Лист согласования

технического задания на выполнение инженерных изысканий для подготовки проектной документации, разработку проектной и рабочей документации по объекту «Строительство ВЛ 110 кВ Таежная – Лемью (для технологического присоединения КС «Малоперанская» «СМГ Бованенково – Ухта»)»

Утверждаю:
Заместитель генерального директора по техническим вопросам – главный инженер ОАО «МРСК Северо-Запада»

_____А. Ю. Горохов

"24" 01 2013 г.

Согласовано:
Заместитель директора по техническим вопросам – главный инженер филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Комиэнерго»

_____ В.Р.Драйдт

«15» ноября 2013 г.

Согласовано:
Заместитель главного диспетчер филиала ОАО «СО ЕЭС» Коми РДУ

_____ Д.В. Гребнев

"13" ноября 2013 г.

Согласовано:
Начальник отдела технического развития филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Комиэнерго»

Серебр Б. Ю. Серебряков

«13» ноября 2013 г.

Согласовано:
Первый заместитель генерального директора – главный инженер филиала ОАО «ФСК ЕЭС» «МЭС Северо-Запада»

_____ П.Е. Мазур

«___» _____ 2013 г.

Техническое задание
на выполнение инженерных изысканий для подготовки проектной документации, разработку проектной и рабочей документации по объекту «Строительство ВЛ 110 кВ Таёжная - Лемью (для технологического присоединения КС «Малоперанская» «СМГ Бованенково – Ухта»)»

1. Основание для проектирования.

1.1. Технические условия на технологическое присоединение КС – 9 «Малоперанская» КЦ – 2 в составе стройки «Система магистральных газопроводов Бованенково – Ухта» от 20.12.2012 № ТУ – 154/151.

1.2. Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к проекту:

- ПУЭ (действующее издание);
- ПТЭ (действующее издание);
- ПОТ РМ – 016 – 2001 (с изм. 2003);
- «Положение о единой технической политике ОАО «Холдинг МРСК» в распределительном сетевом комплексе»;
- «Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «МРСК Северо – Запада» в целях обеспечения надёжности функционирования ЕЭС России», № СДУ – 5/2010;
- Нормы технологического проектирования ВЛ электропередачи напряжением 35-750 кВ. НТП ВЛ СТО 56947007-29.240.55.016-2008;
- Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. НТП ПС СТО 56947007-29.240.10.028-2009;
- «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения», СТО 56947007.29.240.30.010-2008;
- «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации». СТО 59012820.29.020.002-2012;
- Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. РД 34.35.310-97;
- «Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России», утверждённые Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» № 57 от 11.02.2008;
- «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования». СТО 59012820.29.240.001-2011;
- Типовая инструкция по учету электрической энергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94);
- Типовой стандарт о технической политике по учету электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе ДЗО ОАО "Холдинг МРСК";
- «Общие технические требования к проектированию АСУТП при реконструкции и новом строительстве подстанций 35-150 кВ», одобренные НТС ОАО «МРСК Северо-Запада» от 01.09.2009;

- «Типовые технические требования по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами и центрами управления сетями РСК», утверждены ОАО "Холдинг МРСК" 19.03.2010;
- «Руководящие указания по проектированию электропитания СДТУ в энергосистемах» РД 34.48.158;
- «Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию», утверждённые Постановлением Правительства РФ № 87 от 16.02.2008;
- Постановление Правительства РФ «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий» от 05.03.2007 № 145;
- письмо Министерства регионального развития РФ от 22.06.2009 № 19088-СК/08 "О применении положения о составе разделов проектной документации и требованиям к их содержанию";
- МДС 81-35.2004 «Методика определения сметной стоимости строительства на территории Российской Федерации»;
- Градостроительный кодекс РФ;
- Лесной кодекс РФ;
- Земельный кодекс РФ;
- Иные действующие законодательные и нормативно – технические документы.

2. Вид строительства и этапы разработки проекта.

2.1. Вид строительства:

Новое строительство:

- строительство ВЛ 110 кВ Таёжная - Лемью с заходом на новую ПС 110/10 кВ Малоперанская;
- сооружение переключательного пункта 110 кВ с двумя выключателями 110 кВ для подключения новой ВЛ 110 кВ Таёжная – Лемью к заходам ВЛ 110 кВ №152 и №169 на ПС 110/10 кВ Таёжная.

Реконструкция:

- реконструкция ПС 110/10 кВ Лемью для присоединения ВЛ 110 кВ Таёжная – Лемью.

2.2. Этапы разработки проекта:

I этап – Сбор исходных данных, обоснование и согласование с Заказчиком принципиальных решений по сооружаемому и реконструируемому объектам.

II этап – Разработка, согласование с Заказчиком, экспертиза проектной документации.

III этап – Разработка и согласование рабочей и сметной документации.

3. Основные характеристики сооружаемого объекта (предварительные, уточняются по результатам выполнения п.4.1.).

3.1. ВЛ 110 кВ кВ Таёжная – Лемью с заходом на новую ПС 110/10 кВ Малоперанская:

Показатель	Значение
Передаваемая мощность, МВт	22 (уточнить проектом)
Количество цепей	одна
Номинальное напряжение, кВ	110
Длина трассы, км (уточнить проектом)	28 (уточнить проектом)
Район по количеству грозовых часов в году	20 – 40 ч.,
Район по степени загрязненности атмосферы	Определить проектом
Район по ветру	III (уточняется проектом)
Район по гололеду	II (уточняется проектом)
Наличие переходов через естественные и искусственные преграды	определяется проектом
Число часов использования максимума нагрузки	5000
Требования к строительству ВЛ, включая рекомендации по типу опор и изоляции (с уточнением в проекте)	Предусмотреть проектом строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110/10 кВ Таёжная до ОРУ 110 кВ ПС 110/10 кВ Лемью с отпайкой на новую ПС 110/10 кВ Малоперанская. Со стороны ПС 110/10 кВ Таёжная предусмотреть присоединение новой ВЛ 110 кВ к ВЛ 110 кВ №152 и №169 через переключательный пункт 110 кВ. Присоединение к ПС 110/10 кВ Лемью выполнить со строительством двухцепного захода в соответствии с решениями проекта «Строительство ВЛ 110 кВ Зеленоборск – Ижма на участке от ПС 110/10 кВ Лемью до ПС 110/10 кВ Ижма в филиала ОАО «МРСК Северо – Запада» «Комиэнерго». Шифр 2360» разработанного ООО «Вологдасельэнергопроект». Подвеску провода выполнить на обе цепи двухцепного захода. При строительстве предусмотреть: 1. Опоры: – промежуточные – металлические многогранные с защитой горячим оцинкованием;

Показатель	Значение
	– анкерно-угловые – металлические свободностоящие башенного типа из горячекатаного фасонного проката с защитой горячим оцинкованием. 2. Изоляция: – натяжные и поддерживающие гирлянды предусмотреть с применением стеклянных изоляторов; 3. Арматура: – крепление провода к анкерным опорам с применением натяжных спиральных зажимов; – соединение шлейфов в петлях анкерных опор предусмотреть с использованием спиральных соединительных зажимов; – монтаж провода в зажимах на промежуточных опорах и установка виброгасителей на провода и грозозащитный трос с использованием защитного спирального протектора; – защита провода с применением многочастотных гасителей вибрации. 4. Марка и сечение провода: определить проектом; 5. Защиту от грозовых перенапряжений с использованием грозозащитного троса типа ОКГТ; 6. Защиту опор ВЛ от наезда и повреждения в местах сближения и пересечения с автомобильными дорогами.

3.2. Переключательный пункт 110 кВ (ПП 110 кВ).

Показатель	Значение
Номинальное напряжение, кВ	110
Максимальная потребляемая нагрузка, МВА	22 (уточнить проектом)
Наименование ВЛ	Новая ВЛ 110 кВ Таёжная - Лемью, ВЛ 110 кВ №152, №169
Удалённость от центров питания, км	Определяется проектом
Район по количеству грозовых часов в году	20-40
Район по степени загрязненности атмосферы	Определить проектом
Вид обслуживания	ОВБ
Оперативный ток	Определить проектом

Показатель	Значение
Требования к строительству ПП 110 кВ:	Проектом предусмотреть: 1. Сооружение переключательного пункта 110 кВ для подключения новой ВЛ 110 кВ Таёжная – Лемью к ВЛ 110 кВ №152 и №169. ПП 110 кВ в составе двух ячеек 110 кВ с выключателями 110 кВ, выносными трансформаторами тока 110 кВ, трансформаторами напряжения 110 кВ, ОПН 110 кВ, оборудованием собственных нужд, оперативного тока, устройств РЗА, телемеханики, связи. Способ присоединения ПП 110 кВ к ВЛ определить проектом. 2. Выключатели 110 кВ предусмотреть элегазовые колонкового типа с пружинными приводами. 3. Разъединители 110 кВ предусмотреть горизонтально – поворотного типа с полимерной изоляцией, двигательными приводами основных и заземляющих ножей. 4. Трансформаторы тока 110 кВ предусмотреть выносные с 4 – я вторичными обмотками для питания цепей РЗА, измерений, учёта и оперативного тока (количество вторичных обмоток уточнить проектом). 5. Трансформаторы напряжения 110 кВ предусмотреть антирезонансные. Класс точности определить проектом. Количество вторичных обмоток, мощность дополнительных обмоток, предназначенных для питания цепей СН и оперативного тока, определить проектом. Приборы контроля напряжения на ВЛ и аппаратуру контроля неисправности цепей напряжения и трансформатора напряжения разместить в ОПУ. Установку ТН предусмотреть со стороны питающих и проектируемой ВЛ 110 кВ. 6. Для защиты оборудования ПП 110 кВ от перенапряжений предусмотреть установку ограничителей перенапряжения 110 кВ. ОПН 110 кВ предусмотреть с датчиками тока утечки типа ДТУ-03 (или аналогичными). 7. Установку оборудования 110 кВ предусмотреть с использованием блоков КТПБ с жёсткой ошиновкой. Для повышения надёжности работы электромагнитной блокировки разъединителей за счёт уменьшения числа контактов КСА приводов логику работы ЭМБ аппаратов выполнить с применением микропроцессорных терминалов. 8. Электромагнитную блокировку коммутационных аппаратов 110 кВ. Для повышения надежности работы электромагнитной блокировки

Показатель	Значение
	разъединителей за счет уменьшения числа контактов КСА приводов логику работы ЭМБ аппаратов выполнить с применением микропроцессорных терминалов. 9. Питание собственных нужд ПП 110 кВ. Установку оборудования питания собственных нужд предусмотреть со стороны питающих ВЛ 110 кВ и проектируемой ВЛ 110 кВ. Тип оборудования для питания собственных нужд определить проектом. Место размещения щита собственных нужд – ОПУ. 10. Вид оперативного тока определить проектом. 11. РЗА на основе микропроцессорных устройств (тип ШМЗЛ 03.5.220). Состав функций шкафа определить проектом. 12. Дистанционный обмен информацией с устройствами РЗА с использованием цифровых каналов передачи данных. 13. Телемеханизацию переключательного пункта 110 кВ в объеме ТС,ТУ, ТИТ (I) на базе современного оборудования телемеханики (однотипного с используемым в ПО ЦЭС) с передачей данных телеметрии в ОИК ПО ЦЭС и ОИК ПО ПЭС. Тип и конфигурацию, протоколы и объемы передачи телеметрии определить проектом. 14. Организацию цифрового канала связи на участке ПП 110 кВ - ДП ПО ЦЭС. Состав оборудования связи и тип интерфейсов определить проектом, систему бесперебойного электропитания СДТУ с возможностью автономной работы не менее 6 часов. 15. Организацию телефонного канала от АТС Ижемского РЭС. 16. Организацию коммерческого учета электроэнергии на присоединении ПП 110 кВ к питающим ВЛ 110 кВ. Учет электроэнергии выполнить в соответствии с Типовым стандартом о технической политике по учету электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе ДЗО ОАО "Холдинг МРСК". Обеспечить возможность интеграции счетчиков в существующую АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Северо - Запада» «Комиэнерго» и в АИИС КУЭ ООО «ТранснефтьЭлектросетьСервис»; (для счетчиков коммерческого учета), возможность опроса счетчиков существующим программным

Показатель	Значение
	обеспечением службы учета электрической энергии ПО ЦЭС. Установку счетчиков, трансформаторов тока и монтаж их цепей выполнить согласно требованиям ПУЭ. Во вторичных цепях учета предусмотреть установку испытательных клеммных коробок (блоков). Клеммные коробки трансформаторов тока и счетчиков, испытательные блоки, промежуточные клеммники должны быть защищены от несанкционированного доступа путем их пломбирования и маркирования. 17. Модульное ОПУ для размещения оборудования РЗА, связи, телемеханики. В ОПУ предусмотреть системы поддержания микроклимата, охранно – пожарную сигнализацию. 18. Внешнее освещение ПП 110 кВ, внутренне освещение ОПУ с использованием энергосберегающих осветительных приборов. 19. В качестве фундаментов под оборудование 110 кВ и ОПУ ж/б лежни с повышенной установкой оборудования, учётом максимальной высоты снежного покрова. 20. Оборудование наружной установки должно иметь климатическое исполнение УХЛ1. 21. Сетчатое ограждение ПП 110 кВ, ограду предусмотреть высотой не менее 2,4 м. По верхнему краю ограды предусмотреть установку козырька из колючей проволоки. Ворота выполнить сплошными, металлическими. Предусмотреть металлическую калитку. Предусмотреть контроль закрытого состояния ворот и калиток ограждения. 22. Автоматизацию обогрева оборудования, отопления помещений ОПУ с контролем и управлением с ДП ПО ЦЭС.

3.3. Для ПС 110/10 Лемью

Показатель	Значение
Номинальное напряжение РУ, кВ	110 кВ
Конструктивное исполнение РУ 110	Открытое РУ
Тип схемы РУ-110 кВ	Одиночная секционированная система шин с обходной с подключением трансформаторов через выключатели, ВЛ 110 кВ через разъединитель
Количество линий 110 кВ	1 линия существующая

Показатель	Значение
подключаемых к ПС	1 линия подключается дополнительно
Количество резервных ячеек ОРУ-110 кВ	2
Количество и мощность силовых трансформаторов:	2*ТМТН – 6300/110/35/10
Район по количеству грозовых часов в году	определить проектом
Район по степени загрязненности атмосферы	Определить проектом
Вид обслуживания	Постоянный дежурный персонал
Возможность расширения	Учесть возможность присоединения ВЛ 110 кВ Лемью - Ижма
Оперативный ток	Существующий: выпрямленный 220 В Проектируемый: постоянный 220 В
Задание на реконструкцию и расширение	Реконструкцию предусмотреть по схеме «мостик с выключателями в цепях трансформаторов» с использованием решений проекта «Строительство ВЛ 110 кВ Зеленоборск – Ижма на участке от ПС 110/10 кВ Лемью до ПС 110/10 кВ Ижма в филиала ОАО «МРСК Северо – Запада» «Комиэнерго». Шифр 2360», разработанным ООО «Вологдасельэнергопроект», в объёме необходимом для присоединения проектируемой ВЛ 110 кВ: 1. строительство ячейки 110 кВ для присоединения новой ВЛ 110 кВ; 2. строительство ячейки автоматической перемычки с выключателем 110 кВ. 3. РЗА с использованием микропроцессорных устройств в соответствии с требованиями ПУЭ. 4. строительство ОПУ 110 кВ для размещения устройств РЗА, ТМ, СДТУ с учётом в перспективе полного развития ПС. 5. Всё применяемое оборудование в соответствии с требованиями проекта строительства ВЛ 110 кВ Зеленоборск – Ижма.

3.4. Организация цифровых каналов связи.

Показатель	Значение
Требования к системе связи:	Проектом предусмотреть организацию цифровых каналов связи для оперативной связи и передачи информации АСДУ с переключающего

Показатель	Значение
	пункта 110 кВ в ДП ПО ЦЭС, с ПС 110/10 кВ Лемью в ДП ПО ПЭС, ретрансляции информации на ДП ЦУС Комиэнерго и на ДЦ Коми РДУ. Технические решения, состав оборудования связи и тип интерфейсов определить проектом. Предусмотреть систему бесперебойного электропитания СДТУ с возможностью автономной работы не менее 6 часов. При организации каналов связи учесть решения предусмотренные проектом «Организация связи по ВОЛС на участке ПС 110/10 кВ Лемью – ПС 220/110/10 кВ Зеленоборск. Шифр 2415» разработанным ООО «Вологдасельэнергопроект».

4. В составе проекта обосновать и выполнить.

4.1. На этапе «сбор исходных данных, обоснование и согласование с Заказчиком принципиальных решений по сооружаемому и реконструируемому объектам» выполнить:

4.1.1. Расчеты нормальных, послеаварийных, ремонтных электрических режимов работы сети 110 кВ в районе сооружения объекта на год его ввода (проведение реконструкции) с учетом динамики изменения электрических нагрузок энергорайона: режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня, режим летних минимальных нагрузок выходного дня, режим летних максимальных нагрузок рабочего дня, режим зимних минимальных нагрузок рабочего дня. Для всех режимов работы определить положение коммутационных аппаратов в распредлительных устройствах подстанций 110 – 220 кВ, в том числе транзитов 110 кВ «Ухта – Зеленоборск», «Печора – Каджером – Зеленоборск».

4.1.2. Предварительные изыскания, сопоставление различных вариантов технических решений строительства с расчётом различных режимов работы сети, с учётом материалов изысканий и проектирования объекта «Строительство ВЛ 110 кВ Зеленоборск – Ижма на участке от ПС 110/10 кВ Лемью до ПС 110/10 кВ Ижма в филиала ОАО «МРСК Северо – Запада» «Комиэнерго». Шифр 2360» разработанными ООО «Вологдасельэнергопроект» и на этой основе определить:

Для ВЛ 110 кВ Таёжная – Лемью:

- точки присоединения к сетям;
- основные технические решения, в т.ч. по применению типовых или неунифицированных строительных конструкций (опор);
- трассу ВЛ.

Для ПС 110/10 кВ Лемью:

- принципиальную электрическую схему;
- принципиальные конструктивные и компоновочные решения;
- план размещения оборудования;
- состав и технические требования к оборудованию (выключатели, разъединители, ТТ и пр.);

- принципиальные решения по координации изоляции, защите оборудования от перенапряжений;
- принципиальные решения по системам РЗА, ПА, ТМ, АИИСКУЭ и связи;
- принципиальные решения по организации оперативного тока и обеспечению собственных нужд с предоставлением обосновывающих расчетов;
- план захода ВЛ.

Для переключательного пункта 110 кВ:

- принципиальную электрическую схему;
- принципиальные конструктивные и компоновочные решения;
- место размещения объекта, размер площадки;
- план размещения оборудования;
- состав и технические требования к оборудованию (выключатели, разъединители, ТТ и пр.);
- принципиальные решения по координации изоляции, защите оборудования от перенапряжений;
- принципиальные решения по системам РЗА, ПА, ТМ, АИИС КУЭ и связи, организации управления переключающим пунктом из удаленных центров управления;
- принципиальные решения по организации оперативного тока и обеспечению собственных нужд ПП 110 кВ с предоставлением обосновывающих расчетов, включая выполнение обосновывающих расчёты по схеме питания СН;
- решения по резервным источникам электроснабжения.

Для организации связи и передачи оперативной и технологической информации с переключающего пункта 110 кВ в ДП ПО ЦЭС, ретрансляции информации на ДП ЦУС Комиэнерго и на ДЦ Коми РДУ:

- определить объёмы информации;
- разработать структурную схему каналов связи;
- определить технические решения;
- технические средства для организации связи.

4.1.3. Оформление актов выбора трассы, согласование с заинтересованными сторонами (землепользователями, комитетом лесов Республики Коми, ФГУ «Комиавиатранс», ФГУ «Комирыбвод», «Северо-Двинским ГУП водных путей и судоходства», Дорожным агентством Республики Коми, Минприроды Республики Коми, Федеральным управлением автомобильных дорог Волго-Вятского региона и т.д.).

Определить границы землепользования объектов строительства (получение кадастровых материалов).

Получение разрешений на проектирование и проведение инженерных изысканий.

4.1.4. Для ВЛ 110 кВ, ПС 110/10 кВ Лемью, ПП 110 кВ, цифровых каналов связи раздельно, по результатам I этапа определить на основе укрупненных экономических показателей ориентировочную стоимость строительства объектов.

4.1.5. Материалы с пояснительной запиской представить в ПО ЦЭС для последующего рассмотрения и согласования филиалом ОАО «МРСК Северо – Запада» «Комиэнерго» и ОАО «МРСК Северо – Запада».

Материалы должны быть выполнены в объеме, достаточном для использования их в качестве исходных данных для разработки проектной документации.

4.2. На этапе «разработка, согласование с Заказчиком, экспертиза проектной документации» выполнить:

4.2.1. Для ВЛ 110 кВ Таёжная - Лемью:

- характеристики пропускной способности ВЛ;
- протяженность и вариант прохождения трассы;
- линейную изоляцию;
- линейную арматуру;
- устройства самостоятельного удаления гололеда;
- тип опор и фундаментов, схему заходов и подключения ВЛ к ПС;
- защиту от грозовых и внутренних перенапряжений;
- средства снижения ветровой вибрации с применением многочастотных гасителей вибрации;
- защиту опор ВЛ от наезда и повреждений;
- прочие разделы проектно-сметной документации.

4.2.2. Для ПС 110/10 кВ Лемью:

- главную электрическую схему с пояснительной запиской;
- компоновку, генеральный план;
- заходы строящейся ВЛ 110 кВ;
- конструктивные решения в соответствии с видами выбранного электрооборудования;
- строительные решения на основе современных строительных технологий;
- решения по координации изоляции, защите оборудования от перенапряжений в наиболее вероятных режимах, мероприятия по предотвращению феррорезонансных перенапряжений;
- схему присоединения заземляющего контура и план расположения заземлителей;
- конструктивное исполнение электрической связи между ОРУ 110 кВ ПС и ВЛ 110 кВ;
- решения по обеспечению электроснабжения собственных нужд (СН):
- схему системы СН и схему питания СН; вид и количество независимых источников СН; требуемая мощность источников СН;
- решения по выбору источников оперативного тока, схемы оперативного тока в нормальном режиме с указанием источников резервирования и схем резервирования; требуемая мощность источников оперативного тока;
- решения по инженерным системам (противопожарным и др.);
- прочие разделы проектно-сметной документации.

4.2.3. Для ПП 110 кВ:

- главную электрическую схему с пояснительной запиской;
- вариант площадки, компоновку, генеральный план;
- конструктивные решения в соответствии с видами выбранного электрооборудования;

- проверку выбранного оборудования на соответствие требованиям правил и норм (нагрев, пропускная способность и т.п.);
- строительные решения на основе современных строительных технологий;
- решения по координации изоляции, защите оборудования от перенапряжений в наиболее вероятных режимах, мероприятия по предотвращению феррорезонансных перенапряжений;
- схему присоединения заземляющего контура и план расположения заземлителей;
- конструктивное исполнение электрической связи между ПП 110 кВ и ВЛ-110 кВ;
- решения по обеспечению электроснабжения собственных нужд (СН):
- схему системы СН и схему питания СН; вид и количество независимых источников СН; требуемая мощность источников СН;
- решения по выбору источников оперативного тока, схемы оперативного тока в нормальном режиме с указанием источников резервирования и схем резервирования; требуемая мощность источников оперативного тока;
- решения по инженерным системам (противопожарным и др.);
- прочие разделы проектно-сметной документации.

4.2.4. Технические решения по релейной защите и автоматике (РЗА), противоаварийной автоматике (ПА) ПП 110 кВ, ПС 110/10 кВ Лемью и прилегающей сети 110 кВ с использованием микропроцессорных устройств, в т.ч.:

4.2.4.1. Пояснительную записку, включающую в себя расчёт параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА.

4.2.4.2. Схему размещения устройств релейной защиты, определения мест повреждения (ОМП) в прилегающей сети.

4.2.4.3. Совмещенную схему распределения по трансформаторам тока и трансформаторам напряжения устройств РЗА, ОМП, измерительных преобразователей телеизмерений, измерительных приборов, приборов учёта электроэнергии.

4.2.4.4. Схему организации передачи сигналов РЗ (ВОЛС, ВЧ каналы) с учетом резервирования каналов.

4.2.4.5. Структурно-функциональные схемы устройств РЗА.

4.2.4.6. Перечень всех функций РЗА каждого защищаемого элемента сети (линия, шины, трансформатор и др.), необходимых на данном объекте, анализ реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей.

4.2.4.7. Ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит, в т.ч. обоснование:

- требуемого количества ступеней резервных защит ВЛ, места их установки и направленности;
- необходимости усиления требований ближнего резервирования (установка дополнительной защиты на ВЛ 110 кВ);
- алгоритмов АПВ.

4.2.4.8. Решения по определению мест повреждения на ВЛ (ОМП).

4.2.4.9. Обоснование (ориентировочные расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов трансформаторов тока, а также величин

мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения на основании обосновывающих расчетов с учетом видов устройств РЗА и средств измерений, их потребления, ориентировочных длин кабелей, значений токов КЗ и допустимой погрешности для каждого вида РЗ при КЗ в месте их установки и в других точках сети, постоянной времени сети соответствующего напряжения, длительности без токовой паузы для АПВ и т.п.

4.2.4.10. Обоснования необходимости создания (модернизации) комплексов и устройств РЗА.

4.2.4.11. Обоснования необходимости выполнения работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА на смежных объектах.

4.2.4.12. Сроков и этапов выполнения работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА.

4.2.4.13. Технико-экономического обоснования вариантов реализации технических решений.

4.2.5. Основные технические решения по системе ТМ на ПП 110 кВ и ПС 110/10 кВ Лемью.

4.2.5.1. Структурная схема системы ТМ.

4.2.5.2. Перечень сигналов, собираемых в систему ТМ, представить в виде таблицы, которая должна содержать:

- название присоединения;
- вид (тип) измеряемых и регистрируемых параметров (ТС, ТИТ, ТУ);
- источник информации;
- разрешающая способность;
- получатели информации.

4.2.5.3. Требования к измерительным преобразователям, системам управления и регистрации:

- характеристика входных сигналов;
- характеристика выходных сигналов;
- функциональность;
- класс точности;
- интерфейсы и протоколы.

4.2.5.4. Решения по оперативному управлению коммутационными аппаратами (КА) из центров диспетчерского управления.

4.2.5.5. Решения по выбору направлений передачи информации в центры управления ПО ЦЭС и ЦУС филиала ОАО «МРСК Северо – Запада» «Комиэнерго»; обобщенный расчет данных каждого типа для каждого направления, а также решения по выбору протоколов передачи.

4.2.5.6. Решения по диагностике, надежности, отказоустойчивости и резервированию системы ТМ, а также резервному управлению первичным оборудованием при отказах ТМ.

Решения по регистрации аварийных событий (РАС) с учетом наличия этой функции в микропроцессорных терминалах РЗА, в том числе:

- вид (тип) измеряемых и регистрируемых параметров;
- частота обработки;
- условия пуска (для обеспечения функции РАС);
- устройство регистрации.

4.2.5.7. Требования к измерительным преобразователям, системам управления и регистрации:

- характеристика входных сигналов;
- характеристика выходных сигналов;
- функциональность;
- класс точности;
- интерфейсы и протоколы.

4.2.6. Основные организационно-технические решения по учету электрической энергии:

4.2.6.1. Предусмотреть организацию коммерческого учета на стороне 110 кВ переключательного пункта, создать информационно вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) и интегрировать в АИИСКУЭ ПО ЦЭС.

4.2.6.2. Определить задачи, решаемые ИВКЭ.

4.2.6.3. Определить ИИК коммерческого и технического учета.

4.2.6.4. Разработать структурную схему ИВКЭ и информационные связи с существующей АИИС КУЭ ПО ЦЭС.

4.2.6.5. Разработать схему передачи данных от ИВКЭ к существующей АИИС КУЭ с учетом резервного канала связи.

4.2.6.6. Обосновать выбор технических средств и ПО для создания ИВКЭ и варианты размещения (счетчики, УСПД, каналы связи).

4.2.7. Организационно-технические решения по созданию систем связи для передачи корпоративной и технологической информации (отдельным томом).

4.2.7.1. Организация цифровых каналов связи для оперативной связи и передачи информации АСДУ с переключающего пункта 110 кВ в ДП ПО ЦЭС, ПС 110/10 кВ Лемью на ДП ПО ПЭС, ретрансляции информации на ДП ЦУС Комиэнерго и на ДЦ Коми РДУ.

4.2.7.2. Рассмотреть два варианта организации каналов связи и передачи данных:

- с учетом сооружений связи, предусматриваемых при организация связи по ВОЛС на участке ПС 110/10 кВ Лемью – ПС 220/110/10 кВ Зеленоборск;
- без учета указанных сооружений связи.

4.2.7.3. Обеспечение инфраструктуры, включая:

- организацию системы гарантированного электропитания 48 В постоянного тока и 220 В переменного тока для всех систем связи с обеспечением непрерывной работы при отсутствии внешнего энергоснабжения не менее 3 часов.

4.2.7.4. Схему организации связи, таблицу распределения информационных потоков систем связи, включая согласования филиала ОАО «СО ЕЭС» Коми РДУ и филиала ОАО МРСК «Северо-Запада» «Комиэнерго».

4.2.7.5. Решения по организации системы управления, системы служебной связи, резервирования, аварийной сигнализации, тактовой синхронизации, системы сигнализации, системы маршрутизации, системы нумерации, системы защиты информации.

4.2.8. Решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА, ТМ, АИИС КУЭ, связи, обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном разделе.

4.2.9. Решения по организации электропитания систем РЗА, ТМ, систем связи и других систем, включая:

- таблицы потребителей сети собственных нужд 0,4 кВ и оперативного тока и их характеристики;
- схемы сети оперативного тока и собственных нужд 0,4 кВ;
- расчеты токов короткого замыкания в сетях собственных нужд и оперативного тока (с использованием специализированных программ);
- выполнение защиты сетей оперативного тока и собственных нужд;
- построение карт селективности защитных аппаратов сети 0,4 кВ и оперативного тока (с использованием специализированных программ);
- контроль состояния сети оперативного тока, включая устройства автоматического и автоматизированного поиска «земли».

4.2.10. Выполнить расчет кабельной продукции, необходимой для создания РЗА, ТМ, ИИК и ИВКЭ.

4.2.11. Обеспечение инфраструктуры, включая:

- подготовку помещений, в том числе создание систем поддержания микроклимата;
- организацию системы гарантированного электропитания устройств РЗА, СДТУ, ТМ, учёта с обеспечением непрерывной работы при отсутствии внешнего энергоснабжения (в соответствии с действующими НТД).

4.2.12. Оценка воздействия ВЛ 110 кВ и ПП 110 кВ на окружающую среду (ОВОС). Раздел «Охрана окружающей среды» оформить отдельным томом.

4.2.13. Инженерно-технические вопросы гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций. Раздел оформить отдельным томом.

4.2.14. Проект организации строительства (ПОС) с определением сроков и порядка выполнения строительно-монтажных работ, график поставки и схему транспортировки оборудования и т.д.

4.2.15. Противопожарные мероприятия в соответствии с действующими отраслевыми правилами пожарной безопасности для объектов электросетевого хозяйства. Разработка и согласование декларации пожарной безопасности для строящихся и реконструируемых объектов.

4.2.16. Охранные мероприятия для ПП 110 кВ в соответствии с требованиями норм.

4.2.17. Выполнить раздел «Организация эксплуатации». В разделе:

- учесть существующее расположение ремонтных баз в регионе, определить оптимальную схему организации техобслуживания строящихся и реконструируемых объектов;
- оптимизировать схему управления обслуживанием строящихся и реконструируемых объектов с учетом расположения центров и линий управления, сложившихся в данном регионе;
- рассчитать численности и квалификации эксплуатационного персонала, транспорта, ЗИП, КИП;
- определить перечень и объем аварийного запаса необходимого для эксплуатации строящихся и реконструируемых объектов, РЗиА, связи, телемеханики, проектом предусмотреть приобретение аварийного запаса.
- предусмотреть наличие инструкций по эксплуатации устанавливаемого оборудования (документацию в полном объеме на бумажном носителе и в электронном виде); необходимое программное обеспечение для настройки и технического обслуживания устанавливаемого оборудования.

4.2.18. Выполнить раздел «Энергоэффективность».

4.2.19. Сметную стоимость строительства приводить в уровнях цен:

- базисном, по состоянию на 01.01.2000 года;
- в ценах 4 квартала 2010 года;
- в текущем, сложившемся ко времени составления смет.

Предусмотреть включение в состав сводного сметного расчета средств на покрытие затрат строительных организаций на страхование строительных рисков в размере 1% от итога глав 1 – 8.

Предусмотреть затраты на содержание службы заказчика, определенные согласно МДС 81-35.2004 в размере 2%.

Предусмотреть затраты на строительный контроль (технический надзор), определяемые в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 21.06.2010 №468 (в % от итога глав 1-9).

4.2.20. В сметную документацию включить затраты на проведение работ по межеванию, предоставлению, постановке на государственный кадастровый учет земельных участков для строительства и эксплуатации объекта после завершения строительства, затраты на проведение государственной экспертизы, аренду земельных участков на период строительства, по проекту рекультивации земель, приобретение аварийного запаса.

4.2.21. В состав проекта включить материалы «Предварительное согласование места размещения объекта, включая выбор земельного участка. Межевание земельного участка. Государственный кадастровый учет земельного участка. Решение о предоставлении земельного участка для строительства».

4.2.22. Проектно-сметную документацию, в т.ч. сводный сметный расчет, выполнить с разделением по зонам эксплуатационной ответственности:
- ВЛ 110 кВ Таёжная – Лемью, переключательный пункт 110 кВ – производственное отделение «Центральные электрические сети» филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Комиэнерго»;
- ПС 110/10 кВ Лемью, двухцепной заход ВЛ 110 кВ на ПС 110/10 кВ Лемью – производственное отделение «Печорские электрические сети» филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Комиэнерго».

4.2.23. Разработать опросные листы и технический раздел конкурсной документации для приобретения оборудования.

4.2.24. Проектную документации согласовать:
- в части присоединения к ВЛ 110 кВ № 152, №169 с ООО «ТранснефтьЭлектросетьСервис»;
- в части присоединения к ПС 110/10 кВ Малоперанская с ЗАО «Ямалгазинвест»;
- ОАО «МРСК Северо – Запада»;
- филиалом ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Северо – Запада;
- филиалом ОАО «СО ЕЭС» Коми РДУ.

4.2.25. Обеспечить получение положительного заключения экспертизы проекта.

4.2.26. Документацию по проекту в полном объеме (включая обосновывающие расчеты) представить заказчику в 4-х экземплярах на бумажном носителе и в 1 экз. в электронном виде на CD, при этом текстовую и графическую информацию представить в стандартных форматах Windows, MS Office, Acrobat Reader, а сметную документацию в формате MS Excel.

4.2.27. Материалы в соответствии с ТЗ в полном объеме представить на рассмотрение и согласование в производственное отделение «Центральные электрические сети» филиала ОАО «МРСК Северо – Запада» «Комиэнерго» для последующего утверждения.

4.3. На этапе «разработка и согласование рабочей и сметной документации» выполнить, в соответствии с утверждённой проектной документацией, разработку рабочей и сметной документации включая:

4.3.1. Комплект рабочих чертежей, обеспечивающих выполнение работ по строительству (реконструкции) зданий и сооружений, монтажу фундаментов, конструкций основного и вспомогательного оборудования.

4.3.1.1. Пояснительную записку, включающую в себя расчёт параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА.

4.3.2. Комплект рабочих (принципиальных и монтажных) схем, обеспечивающих выполнение монтажных и пусконаладочных работ, в том числе:

4.3.2.1. Схемы расстановки основного и вспомогательного оборудования.

4.3.2.2. Принципиальные и монтажные схемы всех шкафов системы собственных нужд и оперативного тока, РЗА, АИИС КУЭ, связи, пожарно-охранной сигнализации, освещения, обогрева.

4.3.2.3. Таблицы параметров настройки (карты селективности РЗ) и обосновывающие расчеты по их выбору для всех терминалов РЗА и автоматических выключателей в цепях напряжения, оперативного тока и собственных нужд.

4.3.2.4. Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, информационно – измерительных систем.

4.3.2.5. Принципиальные и функционально – логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами, устройствами ВЧ – связи, устройствами передачи аварийных сигналов и команд.

4.3.2.6. Данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА.

4.3.2.7. Схемы организации каналов связи для функционирования устройств РЗА.

4.3.2.8. Заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии (типоисполнения) для микропроцессорных устройств РЗА.

4.3.2.9. Схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА.

4.3.2.10. Схемы организации цепей напряжения устройств РЗА.

4.3.2.11. Принципиальные схемы управления и автоматики (алгоритмы функционирования) выключателей.

4.3.2.12. Кабельные журналы, схемы раскладки силовых и контрольных кабелей, таблицы маркировки жил контрольных кабелей.

4.3.3. Сформировать опросные листы и заказные спецификации для закупки оборудования, силовых и контрольных кабелей, материалов.

4.3.4. Локальные и сводную сметы строительно-монтажных и пусконаладочных работ.

Определить сметную стоимость строительства в трех уровнях цен:

- в базисном по состоянию на 01.01.2000;
- ценах 4 квартала 2010 года;
- в текущем, сложившемся ко времени составления смет.

4.3.5. Согласование рабочей и сметной документации с филиалом ОАО «МРСК Северо – Запада» «Комиэнерго», рабочей документации в части РЗА с филиалом ОАО «СО ЕЭС» Коми РДУ.

4.3.6. Рабочую документацию в полном объеме (включая обосновывающие расчеты) представить заказчику в 4-х экземплярах на бумажном носителе и в 1 экз. в электронном виде на CD, при этом текстовую и графическую информацию представить в стандартных форматах Windows, MS Office, Acrobat Reader, а сметную документацию в формате MS Excel. Все чертежи рабочей документации в последней редакции дополнительно предоставлять в формате «dwg» или «dxf».

5. Особые условия.

5.1. Работы на ВЛ 110 кВ питающих ПС 110/10 кВ Таёжная, на ПС 110/10 кВ Лемью производятся в условиях действующих электроустановок, вблизи оборудования, находящегося под высоким напряжением.

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

5.3. При необходимости проектная организация получает все необходимые согласования и заключения с Природоохранными органами, ГО и ЧС, Министерством здравоохранения и социального развития Российской Федерации, Муниципальными органами власти, Росстройнадзором, Госэкспертизой России и другими контролирующими и разрешающими организациями.

5.4. Требования к оформлению и наличию документации акта выбора земельного участка для размещения объекта, проведению инженерно – геологических изысканий, оформлению межевого плана и согласованию материалов с филиалом ОАО «МРСК Северо – Запада» «Комиэнерго»:

- выполнить подготовку и согласование акта выбора земельного участка для размещения объекта в установленном законодательством порядке;
- согласовать материалы с заказчиком.

Требования к наличию документов по акту выбора земельного участка, межевому плану:

- документы, обосновывающие необходимую площадь отвода земель для размещения объекта;
- расчёт размера земельного участка, предоставляемого для размещения объекта;
- картографические материалы с указанием проекта границ земельного участка;
- акт выбора земельного участка, согласованный в установленном законодательством порядке;
- материалы согласований и экспертиз, проведённых с учётом комплексного развития территории;
- наличие выходных документов: межевой план в количестве 4 экземпляров.

5.5. Выполнить в составе проекта отдельными томами техническую часть

- конкурсной документации для закупки материалов и оборудования;
- конкурсной документации по выбору подрядной организации для строительства проектируемого объекта.

5.6. Производитель оборудования должен иметь ТУ, сертификаты соответствия, протоколы испытаний лицензированных испытательных центров РФ и протоколы МВК».

5.7. Проектную и рабочую документацию в части расчётов электрических режимов, схем сети 110 кВ, решений по схеме ПС 110/10 кВ Лемью, ПП 110

кВ, собственным нуждам, РЗА, ПА, связи, телемеханике согласовать с филиалом ОАО «СО ЕЭС» Коми РДУ.

5.8. Предоставить заказчику все расчетные модели (включая графические схемы), использованные для проведения расчетов электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости в электронном виде в форматах программных комплексов, с помощью которых проведены расчеты, в том числе в электронном виде в формате ПК «RastrWin» (*.rg2, *.grf, *.sch, *.ut2). На графических схемах (файлы с расширением *.grf) должны быть представлены все узлы, имеющиеся в расчетных моделях, использованных для проведения расчетов статической устойчивости (файлы с расширением *.rg2).

6. Выделение пусковых комплексов.

Выделение пусковых комплексов не требуется.

7. Срок выполнения проекта.

В соответствии с календарным графиком к договору на разработку проекта.

8. Проектная организация.

Проектная организация выбирается на конкурентной основе.

9. Исходные данные для разработки проекта.

Перечень исходных данных, сроки подготовки и передачи их Заказчиком проектной организации определяются договором на разработку проекта и календарным графиком.