



Закрытое Акционерное Общество
«Сибирский энергетический научно-технический центр»

Отчет

По результатам проведения технического и ценового аудита инвестиционного проекта по объекту строительства «ЛЭП 110 кВ Мурманская – Центральная в г. Тюмень» 2 этап для нужд филиала ОАО «Тюменьэнерго»

Подготовил:

Главный инженер проекта
ДЭС ЗАО «Сибирский ЭНТЦ»

К.В. Бакулин

Проверил:

Директор
ДЭС ЗАО «Сибирский ЭНТЦ»

Д.В. Гладких

Новосибирск 2015

Содержание

СПИСОК ТЕРМИНОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЙ	3
1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	7
2 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ПРОЕКТА	8
3 СТАТУС ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА.....	10
4 ЭКСПЕРТНО-ИНЖЕНЕРНАЯ ОЦЕНКА ПРОЕКТА ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА	11
5 Оценка достаточности документации.....	14
5.1 Оценка правоустанавливающей и исходно-разрешительной документации.....	14
5.2 Рекомендации.....	19
6 Экспертно-инженерный анализ эффективности принятых технических и технологических решений	
6.1 Расчет режимов и токов КЗ.....	20
6.2 Противоаварийная автоматика.....	24
6.3 Проект полосы отвода.....	25
6.4 Схема планировочной организации земельного участка.....	26
6.5 Конструктивные и объемно-планировочные решения.....	27
6.6 Технологические и конструктивные решения.....	28
6.7 Электромагнитная совместимость.....	34
6.8 Сети связи, Телемеханизация, АСКУЭ.....	35
6.8.1 Сети связи, ВОЛС.....	35
6.8.2 Телемеханизация.....	38
6.8.3 Учет электроэнергии.....	41
6.9 РЗА и ПА.....	43
7 Мероприятия по охране окружающей среды.....	52
8 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.....	54
9 Сметы на строительство.....	56
10 Заключение.....	66

СПИСОК ТЕРМИНОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЙ

Термин, понятие	Определение
Заказчик	Открытое акционерное общество «Тюменьэнерго» (ОАО «Тюменьэнерго»)
Инвестиционный проект	«ЛЭП 110 кВ Мурманская – Центральная в г. Тюмень» 2 этап для нужд филиала ОАО «Тюменьэнерго»
Объект	ЛЭП 110 кВ Мурманская – Центральная в г. Тюмень
Договор	договором №16/220 от 20.11.2014 между ОАО «Тюменьэнерго» и ЗАО «Сибирский ЭНТЦ»
Технологический и ценовой аудит	Экспертная оценка Инвестиционного проекта и разработка укрупнённых рекомендаций по его оптимизации в целях повышения инвестиционной эффективности на основных стадиях жизненного цикла Объекта, проведенные независимой ИК, включая разработку предложений по оптимизации и повышению эффективности Инвестиционного проекта и участие в публичных и иных обсуждениях предложений, разработанных ИК (при обращении Заказчика и/или другого заинтересованного лица)

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

Аббревиатура сокращения	Определение (понятие, наименование) сокращения
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
АСУД	Автоматизированная система управления и диспетчеризации
АУПС	Автоматическая установка пожарной сигнализации
АУПТ	Автоматическая установка пожаротушения
БДДС	Бюджет движения денежных средств
БДР	Бюджет доходов и расходов
БОА	Блок отключающей арматуры
БТ	Блочный трансформатор
БЩУ	Блочный щит управления
ВЛ	Воздушная линия электропередачи
ВОЛС	Волоконно-оптическая линия связи
ГК	Главный корпус
ГПМ	Грузоподъемный механизм
ДГП	Договор генерального подряда
ДК	Делитель канальный
ДПНСИ	Движение потоков наличности субъектов инвестиций
ИК	Инжиниринговая компания
ИП	Инвестиционный проект
ИРД	Исходно-разрешительная документация
ИСУП	Информационные системы управления проектами
КИСУ	Корпоративные информационные системы управления
КИУ М	Коэффициент использования установленной мощности
КМ	Конструкции металлические
КМД	Конструкции металлические деталеровочные
КРУЭ	Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КСУП	Корпоративный стандарт управления проектами

Аббревиатура сокращения	Определение (понятие, наименование) сокращения
КТ	Кабельный тоннель
МТР	Материально-технические ресурсы
МЧ	Монтажные чертежи
НДС	Налог на добавленную стоимость
НТД	Нормативно-техническая документация
ОДУ	Объединенное диспетчерское управление
ОЗП	Огнезащитное покрытие
ОРУ	Открытое распределительное устройство
ПД	Проектная документация
ПТК	Программно-технический комплекс
РД	Руководящий документ
РДУ	Региональное диспетчерское управление
РУСН	Распределительное устройство собственных нужд
СанПиН	Санитарно-эпидемиологические нормы и правила
СБ	Сборочные чертежи
СМР	Строительно-монтажные работы
СНиП	Строительные нормы и правила
СОЕВ	Система обеспечения единого времени
СП	Свод правил
СРО	Саморегулируемая организация
ССР	Сводный сметный расчет
СТОИР	Системы технического обслуживания и ремонта
ТЗ	Техническое задание
КЗ	Токи короткого замыкания
ТМиС	Система телемеханики и связи
ТЦА	Технологический и ценовой аудит
ТЭО	Технико-экономическое обоснование

Аббревиатура сокращения	Определение (понятие, наименование) сокращения
УАТС	Учрежденческая автоматическая телефонная станция
УРОВ	Устройство резервирования отказа выключателя

1. Общие Положения.

В целях исполнения обязательств по договору оказания услуг №16/220 от 20.11.2014 заключенному между ОАО «Тюменьэнерго» (далее – Заказчик) и ЗАО «Сибирский ЭНТЦ» (далее – Исполнитель), Исполнителем оказаны услуги по проведению публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «ЛЭП 110 кВ Мурманская-Центральная в г.Тюмень» (2 этап) (далее - Проект) для нужд филиала ОАО «Тюменьэнерго» (далее – Услуги) в объеме и на условиях, предусмотренных Договором и Техническим заданием.

В рамках оказания услуг по Договору выполнено:

- анализ достаточности и полноты проектно-сметной документации;
- анализ соответствия принятых в проектной документации технологических и конструктивных решений требованиям, установленным в техническом задании на проектирование, а также действующим нормативно-техническим документам;
- анализ соблюдения требований энергоэффективности и экологичности объекта в соответствии с принятыми в проектной документации технологическими и конструктивными решениями;
- анализ сметной документации на предмет правильности ее составления и соответствия проектной документации;
- анализ плана-графика проекта;
- выдача рекомендаций Исполнителем, при необходимости, о доработке проектно-сметной документации проекта;
- произведена оценка эффективности инвестиционного проекта по критериям экономической и технологической целесообразности;
- разработаны предложения по повышению эффективности инвестиционного проекта с целью оптимизации капитальных и операционных затрат, технических решений и сроков реализации.

2. Краткое описание проекта.

Реализация проекта осуществляется в соответствии с утвержденной инвестиционной программой ОАО «Тюменьэнерго» на 2015 – 2019 годы (приказ №820 от 05.11.2014г. Министерства энергетики РФ).

Источник финансирования проекта – собственные средства ОАО «Тюменьэнерго».

Проектом предусматривается строительство кабельной линии КЛ 110 кВ «Мурманская - Центральная» в г. Тюмени в составе:

- цепи 1 КЛ 110 кВ «ТТЭЦ-1 - ПС Центральная»;
- цепи 2 КЛ 110 кВ «ТТЭЦ-1 - ПС Мурманская»;
- цепи 3 КЛ 110 кВ «ПС Центральная - ПС Сибжилстрой»;
- цепи 4 КЛ 110 кВ «ПС Мурманская - ПС Сибжилстрой»;
- отпайки КЛ 110 кВ от цепи 1 «ТТЭЦ-1 - ПС Центральная» и от цепи 2 «ТТЭЦ-1 - ПС Мурманская» на ПС «Загородная».

Строительство объекта предусмотрено с разделением на два этапа.

Решениями по строительству I этапа КЛ 110 кВ «Мурманская - Центральная» в г. Тюмень предусматривается сооружение следующих электрических цепей:

- 1) КЛ 110 кВ «ТТЭЦ-1 - ПС Центральная»;
- 2) КЛ 110 кВ «ТТЭЦ-1 - ПС Мурманская»;
- 3) участка КЛ 110 кВ «ПС Центральная - ПС Сибжилстрой» (от ПС «Центральная» до муфты М2-23);
- 4) участка КЛ 110 кВ «ПС Мурманская - ПС Сибжилстрой» (от ПС «Мурманская» до муфты М2-23).
- 5) отпаяк от цепей КЛ 110 кВ «ТТЭЦ-1 - ПС Центральная» и «ТТЭЦ-1 - ПС Мурманская» на ПС Загородная.

Проектом предусматривается реконструкция ПС 110/10/10 кВ Мурманская, ПС 110/10/10 кВ Центральная, ОРУ 110 кВ Тюменской ТЭЦ-1 и ПС 110/10/10 кВ Загородная и ПС 220/110/10 кВ Ожогоино, которые являются источником электроснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей г. Тюмени.

Настоящим проектом, в связи со строительством кабельной линии 110 кВ от ОРУ 110 кВ Тюменской ТЭЦ-1 до ПС Сибжилстрой с шлейфовыми заходами на ПС Центральная и ПС Мурманская, а также ответвлением на ПС Загородная предусматривается:

ПС220/110/10кВ«Ожогоино»:

- строительство двух ячеек №8, 9 для подключения ВЛ 110 кВ «Новотехническая 1 цепь» и «Новотехническая 2 цепь».
- организация СН на 0,4 кВ ячеек №8, 9, прокладка силовых и контрольных кабелей в существующих и вновь устанавливаемых лотках.

ПС110/10/10кВМурманская:

- установка концевых муфт и ОПН 110 кВ для присоединения кабельной линии 110 кВ «Сибжилстрой» и «ТЭЦ-1»;
- замена гибкой ошиновки на ОРУ 110 кВ.

ПС110/10/10кВЦентральная:

- установка концевых муфт и ОПН 110 кВ для присоединения кабельной линии 110 кВ «Сибжилстрой» и «ТЭЦ-1»;
- замена гибкой ошиновки на ОРУ 110 кВ.

ПС110/10/10кВЗагородная:

- установка концевых муфт и ОПН 110 кВ для присоединения кабельной линии 110 кВ ТЭЦ-1-Мурманская-Сибжилстрой и ТЭЦ-1-Центральная-Сибжилстрой;
- замена гибкой ошиновки на ОРУ 110 кВ.
- организация неавтоматической ремонтной перемычки между 1 и 2 ячейками.

ОРУ110кВТюменскойТЭЦ-1:

- установка концевых муфт и ОПН 110 кВ для присоединения кабельной линии 110 кВ Мурманская-Сибжилстрой и Центральная-Сибжилстрой;

– замена гибкой ошиновки ячеек Мурманская-Сибжилстрой и Центральная-Сибжилстрой ОРУ 110 кВ.

Решениями по строительству II этапа 110 кВ «Мурманская - Центральная» в г. Тюмень предусматривается сооружение следующих электрических цепей:

- участка цепи 3 «ПС Центральная - ПС Сибжилстрой» (от ПС «Сибжилстрой» до места установки муфт МП-23);

- участка цепи 4 «ПС Мурманская - ПС Сибжилстрой» (от ПС «Сибжилстрой» до места установки муфт МП-23*).

На первом этапе строительства для создания временной цепи КЛ выполняется соединение участка цепи 3 от ПС «Центральная» до места установки муфт МП-23 и участка цепи 4 от ПС «Мурманская» до места установки муфт МП-23 комплектом муфт МП-23 (на втором этапе строительства эти муфты демонтируются). На втором этапе строительства, с целью переприсоединения кабельных цепей и создания постоянной схемы проектируемой КЛ на место демонтированных муфт МП-23 устанавливаются муфты МП-23*.

Проектом на втором этапе строительства также предусматривается реконструкция ВЛ 110 кВ «Ожогово - Новотехническая» в г. Тюмень.

Трасса кабельной линии проходит по г. Тюмень и на втором этапе строительства имеет генеральное юго-восточное направление.

3. Статус инвестиционного проекта

Реализация инвестиционного проекта КЛ 110 кВ «Мурманская - Центральная» в г. Тюмень выполняется следующими этапами:

- проведены инженерные изыскания июль - август 2013 г.;
- разработана проектно-сметная документация по проекту 2010-2014гг.;
- получено положительное заключение государственной экспертизы №72-1-5-0419-13 от 04 марта 2014г. по технической и сметным частям проекта и инженерным изысканиям;
- рабочая документация для аудита не разработана;
- представленная проектная документация заказчиком не утверждена;
- согласования документации по функциональным направлениям не представлены.

Итогом технологического и ценового аудита инвестиционного проекта на этапе 2 является:

выводы относительно целесообразности реализации инвестиционного проекта;

выводы относительно эффективности технических и технологических решений на всем жизненном цикле реализации инвестиционного проекта;

предложения по оптимизации инвестиционного проекта в целях снижения стоимости строительства (с предоставлением уточненных расчетов стоимости), снижения операционных затрат;

заключение о соответствии цены инвестиционного проекта по разработанной проектной документации рыночным декам;

экономической окупаемости инвестиционного проекта в различных периметрах анализа;

анализ основных рисков инвестиционного проекта и выработка рекомендаций в отношении порядка их устранения.

4. Экспертно-инженерная оценка проекта по организации строительства.

Аудитором проведён анализ следующей проектной документации:

№ 01-191.1-ПОС, 01-191.2-ПОС Проект организации строительства ЛЭП-110 кВ Мурманская – Центральная в г. Тюмень;

№ 01-191.1-ПОД, 01-191.2-ПОД Проект организации работ по сносу демонтажу линейного объекта ЛЭП-110 кВ Мурманская – Центральная в г. Тюмень;

Проектная документация разработана ООО «Премьер - Энерго».

Проекты организации строительства

Аудитор отмечает, в текстовой части представленных Проектов организации строительства (ПОС) обосновано:

принятая организационно-технологическая схема, определяющая последовательность возведения зданий и сооружений, инженерных и транспортных коммуникаций, обеспечивающая соблюдение установленных в календарном плане строительства сроков завершения строительства (его этапов);

технологическая последовательность работ при возведении объекта капитального строительства;

потребность строительства в кадрах, основных строительных машинах, механизмах, транспортных средствах, временных зданиях и сооружениях;

размеры и оснащение площадок для складирования материалов, конструкций, оборудования, укрупненных модулей и стендов для их сборки. Решение по перемещению тяжеловесного негабаритного оборудования, укрупненных модулей и строительных конструкций;

потребность в жилье и социально-бытовом обслуживании персонала, участвующего в строительстве;

Кроме того, разработаны предложения, мероприятия и решения:

по обеспечению контроля качества строительных и монтажных работ, а также поставляемых на площадку и монтируемых оборудования, конструкций и материалов;

по организации службы геодезического и лабораторного контроля;

по определению технических средств и методов работы, обеспечивающих выполнение нормативных требований охраны труда;

по охране окружающей среды в период строительства.

Таким образом, структура и содержание текстовой части представленных ПОС соответствуют требованиям п.23 «Положения о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию», утверждённого Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87.

При этом Аудитор отмечает, в графической части данной проектной документации имеются несоответствия требованиям нормативно-технической документации, а именно:

графическая часть ПОС не содержит календарного плана строительства, включая подготовительный период (сроки и последовательность строительства зданий и сооружений, выделение этапов строительства).

Таким образом, структура и содержание графической части представленных ПОС не соответствуют требованиям п.23 «Положения о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию», утверждённого Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87.

При этом Аудитор отмечает, в данной проектной документации имеются несоответствия требованиям нормативно-технической документации, а именно:

- п 5.2.2. Характеристика трассы линейного объекта, района его строительства, описание полосы отвода и мест расположения на трассе зданий, строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта и обеспечивающих его функционирование.

Указанная нормативная глубина сезонного промерзания для глинистых грунтов – 1,82 м не соответствует данным табл. 1.8 материалов изысканий. Указанная сейсмичность района проектирования КЛ – 7 баллов так же не соответствует данным материалов изысканий.

Не указаны строительные группы по трудности разработки экскаватором, бульдозером, хотя эти данные приведены в материалах изысканий. Представленный в табл. 5.2.2.2 грунт в виде щебня – отсутствует в материалах изысканий. Указанные в таблице 5.2.2.1 номера ИГЭ (1,22,33,44) не соответствуют данным материалов изысканий.

- п 5.2.9. Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность сооружения линейного объекта.

Строительство трассы КЛ 110 кВ на участке от ТТЭЦ 1 до ПС Центральная предусматривается в непосредственной близости к фундаментам опор (№№ 3,5,6,8-16, 18-21, 25 и концевая опора у ПС Центральная) действующей на момент строительства ВЛ 110 кВ ТТЭЦ 1 –Центральная I,II в нарушении п. 2.3.93 ПУЭ (не соблюдается минимальное расстояние в стесненных условиях – 2 м от кабеля до подземной части и заземлителя опоры ВЛ 110 кВ).

- п 5.2.16. Обоснование принятой продолжительности строительства.

Расчет продолжительности строительства КЛ 110 кВ выполнен расчетным методом по СНиП 1.04.03-85 приложение 3. Коэффициенты А1 и А2, при отсутствии других, взяты для объекта электроэнергетика – электростанции, что некорректно отражает продолжительность строительства КЛ. Кроме того продолжительность строительства КЛ принята с повышающими коэффициентами, применение которых исключается при использовании расчетного метода, согласно п.2 приложения 3 к СНиП 1.04.03-85. Наиболее правильным определять продолжительность строительства КЛ 110 кВ, аналогично рассчитанной продолжительности строительства ВОЛС, на основании расчетных трудозатрат на строительства и необходимого для строительства рабочих.

- Стройгенплан по всем площадкам ПС без нанесения отметок поверхности земли. Стройгенпланы необходимо выполнить на топографическом плане с указанием высотной характеристики площадки.

- Стройгенплан не ориентированы и не привязаны к транспортным связям (улицам, дорогам и др.)

Проект организации работ по сносу (демонтажу) линейного объекта.

Аудитор отмечает, в данной проектной документации имеются несоответствия требованиям нормативно-технической документации, а именно:

- п 6.5. Описание и обоснование принятого метода демонтажа:

По тексту указано, что демонтируемые без разрушения металлические опоры вывозятся на базу заказчика ОАО «Тюменьэнерго» на расстояние 40 км, но ранее в таблице 6.1 указано, что вывоз демонтируемых опор на базу заказчика предусматривается на расстояние 18,6 км.

- п 6.7. Оценка вероятности повреждения при сносе (демонтаже) инженерной инфраструктуры, в том числе действующих подземных сетей инженерно-технического обеспечения:

По тексту указано, что вероятности повреждения действующих инженерных коммуникаций нет, объекты инженерной инфраструктуры в зоне проведения работ отсутствуют. Однако, как указано в настоящих замечаниях к ПОС, КЛ 110 кВ запроектирована в непосредственной близости к фундаментам опор демонтируемой ВЛ 110 кВ и при демонтаже этих фундаментов высока вероятность повреждения вновь построенной КЛ 110 кВ.

Отсутствует графическое приложение с обозначением опасных зон при демонтаже опор. Расчет границы опасной зоны при проведении демонтажных работ выполнен некорректно (не соответствует РД-11-06-07).

- Приложение А Ведомость строительных, монтажных и специальных строительных работ (к разделу 5,6):

Дана таблица ГНБ (20 участков общей длиной 1653.71 м) с участком максимальной протяженностью скважины 187.14 м. Далее приведена таблица Строительные объемы для устройства ГНБ Всего 13 участков ГНБ. Общая длина всех 13 участков 1834 м. Максимальная протяженность скважины (по данным этой таблицы) составляет 349.51 м, что соответствует описанию трассы КЛ 110 кВ в п. 5.2.2.

Не выделены объемы земляных работ по устройству стартовых и приемных котлованов для проведения ГНБ.

Не учтены следующие пуско-наладочные работы: определение активного сопротивления или рабочей электрической емкости жилы кабеля; определение удельного сопротивления грунта; фазировка электрической линии.

Аудитор делает вывод:

Содержание проектной документации не достаточно для организации успешной реализации Инвестиционного проекта и своевременного ввода объекта в эксплуатацию, при наименьших затратах на его сооружение, без потери качества выполняемых строительномонтажных работ.

Аудитор рекомендует:

При корректировке проекта на следующих этапах проектирования доработать текстовые и графические части проектной документации в соответствии с указанными замечаниями.

5. Оценка достаточности документации.

5.1. Оценка правоустанавливающей и исходно-разрешительной документации.

Представлены следующие правоустанавливающие документы на существующие объекты капитального строительства:

- Задание без даты на проектирование по объекту: «ЛЭП 110 кВ Мурманская – Центральная в г. Тюмень (1 этап – участок ТТЭЦ1 – ПС Центральная – ПС Мурманская)», утверждено ОАО «Тюменьэнерго», согласовано филиалом ОАО «СО УЭС» Тюменское РДУ.

- Решение №886 от 15.04.2013 Департамента имущественных отношений Тюменской области «О предварительном согласовании места размещения объекта КЛ «ЛЭП 110 кВ Мурманская – Центральная в г. Тюмени» в г. Тюмени, от ПС «Сибжилстрой» до ТЭЦ-1.

- Кадастровый паспорт №7200/201/13-210208 от 17.10.2013 г. земельного участка, расположенного по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, от ПС «Сибжилстрой» до ТЭЦ-1, категория земель – земли населенных пунктов, площадью 11208 кв.м., кадастровый номер: 72:23:0000000:11948, для размещения объекта КЛ «ЛЭП 110 кВ Мурманская – Центральная в г. Тюмень».

- Свидетельство № 72 НВ 906076 от 11.04.2002 г. о государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним на территории Тюменской области. Субъект права: ОАО энергетики и электрификации «Тюменьэнерго». Объект права: Подстанция электрическая «Центральная» 110/35/10 кВ. Условный номер: 72:01:00:00:00:44/1.

- Свидетельство № 72 НВ 957322 от 20.01.2003 г. о государственной регистрации права выдано Учреждением юстиции по государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним на территории Тюменской области. Субъект права: ОАО энергетики и электрификации «Тюменьэнерго». Объект права: Подстанция электрическая «Загородная» 110/10 кВ. Кадастровый номер: 72:01/01:01:96:39/с:00.

- Свидетельство № 72 НВ 913778 от 28.05.2002 г. о государственной регистрации права выдано Учреждением юстиции по государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним на территории Тюменской области. Субъект права: ОАО энергетики и электрификации «Тюменьэнерго». Объект права: Подстанция электрическая «Ожогино» 220/110/10 кВ. Кадастровый номер: 72:01/02:121:3531:00:00.

- Свидетельство № 72 НЛ 465172 от 28.05.2009 г. о государственной регистрации права выдано Управлением федеральной регистрационной службы по Тюменской области, Ханты-Мансийскому и Ямало-Ненецкому автономным округам. Субъект права: ОАО энергетики и электрификации «Тюменьэнерго». Объект права: земельный участок, категория: земли населенных пунктов, разрешенное использование: строительство ПС 110/10 кВ Мурманская, площадь: 660 кв.м., адрес объекта: г. Тюмень, ул. Техническая, 13. Кадастровый номер: 72:23:04 29 001:0213

- Свидетельство № 72 НК 775879 от 20.10.2008 г. о государственной регистрации права выдано Управлением федеральной регистрационной службы по Тюменской области, Ханты-Мансийскому и Ямало-Ненецкому автономным округам. Субъект права: ОАО энергетики и электрификации «Тюменьэнерго». Объект права: Воздушная линия электропередачи ВЛ-110 кВ «ТТЭЦ1 – Центральная 1,2», протяженностью 4.3 км. Кадастровый номер: 72:01/01-40/2002-282.

- Технический отчет об инженерно-геодезических изысканиях трассы КЛ 110 кВ, ПС Техническая и ОРУ 110 кВ ТЭЦ-1, шифр 04-513.13-ИИ.1. Выполнен ООО НПФ «Экспедиция +» в 2013 году.

- Технический отчет об инженерно-геологических и инженерно-гидрометеорологических изысканиях на объекте: «ЛЭП-110 кВ Мурманская- Центральная в г. Тюмень (1 этап - участок ТТЭЦ 1-ПС Центральная-ПС Мурманская)», шифр 04-513.13-ИИ.2. Выполнен ООО НПФ «Экспедиция +» в 2013 году.
- Технический отчет об инженерно-геодезических изысканиях ПС Ожогоино, ПС Мурманская, ПС Центральная и ПС Загородная, шифр 01-191.1-ИИ.3. Выполнен ООО «Премьер-Энерго» в 2013 году.
- Технический отчет об инженерно-экологических изысканиях, шифр 01-191.1-ИИ.4 Выполнен ООО «Премьер-Энерго» в 2013 году.

Представлены следующие технические условия:

- Технические условия № исх. 4451/Сверд от 09.04.2013 г. филиала ОАО «РЖД» Свердловская железная дорога на пересечение ж.д. путей кабельной линией 110 кВ.
- Письмо № исх. 1019/Сверд от 28.01.2014 г. филиала ОАО «РДЖ» Свердловская железная дорога о согласовании рабочей документации на прокладку КЛ 110 кВ.
- Письмо № М8/2/2378 от 06.09.2012г. Магистральные электрические сети Западной Сибири - филиала ОАО «ФСК ЕЭС» о направлении технических условий.
- Технические условия № 5287/11 от 20.09.2011 г. ГКУ ТО «Управление автомобильных дорог».
- Заключение № 5512/19 от 01.10.2012 г. ГКУ ТО «Управление автомобильных дорог» о согласовании размещения ЛЭП-110 кВ Мурманская - Центральная по адресу: Тюменская область, г. Тюмень.
- Технические условия № исх. 17 от 16.08.2013 г. Гаражного кооператива по строительству и эксплуатации коллективных гаражей для автотранспорта индивидуальных владельцев «Центр-2» на пересечение земельного участка с кадастровым номером 72:23:0218003:110 ГК «Центр-2» кабельной линией 110 кВ ЛЭП-110 кВ Мурманская-Центральная в г. Тюмень».
- Технические условия исх. № 14 от 19.08.2013 г. гаражного потребительского кооператива «Вираз» на строительство «ЛЭП-110 кВ Мурманская - Центральная в г. Тюмень».
- Технические условия исх. № 11 от 21.08.2013 г. гаражного кооператива «Магистраль-2» по строительству и эксплуатации коллективных гаражей для автомобилей индивидуальных владельцев на строительство «ЛЭП-110 кВ Мурманская-Центральная в г. Тюмень».
- Технические условия исх. № 46 от 27.08.2013 г. гаражного кооператива по строительству и эксплуатации коллективных гаражей индивидуальных владельцев «Магистраль» на строительство «ЛЭП-110 кВ Мурманская-Центральная в г. Тюмень».
- Технические условия б/н от 03.10.2013 г. ЗАО «Тюменьтелеком» на пересечение подземной кабельной линии в направлении Мурманская-Центральная в г. Тюмень.
- Технические условия исх. № 46 от 27.08.2013 г. гаражного кооператива по строительству и эксплуатации коллективных гаражей для автомобилей индивидуальных владельцев «Сирена-2» на строительство «ЛЭП-110 кВ Мурманская-Центральная в г. Тюмень».
- Технические условия исх. № 22 от 10.09.2013 г. товарищества собственников жилья «Полтава» на пересечение земельного участка с кадастровым номером 72:23:0218006:448 собственников жилого дома по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, ул. Седова, д. 55 на пересечение подземной кабельной линии «ЛЭП-110 кВ Мурманская-Центральная в г. Тюмень».

- Технические условия № 0508/17/196-13 от 13.09.2013 г. филиала в Тюменской и Курганских областях МРФ «Урал» ОАО «Ростелеком» на строительство подземной кабельной линии «ЛЭП-110 кВ Мурманская-Центральная в г. Тюмень».
- Технические условия № 1980 от 05.08.2013 г. ОАО «Тепло Тюмени» на строительство подземной кабельной линии «ЛЭП-110 кВ Мурманская-Центральная в г. Тюмень».
- Технические условия № 512 от 30.09.2013 г. ООО «Тюмень Водоканал» по вопросу согласования полноты съемки по объекту «ЛЭП-110 кВ Мурманская-Центральная в г. Тюмень».
- Технические условия № 14/5-05 от 10.09.2013 г. ООО «Управляющая компания «Мост» - ООО «Эскада» на прохождение кабельной линии КЛ 110 кВ через земельный участок в месте размещения объекта ООО «Эскада» - торгового павильона «Продовольственные товары» по ул. Мельникайте-Харьковская города Тюмени.
- Технические и гарантийные условия без номера и даты Гаражного кооператива «Газовик» на прохождение кабельной линии 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 - Центральная (Мурманская) Сибжилстрой через земельный участок, правообладателем которого является гаражный кооператив «Газовик».
- Письмо № 08-4954/3 от 25.09.2013 г. Департамента дорожной инфраструктуры и транспорта Администрации города Тюмени о согласовании размещения инженерных коммуникаций.
- Приказ № 465 от 03.10.2013 г. Департамента дорожной инфраструктуры и транспорта Администрации города Тюмени о согласовании планируемого размещения инженерных коммуникаций в границах полосы отвода автомобильной дороги.
- Задание № 11383 от 26.09.2013 г. ОАО «СУЭНКО» на проектирование пересечений и сближений КЛ-110 кВ «ТТЭЦ-1 - ПС Центральная- ПС Мурманская- ПС Сибжилстрой с ответвлением на ПС Загородная» с электросетевыми объектами ОАО «СУЭНКО».
- Технические условия № 4/1/3 1907 от 11.10.2013 г. на пересечение земельного участка с кадастровым номером 72:23:0221001:78, расположенного по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, ул. Одесская, дом 16, занимаемой территорией «Управлением ГИБДД УМВД России по Тюменской области» кабельной линией 110 кВ «ЛЭП-110 кВ Мурманская-Центральная в г. Тюмень».
- Технические условия без номера и даты Управляющей компании «Жилищный стандарт» на пересечение земельного участка с кадастровым номером 72:23:0218006:148, расположенный по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, ул. Салтыкова-Щедрина, д. 59 корп. 1, занимаемый 10-этажным жилым домом со встроено-пристроенными нежилыми помещениями на первом этаже.
- Письмо № 14-10-13/12 от 16.10.2013 г. ООО «Офис-2012» о выдаче технических условий.
- Письмо № 23-П-13-09 от 22.10.2013 г. ООО «Офис-2009» о выдаче технических условий и предварительного соглашения.
- Письмо № ФП-72-18/666 от 28.11.2013 г. ООО «Фортум» о согласовании переходов КЛ -110 кВ.
- Письмо № ТТЭЦ-1/128 от 30.01.2014 г. ООО «Фортум» о согласовании скорректированного плана переходов КЛ -110 кВ.

При анализе представленных материалов на объект капитального строительства: «ЛЭП 110 кВ Мурманская – Центральная в г. Тюмень» было установлено, что в представленных материалах отсутствуют следующие правоустанавливающие и исходно разрешительные документы:

- В соответствии с п.6.19.6 задания на проектирование и п. 6 ст. 48 Градостроительного кодекса РФ отсутствует утвержденный и зарегистрированный в установленном порядке градостроительный план земельного участка, предоставленного для размещения объекта капитального строительства и/или реквизиты утвержденной в установленном порядке документации по планировке территории (проекта планировки территории и проекта межевания территории).

- Документы о согласовании отступлений от положений технических условий;
- Акты (решения) собственника здания (сооружения, строения) о выведении из эксплуатации и ликвидации объекта капитального строительства - в случае необходимости сноса (демонтажа);

- В соответствии с п.6.19.1 задания на проектирование отсутствуют акты выбора земельных участков.

- Проектируемая линия пересекает сторонних землепользователей. В соответствии с п.6.19.8 задания на проектирование и ст.47 Земельного кодекса РФ отсутствуют сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков изымаемых во временное и (или) постоянное пользование, или необходимо согласовать с землепользователями отсутствие убытков.

- В соответствии с п.6.19.7 задания на проектирование не заключены договора аренды на земельные участки.

- Отсутствует отчет об оценке рыночного размера арендной платы за временное пользование земельными участками. Согласно п. 26 Федерального стандарта оценки "Общие понятия оценки, подходы к оценке и требования к проведению оценки (ФСО N 1)", утвержденного Приказом Минэкономразвития России от 20.07.2007 N 256 (далее - ФСО N 1), срок действия отчетов об оценке не более 6 месяцев.

- Не учтены затраты на оформление правоустанавливающих документов в сводном сметном расчете, в том числе на установление охранных зон, на построенный объект.

Кроме указанного аудитор отмечает:

- Задание на проектирование по объекту: «ЛЭП 110 кВ Мурманская – Центральная в г. Тюмень (1 этап – участок ТТЭЦ1 – ПС Центральная – ПС Мурманская)» не имеет согласования Магистральными электрическими сетями Западной Сибири - филиала ОАО «ФСК ЕЭС».

- Отсутствуют согласования проектно-сметной документации инвестиционного проекта с филиалом ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ, МЭС «Западной Сибири», что противоречит требованиям п.п. 4.1. технических условий Магистральных электрических сетей Западной Сибири - филиала ОАО «ФСК ЕЭС» (направлены письмом № М8/2/2378 от 06.09.2012г.) и

- Проектная документация не утверждена заказчиком.

По итогам проведения анализа исходных данных, используемых для проектирования инвестиционного проекта «ЛЭП 110 кВ Мурманская – Центральная в г. Тюмень» Аудитор делает выводы:

- Исходно-разрешительная документация не в полной мере соответствует требованиям Градостроительного кодекса РФ и «Положения о составе разделов проектной

документации и требования к их содержанию», утверждённого Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87;

- Исходных данных достаточно для проектирования Инвестиционного проекта.

5.2 Рекомендации

На следующих стадиях реализации проекта, для устранения несоответствий в связи с отсутствием правоустанавливающей и исходно-разрешительной документации необходимо:

- Оформить в установленном порядке градостроительный план земельного участка, предоставленного для размещения объекта капитального строительства.
- Оформить (при необходимости) документы о согласовании отступлений от положений технических условий;
- Оформить акты (решения) собственника здания (сооружения, строения) о выведении из эксплуатации и ликвидации объекта капитального строительства - в случае необходимости сноса (демонтажа);
- Оформить в установленном порядке акты выбора земельных участков.
- Представить расчет размера средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков изымаемых во временное и (или) постоянное пользование, или представить документы подтверждающие отсутствие убытков у землепользователей.
- Заключить договора аренды на земельные участки.
- Представить отчеты об оценке рыночного размера арендной платы за временное пользование земельными участками со сроком действия отчетов об оценке не более 6 месяцев.
- Учесть затраты на оформление правоустанавливающих документов в сводном сметном расчете, в том числе на установление охранных зон, на построенный объект.
- Согласовать задание на проектирование по объекту: «ЛЭП 110 кВ Мурманская – Центральная в г. Тюмень (1 этап – участок ТТЭЦ1 – ПС Центральная – ПС Мурманская)» с МЭС Западной Сибири - филиала ОАО «ФСК ЕЭС».
- Согласовать проектно-сметную документацию инвестиционного проекта с филиалом ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ, МЭС «Западной Сибири».
- Утвердить проектно-сметную документацию заказчиком.

6. Экспертно-инженерный анализ эффективности принятых технических и технологических решений

6.1 Расчет режимов и токов КЗ.

Раздел проектной документации по объекту «ЛЭП 110 кВ Мурманская – Центральная в г. Тюмень» 01-191-РС «Расчеты электрических режимов и токов короткого замыкания» включает в себя:

- расчеты электрических режимов на год ввода объектов (2016 г.) и на перспективу 5 лет (2021 г.), на основании которых производится выбор сечений токопроводящих жил КЛ 110 кВ ТТЭЦ-1-Центральная (Мурманская) – Сибжилстрой и проверка соответствия схемы сетей района размещения проектируемой линии требованиям надежности;
- расчеты токов короткого замыкания, проверка соответствия оборудования уровням ТКЗ, оценка необходимости токоограничивающих мероприятий.

По результатам технологического аудита сформулированы следующие замечания к разделу 01-191-РС «Расчеты электрических режимов и токов короткого замыкания»:

1. Полностью отсутствует описание основных подходов к формированию моделей для расчетов электрических режимов.

1.1. Не приведена информация о прогнозных уровнях нагрузки Тюменской ЭС и рассматриваемого района, принятых при расчёте режимов. В работе не представлены данные об учтенных на перспективу новых потребителях электроэнергии и мощности (нет информации об учтенных заявках на технологическое присоединение к электрическим сетям рассматриваемого района). Таким образом, невозможно оценить корректность формирования и глубину проработки исходных расчетных условий.

1.2. Отсутствует информация о том, на основе каких данных принят прогноз развития генерирующих мощностей рассматриваемого района. В результате невозможно оценить корректность задания в расчетной модели параметров генерирующих мощностей, таких, например, как располагаемые мощности и технологические минимумы электростанций в зимний и летний периоды времени.

1.3. В разделе 1.3 «Перспективы развития электроэнергетики района размещения проектируемых объектов» приведен перечень вводов электросетевых объектов 110 кВ и выше в рассматриваемой перспективе, однако он не является исчерпывающим. Так, на Схеме электрических сетей 110 кВ и выше г. Тюмень на перспективу до 2021 г. и в расчетах электрических режимов учтены перспективные ПС 110 кВ Причал, ПС 110 кВ Одесская, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Пластмасс, которые отсутствуют в описательной части раздела 1.3.

2. Замечания к моделям для расчетов электрических режимов

2.1. В соответствии со Схемой электрических сетей 110 кВ и выше г. Тюмень на перспективу до 2021 г., предусматривается перевод питания ПС 110 кВ Широкая на вновь сооружаемые ВЛ 110 кВ ТТЭЦ-2 – Ожогино. Однако, в расчетной модели ПС 110 кВ Широкая не задана отдельными точками от ВЛ 110 кВ ТТЭЦ-2 – Ожогино. Таким образом, ПС 110 кВ Широкая либо учтена нагрузкой на шинах 110 кВ Тюменской ТЭЦ-2, либо не учтена совсем. В результате полученная в расчетах загрузка ВЛ 110 кВ ТТЭЦ-2 – Ожогино не является корректной и не соответствует перспективе развития.

2.2. В соответствии со Схемой электрических сетей 110 кВ и выше г. Тюмень на перспективу до 2021 г., с вводом ПС 220 кВ Тура предусматривается перевод ВЛ 110 кВ Сибжилстрой – Молчаново на ПС 220 кВ Тура с образованием ВЛ 110 кВ Тура-Молчаново. Однако в приведенных в работе режимах, переток с ПС 110 кВ Сибжилстрой на ПС 110 кВ Молчаново учитывается как в варианте схемы без ПС 220 кВ Тура, так и в варианте схемы с ПС 220 кВ Тура, что является ошибкой.

2.3. Расчеты режимов на 2016 г. приведены для двух вариантов развития схемы – с учетом ПС 220 кВ Тура и без учета ПС 220 кВ Тура. В расчетах с ПС 220 кВ Тура на ней учтена дополнительная нагрузка в 96 МВт. Таким образом, расчеты режимов с ПС 220 кВ Тура и без нее не сопоставимы, так как рассчитываются на разную нагрузку района. Объяснений появления дополнительной нагрузки работа не содержит.

2.4. Нагрузка на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Тура в режимах летнего максимума 2016 г. учтена величиной 86,6 МВт, а в режимах летнего максимума 2021 г. – величиной 57,4 МВт. При этом, нагрузка на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Тура в режимах зимнего максимума 2016 г. и 2021 г. практически одинаковая (95 МВт и 95,6 МВт соответственно). Таким образом, можно сделать вывод, о том, что снижение нагрузки на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Тура в режимах летнего максимума 2021 г. относительно летнего максимума 2016 г. необоснованно. Каких-либо пояснений по этому поводу работа не содержит.

2.5. В режимах зимнего максимума 2016 г. на ПС 110 кВ Домострой учтен рост нагрузки до 19 МВт (в соответствии с ТУ), однако, в режимах зимнего максимума 2021 г. нагрузка на этой ПС приведена без указанного роста и составляет 3,9 МВт (величина, близкая к зафиксированной в день контрольного замера). В летних режимах рост нагрузки на ПС 110 кВ Домострой также не учтен. Пояснений об изменении во времени нагрузки на ПС 110 кВ Домострой в работе не приводится.

2.6. Суммарный уровень нагрузки рассматриваемого района на этапе 2016 г. (с учетом ПС 220 кВ Тура) более чем на 200 МВт превышает уровень нагрузки этого района, рассмотренный в Схеме и программе развития электроэнергетики Тюменской области на 2014-2018 гг. Пояснений прироста нагрузки работа не содержит.

2.7. Во всех представленных расчетах электрических режимов загрузка Тюменской ТЭЦ-1 принята по величине располагаемой мощности в размере 662 МВт. В соответствии с документами, указанными в разделе 1.1 «Общие положения», на основе которых выполнены расчеты (а именно: Схема и программа развития единой энергетической системы России на 2013-2019 гг.; Схема и Программа развития электроэнергетики Тюменской области на 2014-2018 гг.; Корректировка схемы выдачи мощности ПГУ-2 (209,7 МВт) Тюменской ТЭЦ-1), на Тюменской ТЭЦ-1 в рассматриваемый перспективный период планируется увеличение мощности на 19,7 МВт за счет перемаркировки ПГУ ст. №2, вследствие чего установленная мощность электростанции увеличится с 662 МВт до 681,7 МВт. Таким образом, в перспективных расчетных режимах загрузка Тюменской ТЭЦ-1 с учетом увеличения мощности должна составлять 681,7 МВт. Информацию о развитии генерирующих мощностей Тюменской ТЭЦ-1 необходимо уточнить у собственника электростанции ОАО «Фортум».

2.8. Во всех представленных расчетах электрических режимов загрузка Тюменской ТЭЦ-2 принята по величине располагаемой мощности в размере 755 МВт. В соответствии Схемой и Программой развития электроэнергетики Тюменской области на 2014-2018 гг. на Тюменской ТЭЦ-2 в рассматриваемый перспективный период планируется снижение мощности на 35 МВт за счет реконструкции агрегата ст. №4., вследствие чего установленная мощность электростанции уменьшится с 755 МВт до 720 МВт. Таким образом, в перспективных расчетных режимах загрузка Тюменской ТЭЦ-2 с учетом снижения мощности может составлять 720 МВт, а не 755 МВт. Информацию о развитии генерирующих мощностей Тюменской ТЭЦ-2 необходимо уточнить у собственника электростанции ОАО «Фортум».

3. Замечания к расчетам установившихся электрических режимов

3.1. На представленной в работе Схеме электрических сетей 110 кВ и выше г. Тюмень на перспективу до 2021 г. подключение ПС 110 кВ Мурманская показано ошибочно к КЛ 110 кВ Центральная – Сибжилстрой, длины участков и сечения токопроводящих жил проектируемых КЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная, КЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 –

Мурманская, КЛ 110 кВ Центральная – Сибжилстрой, КЛ 110 кВ Мурманская – Сибжилстрой показаны не совпадающими с приводимыми в тексте. Также на схеме не приведен новый участок ВЛ 110 кВ от ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Ожогоино для присоединения ПС 110 кВ Новотехническая к тупиковой ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Ожогоино.

3.2. В работе не представлены необходимые расчеты нормальных и послеаварийных режимов для зимнего минимума нагрузок.

3.3. Результаты расчетов представлены в графической форме и в таблицах. На чертежах не представлены послеаварийные режимы, связанные с отключением КЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная, которые являются характерными. Приведен только один режим – ремонт КЛ 110 кВ ТТЭЦ-1 – Центральная с наложением отключения АТ 220 кВ на ПС Тура для зимнего максимума 2021 г. При этом в таблицах приведена недостаточная информация: токовая загрузка только КЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная с отпайкой на ПС 110 кВ Загородная, КЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Мурманская с отпайкой на ПС 110 кВ Загородная. Необходимая в работе токовая загрузка КЛ 110 кВ Центральная – Сибжилстрой, КЛ 110 кВ Мурманская – Сибжилстрой в таблицах не представлена. Также в работе не представлены обязательные к выполнению расчеты режимов при отключении КЛ 110 кВ Центральная – Сибжилстрой, КЛ 110 кВ Мурманская – Сибжилстрой.

4. Замечания к выбору сечений токопроводящей жилы КЛ 110 кВ

4.1. В соответствии с нормативной документацией, сечение токоведущих жил КЛ 110 кВ должно удовлетворять требованию в отношении предельно допустимого нагрева с учетом нормальных, послеаварийных режимов, а также режимов в период ремонта. Работа не содержит данных о рассмотрении таких требований. В работе приведены максимально возможные токи проектируемых КЛ 110 кВ, полученные при выполнении расчетов электрических режимов. При этом для разных КЛ использован различный подход. Так для КЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная приведено значение тока для режима уровня (n-1) для зимнего максимума нагрузок, а для КЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Мурманская – значение тока для послеаварийного режима уровня (n-2) в ремонтной схеме для зимнего максимума нагрузок. Для данных КЛ должен быть рассмотрен и приведен в работе одинаковый состав нормативных возмущений. Для КЛ 110 кВ Мурманская – Сибжилстрой – значение тока для послеаварийного режима уровня (n-2) в ремонтной схеме для зимнего максимума нагрузок, а для КЛ 110 кВ Центральная – Сибжилстрой приведено значение тока для послеаварийного режима уровня (n-2) в ремонтной схеме для летнего максимума нагрузок. Для данных КЛ также должен быть рассмотрен и приведен в работе одинаковый состав нормативных возмущений.

4.2. Номинальное сечение токопроводящих жил кабелей на стадии электрических расчетов должно выбираться на основе длительного допустимого тока согласно каталожным (справочным) данным заводов-изготовителей кабелей, скорректированного с использованием поправочных коэффициентов, учитывающих конкретные условия прокладки КЛ. В работе при указании заводского значения длительного допустимого тока КЛ не приведено, данные какого завода-изготовителя были использованы.

4.3. В работе отсутствует необходимая информация по выбору сечений экранов кабелей, а также не выполнена проверка жил кабелей и сечения экранов кабелей по условиям термической стойкости к токам КЗ.

4.4. Учитывая замечания раздела 3 и вышеуказанные замечания раздела 4, выбор сечений токопроводящих жил проектируемых кабелей произведен некачественно: необходимость использования именно такого сечения токопроводящих жил в работе не доказана.

5. Замечания к расчету токов короткого замыкания, проверки соответствия оборудования уровням токов КЗ и оценки необходимости токоограничивающих мероприятий

5.1. В работе принято, что уровень токов КЗ на 2021 г. соответствует уровню токов КЗ на этапе 2 2016 г. вследствие того, что схема сети района размещения проектируемого объекта в этот период не меняется. Данное решение является не корректным, так как на уровень токов КЗ в районе размещения проектируемого объекта будет оказывать влияние развитие прилегающей сети.

5.2. По результатам расчетов токов КЗ принято решение о замене секционных выключателей 110 кВ на ПС 110 кВ Войновка и ПС 110 кВ Домостроительная, что является не обоснованным и излишним. В проекте проверка указанных выключателей на отключающую способность производится по суммарному току КЗ на шинах подстанций, в то время как выключатели должны проверяться по токам КЗ, протекающим через них, так как суммарный ток КЗ через секционные выключатели при повреждении как на шинах ПС, так и за секционными выключателями, протекать не будет. Следовательно, необходимость в замене указанных выключателей не обоснована.

5.3. На ПС 110 кВ Сибжилстрой по результатам расчетов токов КЗ принято решение о замене 12 выключателей. Проверка выключателей также проводилась по суммарному току КЗ на шинах подстанции. Для проверки указанных выключателей на соответствие токам КЗ необходимы результаты расчетов токов КЗ на шинах подстанции с указанием подпитки по присоединениям. Указанные расчеты в проекте отсутствуют.

5.4. В работе не даны рекомендации для вновь устанавливаемых выключателей на строящихся и/или реконструируемых объектах.

5.5. При проверке оборудования на термическую и электродинамическую стойкость для всех расчетных случаев ударный коэффициент принят равным 2, постоянная времени затухания апериодической составляющей принята равной 0,05 с. Указанные значения не соответствуют друг другу, так как при принятой постоянной времени затухания апериодической составляющей ударный коэффициент будет равен 1,82. Кроме того, постоянная времени затухания апериодической составляющей, принятая равной 0,05 с, необоснованно завышена. Для сети 110 кВ постоянная времени затухания апериодической составляющей ориентировочно составляет 0,02-0,03 с.

5.6. При расчете продолжительности КЗ для проверки оборудования на термическую стойкость не учтено действие АПВ. Согласно п. 8.1.1 РД 153-34.0-20.527-98 при наличии устройства автоматического повторного включения (АПВ) следует учитывать суммарное термическое действие тока КЗ.

5.7. В связи с выбранным подходом к проверке выключателей по суммарному току КЗ, а также в связи с принятыми постоянной времени затухания апериодической составляющей и ударным коэффициентом, было выявлено оборудование, не соответствующее требованиям термической и электродинамической стойкости. Вместе с тем, при принятии действительного тока КЗ, протекающего через оборудование, и коэффициентов, соответствующих для данной сети, параметры оборудования могут удовлетворять требованиям, предъявляемым к ним, вследствие чего потребность в замене оборудования может отсутствовать.

Аудитор делает Вывод:

В соответствии с вынесенными замечаниями требуется корректировка расчетов, приведенных в разделе 01-191-РС «Расчеты электрических режимов и токов короткого замыкания», что возможно существенно повлияет на технические решения проекта по объекту «ЛЭП 110 кВ Мурманская – Центральная в г. Тюмень».

Аудитор рекомендует:

Выполнить корректировку проекта, доработать текстовые и графические части проектной документации в соответствии с указанными замечаниями.

6.2 Противоаварийная автоматика.

Проектными решениями предусматривается оснащение КЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная и КЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Мурманская средствами противоаварийного управления, действующими на разгрузку линий по факту токовой перегрузки.

Противоаварийное управление предусматривается организовать в шкафах ПА типа МКПА, реализующих функцию автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) с управляющими воздействиями на разгрузку электростанции (отключение генерации) и отключение линии с запретом АПВ.

Комплекты ПА каждой линии размещаются в отдельных шкафах в РУ 6/0,4 кВ, ГЩУ.

Аудитор отмечает:

Принятые решения по оснащению КЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная и КЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Мурманская устройствами противоаварийной автоматики являются необоснованными.

Проектировщиком при разработке проектной документации выполнены расчеты электрических режимов на год ввода объектов и на перспективу 5 лет и определены сечения сооружаемых кабельных линий. Результаты проведенных в работе расчетов нормальных, ремонтных и послеаварийных режимов показывают, что токовая перегрузка КЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная и КЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Мурманская с учетом определенных сечений (1000 мм²) отсутствует, в связи с чем оснащение указанных кабельных линий устройствами противоаварийной автоматики не требуется. Однако в работе сделан обратный вывод о необходимости устройств ПА.

Но даже для этого, необоснованного расчетами вывода о необходимости применения устройств противоаварийной автоматики, в проектной документации не разработаны структурно-функциональные схемы ПА с указанием входных цепей, выходных цепей, переключающих устройств (испытательных блоков, переключателей и т.п.), необходимых для оперативного ввода/вывода из работы устройств РЗА и отдельных функций и цепей, сигналов, отображаемых с помощью светодиодов и передаваемых в АСУ ТП; не определены алгоритмы и логика работы устройств ПА; не произведен ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств ПА.

Аудитор рекомендует:

Выполнить корректировку проекта, доработать текстовые и графические части проектной документации в соответствии с указанными замечаниями.

6.3 Проект полосы отвода

В рамках технологического аудита по объекту Аудитор осуществил анализ представленной Заказчиком проектной документации по Разделу «Проект полосы отвода», включающей в себя:

- характеристику трассы линейного объекта;
- расчет размеров земельных участков, предоставленных для размещения линейного объекта;
- перечни искусственных сооружений, пересечений, примыканий, включая их характеристику, перечень инженерных коммуникаций, подлежащих переустройству;
- описание решений по организации рельефа трассы и инженерной подготовке территории;
- сведения о радиусах и углах поворота, длине прямых и криволинейных участков, продольных и поперечных уклонах, преодолеваемых высотах;
- обоснование необходимости размещения объекта и его инфраструктуры на землях сельскохозяйственного назначения, лесного, водного фондов, землях особо охраняемых природных территорий;

По итогам проведения анализа вышеперечисленной проектной документации по объекту Аудитор отмечает:

В описании решений по организации рельефа трассы и инженерной подготовке территории п 2.5. по тексту указано, что перед началом строительства КЛ 110 кВ необходимо выполнить демонтаж ВЛ-110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная 1, 2 цепи с ответвлением на ПС-110 кВ Загородная. Это противоречит ПОС и приведет к необоснованному перерыву электропитания потребителей ПС-110 кВ Загородная.

Аудитор делает вывод:

1. Проектная документация полосы отвода выполнена в соответствии с требованиями нормативно-технической документации, действующей на территории РФ.
2. Решения, принятые в проектной документации, недостаточны для разработки рабочей документации и начала строительства.

Аудитор рекомендует:

Откорректировать проектную документацию в соответствии с указанным замечанием.

6.4 Схема планировочной организации земельного участка.

В рамках технологического аудита по объекту Аудитор осуществил анализ представленной Заказчиком проектной документации по Разделу «Схема планировочной организации земельного участка», включающей в себя:

- Характеристику земельного участка объекта капитального строительства;
- Обоснование границ санитарно-защитных зон;
- Обоснование планировочной организации земельного участка;
- Техничко-экономические показатели земельного участка
- Обоснование решений по инженерной подготовке территории;
- Описание организации рельефа вертикальной планировкой;
- Описание решений по благоустройству территории;
- Зонирование территории земельного участка;
- Обоснование схем транспортных коммуникаций;
- Характеристику и технические показатели транспортных;

По итогам проведения анализа вышеперечисленной проектной документации по объекту Аудитор отмечает:

- Не представлен план организации рельефа (требования ГОСТ 21.508-93).
- Планы необходимо выполнить на топографическом плане с указанием высотной характеристики площадки.

Аудитор делает вывод:

1. Проектная документация – «Схема планировочной организации земельного участка» выполнена в соответствии с требованиями нормативно-технической документации, действующей на территории РФ.
2. Решения, принятые в проектной документации, недостаточны для разработки рабочей документации и начала строительства.

Аудитор рекомендует:

Откорректировать проектную документацию в соответствии с указанным замечанием.

6.5 Конструктивные и объемно-планировочные решения

В рамках технологического аудита по объекту Аудитор осуществил анализ представленной Заказчиком проектной документации по Разделам «Конструктивные и объемно-планировочные решения», включающей в себя:

- Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях земельного участка;
- Сведения об особых природных климатических условиях территории, на которой располагается земельный участок;
- Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании объекта капитального строительства;
- Уровень грунтовых вод, их химический состав, агрессивность грунтовых вод и грунта по отношению к материалам, используемым при строительстве подземной части объекта капитального строительства;
- Описание и обоснование конструктивных решений зданий и сооружений;

По итогам проведения анализа вышеперечисленной проектной документации по объекту Аудитор отмечает:

- Неверно выбрана марка стали на фундаментные болты 09Г2С. Согласно СП 16.13330.2011 таблица Г.4 марка стали анкерных болтов должна быть СтЗпс2.
- Расчётная схема поперечной рамы не соответствует конструктивным решениям. Ригель поперечной рамы на крайних опорах не имеет достаточной анкеровки для обеспечения восприятия арматурой требуемых усилий и поэтому такой узел не считается рамным, он работает, как шарнирное соединение. В материалах раздела КР на расчётной схеме показано, что ригель имеет на всех опорах жёсткое опирание. Рекомендуется посчитать длину анкеровки по 10.3.25., формула 10.3 63.13330.2012 СП «Бетонные и железобетонные конструкции. Основные положения Актуализированная редакция СНиП 52-01-2003;
- Признак 5 корректен для пространственных схем общего вида с 6 степенями свободы в узле. В этом признаке схемы рассчитываются пространственные каркасы, оболочки и допускается включение объемных тел, учёт упругого основания и т.п. В данном случае корректен Признак 2 В этом признаке схемы рассчитываются, как плоские рамы и допускается включение элементов ферм и балок-стенок.
- В таблице «Результат расчёта» арматуры указан класс бетона В25, а в текстовой части раздела КР, где описываются применённые материалы железобетонных конструкций указан бетон класса В20. Рекомендуется произвести расчёт конструкций в соответствии с достоверным материалом конструкции.
- В данном проекте принята не совсем верная в плане технических решений конструкция для Уч1. Не совсем понятно как элементы заполнения проёмов (стенки) крайних рам Рм1 будут воспринимать активное давление грунта и возможную колёсную нагрузку. В комплекте 01.191-ИЛО.КР, л.7, разрез 9-9 показано как осуществляется анкеровка этих заполнений (стенок) в фундаментную плиту, а остальные грани этой стенки ни к чему не прикреплены, то есть этот элемент нужно рассматривать, как консольный стержень. Правильной уйти от такого технического решения в сторону выполнения анкеровки арматуры в элементы рамы Рм1 (стойки и ригели).

Аудитор делает вывод:

Содержание проектной документации не достаточно для успешной реализации Инвестиционного проекта и своевременного ввода объекта в эксплуатацию, при наименьших затратах на его сооружение, без потери качества выполняемых строительно-монтажных работ.

Аудитор рекомендует:

Откорректировать проект в соответствии с указанными замечаниями.

6.6 Технологические и конструктивные решения

В рамках технологического аудита по объекту Аудитор осуществил анализ представленной Заказчиком проектной документации по Разделам «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения», включающей в себя тома 01-191.1-ТКР, 01-191.2-ТКР1.

По итогам проведения анализа вышеперечисленной проектной документации по объекту Аудитор отмечает:

- Перечень нормативных документов:

Отражены не все нормативные документы, на основании которых должен разрабатываться проект, а именно отсутствуют следующие документы:

- серия ГОСТов Р МЭК 60287 «Кабели электрические. Расчет номинальной токовой нагрузки. Части 1-1, 1-2,1-3, 2-1,2-2 от 2009 г. Части 3-1,3-2,3-3 от 2011 г.;

- СТО 56947007-29.060.20.1-2011. Силовые кабельные линии напряжением 110-500 кВ. Условия создания. Нормы и требования. ОАО ФСК ЕЭС. 2011;

- СТО 56947007-29.060.20.103-2011. Силовые кабели. Методика расчета устройств заземления экранов, защиты от перенапряжений изоляции силовых кабелей на напряжение 110-500 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. ОАО ФСК ЕЭС. 2011;

- СТО 56947007-29.230.20.087-2011. Типовые технические требования к кабельным системам 110, 220, 330, 500 кВ. ОАО ФСК ЕЭС. 2011.

- Выбор кабелей КЛ 110 кВ «Мурманская-Центральная».

Нет обоснования выбора кабеля по конструкции и производителю. Принят кабель определенного сечения и марки фирмы «LS Cable & System» Южная Корея. В разделе 01-191-РС Расчеты электрических режимов и токов короткого замыкания есть выбор (предварительный выбор на основании рекомендаций СТО 56947007-29.060.20.071-2011) сечения кабеля и сравнение его с табличным значением (каталожным). Расчетные данные токовых нагрузок по линиям, указанных в 01-191-РС не соответствуют данным указанным заводом изготовителем в приложении А к ТКР. В проекте нет проверки выбранных сечений жил кабеля и его экранов термической стойкости токам короткого замыкания. Стоимость импортного кабеля значительно выше стоимости кабеля аналогичного сечения произведенного в России.

- Волоконно-оптическая линия связи.

Выбранный кабель не соответствуют техническим условиям МЭС Западной Сибири ОАО ФСК ЕЭС изложенным в письме М8/2/2378 от 06.09.2012 (приложение стр. 74.1, 74.2). По ТУ требуется прокладку ВОК выполнить диэлектрическим волоконно-оптическим кабелем емкостью 48 волокон, тип волокна G.652, проложенных в защитной трубе диаметром не менее 100 мм, а так же предусмотреть установку смотровых устройств в целях эксплуатации. В проекте принят кабель ОКЛК-01-4-24-10/125-0.36/0.22-3.5/18-10.0 Самарской Оптической Кабельной Компании емкостью 24 волокна, бронированный стальной проволокой (в маркировке кабеля отсутствует буква Д – диэлектрический с броней из стеклопластиковых стержней). В приложении (стр. 103) приведен чертеж заземления волоконно-оптического кабеля. Таким образом, не соблюдается требование ФСК о диэлектрическом кабеле, в

заземленной броне ВОК будут наводиться токи от силового кабеля, нагревать оптоволокно и вносить искажения в сигнал.

- Прокладка кабеля 110 кВ и ВОЛС.

Не соблюдены условия ТУ МЭС Западной Сибири ОАО ФСК ЕЭС изложенным в письме М8/2/2378 от 06.09.2012 (приложение стр. 74.1, 74.2) по прокладке ВОК. По проекту кабель прокладывается в ЗПТ диаметром 40 мм, а не в трубе диаметром 100 мм, как этого требует ТУ. Кроме того не соблюдается расстояние между силовым кабелем и ВОК, в соответствии с «Руководством по строительству линейных сооружений местных сетей связи» и ОСТН 600-93, указанных в ТУ от ФСК, это расстояние должно быть не менее 600 мм. На всех чертежах (разрезах) прокладки кабеля, за исключением прокладки методом ГНБ, это расстояние не соблюдается.

- Прокладка КЛ 110 кВ в проколах и при открытой прокладке КЛ на части пересечений (правда, не показано на каких пересечениях) предусматривается в полиэтиленовых трубах ПЭ 100 различного диаметра. Труба ПЭ 100 выпускается по ГОСТ 18599-2001 и предназначена для транспортировки воды при температуре от 0оС до 40оС. Допускаемая рабочая температура нагрева кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена составляет 90оС. Под воздействием такой температуры указанные трубы будут размягчаться и сминаться под воздействием внешней нагрузки. Извлечь кабель из такой трубы в проколе уже не представляется возможным. Такие случаи уже зафиксированы в Москве и Санкт-Петербурге. Необходимо заменить предложенные трубы, на специальные термостойкие трубы предназначенные для прокладки кабеля, например трубы Protectorflex (выпускают в г. Санкт-Петербург).

- В соответствии с требованием п. 2.3.72 ПУЭ, эстакада должна иметь устройство молниезащиты. Решения по молниезащите эстакады в проекте отсутствуют.

- Сведения о транспозиции экранов кабелей.

Нет обоснования количества циклов транспозиции экранов. В проекте применено два, три, четыре и пять циклов транспозиции для различных участков КЛ - проекты с тремя и более полными циклами транспозиции, с высокой долей вероятности являются ошибочными и должны быть проверены и при необходимости исправлены.

- Для железобетонных колодцев транспозиции экранов следует выполнять систему уравнивания потенциалов. Она должна обеспечить возможность безопасного прикосновения персонала к корпусу коробки транспозиции. При этом проверке подлежит лишь шаговое напряжение на поверхности земли рядом с колодцем. В проекте нет системы уравнивания потенциалов в колодце. Не упомянуто о безопасности вблизи колодцев по шаговому напряжению.

- Соединение экранов в коробках транспозиции предусматривается проводом ПП 1х400. Неясно кто выпускает такой провод и что он из себя представляет. Для соединения экранов в коробках транспозиции (и в коробках заземления или просто для присоединения к ОПН-6) должен применяться одножильный провод с полиэтиленовой изоляцией на 10 кВ типа ППС сечением равным сечению экрана кабеля.

- Обоснование количества и типов оборудования, используемых в процессе строительства.

По тексту и на прилагаемых чертежах указано, что для организации проколов используется метод горизонтально направленного бурения (ГНБ). Для выполнения бестраншейной прокладки кабеля (прокола) проектом (раздел ТКР и раздел ПОС) предусматривается использование установки горизонтального бурения РВА-200BG. Указанная установка предназначена для выполнения высокоточной бестраншейной прокладки стальных

футляров методом горизонтального шнекового бурения (ГШБ), то есть эта установка выполняет проколы только в горизонтальном направлении без поворотов трассы прокола. Для принятой установки минимальный размер стартового котлована 6,5х3 м глубина стартового и приемного котлована определяется проектной глубиной прокола. Стартовые и приемные котлованы, с учетом их возможного размещения, не показаны на планах и объемы по их подготовки не указаны (не выделены) в составе объемов работ (ведомость объемов работ приложение А раздела ПОС, ПОД).

- На прилагаемых планах трасса КЛ указана без учета конкретных характеристик применяемой установки ГНБ в плане предельно возможных углов отклонения штанг установки от прямолинейного движения, без указания габаритов пересечения КЛ с действующими коммуникациями.

В рамках технологического аудита по объекту Аудитор осуществил анализ представленной Заказчиком проектной документации по Разделам «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения», включающей в себя том 01-191.2-ТКР2.

По итогам проведения анализа вышеперечисленной проектной документации по объекту Аудитор отмечает:

- Защита от перенапряжений

Примененные конструкции опор ВЛ 110 кВ не обеспечивают требования ПУЭ п. 4.2.142 соблюдение защитного угла грозотроса 20 градусов на подходе к ПС.

Аудитор делает вывод:

Содержание проектной документации не достаточно для успешной реализации Инвестиционного проекта и своевременного ввода объекта в эксплуатацию, при наименьших затратах на его сооружение, без потери качества выполняемых строительно-монтажных работ.

Аудитор рекомендует:

Откорректировать проект в соответствии с указанными замечаниями.

В рамках технологического аудита по объекту Аудитор осуществил анализ представленной Заказчиком проектной документации по Разделу «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень мероприятий, содержание технологических решений», включающей в себя 01-191.1-ИЛО.ИОС, 01-191.2-ИЛО.ИОС.

По итогам проведения анализа вышеперечисленной проектной документации по объекту Аудитор отмечает:

Томом 01-191.1-ИЛО.ИОС предусмотрены решения по подстанциям в объемах:

ПС 220/110/10 кВ «Ожогино»:

- строительство двух ячеек №8,9 для подключения ВЛ 110 кВ «Новотехническая 1 цепь» и «Новотехническая 1 цепь»;
- организация СН на 0,4 кВ ячеек №8,9, прокладка силовых и контрольных кабелей в существующих и вновь устанавливаемых лотках.

ПС 110/10/10 кВ «Мурманская»:

- установка концевых муфт и ОПН 110 кВ для присоединения кабельной линии 110 кВ «Сибжилстрой» и «ТЭЦ-1»;
- замена гибкой ошиновки на ОРУ 110 кВ.

ПС 110/10/10 кВ «Центральная»:

- установка концевых муфт и ОПН 110 кВ для присоединения кабельной линии 110 кВ «Сибжилстрой» и «ТЭЦ-1»;
- замена гибкой ошиновки на ОРУ 110 кВ.

ПС 110/10/10 кВ «Загородная»:

- установка концевых муфт и ОПН 110 кВ для присоединения кабельной линии 110 кВ ТЭЦ-1 - ПС Мурманская - ПС Сибжилстрой и ТЭЦ-1 - ПС Центральная - ПС Сибжилстрой;
- замена гибкой ошиновки на ОРУ 110 кВ;
- организация неавтоматической ремонтной перемычки между 1 и 2 ячейками.

ОРУ 110 кВ Тюменской ТЭЦ-1:

- установка концевых муфт и ОПН 110 кВ для присоединения кабельной линии 110 кВ ПС Мурманская - ПС Сибжилстрой и ПС Центральная - ПС Сибжилстрой.

При проведении аудита выявлено следующее:

- На момент проведения аудита ссылка в ПД на недействующий с 01.07.2014 ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» не корректна, на момент разработки ПД данная ссылка актуальна. С 01.07.2014 введен в действие ГОСТ 321144-2013.
 - Выбранное сечение заземляющих проводников не соответствует условию термической стойкости при указанных в таблице 4.3.1.7.1 уровнях токов однофазного к.з. на шинах подстанций. Отсутствуют чертежи заземления подстанций (не выполнено требование пп. у п.16 Постановления №187). Отсутствуют данные об обследовании существующих ЗУ, о нормируемых параметрах ЗУ ПС и их соответствия нормативным документам (не выполнено требование п.5.2.3. ТЗ).
 - Значение токов короткого замыкания в разделе 4.3.1.10 (выбор ограничителей перенапряжений) отличается от значений токов из таб.4.3.1.7.1.
 - Отсутствуют данные об электромагнитной обстановке (не представлен отчет по электромагнитной обстановке) на реконструируемых подстанциях. Отсутствуют данные о требованиях к помехоустойчивости (степени жесткости испытаний) проектируемого вторичного оборудования и систем связи.
 - На плане ПС «Ожогино» в ячейке ВЛ 110 кВ на Н-Техническую 1 цепь (стр.109) не соблюдены минимальные допустимые расстояния между ошиновкой ф.В и разъединителем ф.А Пс.ш.

Аудитор делает вывод:

Содержание проектной документации не достаточно для успешной реализации Инвестиционного проекта и своевременного ввода объекта в эксплуатацию, при наименьших затратах на его сооружение, без потери качества выполняемых строительно-монтажных работ.

Аудитор рекомендует:

Откорректировать проект в соответствии с указанными замечаниями.

Необходимо доработать в ПД вышеуказанные моменты, подробнее осветить вопросы о параметрах ЗУ подстанций, и оценке электромагнитной обстановки на реконструируемых объектах. Откорректировать расстановку оборудования в ячейках на ПС «Ожогово». Для ПС 110/10/10 кВ «Центральная» необходимо предоставить решение (чертеж) по креплению двух проектируемых цепей ошинок на существующем линейном портале с указанием нормируемых расстояний по ПУЭ табл.4.2.5. В остальном принятые решения по подстанциям соответствуют требованиям технического задания на проектирование и действующим нормативно-техническим документам. Уровень цен на высоковольтное оборудование на момент разработки ПД адекватный.

Томом 01-191.2-ИЛО.ИОС предусмотрены решения в объемах:
ПС 110/10/10 кВ «Сибжилстрой»:

- строительство двух ячеек «КЛ Мурманская», «КЛ Центральная» ОРУ 110 кВ с установкой выключателей, разъединителей, для подключения вновь образуемой кабельной линии 110 кВ с установкой концевых муфт 110 кВ и ОПН 110 кВ;
- организация СН на 0,4 кВ двух ячеек, прокладка силовых и контрольных кабелей в существующих и реконструируемых лотках.

При проведении аудита выявлено следующее:

- Выбранное сечение заземляющих проводников не соответствует условию термической стойкости при указанных в таблице 4.3.1.7.1 уровнях токов однофазного к.з. на шинах подстанции. Отсутствует чертеж заземления подстанции (не выполнено требование пп. у п.16 Постановления №187). Отсутствуют данные об обследовании существующего ЗУ, нормируемых параметрах ЗУ ПС и их соответствии нормативным документам (не выполнено требование п.5.2.2. ТЗ).
- Значение токов короткого замыкания в разделе 4.3.1.10 (выбор ограничителей перенапряжений) не соответствует значениям токов из таб.4.3.1.7.1.
- В разделе 4.3.7.4 дана ссылка на недействующий ГОСТ Р 54149-2010. С 01.07.2014 введен в действие ГОСТ 321144-2013.
- Отсутствуют данные об электромагнитной обстановке (не представлен отчет по электромагнитной обстановке) на реконструируемой подстанции. Отсутствуют данные о требованиях к помехоустойчивости (степени жесткости испытаний) проектируемого вторичного оборудования и систем связи.
- Данные, на основе которых проведена проверка мощности существующих трансформаторов собственных нужд для подключения проектируемой нагрузки, не отражают нагрузку трансформатора СН в максимальном режиме подстанции с учетом коэффициентов одновременности и перегрузочной способности в послеаварийных режимах.

Аудитор делает вывод:

Содержание проектной документации не достаточно для успешной реализации Инвестиционного проекта и своевременного ввода объекта в эксплуатацию, при наименьших затратах на его сооружение, без потери качества выполняемых строительного-монтажных работ.

Аудитор рекомендует:

Откорректировать проект в соответствии с указанными замечаниями.

Доработать в ПД вышеуказанные моменты, подробнее осветить вопросы о параметрах ЗУ подстанции и оценке электромагнитной обстановки на реконструируемом объекте.

6.7 Электромагнитная совместимость

При выполнении технологического аудита по объекту Аудитор осуществил анализ представленной Заказчиком проектной документации.

В соответствии с п.п. 6.1 задания на проектирование по объекту: «ЛЭП 110 кВ Мурманская – Центральная в г. Тюмень (1 этап – участок ТТЭЦ1 – ПС Центральная – ПС Мурманская)» необходимо было привести решения по электромагнитной совместимости, однако в представленных на технологический аудит материалах данные решения не приведены.

Аудитор делает вывод:

Содержание проектной документации не достаточно для успешной реализации Инвестиционного проекта и своевременного ввода объекта в эксплуатацию.

Аудитор рекомендует:

Выполнить на объектах электромагнитное обследование и доработать проектную документацию в соответствии с рекомендациями, полученными при обследовании электромагнитной обстановки.

6.8 Сети связи, Телемеханизация, АСКУЭ

6.8.1 Сети связи, ВОЛС.

В рамках технологического аудита по объекту Аудитор осуществил анализ представленной Заказчиком проектной документации в части организации сетей связи ВОЛС, АСКУЭ включающей в себя тома 01-191.1-ИЛО.ИОС, 01-191.1-ИЛО.ЭЭ, 01-191.2-ИЛО.ИОС изм.2, 01-191.2-ИЛО.ЭЭ изм.2, 01-191.1-ИЛО.РЗАП, 01-191.2-ИЛО.РЗАП изм.2, 01-191.1-СМ изм.2, 01-191.2-СМ изм.2, 01-191.1-ТКР.

По итогам проведения анализа вышеперечисленной проектной документации по объекту Аудитор отмечает:

1 этап – участок ТТЭЦ1 – ПС Центральная – ПС Мурманская

Проектной документацией предусматривается организация диспетчерской связи, технологической связи, передача данных телемеханики, учета электроэнергии по основным и резервным каналам ВОЛС с ПС Загородная, ПС Центральная, ПС Мурманская на ЦУС Тюменского ТПО и ЦУС ТРС. Резервирование каналов связи предусматривается осуществлять посредством ЦСПИ ВОЛС, используя кольцевую архитектуру построения сети.

Так же предусматривается организация передачи сигналов первого комплекта основных защит на участках ВЛ 110кВ: ТТЭЦ-1 – ПС Центральная, ПС Центральная - ПС Мурманская, ПС Мурманская – ТТЭЦ-1; второго комплекта основных защит на участках ВЛ 110 кВ: ПС Мурманская – ПС Центральная, ТТЭЦ- 1 – ПС Загородная – ПС Центральная, ТТЭЦ-1 – ПС Загородная – ПС Мурманская. Передачу сигналов первого и второго комплекта основных защит предполагается осуществлять по отдельным оптическим волокнам.

Для предотвращения аварийных ситуации на проектируемых КЛ 110 кВ предусматривается установка комплексной системы обеспечения безопасности эксплуатации КЛ на участках: ПС Центральная – ПС Мурманская, ПС Центральная – ТТЭЦ-1, ПС Мурманская – ТТЭЦ -1.

Передачу сигналов системы мониторинга предполагается осуществлять по отдельным оптическим волокнам.

В результате рассмотрения предоставленных проектных решений Аудитором выявлен ряд замечаний:

- Не указаны трассы прохождения основных и резервных каналов от ПС Загородная, ПС Центральная и ПС Мурманская до ЦУС Тюменского ТПО и ЦУС ТРС;
- Не указаны трассы прохождения сигналов первого и второго комплекта основных защит;
- Отсутствуют решения по организации двух независимых, географически разнесенных каналов диспетчерской связи и передачи данных с ПС 110 кВ Мурманская, ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Загородная до филиала ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ, в соответствии с требованиями п.п. 5.4.6, 5.8.1 Задания на проектирование;
- Имеются разночтения в решениях по прокладке ВОЛС. В томе 01-191.1-ТКР указано, что предусматривается прокладка ВОЛС в следующих направлениях:
 - ПС Центральная – ПС Сибжилстрой;
 - ТРС – ПС Загородная;
 - ПС Центральная – ТРС.
- На схеме организации связи (01-191.1-СС, лист 1) указана прокладка ВОЛС в направлениях:
 - ПС Сибжилстрой – ТРС;
 - ЦУС ТПО – ПС Загородная;
 - ПС Центральная – ЦУС ТПО.

- Отсутствуют решения по установке диспетчерских пультов для организации каналов диспетчерской связи;
- Отсутствуют предварительные расчеты кабельной продукции, необходимой для создания системы ЦСПИ ВОЛС;
- Отсутствует расчет требуемой емкости аккумуляторных батарей;
- В сметной документации на создание ЦСПИ ВОЛС выявлены следующие несоответствия:

- Не предусмотрен аварийный запас ЗИП для оборудования связи в соответствии с требованиями п. 5.8.10 Задания на проектирование;

- Не учтены работы по установке и стоимость маршрутизаторов Cisco 1921 и модулей Hiwic-D-9ESW;

- Не корректно применена расценка на пусконаладочные работы оборудования СС;

- Отсутствуют сметы на монтажные и пусконаладочные работы оборудования мониторинга частичных разрядов;

- В технической части отсутствует обоснование необходимости установки кондиционеров в помещениях связи;

- ЛСР 05-02-01 Сети связи (Тюменское ТПО) в технической части не приведены обоснования прокладки 500 метров трубы для 250 метров кабеля; не учтены работы по измерению кабеля на смонтированном участке;

- ЛСР 05-02-02 Сети связи (Тюменское ТРС) в технической части не обоснованы работы по установке оптического кросса на 48 ОВ;

- ЛСР 05-02-01 Сети связи ПС Мурманская в технической части не обоснована прокладка волоконно-оптического кабеля на 8 ОВ;

- ЛСР 05-03-01 Сети связи ПС Новотехническая не учтены работы и стоимость патч-кордов для подключения оборудования ВОЛС;

- ЛСР 05-03-02 Сети связи ПС Ожогоино в технической части не обоснована необходимость установки карты с оптическим интерфейсов STM-4, клиентского интерфейса 622 (40 км) и клиентского интерфейса 155 (20 км); не учтены работы и стоимость патч-кордов для подключения оборудования ВОЛС; отсутствует смета на работы по настройке оборудования связи;

- ЛСР 05-01-01 Сети связи Тюменская ТЭЦ-1 в технической части не обоснована прокладка волоконно-оптического кабеля на 16 ОВ; отсутствует смета на работы по настройке оборудования связи.

2 этап – участок ПС Сибжилстрой – ПС Мурманская

Проектной документацией предусматривается организация диспетчерской связи, технологической связи, передача данных телемеханики, учета электроэнергии по основным и резервным каналам ВОЛС с ПС Сибжилстрой на ЦУС Тюменского ТПО и ЦУС ТРС. Резервирование каналов связи предусматривается осуществлять посредством ЦСПИ ВОЛС, используя кольцевую архитектуру построения сети.

Так же предусматривается организация передачи сигналов первого комплекта основных защит на участках ПС Сибжилстрой – ПС Мурманская, ПС Сибжилстрой – ПС Центральная; второго комплекта основных защит на участках ВЛ 110 кВ: ПС Мурманская – ПС Сибжилстрой. Передачу сигналов первого и второго комплекта основных защит предполагается осуществлять по отдельным оптическим волокнам.

Для предотвращения аварийных ситуации на проектируемых КЛ 110 кВ предусматривается установка комплексной системы обеспечения безопасности эксплуатации КЛ на участках: ПС Мурманская – ПС Сибжилстрой.

В результате рассмотрения предоставленных проектных решений Аудитором выявлен ряд замечаний:

- Не указаны трассы прохождения основных и резервных каналов от ПС Сибжилстрой до ЦУС Тюменского ТПО и ЦУС ТРС;
- Не указаны трассы прохождения сигналов первого и второго комплекта основных защит;
- Отсутствуют решения по организации двух независимых, географически разнесенных каналов диспетчерской связи и передачи данных с ПС 110 кВ Мурманская, ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Загородная до филиала ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ, в соответствии с требованиями п.п. 5.5.6, 5.5.7 Задания на проектирование;
- Не предоставлено согласование проектной документации с филиалом ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ;
- Отсутствуют решения по установке диспетчерских пультов для организации каналов диспетчерской связи;
- Отсутствуют предварительные расчеты кабельной продукции, необходимой для создания системы ЦСПИ ВОЛС;
- Имеются разночтения в решениях по организации каналов РЗА. В п. 4.3.5.2 тома 01-191.2-ИЛО.ИОС указано «... второго комплекта основных защит на участках ВЛ 110 кВ: ПС Мурманская – ПС Сибжилстрой». На Структурной схеме организации каналов РЗА (01-191.2-СС лист 4) указана передача сигналов второго комплекта основных защит ПС Мурманская – ПС Сибжилстрой, ПС Сибжилстрой – ПС Центральная;
- Не обоснованы решения по доукомплектации магистрального мультимплексора NetRing 2500 на РПБ-2;
- Отсутствует расчет требуемой емкости аккумуляторных батарей;
- В сметной документации на создание ЦСПИ ВОЛС выявлены следующие несоответствия:
 - Не предусмотрен комплект ЗИП для оборудования связи в соответствии с требованиями п. 5.8.6 Задания на проектирование;
 - Не учтены работы по установке и стоимость маршрутизаторов Cisco 1921 и модулей Hiwic-D-9ESW;
 - Не корректно применена расценка на пусконаладочные работы оборудования СС;
 - ЛСР 05-01-02 Сети связи (ПС Сибжилстрой) в технической части не обоснована прокладка волоконно-оптического кабеля на 16 ОВ;
 - ЛСР 05-01-03 Монтаж оборудования мониторинга частичных разрядов в п.3 указана прокладка кабеля ОКЛ-01-6-8-10/125-0,36/0,22-3,5/18-2,7, в Приложении Б тома 01-191.2-ПОС (изм.3) указана прокладка кабеля ОКЛК-01-4-24-10/125-0,36/0,22-3,5-18-7,0.

Аудитор делает вывод:

Содержание проектной документации не достаточно для успешной реализации Инвестиционного проекта и своевременного ввода объекта в эксплуатацию.

Кроме вышеуказанного Аудитор отмечает:

- Отсутствие проработанных решений по организации основного и резервного каналов диспетчерской связи, технологической связи, передачи данных телемеханики, учета электроэнергии до ДП ОДС Тюменского ТПО и ДП ЦДС ОАО «Тюменьэнерго», отсутствие обоснования принятых решений, не позволяет сделать вывода о необходимости и достаточности

принятых технических решений. Для оценки требуемого объема работ и оборудования, необходимого для создания ЦСПИ ВОЛС, рекомендована более тщательная проработка решений по организации основных и резервных каналов передачи данных для каждой из подстанций с указанием маршрутов передачи информации. При проработке решений необходимо учесть требования об организации основного и резервного каналов по географически разнесенным трассам для снижения вероятности одновременного их повреждения.

- Отсутствие проработанных решений по организации основного и резервного каналов для сигналов защит не позволяет сделать вывод о достаточности принятых технических решений. Рекомендована проработка решений по организации каналов связи для нужд релейной защиты. При принятии решений необходимо учесть, что для обеспечения полноценного резервирования сигналы первого и второго комплектов основных защит рекомендуется передавать по оптическим волокнам, находящимся в разных кабелях. Данные решения позволят снизить вероятность одновременного повреждения каналов передачи данных и повысить надежность системы в целом.

- Отсутствие решений по организации двух независимых географически разнесенных каналов передачи данных до Тюменского РДУ и отсутствие согласования документации с Тюменским РДУ противоречит требованиям задания на проектирование. Рекомендована проработка данных решений и согласование проектной документации в Тюменском РДУ для учета всех возможных работ и затрат по организации дополнительных каналов связи и доукомплектации оборудования как на подстанциях, так и в Тюменском РДУ.

- Отсутствие части сметных расчетов, некорректно примененные расценки и отсутствие в технической части обоснования учтенных в сметной документации объемов не позволяет провести полноценный ценовой аудит.

Аудитор рекомендует:

Откорректировать проект в соответствии с указанными замечаниями.

6.8.2 Телемеханизация

В рамках технологического аудита по объекту Аудитор осуществил анализ представленной Заказчиком проектной документации в части организации сетей связи ВОЛС, АСКУЭ включающей в себя тома 01-191.1-ИЛО.ИОС, 01-191.1-ИЛО.ЭЭ, 01-191.2-ИЛО.ИОС изм.2, 01-191.2-ИЛО.ЭЭ изм.2, 01-191.1-ИЛО.РЗАП, 01-191.2-ИЛО.РЗАП изм.2, 01-191.1-СМ изм.2, 01-191.2-СМ изм.2, 01-191.1-ТКР.

По итогам проведения анализа вышеперечисленной проектной документации по объекту Аудитор отмечает:

1 этап – участок ТТЭЦ1 – ПС Центральная – ПС Мурманская

Телемеханизация ПС Ожогино

Данным проектом предусматривается получение информации о состоянии вновь устанавливаемого оборудования ОРУ 110 кВ ПС Ожогино.

Для измерения, контроля и учета технологических параметров используются цифровые измерительные преобразователи АЕТ411, производства ООО «Алекто».

Телесигнализация положения коммутационных аппаратов 110 кВ выполняется с помощью модулей сбора телесигналов i-8040PW, расположенных в слотах контроллера оперативной блокировки разъединителей iPAC-8841. Контроллер iPAC-8841 размещается в ОПУ в шкафу ОБР, информация от контроллера на сервер телемеханики «Delta-XP» передается по Ethernet в протоколе МЭК 870-5-104.

Для сбора телесигнализации о неисправности вновь устанавливаемых терминалов РЗА, сигналов «Блокирование выключателя», «Привод к управлению готов», «Низкое давление

элемента» предусматривается установка модуля Синком IP4/DIN, производства ООО «НТК Интерфейс», г. Екатеринбург, и интеграция его в существующую систему.

Телемеханизация ПС Мурманская

Настоящим проектом предусматривается реконструкция существующей системы АСДУ подстанции путем замены существующего контроллера D200 и сервера D400 на концентратор «Delta-XP» и интеграции его в существующую систему. Вновь устанавливаемое оборудование предусматривается разместить в 19” телекоммуникационном шкафу в ОПУ.

Для измерения, контроля и учета технологических параметров на ПС используются цифровые измерительные преобразователи PQMII-C. Проектом предусматривается перезавод существующих информационных линий RS-485 от преобразователей во вновь устанавливаемый шкаф ТМ.

Телеуправление и телесигнализация положения КА 110 кВ осуществляется с помощью функциональных контроллеров D25 и модулей D20S, D20K. Телеуправление и телесигнализация положения выключателей 10 кВ осуществляется с помощью микропроцессорных терминалов релейной защиты F-650. Проектом предусматривается организация взаимодействия концентратора «Delta-XP» и функциональных устройств через Ethernet с использованием протокола МЭК-870-5-104.

Так же проектной документацией предусматривается изменение рисунка мнемосхемы и системы управления диспетчерского щита ОДС Тюменского ТПО и расширение программно-технического комплекса ОИК «Диспетчер» ДП ОДС Тюменского ТПО на 1500 телепараметров для основного сервера и на 1500 телепараметров для резервного сервера.

В результате рассмотрения предоставленных проектных решений Аудитором выявлен ряд замечаний:

- Отсутствуют решения до передаче информации с вновь вводимого оборудования ПС 110 кВ Загородная в соответствии с требованиями п. 5.4.3 Задания на проектирование;
- Отсутствует предварительный расчет кабельной продукции в соответствии с требованиями п. 6.3 Задания на проектирование;
- Отсутствует раздел «Требования к метрологическому обеспечению ОИК АСДУ» в соответствии с требованиями п. 6.4 Задания на проектирование;
- Отсутствует объем информации, передаваемый в Тюменское РДУ в соответствии с требованиями п. 5.4.6 Задания на проектирование;
- Отсутствуют решения по организации подсистемы единого времени. В соответствии с требованиями п. 5.4.7 телеинформация должна содержать метки единого астрономического времени;
- Отсутствуют решения по организации доступа к цифровым устройствам РЗА в соответствии с требованиями п. 5.3.17, 5.3.18 Задания на проектирование;
- В сметной документации выявлены следующие несоответствия:
 - в сметах на пусконаладочные работы не учтены поправочные коэффициенты учитывающие «метрологическую сложность», «развитость информационных функций» и «развитость управляющих функций»;
 - в ЛСР 09-06-03 Пусконаладочные работы ПС Мурманская занижено количество каналов в системе для проведения пусконаладочных работ;
 - отсутствуют сметы на метрологическое обеспечение системы телемеханики.

2 этап – участок ПС Сибжилстрой – ПС Мурманская

Данным проектом предусматривается модернизация существующего шкафа ТМ1 для реализации в нем задач оперативной блокировки разъединителей, а так же установка нового шкафа ТМ – для реализации задач телемеханики.

Для измерения, контроля и учета технологических параметров используются цифровые измерительные преобразователи АЕТ411, производства ООО «Алекто».

Телесигнализация положения коммутационных аппаратов 110 кВ выполняется с помощью модулей сбора телесигналов i-8040PW, расположенных в слотах контроллера оперативной блокировки разъединителей LinPAC-8781. Контроллер оперативной блокировки разъединителей LinPAC-8781 размещается в шкафу ТМ1 в ОПУ, информация от контроллера

ОБР на контроллер телемеханики передается по Ethernet в протоколе МЭК 870-5-104.

Проектом предусматривается перезавод цепей общеподстанционной сигнализации и цепей телеуправления выключателями 110 кВ из существующего шкафа ТМ1 в шкаф ТМ.

Сбор аварийно-предупредительной телесигнализации предусматривается осуществлять при помощи модулей сбора телесигналов i-8040PW.

Телеуправление выключателей выполняется с модулей ТУ i-87041W, расположенных в отдельной корзине расширения RU-87P8.

Так же Проектом предусматривается изменение рисунка мнемосхемы и системы управления диспетчерского щита ОДС Тюменского ТПО.

В результате рассмотрения предоставленных проектных решений выявлен ряд замечаний:

- Отсутствует предварительный расчет кабельной продукции в соответствии с требованиями п. 6.3 Задания на проектирование;
- Отсутствует раздел «Требования к метрологическому обеспечению ОИК АСДУ» в соответствии с требованиями п. 6.4 Задания на проектирование;
- Отсутствуют решения по организации подсистемы единого времени. В соответствии с требованиями п. 5.5.10 телеинформация должна содержать метки единого астрономического времени;
- Отсутствуют решения по организации доступа к цифровым устройствам РЗА в соответствии с требованиями п. 5.3.16, 5.3.17 Задания на проектирование;
- Не предоставлены сметы на метрологическое обеспечение и пусконаладочные работы системы телемеханики.

По результатам проведенной анализа Аудитор делает основные выводы:

Основные решения по расширению систем телемеханики ПС Ожогоино, ПС Мурманская, ПС Сибжилстрой близки к оптимальным. В то же время, можно отметить отсутствие части решений, подлежащих разработке в соответствии с требованиями задания на проектирование.

Аудитор рекомендует:

Рекомендована доработка проектной и корректировка сметной документации.

6.8.3 Учет электроэнергии

В рамках технологического аудита по объекту Аудитор осуществил анализ представленной Заказчиком проектной документации в части организации сетей связи ВОЛС, АСКУЭ включающей в себя тома 01-191.1-ИЛО.ИОС, 01-191.1-ИЛО.ЭЭ, 01-191.2-ИЛО.ИОС изм.2, 01-191.2-ИЛО.ЭЭ изм.2, 01-191.1-ИЛО.РЗАП, 01-191.2-ИЛО.РЗАП изм.2, 01-191.1-СМ изм.2, 01-191.2-СМ изм.2, 01-191.1-ТКР.

По итогам проведения анализа вышеперечисленной проектной документации по объекту Аудитор отмечает:

1 этап – участок ТТЭЦ1 – ПС Центральная – ПС Мурманская

Данной проектной документацией предусматривается организация технического учета на строящейся ячейке №9 и реконструируемой ячейке №8 с полной заменой оборудования ОРУ-110 кВ ПС-220 кВ Ожогоино в данной ячейке.

Счетчики, устанавливаемые по стороне 110 кВ для активной энергии класса точности 0,5S, для реактивной энергии класса точности 1.

Счетчики предназначены для учета активной, реактивной энергии и мощности в режиме многотарифности, хранения измеренных данных в своей памяти.

Устанавливаемые счетчики имеют интерфейс RS-485, что позволяет организовать сбор и передачу данных учета электроэнергии в устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000».

Счетчики подключаются к существующим системам учета электроэнергии, передача информации учета электроэнергии производится по существующим каналам связи.

В результате рассмотрения предоставленных проектных решений Аудитором выявлен ряд замечаний:

- Не обосновано завышено сечение жил кабеля для токовых цепей от трансформатора тока до счетчика
- Не обоснован класс точности вновь устанавливаемых счетчиков. В соответствии с п. 5.5.1 Задания на проектирование требуемый класс точности счетчика – 0,2S/0,5
- ГОСТ 13109-97 утратил силу, взамен него ГОСТ 32144-2013
- В смете на пусконаладочные работы занижено количество каналов в системе
- Отсутствует смета на метрологическое обеспечение вновь устанавливаемых счетчиков

2 этап – участок ПС Сибжилстрой – ПС Мурманская

Данной проектной документацией предусматривается организация технического учета на расширяемой части ОРУ-110 кВ ПС-110 кВ Сибжилстрой на двух линейных ячейках для включения вновь образуемой КЛ-110 кВ

Счетчики, устанавливаемые на стороне 110 кВ, класса точности 0,2S для активной энергии и 0,5 для реактивной энергии соответственно.

Счетчики обеспечивают учет активной и реактивной электрической энергии и мощности в двух направлениях с возможностью тарифного учёта по зонам суток, учёта потерь и передачи измерений и накопленной информации об энергопотреблении по цифровым интерфейсным каналам.

Подключение измерительных цепей тока и напряжения предусматривается через испытательную коробку для возможности подключения образцового счетчика без отключения присоединений.

Резервное питание счетчиков предусматривается от существующей сети гарантированного питания.

В результате рассмотрения предоставленных проектных решений Аудитором выявлен ряд замечаний:

- Не обосновано завышено сечение жил кабеля для токовых цепей от трансформатора тока до счетчика
- Отсутствуют сметы на метрологическое обеспечение и пусконаладочные работы вновь устанавливаемых счетчиков

По результатам проведенного анализа Аудитор делает выводы:

Основные решения по организации точек учета на вновь вводимых присоединениях ПС Ожогино и ПС Сибжилстрой близки к оптимальным.

Аудитор рекомендует

Выполнить доработку проектно-сметной документации.

6.9 РЗА.

В рамках технологического аудита по объекту «ЛЭП-110 кВ Мурманская-Центральная в г.Тюмень» Аудитор осуществил анализ представленной Заказчиком проектной документации в части томов 01-191.1-ИЛО.РЗАП «Решения по релейной защите, автоматике и вторичным соединениям» (I этап – участок ТТЭЦ1 – ПС Центральная – ПС Мурманская) и 01-191.2-ИЛО.РЗАП «Решения по релейной защите, автоматике и вторичным соединениям» (II этап – участок ПС Сибжилстрой – ПС Мурманская).

По итогам проведения анализа вышеперечисленной проектной документации по объекту Аудитор отмечает:

I этап реализации инвестиционного проекта:

- Строительство кабельных линий КЛ-110 кВ Центральная - Мурманская, Тюменская ТЭЦ-1 - Центральная, Тюменская ТЭЦ-1 – Мурманская с ответвлениями на ПС-110 кВ Загородная;
- На ОРУ-110 кВ ПС-220 кВ Ожогово осуществляется полная реконструкция ячейки №8 и строительство ячейки №9. Ячейки оснащаются элегазовыми выключателями и встроенными измерительными трансформаторами тока с шестью обмотками классами точности 0,5S/0,5S/5P/5P/5P/5P;
- Строительство участка ВЛ-110 кВ от ячейки №9 ОРУ-110 кВ ПС-220 кВ Ожогово для присоединения ПС-110 кВ Новотехническая;
- Для ПС-110 кВ Мурманская схема остается существующая – типовая «110-5АН» (мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов);
- Для ПС-110 кВ Центральная схема остается существующая – нетиповая «110-5АН» (мостик с выключателями в цепях трансформаторов без ремонтной перемычки со стороны трансформаторов).

II этап реализации инвестиционного проекта:

- Строительство кабельных линий КЛ-110 кВ Центральная - Сибжилстрой, Мурманская - Сибжилстрой;
- Строительство двух новых ячеек на ОРУ-110 кВ ПС-110 кВ Сибжилстрой для включения вновь образуемой КЛ-110 кВ. Данные ячейки оснащаются элегазовыми выключателями и встроенными измерительными трансформаторами тока с шестью обмотками классами точности 0,5S/0,5S/10P/10P/10P/10P;
- Для ПС-110 кВ Мурманская схема остается существующая – типовая «110-5АН» (мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов);
- Для ПС-110 кВ Центральная схема остается существующая – нетиповая «110-5АН» (мостик с выключателями в цепях трансформаторов без ремонтной перемычки со стороны трансформаторов).

Релейная защита I этапа проектирования

Проектные решения в части РЗА представлены в томе 01-191.1-ИЛО.РЗАП «Решения по релейной защите, автоматике и вторичным соединениям» (I этап – участок ТТЭЦ1 – ПС Центральная – ПС Мурманская).

ПС ТТЭЦ-1

Для обеспечения защит КЛ 110 кВ предусматривается установка двух отдельных комплектов основных защит линии и резервной защиты.

Основные защиты выполнены на базе шкафа ШЭ2607 093 реализующего следующие функции:

- дифференциальную токовую продольную защиту линии;
- дистанционную защиту линии;

- токовую направленную защиту нулевой последовательности;
 - токовую отсечку;
 - автоматику разгрузки при перегрузке по току;
- и на базе шкафа ШЭ2607 031 реализующего функцию:

- направленная ВЧ защита линии.

Резервная защита выполнена на базе шкафа ШЭ2607 011 реализующего следующие функции:

- трехступенчатую дистанционную защиту;
- четырехступенчатую направленную защиту нулевой последовательности;
- токовую отсечку;
- автоматика управления выключателем;
- контроль отсутствия и наличия напряжения на линии и на шинах, а также контроль синхронизма;
- диагностику выключателя (контроль давления элегаза, пружина заведена и т.п.);
- УРОВ;
- ускорение защит при включении на КЗ.

Комплекты основных и резервных защит каждой линии размещаются в отдельных шкафах, в РУ 6/0,4 кВ ГЩУ.

ПС Центральная

Для обеспечения защит КЛ 110 кВ предусматривается установка комплекта основных защит линии на базе шкафа ШЭ2607 092, реализующего следующие функции:

- дифференциальную токовую продольную защиту линии;
- дистанционную защиту линии;
- токовую направленную защиту нулевой последовательности;
- токовую отсечку;
- автоматику разгрузки при перегрузке по току.

Второй комплект основной защиты и комплект резервной защиты выполняется на базе уже имеющихся шкафов ШЭ2607 031 и ШЭ2607 011, соответственно.

Новый комплект основных защит каждой линии размещается в отдельном шкафу, в ОПУ.

ПС Мурманская

Для обеспечения защит КЛ 110 кВ предусматривается установка двух отдельных комплектов основных защит линии и резервной защиты.

Основные защиты выполнены на базе шкафа ШЭ2607 092 реализующего следующие функции:

- дифференциальную токовую продольную защиту линии;
- дистанционную защиту линии;
- токовую направленную защиту нулевой последовательности;
- токовую отсечку;
- автоматику разгрузки при перегрузке по току;

и на базе шкафа ШЭ2607 031 реализующего функцию:

- направленная ВЧ защита линии.

Резервная защита выполнена на базе шкафа ШЭ2607 021 реализующего следующие функции:

- трехступенчатую дистанционную защиту;
- четырехступенчатую направленную защиту нулевой последовательности;

- токовую отсечку.

Комплекты основных и резервных защит каждой линии размещаются в отдельных шкафах, в ОПУ.

ПС Загородная

Для обеспечения селективной работы защит линий ТТЭЦ-1-Центральная и ТТЭЦ- 1- Мурманская, в случае возникновения аварийной ситуации на отпаечной ПС «Загородная» в зоне действия основных и резервных защит трансформаторов, приняты следующие решения:

- первые комплекты основных защит линий отстраиваются от токов КЗ в зоне действия защит трансформатора за счет уставки дистанционной защиты линии, блокирующей действие ДЗЛ на отключение линии;
- блокировка работы вторых комплектов основных защит линий будет реализована с помощью приемопередатчиков устанавливаемых на ПС «Загородная». Пуск приемопередатчика будет осуществляться при работе защит трансформатора.

ПС Ожогоино

Для обеспечения защит ВЛ 110 кВ предусматривается установка шкафа защиты на базе шкафа ШЭ2607 021 и шкаф автоматики управления выключателем на базе шкафа ШЭ2607 011.

Шкаф защит (ШЭ2607 021) реализующего следующие функции:

- трехступенчатую дистанционную защиту;
- четырехступенчатую направленную защиту нулевой последовательности;
- токовую отсечку;
- автоматику разгрузки при перегрузке по току.

Шкаф автоматики управления выключателем (ШЭ2607 011), реализующего следующие функции:

- автоматика управления выключателем;
- диагностику выключателя (контроль давления элегаза, пружина заведена и т.п.);
- УРОВ;
- ускорение защит при включении на КЗ.

Комплекты защит и автоматики управления выключателями каждой линии размещаются в отдельных шкафах, в ОПУ.

Предусматривается реализация оперативной блокировки разъединителей ОРУ 110 кВ в шкафах оперативной блокировки и ТМ производства ООО «ЦентрЭнергоАвтоматика». Для питания цепей оперативной блокировки разъединителей дополнительно устанавливается шкаф питания ОБР.

ОМП

В качестве устройства определения места повреждения на ВЛ 110 кВ Ожогоино-Новотехническая используется шкаф ОМП Бреслер ШН2416.10 на базе терминалов TOP100-ЛОК.

Для кабельных линий с двусторонним питанием предусматривается установка системы ОМП Qualitrol. Полукомплекты данной системы устанавливаются по концам линии.

В результате рассмотрения предоставленных проектных решений Аудитором выявлен ряд замечаний:

Общие замечания

- Отсутствует согласование проектной документации с «СО ЕЭС», МЭС «Западной Сибири» и ОАО «Тюменьэнерго» в части релейной защиты и автоматики.
- Согласно информационному письму №25 от 01.08.2013 ООО НПП «Экра», предусмотренные в проекте шкафы типа ШЭ2607 031 сняты с производства в 2013г. Предлагаем принять другие технические решения по выполнению двух быстродействующих защит.
- Для расчета сметной документации использованы устаревшие прайс-листы, использование данных прайс-листов может значительно исказить итоговый расчет стоимостей, считаем необходимым актуализировать прайс-листы в части РЗА.
- Отсутствуют расчеты объемов кабельной продукции в части РЗА, согласно п.6.3 задания на проектирование, поэтому невозможно оценить объемы кабельной продукции указанные в сметной документации.
- Отсутствуют технические решения в части приобретения программного обеспечения для устройств РЗА и ПА, согласно п.6.16 задания на проектирование. В сметной документации не предусмотрены затраты на приобретение ПО для устройств РЗА и ПА.
- Отсутствуют ориентировочные расчеты параметров срабатывания устройств РЗА, согласно п 5.3.11 задания на проектирование.
- Отсутствует схема размещения устройств РЗА, ПА и ОМП в прилегающей сети, согласно п 5.3.6 задания на проектирование.

Замечания по ПС Загородная

- Отсутствуют обоснования применению приемопередатчиков типа ПВЗУ-Е установленных на ПС Загородная (согласно п.5.3.16 задания на проектирование). (Применяемые шкафы ШЭ2607 031 имеют измерительные органы обеспечивающие отключение КЗ на линии и отстройку от КЗ за трансформатором ответвления).

Замечания по ПС ТТЭЦ-1

- Отсутствует структурно-функциональная схема устройств ПА, согласно п 5.3.9 задания на проектирование.
- На схеме распределения защит по ТТ не показаны подключения устройств РЗА и ПА к цепям ТТ обходного выключателя.
- Отсутствуют технические решения по подключению устройств РЗА, ПА к цепям сигнализации, регистратору аварийных событий, цепям напряжения от РПР и цепям управления выключателем.
- Схема главных и схема распределения устройств РЗА по ТТ ПС ТТЭЦ-1 имеют разногласия в части расположения ТТ в ячейках №1а и №2.
- Отсутствуют решения по АПВ кабельных линий 110 кВ.
- Отсутствуют технические решения по подключению устройств РЗА и ПА к цепям СОПТ; (схемы подключения устройств РЗА, расчет токов КЗ, выбор защитных аппаратов, проверка селективности).
- На схеме распределения устройств РЗА по ТТ не указаны коэффициенты трансформации трансформаторов тока.
- Отсутствуют технические решения по подключению устройств РЗА к цепям сигнализации, регистратору аварийных событий, цепям напряжения.

Замечания по ПС Центральная

- Отсутствуют технические решения по подключению устройств РЗА к цепям сигнализации, регистратору аварийных событий, цепям напряжения.

- Отсутствуют решения по АПВ кабельных линий 110 кВ.
- Отсутствуют технические решения по подключению устройств РЗА и ПА к цепям СОПТ; (схемы подключения устройств РЗА, расчет токов КЗ, выбор защитных аппаратов, проверка селективности).
 - На схеме распределения устройств РЗА по ТТ не указаны коэффициенты трансформации трансформаторов тока.
 - Отсутствуют технические решения по подключению устройств РЗА к цепям сигнализации, регистратору аварийных событий, цепям напряжения.

Замечания по ПС Мурманская

- Отсутствуют технические решения по подключению устройств РЗА к цепям сигнализации, регистратору аварийных событий, цепям напряжения.
- Отсутствуют решения по АПВ кабельных линий 110 кВ.
- Отсутствуют технические решения по подключению устройств РЗА и ПА к цепям СОПТ; (схемы подключения устройств РЗА, расчет токов КЗ, выбор защитных аппаратов, проверка селективности).
 - На схеме распределения устройств РЗА по ТТ не указаны коэффициенты трансформации трансформаторов тока.
 - Отсутствуют технические решения по подключению устройств РЗА к цепям сигнализации, регистратору аварийных событий, цепям напряжения.

Замечания по ПС Ожогоино

- Вместо шкафов защит ШЭ2607 011 и ШЭ2607021 предлагаем использовать шкаф типа ШЭ2607 011021, т.е. совместить комплекты 011 и 021 в один шкаф, что уменьшит итоговую стоимость защит ВЛ.
- Отсутствуют технические решения по подключению устройств РЗА к цепям сигнализации, регистратору аварийных событий, цепям напряжения.
- Отсутствует обоснования применению ТТ с кл. точностями 0,5S для измерений ВЛ 110 кВ.
- Отсутствуют решения по АПВ кабельных линий 110 кВ.
- Имеются разночтения с томом 01-191-РС. На стр.38 тома 01-191-РС приведена схема электрических сетей 110 кВ и выше г.Тюмень, где показано что одна из ВЛ 110 кВ Ожогоино-Новотехническая имеет двухстороннее питание. В проекте приняты технические решения по РЗА для ВЛ 110 кВ одностороннего питания.
- Отсутствуют технические решения по подключению устройств РЗА и ПА к цепям СОПТ; (схемы подключения устройств РЗА, расчет токов КЗ, выбор защитных аппаратов, проверка селективности).
 - На схеме распределения устройств РЗА по ТТ не указаны коэффициенты трансформации трансформаторов тока.
 - Расположения ТТ не соответствует технической информации от завода изготовителя выключателя ВЭБ-110 кВ.
 - Отсутствуют технические решения по подключению устройств РЗА к цепям сигнализации, регистратору аварийных событий, цепям напряжения.
 - Вызывает сомнения возможность выполнения оперативной блокировки разъединителя всех присоединений на базе двух шкафов ОБР. В сметной документации для организации ОБР использован шкаф производства НПП ЭКРА, согласно п. 5.2.6 задания на проектирование указано, что ОБР необходимо выполнить производства ООО «ЦентрЭнергоАвтоматика».
 - Неверно указано название ПС 220 кВ Ожогоино в томе 01-191-РС стр.38.

- Нет обоснование установки аккумуляторной батареи для ОБР. Предлагается исключить шкаф с АБ для ОБР, а шкаф питания ОБР запитать от существующей системы СОПТ с использованием гальванической развязки. Исключение указанного шкафа приведет к снижению сметной стоимости.

Релейная защита II этапа проектирования

Проектные решения в части РЗА представлены в томе 01-191.2-ИЛО.РЗАП «Решения по релейной защите, автоматике и вторичным соединениям» (II этап – участок ПС Сибжилстрой – ПС Мурманская).

ПС Сибжилстрой

Для обеспечения защит КЛ 110 кВ предусматривается установка двух отдельных комплектов основных защит линии и резервной защиты с АУВ.

Основные защиты выполнены на базе шкафа ШЭ2607 093 реализующего следующие функции:

- дифференциальную токовую продольную защиту линии;
- дистанционную защиту линии;
- токовую направленную защиту нулевой последовательности;
- токовую отсечку;
- автоматику разгрузки при перегрузке по току;

и на базе шкафа ШЭ2607 083 реализующего функцию:

- направленная ВЧ защита линии.

Резервная защита выполнена на базе шкафа ШЭ2607 011 реализующего следующие функции:

- трехступенчатую дистанционную защиту;
- четырехступенчатую направленную защиту нулевой последовательности;
- токовую отсечку;
- автоматика управления выключателем;
- контроль отсутствия и наличия напряжения на линии и на шинах, а также контроль синхронизма;
- диагностику выключателя (контроль давления элегаза, пружина заведена и т.п.);
- УРОВ;
- ускорение защит при включении на КЗ.

Комплекты основных и резервных защит каждой линии размещаются в отдельных шкафах, в ОПУ.

Предусматривается реализация оперативной блокировки разъединителей ОРУ 110 кВ в шкафах оперативной блокировки и ТМ производства ООО «ЦентрЭнергоАвтоматика». Для питания цепей оперативной блокировки разъединителей дополнительно устанавливается шкаф питания ОБР.

Управление выключателями предусматривается:

- из ОПУ посредством шкафов управления (Для выполнения данной задачи в ОПУ размещается шкаф управления, который информирует о состоянии основных элементов 110 кВ).
- посредством телеуправления через АСУ ТП (При этом на шкафах управления монтируются ключи выбора режима управления «Запрет ТУ» для управления выключателями 110 кВ);
- из шкафов привода вновь устанавливаемых выключателей, находящихся на ОРУ 110 кВ, посредством кнопок управления.

Для новых присоединений на ОРУ 110 кВ устанавливаются шкафы отбора напряжения (типа ШОН-301С), которые подключаются к конденсаторам связи.

Так же для этих присоединений на ОРУ 110 кВ устанавливаются шкафы зажимов (ШЗВ), для подключения токовых цепей данных присоединений. Для привязки токовых цепей вновь устанавливаемых ячеек к токовым цепям дифференциальной защиты шин дополнительно устанавливается шкаф ШЗШ 4 (типа ШЗШ1А). Данный шкаф имеет испытательные блоки позволяющие переключать токовые цепи присоединения с ДЗШ 1с.ш. на ДЗШ 2с.ш. и наоборот при переводе присоединения с одной секции на другую.

ПС Центральная

Для обеспечения защиты КЛ 110 кВ Центральная-Сибжилстрой предусматривается использовать существующие шкафы ШЭ2607 031 и ШЭ2607 021 и шкаф ШЭ2607 092 установленный по I этапу строительства ЛЭП-110 кВ Мурманская – Центральная.

Для реализации защиты КЛ 110 кВ Центральная – Сибжилстрой, осуществляется переключение полукомплектов основных защит установленных на ПС Центральная по каналам связи с полукомплектов на ПС Мурманская на полукомплекты на ПС Сибжилстрой.

ПС Мурманская

Для обеспечения защиты КЛ 110 кВ Мурманская-Сибжилстрой предусматривается использовать существующие шкафы ШЭ2607 092, ШЭ2607 031 и ШЭ2607 021 установленные по I этапу строительства ЛЭП-110 кВ Мурманская – Центральная.

Для реализации защиты КЛ 110 кВ Мурманская – Сибжилстрой, осуществляется переключение полукомплектов основных защит установленных на ПС Мурманская по каналам связи с полукомплектов на ПС Центральная на полукомплекты на ПС Сибжилстрой.

ОМП

На ПС Сибжилстрой устанавливается шкаф ОМП типа Бреслер-0170.090 и соединяется по каналам связи с полукомплектами на ПС Центральная и ПС Мурманская. Это позволит реализовать ОМП на КЛ 110 кВ Центральная – Сибжилстрой и КЛ 110 кВ Мурманская – Сибжилстрой.

В результате рассмотрения предоставленных проектных решений Аудитором выявлен ряд замечаний:

Общие замечания

- Отсутствует согласование проектной документации с «СО ЕЭС», МЭС «Западной Сибири» и ОАО «Тюменьэнерго» в части релейной защиты и автоматики.
- Согласно информационному письму №25 от 01.08.2013 ООО НПП «Экра», предусмотренные в проекте шкафы типа ШЭ2607 031 сняты с производства в 2013г. Предлагаем принять другие технические решения по выполнению двух быстродействующих защит.
- Для расчета сметной документации использованы устаревшие прайс-листы, использование данных прайс-листов может значительно исказить итоговый расчет стоимостей, считаем необходимым актуализировать прайс-листы в части РЗА.
- Отсутствуют расчеты объемов кабельной продукции в части РЗА, согласно п.6.3 задания на проектирование, поэтому невозможно оценить объемы кабельной продукции указанные в сметной документации.

- Отсутствуют технические решения в части приобретения программного обеспечения для устройств РЗА и ПА, согласно п.6.16 задания на проектирование. В сметной документации не предусмотрены затраты на приобретение ПО для устройств РЗА и ПА.
- Отсутствуют ориентировочные расчеты параметров срабатывания устройств РЗА, согласно п 5.4.10 задания на проектирование.
- Отсутствует схема размещения устройств РЗА, ПА и ОМП в прилегающей сети, согласно п 5.4.4 задания на проектирование.

Замечания по ПС Сибжилстрой

- Вызывает сомнения возможность выполнения оперативной блокировки разъединителя всех присоединений (согласно п. 5.2.5 задания на проектирование) на базе одного шкафа ОБР.
- На схеме распределения защит по ТТ не показаны подключения устройств РЗА к цепям ТТ обходного выключателя.
- Отсутствуют технические решения по подключению устройств РЗА к цепям сигнализации, регистратору аварийных событий, цепям напряжения от РПП и цепям управления выключателем.
- Отсутствуют решения по АПВ кабельных линий 110 кВ.
- Отсутствуют технические решения по подключению устройств РЗА к цепям СОПТ; (схемы подключения устройств РЗА, расчет токов КЗ, выбор защитных аппаратов, проверка селективности).
- На схеме распределения устройств РЗА по ТТ не указаны коэффициенты трансформации трансформаторов тока.
- Отсутствует обоснования применению ТТ с кл. точностями 0,5S для измерений КЛ 110 кВ.
- Имеются разночтения с томом 01-191-РС. На стр.38 тома 01-191-РС приведена схема электрических сетей 110 кВ и выше г.Тюмень, где показано что на втором этапе проектирования образуется КЛ 110 кВ ПС Сибжилстрой-ТТЭЦ- 1, а технические решения по РЗА приведены для КЛ ПС Сибжилстрой – Центральная.
- Расположения ТТ не соответствует технической информации от завода изготовителя выключателя ВЭБ-110 кВ.
- Нет обоснования установки аккумуляторной батареи для ОБР. Предлагается исключить шкаф с АБ для ОБР, а шкаф питания ОБР запитать от существующей системы СОПТ с использованием гальванической развязки. Исключение указанного шкафа приведет к снижению сметной стоимости.

Замечания по ПС Мурманская

- В томе 01-191.2-ИЛО.РЗАП п.4.4.5.1 второй комплект основной защиты КЛ 110 кВ указан как ШЭ2607 082. По I этапу на ПС Мурманская устанавливается шкаф ШЭ2607 031.

По результатам проведенного анализа Аудитор делает выводы:

По результатам проведенного анализа проектной документации Аудитор сообщает что в целом принятые проектные решения позволяют применение всех выбранных в проекте устройств РЗА для обеспечения защиты подстанций в части надежности, защищенности, функциональной полноты, безопасности и удобства эксплуатации как отдельных компонентов, так и системы в целом соответствуют требованиям действующей НТД РФ, регламентов оптового рынка электроэнергии и мощности

Аудитор рекомендует

Выполнить доработку проектно-сметной документации в соответствии с выявленными замечаниями.

7 Мероприятия по охране окружающей среды

В рамках технологического аудита по объекту «ЛЭП-110 кВ Мурманская-Центральная в г.Тюмень» Аудитор осуществил анализ представленной Заказчиком проектной документации в части охраны окружающей среды.

По итогам проведения анализа вышеперечисленной проектной документации по объекту Аудитор отмечает:

Применение кабельных линий (кроме реконструируемого участка ВЛ 110 кВ «Ожогино-Новотехническая», где линия проходит воздушным способом) по сравнению с воздушными линиями значительно экологичнее (хотя и более затратное) решение. Кроме того, реконструкция подстанций (Мурманская, Центральная, Загородная, Ожогино, Сибжилстрой), входящая в объем проектных работ по рассматриваемому титулу, не касается замены силовых трансформаторов на более мощные, что не приведет к увеличению мощностей подстанций, а, следовательно, не увеличит негативное воздействие на окружающую среду от данных подстанций в сравнении с положением до их реконструкции, (учитывая, что основным вкладчиком в физическое загрязнение окружающей среды от электрических подстанций, особенно открытого типа, являются силовые трансформаторы).

В период строительства загрязнение атмосферы выбросами вредных веществ, а также шумовое воздействие от строительной техники будет кратковременным, локальным и не окажет значительного воздействия на окружающую природную среду, не приведет с учетом отдаленных последствий к негативным воздействиям на здоровье проживающих рядом людей и на санитарное состояние атмосферы города Тюмень.

При рассмотрении раздела ООС («Мероприятия по охране окружающей среды») проекта аудитором выявлены следующие замечания:

- Учитывая, что проект был разработан в 2013 году, нормативно-правовая база в части охраны окружающей среды (Законы РФ и кодексы РФ, касающиеся охраны окружающей среды) требует корректировки в соответствии с изменениями и дополнениями по состоянию на сегодняшний день. Кроме того, необходима корректировка подраздела «охрана окружающей среды при обращении с отходами производства и потребления» раздела ООС в соответствии с заменой каталога ФККО, утвержденного МПР РФ от 02.12.2002г №786 и дополнений и изменений к нему, на каталог ФККО, утвержденный Приказом МПР РФ от 18.07.2014г №445.
- Отсутствуют данные об имеющейся лицензии на право обращения с опасными видами отходов у владельца полигона (городской полигон ТБО в 9 км по Велижанскому тракту), а также наличие данного полигона в федеральном реестре объектов захоронения отходов.
- Не разработаны мероприятия по охране растительного мира, нет сведений о сносимых и пересаженных во время строительства КЛ деревьях, нарушении их корневых систем.
- Не предусмотрены мероприятия (в том числе организация дренажных работ) при строительстве и дальнейшей эксплуатации КЛ по защите от грунтовых вод на участках их высокого стояния. (По данным изыскателей уровень грунтовых вод в ряде мест по трассе КЛ доходит до уровня земли).
- В таблице 7.20 тома 10 (инв. №01-191.1-ООС) и в табл.7.21 тома 13 (инв. №01-191.2-ООС) неверно указан критерий для расчетов приземных концентраций вредных веществ в атмосфере (данным критерием являются по каждому веществу ПДКМР для населенных мест, а не среднесуточное ПДК, как указано в таблицах). Кроме того, по приложениям Б в обоих томах не ясно, как были проведены расчеты приземных концентраций (с фоном или без).
- Не приведены расчеты, обосновывающие объемы и стоимость рекультивации нарушенных земель, подкрепленные локальными сметами.

По результатам проведенного анализа Аудитор делает выводы:

По результатам проведенного анализа проектной документации Аудитор сообщает что в целом принятые проектные решения ввиду слабого влияния проектируемых объектов на окружающую среду раздел ООС рассматриваемого проекта может быть принят к реализации.

Аудитор рекомендует

Выполнить доработку проектно-сметной документации в соответствии с выявленными замечаниями.

8 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

В рамках технологического аудита по объекту «ЛЭП-110 кВ Мурманская-Центральная в г.Тюмень» Аудитор осуществил анализ представленной Заказчиком проектной документации в части «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности». К рассмотрению представлены тома 01-191.1-ПБ; 01-191.2-ПБ.

По итогам проведения анализа вышеперечисленной проектной документации по объекту Аудитор отмечает:

Разделы представлены в следующем объеме:

- описание системы обеспечения пожарной безопасности линейного объекта и обеспечивающих его функционирование зданий, строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта. Исходные данные;
- характеристика пожарной опасности технологических процессов, используемых на линейном объекте
- описание и обоснование проектных решений, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта
- описание проектных решений по размещению линейного объекта, в том числе зданий, строений и сооружений в его составе, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта
- описание и обоснование объемно-планировочных и конструктивных решений, степени огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности, предела огнестойкости и класса пожарной опасности строительных конструкций обеспечивающих функционирование линейного объекта зданий, строений и сооружений, проектируемых и (или) находящихся в составе линейного объекта
- перечень мероприятий, обеспечивающих безопасность подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара
- сведения о категории оборудования и наружных установок по критерию взрывопожарной и пожарной опасности
- перечень оборудования, подлежащего защите с применением автоматических установок пожаротушения и автоматической пожарной сигнализации
- описание и обоснование технических систем противопожарной защиты (автоматических систем пожаротушения, пожарной сигнализации, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, внутреннего противопожарного водопровода, противодымной защиты), описание размещения технических систем противопожарной защиты, систем их управления, а также способа взаимодействия с инженерными системами зданий и оборудованием, работа которого во время пожара направлена на обеспечение безопасной эвакуации людей, тушение пожара и ограничение его развития
- описание технических решений по противопожарной защите технологических узлов и систем
- описание организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности линейного объекта, обоснование необходимости создания пожарной охраны объекта, расчет ее необходимых сил и средств
- определение пожарных рисков угрозы жизни и здоровью людей, уничтожения имущества (расчет пожарных рисков не требуется при выполнении обязательных требований пожарной безопасности, установленных техническими регламентами, и выполнении в добровольном порядке требований нормативных документов по пожарной безопасности)
- графическая часть

При рассмотрении раздела ООС («Мероприятия по пожарной безопасности») проекта аудитором выявлены следующие замечания:

Замечания по проекту (том 01-191.1-ПБ):

- кабельная линия и кабельные колодцы не подлежат категорированию по взрывопожарной и пожарной опасности в соответствии со ст. 2 ФЗ-123;
- оборудование, кабельная линия и кабельные колодцы не подлежат классификации по степени огнестойкости в соответствии со ст. 2 ФЗ-123;
- пожарно-техническая классификация зданий и сооружений производится по документу не входящему в перечень документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований федерального закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (Приказ от 16 апреля 2014 г. N 474). Для классификации необходимо использовать ФЗ-123;
- в графической части отсутствуют схемы эвакуации людей, схемы подъезда пожарной техники к проектируемым объектам, в соответствии с п.п. 27, 41 постановления № 87.

Замечания по проекту (шифр 01-191.2-ПБ):

- оборудование 110 кВ не подлежит классификации по степени огнестойкости в соответствии со ст. 2 ФЗ-123;
- пожарно-техническая классификация зданий и сооружений производится по документу не входящему в перечень документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований федерального закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (Приказ от 16 апреля 2014 г. N 474). Для классификации необходимо использовать ФЗ-123;
- в графической части отсутствуют схемы эвакуации людей, схемы подъезда пожарной техники к проектируемым объектам, в соответствии с п.п. 27, 41 постановления № 87.

По результатам проведенного анализа Аудитор делает выводы:

Проектная документация 01-191.1-ПБ «ЛЭП-110 кВ Мурманская-Центральная в г. Тюмень (I этап-участок ТТЭЦ1-ПС Центральная-ПС Мурманская)» Раздел 8. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности, 01-191.2-ПБ «ЛЭП-110 кВ Мурманская – Центральная в г. Тюмень (II этап - участок ПС Сибжилстрой – ПС Мурманская)» Раздел 8. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности в целом может быть принят к реализации.

Аудитор рекомендует

Выполнить доработку проектно-сметной документации в соответствии с выявленными замечаниями.

9 Сметы на строительство

В рамках ценового аудита по объекту «ЛЭП-110 кВ Мурманская-Центральная в г. Тюмень» Аудитор осуществил анализ представленной Заказчиком сметной документации на I и II этапы строительства.

Анализ затрат на реализацию инвестиционного проекта

К ценовому аудиту была представлена следующая сметная документация по проекту «ЛЭП-110кВ Мурманская-Центральная в г.Тюмень»

По 1 этапу

- Сводка затрат стоимости строительства на сумму 2 627 200,93 тыс. руб в ценах 4 кв. 2013 г. с НДС
- 1 этап
 - Сводный сметный расчет ПС "Загородная" на сумму 21576,730 тыс. руб
 - Сводный сметный расчет ПС "Центральная" на сумму 154988,13 тыс. руб
 - Сводный сметный расчет Строительство КЛ 110 кВ от ОРУ 110 кВ Тюменской ТЭЦ-1 до ПС Центральная с отпайкой на ПС Загородная на сумму 1301062,738 тыс. руб
- 2 этап
 - Сводный сметный расчет ПС "Мурманская" на сумму 146 501,046 тыс. руб
 - Сводный сметный расчет ПС "Ожогоино" на сумму 53 422,943 тыс. руб
 - Сводный сметный расчет Строительство КЛ 110 кВ от ОРУ 110 кВ ПС "Центральная" до ОРУ 110 кВ ПС "Мурманская" на сумму 908291,286 тыс. руб
- 3 этап
 - Сводный сметный расчет Тюменская ТЭЦ-1 на сумму 39363,646 тыс. руб

По 2 этапу

- Сводка затрат стоимости строительства на сумму 2 737 847,99тыс. руб в цены 4 кв. 2013 г. с НДС
- По 1 этапу
 - Сводный сметный расчет ПС "Сибжилстрой" на сумму 93 813,67 тыс. руб
 - Сводный сметный расчет Строительство КЛ 110 кВ от ОРУ 110 кВ ПС "Мурманская" до ОРУ 110 кВ ПС "Сибжилстрой" на сумму 2 605 567,21 тыс. руб
- По 2 этапу
 - Сводный сметный расчет Реконструкция ВЛ 110 кВ "Ожогоино-Новотехническая" на сумму 38 467,11 тыс. руб
 - Объектные сметные расчеты
 - Локальные сметные расчеты

Оценка соответствия стоимостных показателей принятым в российской и мировой практике значениям:

Для проверки стоимости проекта Исполнитель составил собственный расчет стоимости строительства КЛ 110 кВ (по укрупненным показателям).

Кабельные линии являются объектами индивидуального проектирования. Стоимость сооружения кабельной линии весьма зависима от принятой трассы, характера и числа пересекаемых инженерных коммуникаций, числа и конструкции переходных пунктов и концевых устройств, сопутствующих затрат, а также способа прокладки КЛ. При небольших длинах КЛ это определяет существенный разброс удельных значений стоимостных показателей.

Оценочно, стоимость сооружения КЛ 110 кВ, аналогичной рассматриваемой в данной работе, может быть определена по данным сборника «Укрупненные стоимостные показатели

линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ» (324 тм-т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС», доработанная редакция 2013 г. утверждена Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.10.2014 г. № 477). В основу определения укрупненных стоимостных показателей положены данные по объектам-аналогам (проектно-сметная документация по инвестиционным проектам).

Согласно методике расчета стоимости строительства КЛ 110кВ по данным Сборника УСП, стоимость объекта-аналога для Тюменской области составляет порядка 3,2 млрд. руб. (в уровне цен на 4 квартал 2013 года, без учета НДС).

В данном расчете учтен полный перечень затрат на строительно-монтажные работы по прокладке кабеля в земле, по устройству специальных переходов, в том числе выполненных методом горизонтально-направленного бурения, разборку и восстановление асфальтобетонных покрытий, перевозку грунта для обратной засыпки, стоимость кабельной продукции, а также затраты, сопутствующие строительству (стр. 20 Сборника УСП):

затраты на проектно-изыскательские работы, проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор (8%);

- содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль (3,18%);
- затраты на благоустройство и временные здания и сооружения (3,7%);
- непредвиденные затраты (3%);
- прочие работы и затраты (7%).

При расчете стоимости сооружения КЛ 110 кВ в Тюменской области не учтены затраты, связанные с оформлением земельных участков и компенсационные выплаты при отводе земель под строительство.

Стоимость строительства КЛ в уровне цен на 4 квартал 2013 года, без учета НДС, согласно проекта составляет:

№ п.п.	Название объекта	Стоимость по ССР, без НДС, тыс руб	Стоимость аренды земли, тыс руб	Стоимость без аренды земли, тыс руб
1	Строительство КЛ 110 кВ от ОРУ 110 кВ Тюменской ТЭЦ-1 до ПС Центральная с отпайкой на ПС Загородная	1 104 285,69	3 686,99	1 100 598,70
2	Строительство КЛ 110 кВ от ОРУ 110 кВ ПС "Центральная" до ОРУ 110 кВ ПС "Мурманская"	769 738,36	2 139,82	767 598,54
3	Строительство КЛ 110 кВ от ОРУ 110 кВ ПС "Мурманская" до ОРУ 110 кВ ПС "Сибжилстрой"	2 208 107,80	5 119,54	2 202 988,26
	Итого			4 071 185,50

По данным проектно-сметной документации стоимость сооружения КЛ 110 кВ составляет более 4 млрд. рублей, без учета, затрат связанных с оформлением земельных участков. Что значительно превышает стоимостные показатели, принятые в российской практике.

Следует обратить внимание, что представленные сметные расчеты, выполненные на 4 квартал 2013 года, на сегодняшний день не актуальны и требуют переработки.

Согласно утвержденной инвестиционной программе (приказ №820 от 05.11.2014г Министерства энергетики РФ) строительство Кабельных линий 110кВ запланировано в 2017-2018г с плановым объемом финансирования 1816,07 млн. руб.

Согласно сметной документации, стоимость строительства КЛ составляет:

№ п.п.	Название объекта	Стоимость строительства КЛ с НДС, тыс. руб	Стоимость строительства ВОЛС с НДС, тыс. руб	Общая стоимость по ССР, с НДС, тыс. руб
1	Строительство КЛ 110 кВ от ОРУ 110 кВ Тюменской ТЭЦ-1 до ПС Центральная с отпайкой на ПС Загородная	1 209 266,32	93 790,79	1 303 057,11
2	Строительство КЛ 110 кВ от ОРУ 110 кВ ПС "Центральная" до ОРУ 110 кВ ПС "Мурманская"	810 311,23	97 980,04	908 291,27
3	Строительство КЛ 110 кВ от ОРУ 110 кВ ПС "Мурманская" до ОРУ 110 кВ ПС "Сибжилстрой"	2 199 970,42	405 596,79	2 605 567,21
	Итого	4 219 547,97	597 367,62	4 816 915,59

В сметной документации строительство КЛ оценивается в 4219,548 млн. руб, а совместно с прокладкой ВОЛС итоговая стоимость составляет 4816,816 млн. руб. Сметная стоимость значительно превышает средства, заложенные в инвестиционной программе.

- Сметная документация рассчитана по состоянию на 4 квартал 2013г, строительство планируется в 2017-2018гг. При этом рублевая инфляция на весь период строительства равна 0%, что ошибочно.

- Таким образом, возникает риск недофинансирования и как следствие возможное увеличение сроков строительства

Оценка соответствия сметной документации, разработанной в составе проектной, установленным сметным нормам и правилам

По итогам проведения анализа сметной документации по объекту Аудитор выявил следующие замечания:

Замечания общие для всех объектов:

- При расчете сметной документации базисно-индексным методом стоимость материалов принимается по сборнику Территориальных сметных цен на материалы. Цены на оборудование и строительные материалы, стоимость которых отсутствует в действующей сметно-нормативной базе и должно определяться с помощью мониторинга цен не менее трех поставщиков, что не выполнено.

- В сметной документации есть прайс-листы за 2010-2011г. Рекомендуется актуализировать стоимость оборудования и материалов.

- Вынести за расценку удаленные ресурсы.

- В томе 01-191.1 ПОС,ПОД изм.2 учтен демонтаж стоек УСО без указания технологии демонтажа. В смете заложены затраты на частичную срезку свай под стойками. Остатки свай, не связанные ростверком, в слабых грунтах способны опускаться вниз. Достигнув уровня грунтовых вод, сваи могут менять водоток, нарушая баланс подземных вод.

Кроме этого такая технология противоречит п. 6.11 тома 01-191.1 ПОС,ПОД изм.2, в котором сказано что, после проведения демонтажных работ, конструкций остающихся в земле не предусмотрено. Рекомендуются учесть затраты на технологию, предусматривающую полное извлечение конструкций.

- При проведении пусконаладочных работ на Подстанции применен коэффициент, равный 1,3 - учитывающий, что работы производятся в электроустановках, находящихся под напряжением с оформлением при этом наряда-допуска или распоряжения. Согласно, Примечания 1 к Табл. 2 МДС 81-40.2006 коэффициенты применяются к затратам тех этапов работ, которые фактически выполняются в более сложных производственных условиях. В приложении 1. 1 Технической части ТЕРп01 Электротехнические устройства, указано, что в структуру пусконаладочных работ входят подготовительные работы (10%) и оформление рабочей и приемо-сдаточной документации (5%), выполняемые в нормальных условиях. Следовательно, размер коэффициента должен составлять $(1+0,3 \times (100-15)\%)=1,255$.

- В примечаниях 1 к Табл. 2 МДС 81-40.2006 сказано, применение коэффициентов должно быть обосновано данными проекта или согласованной с заказчиком программой работ. Необходимо обосновать в ПОС коэффициент на выполнение работ, внутри работающих ТП и РП при наличии допусков ОЗП=1,35; ЭМ=1,35 к расх.; ЗПМ=1,35; ТЗ=1,35; ТЗМ=1,35

- В сметах затраты на перевозку приняты по ФЕР отмененной редакции 2009г (Пр. Минрегион от 20.07.11 №354). Приказом Минстроя России 30 января 2014 года № 31/пр введена в действие и внесена в федеральный реестр сметных нормативов новая редакция базы, включающая: федеральные единичные расценки (ФЕР-2001), сборники сметных цен на материалы (ФССЦ-2001), сборники цен на эксплуатацию строительных машин, сборник тарифов на перевозку грузов. Одновременно с вводом новой редакции базы в действие исключены из реестра ранее утвержденные Минрегионом России и Госстроем сметно-нормативная база и дополнения к ней, выпущенные в период с 2008 по 2012 годы.

- В сметах на автомобильные перевозки применен Индекс пересчета от ФЕР к ТЕР (на 4 кв. 2013 г.)=1,001. После перевода затрат на перевозки из базы ФЕР в базу ТЕР в Сводном Сметном Расчете для 1 п. к. применяется индекс к автомобильным перевозкам, который используется только к ФЕР-2001 (согласно примечания 4 к Приложению № 1 к письму Минрегиона №21331-СД/10 от 12.11.2013 г.).

- Рекомендуется привести к единообразию в расчетах между 1 и 2 п.к. В ССР при переводе в текущий уровень цен затрат на автомобильные перевозки во 2 п.к используется индекс к СМР 6,81, в 1 п.к. – к автомобильным перевозкам 4,83.

- В некоторых сметах учтен поясной коэффициент на погрузочно-разгрузочные работы и перевозку грузов автомобильным транспортом. В ФЕР редакции 2014 этот коэффициент отменен.

- В п. 9.5. пояснительной записки к сметной документации указано, что к дополнительным затратам, учитывающим производство работ в зимний период необходимо применять $K=1,05$ на доплаты при количестве ветреных дней в зимний период св. 10% до 30%. Однако в ССР этот K не учтен.

- Также есть разночтение между ССР и пояснительной запиской к нему по расчету на снегоборьбу. В п. 9.5. пояснительной записки сказано, что необходимо учесть затраты на снегоборьбу в размере 0,4%. В ССР эти затраты отсутствуют.

- Стоимость ценообразующего оборудования и материалов не соответствует рыночным ценам и очень сильно занижена, так как основное оборудование принято импортного производства, с курсом доллара 32 руб. На 18.12.2014г курс доллара по данным Центрального банка РФ составляет 67,7851 руб. Рекомендуется откорректировать стоимость в соответствии с актуальным курсом валюты.

- В проекте строительства целесообразно по возможности использовать оборудование и материалы отечественного производства. Использование отечественного оборудования особенно актуально в условиях применения экономических санкций со стороны Европейского союза и выполнения мероприятий по импортозамещению в нашей стране. Применение отечественных товаров сократит затраты на строительство и эксплуатацию объектов и обеспечит доступность сервиса оборудования.

В таблице сравнительного анализа стоимости силового кабеля 110 кВ приведено сравнение стоимостных показателей с учетом курса валюты на момент проведения аудита. Сравнение наглядно показало неактуальность стоимостных показателей по оборудованию с привязкой к валютным курсам. Использование продукции отечественного производителя может существенно снизить стоимость строительства на данном объекте.

Таблица сравнительного анализа стоимости кабеля.

№ п. п.	Наименование марки кабеля	Стоимость 1 км заложенного в проекте кабеля с курсом 32 руб/доллар	Стоимость 1км заложенного в проекте кабеля с курсом 67,7851 руб/доллар	Стоимость российского аналога 1км с курсом 67,7851 руб/доллар
1	110кВ 300/300 SQMM (OP-CWSLAE-W) LS Cable (российский аналог ПвП2г 1x300/150ов-64/110)	201600*32,35/1,18 =5 526 920 руб/км	201600*67,7851/1,18 = 11 580 910 руб/км	7 676 548 руб/км ОАО «Электрокабель» Кольчугинский завод»
2	110кВ 500/300 SQMM (OP-CWSLAE-W) LS Cable (российский аналог ПвП2г 1x500/150ов-64/110)	258300*32,35/1,18 =7 081 360 руб/км	258300*67,7851/1,18 = 14 838 040 руб/км	9 610 520 руб/км ОАО «Электрокабель» Кольчугинский завод»
3	110кВ 630/300 SQMM (OP-CWSLAE-W) LS Cable (российский аналог ПвП2г 1x630/240ов-64/110)	323400*32,35/1,18 =8 866 090 руб/км	323400*67,7851/1,18 = 18 577 710 руб/км	12 215 972 руб/км ОАО «Электрокабель» Кольчугинский завод»
4	110кВ Кабель 110 kV 1000/355SQMM (OP-CWSLAE-W) LS Cable (российский аналог ПвП2г 1x1000/265ов-64/110)	380100*32,35/1,18 =10 420 538,14 руб/км	380100*67,7851/1,18 = 21 834 844,50 руб/км	179000*67,7851= 12 133 532,90 руб/км Камкабель
5	Кабель 110 kV 1200/355SQMM (OP-CWSLAE-W) LS Cable (российский аналог ПвП2г 1x1200/365ов-64/110)	445200*32,35/1,18 =12 205 271,19 руб/км	445200*67,7851/1,18 = 25 574 514 руб/км	195000*67,7851 = 13 218 094,50 руб/км Камкабель
	Кабель 110 kV 1400/355SQMM (OP-CWSLAE-W) LS Cable (российский аналог ПвП2г 1x1400/365ов-64/110)	569100*32,35/1,18 =15 602 021,19 руб/км	569100*67,7851/1,18 = 32 691 949,50 руб/км	226360*67,7851= 15 343 835,24 руб/км Камкабель
	Кабель 110 kV 1600/355SQMM (OP-CWSLAE-W) LS Cable (российский аналог ПвП2г 1x1600/365ов-64/110)	611100*32,35/1,18 =16 753 461,86 руб/км	611100*67,7851/1,18 = 35 104 639,50 руб/км	247500*67,7851= 16 776 812,25 руб/км Камкабель

- Не приложен том прайс-листов к 1 этапу
- В сметах работы по ГНБ в 1 и 2 этапах расценены разными методами. Для кабельной линии по 1 этапу по расценке ТЕР34-02-020-04 предусмотрена протяжка трубы диаметром до 710 мм тяговым усилием 260кН, в то время как в Ведомости объемов работ указана прокладка труб максимальным сумарным диаметром 509мм (в отличии от диаметра

скважины равного 650мм) и тяговым усилием 120 кН. Для кабельной линии по 2 этапу предусмотрена бурение с предварительным расширением скважины по расценке ТЕР04-01-077-10 и протаскивание труб по расценке ТЕР22-05-003-03. В расценке ТЕР04-01-077-10 учтена установка Astec DD-6, предполагающая горизонтально-направленное бурение с поверхности земли. Согласно ПОС для ГНБ применяется установка РВА-200ВГ. Бурение начинается со стартового котлована, площадка которого находится ниже поверхности земли. Осуществляется пилотное бурение с последующим расширением скважины расширителями. В соответствии с параметрами используемой установки горизонтально-направленного бурения, а также применяемой в проекте технологии производства работ, правильнее принимать расценку ТЕР04-01-077-10 для 1 и 2 этапов. Кроме этого рекомендуется дополнительно учесть затраты на Монтаж машины горизонтального бурения прессово-шнекового типа РВА по ТЕР 04-01-074-01, Демонтаж машины горизонтального бурения прессово-шнекового типа РВА по ТЕР 04-01-075-01, Бурение пилотной скважины по ТЕР 04-01-076-01. Для учета затрат на протяжку труб предлагается принять расценку ТЕР22-05-003-03 – протаскивание труб в футляре. Для учета затрат на сварку принять расценку ТЕР22-01-021-06 – «Укладка трубопроводов из полиэтиленовых труб», где относительно эксплуатации машин большую долю затрат составляют Агрегаты для сварки полиэтиленовых труб, за вычетом расценки ТЕР16-07-005-03 на гидравлическое испытание.

- Учесть или выделить затраты по устройству стартового и приемного котлованов для организации горизонтально-направленного бурения. Уточнить необходимость устройства постели под кабели в котлованах, в случае актуальности работ, учесть затраты в сметной документации.

Сводка затрат по 1 этапу

- Сводка затрат по 1 п.к. в книге 2 составляет 2 625 206,53, в то время как в 1 и 3 книге 2 627 200,93 тыс. рубл.
- В 1 этапе 1 п.к. ошибка в названии Сводного сметного расчета «Строительство КЛ 110 кВ от ОРУ 110 кВ ПС "Мурманская" до ПС "Центральная" с отпайкой на ПС "Загородная». В составе проекта этот объект называется «Строительство КЛ 110 кВ от ОРУ 110 кВ Тюменской ТЭЦ-1 до ПС Центральная с отпайкой на ПС Загородная»

КЛ 110 кВ ТТЭЦ-1 до ПС Центр

- В смете 02-01-01 учтены затраты на крепление стен траншей досками, дополнительно заложена стоимость металлических труб. Информация о необходимости использования труб и их расход не подтверждается ни ведомостью объемов работ, ни ПОС. Не представляется возможным уточнить, взяты ли трубы с оборачиваемостью или без. Кроме этого расценка на крепление траншей досками ТЕР01-02-067-02 комплексная, в ней учтены затраты по устройству вертикальных стоек для крепления досок и их расход. При замене круглых лесоматериалов трубами необходимо вычесть стоимость этих материалов.

- В смете 02-01-04 обосновать коэффициент на норму расхода труб ПЭ100 SDR11,0-180x16,4 и ПЭ100 SDR11,0-160x14,6 в размере 2%

- При прокладке кабеля в местах пересечений рекомендуется использовать расценку ТЕР22-06-011-02 «Подвешивание подземных коммуникаций при пересечении их трассой трубопровода, площадь сечения коробов до 0,25м²»

- В смете 02-01-03 длины кабелей в разделах монтажа и стоимости отличаются.

- В смете 05-01-03 первый раздел носит название «Прокладка ВОЛС и установка оптических муфт», при этом ни стоимости, ни монтажа муфт в смете нет

- Согласно ведомости строительно-монтажных работ предусматривается прокладка волоконно-оптических кабелей емкостью 24 ОВ и 48 ОВ вместе с тем в п. 8,9 учтено измерение кабелей на 16 ОВ - требуется устранить несоответствие.

- Не учтено измерение затухания кабеля на 48 ОВ на кабельной площадке

ПС Загородная

- В смете 01-01-01 в п. 3 засыпка грунта вручную в составе работ учтено уплотнение грунта, в п.4 повторно заложено уплотнение грунта трамбовками
- В смете 02-03-01 учтена установка 1 шкафа с встроенными ПВЗУ-Е - 2 шт, стоимость шкафа принята по прайсу Риттал, ПВЗУ-Е по Промэнерго. Если ПВЗУ-Е приходит от другого поставщика, необходимо учесть его монтаж, либо приложить прайс, в котором было бы учтена общая стоимость.
- В смете 05-01-01 не предоставлен предварительный расчет требуемой кабельной продукции. Не возможно оценить требуемое количество кабелей. Не учтены работы по установке и стоимость маршрутизатора Cisco 1921 и модуля Hiwic-D-9ESW
- В смете 09-06-03 не корректно применена расценка. Работы по настройке оборудования связи должны быть расценены по сборнику 10 «Оборудование связи».

ПС Центральная

- В смете 05-01-01 Не учтены работы по установке и стоимость маршрутизатора Cisco 1921 и модуля Hiwic-D-9ESW
- В смете 05-02-01 Учтена прокладка 50 метров трубы, но затянута всего 25 метров кабеля (возможно резервная труба, нет пояснений в ТЧ)
- Не учтено измерение кабеля на смонтированном участке
- В смете 05-02-02 Сети связи (Тюменское ТРС) излишне учтен монтаж оптического кросса на 48 ОВ (пп5-7) и не учтены работы по установке и стоимость маршрутизатора Cisco 1921 и модуля Hiwic-D-9ESW
- В смете 09-06-03 Не корректно применена расценка. Работы по настройке оборудования связи должны быть расценены по сборнику 10 «Оборудование связи».

КЛ 110 кВ от ОРУ 110 кВ ПС Центральная до ОРУ 110 кВ Мурманская

Смета 02-01-01

- Поз 2,23,53 излишне применены ТСЦ-102-0008 Лесоматериалы
- излишне применяются Поз.38, 39, работа учтена в поз 32
- Поз. 73,74 прайсы за 2012 – применены не актуальные прайсы.

Смета 02-01-05

- Поз 1. Исключить, работы учтена в поз.3
- Поз 2. Прайс за 2012 г - требуется обновить
- Поз 7,23. Рекомендуются заменить на ТЕРм08-02-142-01

Смета 05-01-01

- Прайсы за 2012 г – требуется обновить

Смета 09-16-01

- Отсутствует ведомость объема работ - нет возможности проверить объемы работ по смете.

Смета 02-01-04

- Применены не актуальные прайсы.

ПС Ожогоино

Смета 01-01-01

• Имеется несоответствие – в разделе ПОД демонтируется 45 стоек, в смете - 25 свай.

Смета 01-02-01

• Не корректная ссылка - в основании написано комплект 01-191.1-ИЛО.ИОС раздел 5.1.6, комплект заканчивается на разделе 4.3.7.15

Смета 02-02-01

• Прайсы за 2012 г – требуется обновить

Смета 02-03-01

• Прайсы за 2012 г - требуется обновить

Смета 02-05-01

• В основании нет объемов работ, невозможно проверить (только количество материалов совпадает).

• Прайсы за 2012 г - требуется обновить

Смета 05-01-01

• Прайсы за 2012 г – требуется обновить

• Отсутствуют объемы работ на материалы (оборудование соответствует)

• п.п.3, 4 в ТЧ не обоснованы работы по прокладке ВОК на 16 ОВ

Смета 05-02-01

• Ошибка в обосновании - написан том, которого нет в СПД. В томе 01-191.1-ИЛО.ЭЭ только схема.

• Не предоставлены сметы на метрологическое обеспечение вновь устанавливаемых счетчиков

• Занижено количество каналов в системе.

Смета 05-03-01

• В основании написан том, которого нет в СПД. В томе 01-191.1-ИЛО.ЭЭ только схема

• Не учтены работы и стоимость патч-кордов для подключения оборудования ВОЛС

Смета 05-03-02

• Не обосновано в ТЧ установка карты с оптическим интерфейсов STM-4, клиентского интерфейса 622 (40 км) и клиентского интерфейса 155 (20 км)

• Не учтены работы и стоимость патч-кордов для подключения оборудования ВОЛС

• Не предоставлена смета на работы по настройке оборудования связи

Смета 07-01-01

• В основании прописан комплект 01-191-ГП4, которого нет

Сметы 09-06-01, 09-06-02, 09-06-03

• Не обоснована необходимость применения поправочных коэффициентов

• Не предоставлена смета на работы по настройке оборудования связи

• Не предоставлены сметы на монтаж и пусконаладочные работы оборудования мониторинга частичных разрядов

ПС Мурманская

Смета 05-02-01

• В ТЧ не обосновано применение кабеля на 8 ОВ.

• Не учтены работы по установке и стоимость маршрутизатора Cisco 1921 и модуля Hiwic-D-9ESW

Смета 09-06-03

- Не корректно применена расценка. Работы по настройке оборудования связи должны быть расценены по сборнику 10 «Оборудование связи».
- Пояснить количество каналов в системе для проведения пусконаладочных работ

ПС Сибжилстрой

Смета 02-02-03

- П.26 на тару и упаковку не начислены заготовительно-складские расходы
- П.27 в стоимости шкафа ОБР по прайсу учтена транспортировка, в смете дополнительно заложена транспортировка в размере 6%
- П.28 Стоимость тары для шкафа РПР начислена % от стоимости оборудования и составляет 848 рублей, в прайсе на это оборудование указана стоимость тары в размере 4000 рублей. Кроме этого приложен устаревший прайс от 2011г.
- П. 29 устаревший прайс-лист в котором сказано, что цена действительна до 30.12.2012г

Смета 05-01-02

- п.п 25,26 в ТЧ не обоснованы работы по прокладке ВОК на 16 ОВ
- Не учтены работы по установке и стоимость маршрутизатора Cisco 1921 и модуля Hiwic-D-9ESW

Смета 05-01-03

- В смете п.3 указана прокладка кабеля ОКЛ-01-6-8-10/125-0,36/0,22-3,5/18-2,7, в Приложении Б тома 01-191.2-ПОС (изм.3) указана прокладка кабеля ОКЛК-01-4-24-10/125-0,36/0,22-3,5-18-7,0 привести в соответствие
- Не предоставлены сметы на пусконаладочные работы и метрологическое обеспечение вновь устанавливаемых счетчиков

Смета 09-06-03

- Не корректно применена расценка. Работы по настройке оборудования связи должны быть расценены по сборнику 10 «Оборудование связи».
- Не приведены решения по установке оборудования системы мониторинга кабельных линий на всём протяжении ЛЭП 110 кВ.
- Не предоставлена смета на пусконаладочные работы системы телемеханики

По результатам проведенного анализа Аудитор делает выводы:

Стоимость ценообразующего оборудования и материалов привязаны к курсу доллара. В связи со значительным увеличением курса валюты за 2014г, лимита денежных средств, учтенных в сводках затрат, будет не достаточно для осуществления стоимости строительства с заложенными в проекте технологическими решениями. Рекомендуются актуализировать устаревшие прайс-листы, пересчитать сметы с учетом изменившегося курса доллара, использовать российские аналоги оборудования и материалов.

Кроме того отсутствует ряд смет на выполнение строительно-монтажных и наладочных работ, без учета которых реализация строительства в соответствии с принятыми техническими решениями по проекту невозможна.

Сметная документация по объекту «ЛЭП-110 кВ Мурманская-Центральная в г. Тюмень (I этап-участок ТТЭЦ1-ПС Центральная-ПС Мурманская)», «ЛЭП-110 кВ Мурманская – Центральная в г. Тюмень (II этап - участок ПС Сибжилстрой – ПС Мурманская)» не может быть принята к реализации.

Аудитор рекомендует

Выполнить доработку сметной документации в соответствии с выявленными замечаниями.

10 Заключение

По результатам проведения технологического аудита инвестиционного проекта «ЛЭП-110 кВ Мурманская-Центральная в г. Тюмень» Аудитор считает:

- Проектная документация и обосновывающие материалы не содержат обосновывающих материалов для реализации инвестиционного проекта, материалов обосновывающих строительство данного объекта (кроме инвестиционной программы) Аудитору для анализа не представлено.

- Расчет режимов и расчеты токов короткого замыкания выполнены не в полном объеме. Силовое оборудование, выбранное на основании представленных материалов, может не соответствовать техническим параметрам, отвечающим электрическим режимам на год ввода объектов (2016 г.) и на перспективу 5 лет (2021 г.).

- Выбор силового (110 кВ) кабеля для кабельных линий осуществлен на основании данных завода изготовителя, которые не соответствуют представленным расчетным значениям токов.

- Не представлен ряд смет (по строительно-монтажным и наладочным работам), что делает невозможным в полной мере оценить соответствие или несоответствие стоимости строительно-монтажных работ по инвестиционному проекту.

- Не выполнен ряд требований технического задания на проектирование, в частности не в полном объеме выполнены землеустроительные работы, что вызывает риски в получении разрешения на строительство объекта, увеличения сроков строительства.

- Учитывая сроки реализации строительства, предлагается на следующих стадиях реализации проекта, в целях оптимизации стоимости строительства инвестиционного проекта актуализировать устаревшие прайс-листы, пересчитать сметы с учетом изменившегося курса доллара, и принять к использованию российские аналоги оборудования и материалов;

- Часть разделов ПД не в полной мере соответствует требованиям «Положения о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию», утвержденного Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. №87;

- Не выполнен ряд согласований инвестиционного проекта. Анализ проектной документации согласующими сторонами может инициировать корректировку проекта в части принятых технических решений и привести к замене оборудования.

По результатам проведения ценового аудита Инвестиционного проекта «ЛЭП-110 кВ Мурманская-Центральная в г. Тюмень» Аудитор считает:

- На основе сопоставления данных ССР по проекту, оценке стоимости проекта по объектам-аналогам и с учетом значительного увеличения курса валюты за 2014 г. - исполнитель не в полной мере подтверждает, что цена проекта по разработанной проектной документации, соответствует рыночным ценам.

- Применение кабельной продукции 110 кВ отечественного производителя позволит оптимизировать затраты на строительство.

- С учетом сроков реализации проекта оценку экономической эффективности проекта необходимо будет актуализировать непосредственно перед началом его фактической реализации.

- В следствие того, что ССР по проекту не учитывает ряд работ и реализация проекта связана с закупом импортного оборудования - основными рисками проекта следует признать риск его недофинансирования и, как следствие, риск непрогнозируемого увеличения сроков реализации проекта.

Аудитор делает заключение:

Реализация инвестиционного проекта «ЛЭП-110 кВ Мурманская-Центральная в г. Тюмень» возможна только после устранения представленных замечаний.