоров аренды и т.д.) не требуется;
- фундаменты под вновь устанавливаемое оборудование и здания, тип фундаментов определить исходя из грунтовых условий площадки;
- при необходимости установить металлические конструкции порталов;
- кабельные лотки из сборных ж/б элементов Лотки выполнить поверхностными;
- благоустройство территории (отсыпка участков свободных от застройки щебнем).

13. Выделение этапов реконструкции.

Этапы выполнения реконструкции определить в проектной документации с указанием необходимого объема мероприятий для каждого из этапов.

14. Требования к проектной документации

14.1. Требования к оформлению

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

Графические материалы проектных решений, связанные с размещением проектируемого объекта, выполнить в электронном виде в формате *.dwg, *.dxf (или ином корпоративном стандарте); текстовые материалы по отводу земельных участков выполнить в электронном виде в программах MS Word, Excel. Отсканированные версии разделов проектной и иной документации, в том числе и с официальными подписями, должны быть представлены в формате Adobe Acrobat.

14.2. Требования к выполнению проектной документации

- разработку проектной документации выполнить в соответствии с требованиями постановления правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- проектная документация должна быть согласована в требуемом объеме с ЗАО «Витимэнерго», Филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири и, при необходимости, с субъектами электроэнергетики - собственниками энергообъектов, технологически связанных с объектом проектирования;
- раздел «Охрана окружающей среды» выполнить отдельным томом;
- раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» выполнить отдельным томом в соответствии с действующим отраслевыми правилами пожарной безопасности для энергетических объектов;
- необходимость разработки раздела ГОЧС, декларации промышленной безопасности определить проектом;
- выполнение комплекса инженерных изысканий на объекте (геодезия, геология, гидрометеорология, экология) определить при проектировании;

- получить и направить заказчику в установленные договором сроки положительное заключение не государственной экспертизы проектной документации;
- решения по РЗ и ПА, первичной части, связи, АИИСКУЭ, телемеханике и т.д. выполнить с учетом проектных решений по переводу ВЛ 110 кВ Мамакан – Таксимо на напряжение 220 кВ и установки второго автотрансформатора на ПС 220 кВ Мамакан;
- сметную стоимость технического перевооружения приводить в двух уровнях цен: в базисном по состоянию на 01.01.2001 и текущем, сложившемся ко времени составления смет; сметную документацию выполнить в формате MS Excel и в программном комплексе системы «Гранд-Смета»;
- при необходимости произвести сбор исходных данных с выездом на объект;
- отдельным томом выполнить и оформить проект организации строительства (ПОС) с определением продолжительности выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, включая предложения по выделению очередей и этапов строительства, с технологическими решениями и схемами перезавода ЛЭП в новые ячейки, график поставки и схему транспортировки оборудования и т.д. В ПОС для каждого этапа реконструкции должны быть проработаны решения:
 - 1) общие:
 - по минимизации количества и периодов эксплуатации объектов со временными (ослабленными) схемами электроснабжения потребителей;
 - по определению схемно-режимных условий беспрепятственной коммутации оборудования на каждом этапе реконструкции с организацией согласования данных условий с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.
 - 2) в части РЗ, АПВ, АВР, ПА:
 - выполнения РЗ (в том числе РАСП) при постановке под напряжение построенных участков ВЛ с учетом схемы их подключения к ПС 220 кВ Мамакан;
 - взаимодействия вновь устанавливаемых устройств РЗ, АПВ, АВР, ПА с существующими на ПС 220 кВ Мамакан устройствами РЗ, АПВ, АВР, ПА;
 - временного состава устройств РЗ, АПВ, АВР, ПА на переходный период поэтапной реконструкции оборудования.
 - 3) в части АСУ ТП:
 - состав компонентов новых устройств системы АСУ ТП, вводимых на каждом этапе реконструкции (при необходимости установки данных устройств);
 - организация передачи технологической информации по вновь вводимому оборудованию на верхние уровни управления;
 - 4) в части АИИС КУЭ - по сохранению автоматического сбора данных по всем точкам учета ПС 220 кВ Мамакан и передаче информации в ЦУС соответствующего уровня оперативно-диспетчерского управления;
 - 5) в части систем связи:
 - состав средств связи, вводимых на каждом этапе реконструкции;
 - направления организации каналов связи с указанием видов передаваемой информации.

15. Особые условия проектирования

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

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

15.3. Разработанная проектно-сметная документация является собственностью Заказчика и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.

16. Срок выполнения проекта

Согласно календарному графику к договору.

17. Стадийность проектирования:

Проектирование выполнить в два этапа – проектная документация, рабочая документация (в соответствии с требованиями настоящего технического задания на проектирование).

18. Исходные данные для разработки проекта

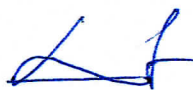
18.1. Перечень исходных данных, сроки подготовки и передачи их определяются условиями договора на разработку проекта и календарным графиком.

18.2. Получение исходных данных проектной организацией выполняется с выездом на объекты. ЗАО «Витимэнерго» обеспечивает организационную поддержку доступа представителей проектной организации для получения информации.

19. Проектная организация:

Проектная организация определяется на основании проведения запроса предложений.

Главный инженер



Д.В. Хламов