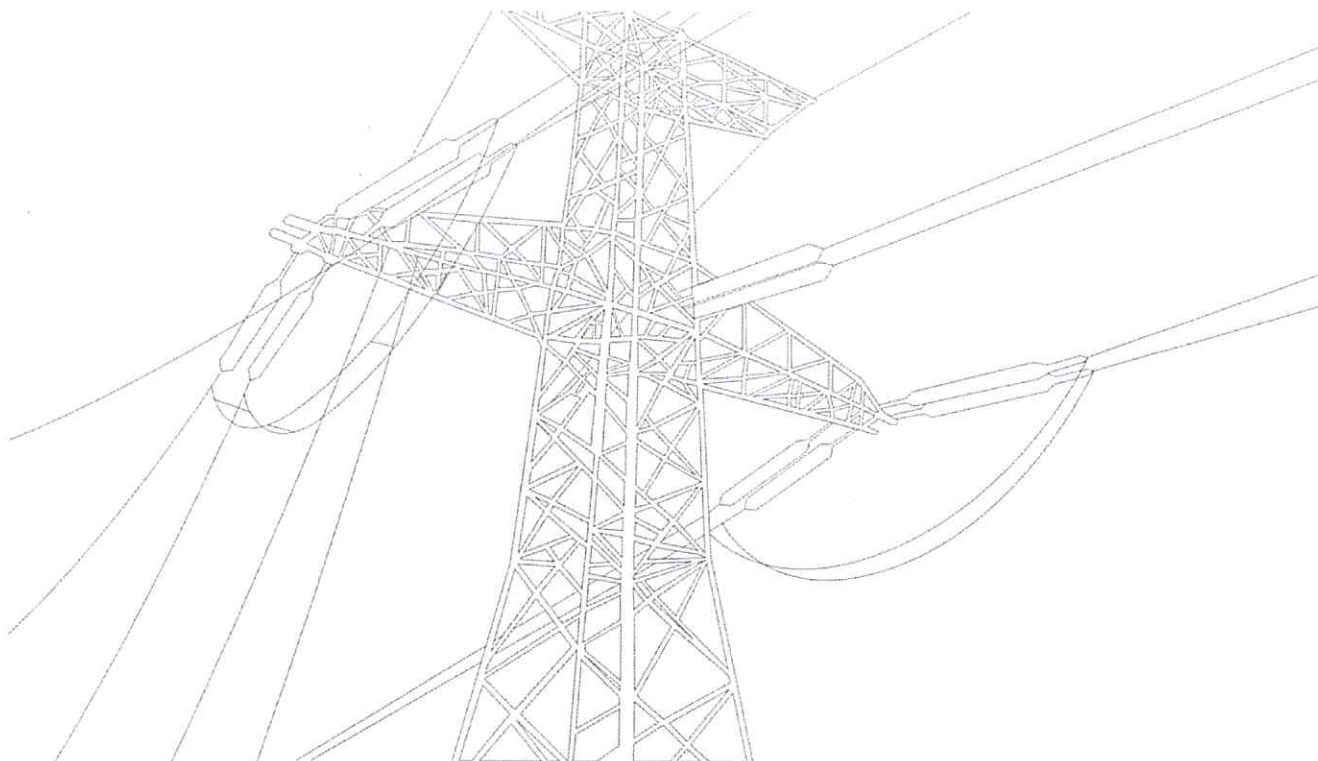


ПУБЛИЧНЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ И ЦЕНОВОЙ АУДИТ

ОТЧЁТ

Инжиниринговой Компании по результатам проведения технологического и ценового аудита (III стадия) Инвестиционного проекта



ПС 110 кВ Одинцово

ООО «ЭФ-ИНЖИНИРИНГ»




Подготовил:

Руководитель проекта
ООО «ЭФ-Инжиниринг»

 /К.В. Аристов

Утвердил:

Первый заместитель
генерального директора –
технический директор
ООО «ЭФ-Инжиниринг»

 / И.В. Сафаров

Москва, 2016



ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК ТЕРМИНОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЙ	3
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	9
1 ВВЕДЕНИЕ	11
2 ОСНОВНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ПО ИНВЕСТИЦИОННОМУ ПРОЕКТУ	12
2.1 Оценка полноты и качества исходных данных, используемых для проведения аудита	12
2.3 Краткая характеристика инвестиционного проекта	13
3 ЭКСПЕРТНО-ИНЖЕНЕРНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	16
3.1 ЭКСПЕРТНО-ИНЖЕНЕРНЫЙ АНАЛИЗ ПРИНЯТЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ И КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ	16
3.2 АНАЛИЗ ПРОЕКТА ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА И ДЕМОНТАЖА	40
3.3 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	42
3.4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОБЪЕКТА	49
3.5 ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИНЯТЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	50
3.6 ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА, ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	50
3.7 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ	51
4 АНАЛИЗ ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА	52
4.1 ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АНАЛОГОВ И НОРМАТИВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, АНАЛИЗ СООТВЕТСТВИЯ СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ПРИНЯТЫМ В РОССИЙСКОЙ И МИРОВОЙ ПРАКТИКЕ ЗНАЧЕНИЯМ – ПРОВЕРКА ОБЩЕЙ СТОИМОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ НА ОСНОВАНИИ ОБЪЕКТОВ АНАЛОГОВ	53
4.2 АНАЛИЗ СТОИМОСТИ ПРОЕКТА НА ВСЕМ ПРОТЯЖЕНИИ ЕГО РЕАЛИЗАЦИИ (ПОЛНЫЕ ЗАТРАТЫ) С УЧЕТОМ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАСХОДОВ ЗА ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА	53
4.3 ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА	54
4.4 ЭКСПЕРТНОЕ МНЕНИЕ О СООТВЕТСТВИИ ЦЕНЫ ПРОЕКТА ПО РАЗРАБОТАННОЙ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ РЫНОЧНЫМ ЦЕНАМ ..	59
4.5 ВЫЯВЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИНЯТЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ И СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ	60
5 ОЦЕНКА ДОСТАТОЧНОСТИ ПРАВОУСТАНОВЛИВАЮЩЕЙ И ИСХОДНО-РАЗРЕШИТЕЛЬНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	61
6 ФИНАНСОВО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОВЕРКА РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА	62
6.1 ПРОВЕРКА СООТВЕТСТВИЯ ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ ТРЕБОВАНИЯМ ПРОЕКТНОЙ И РАЗРАБОТАННОЙ НА ЕЕ ОСНОВЕ РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, ТЕХНИЧЕСКИМ РЕГЛАМЕНТАМ, РЕЗУЛЬТАТАМ ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЙ, ТРЕБОВАНИЯМ ГРАДОСТРОИТЕЛЬНОГО ПЛАНА ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА	62
6.2 АНАЛИЗ КАЛЕНДАРНО-СЕТЕВОГО ГРАФИКА РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА	83
6.3 ПРОВЕРКА СОБЛЮДЕНИЯ РЕГЛАМЕНТОВ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЪЕКТА НА ЭТАПЕ ЗАВЕРШЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА В СООТВЕТСТВИИ С ТРЕБОВАНИЯМИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	83
6.4 ПРОВЕРКА СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, СОСТАВЛЯЕМОЙ ПРИ ПРИЁМКЕ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ НА ПРЕДМЕТ ПРАВИЛЬНОСТИ ЕЁ СОСТАВЛЕНИЯ И СООТВЕТСТВИЯ ПД И РД	84
6.5 ПРОВЕРКА ЦЕЛЕВОГО РАСХОДОВАНИЯ СРЕДСТВ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА, ПРОВЕРКА СООТВЕТСТВИЯ СТОИМОСТИ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ ДОГОВОРНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, АНАЛИЗ РИСКОВ ОТКЛОНЕНИЯ БЮДЖЕТА ОТ ЗАПЛАНИРОВАННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	85
7 ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА	88
7.1 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ (NPV, IRR или ИНЫЕ УТВЕРЖДЕННЫЕ КРИТЕРИИ ПРИНЯТИЯ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА)	88
7.2 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ РИСКОВ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА	89
8 ЗАКЛЮЧЕНИЕ	95
ПРИЛОЖЕНИЯ	97

СПИСОК ТЕРМИНОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЙ

Термин, понятие	Определение
Аудитор / Исполнитель / Инжиниринговая компания (ИК)	Общество с ограниченной ответственностью «ЭФ-Инжиниринг» (ООО «ЭФ-Инжиниринг»)
Бизнес-план инвестиционного проекта	Документ, подготовленный по результатам проработки инвестиционного проекта, содержащий в структурированном виде информацию о проекте, описание практических действий по осуществлению инвестиций, включая график реализации проекта, обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений, финансовую модель.
Документация по Объекту	Согласованная государственной / негосударственной экспертизой проектно-сметная документация, соответствующая им договорная и исполнительная документация, акты приемки-сдачи работ, техническая документация и иная документация, в том числе предусмотренная действующими нормами и правилами оформления / осуществления работ в строительстве, включая документацию внестадийных предпроектных разработок
Договор	Договор возмездного оказания услуг от «20» мая 2015 г. № 19058-409 между ОАО «МОЭСК» и ООО «ЭФ-Инжиниринг»
Заказчик	Публичное акционерное общество «Московская объединённая электросетевая компания» (ПАО «МОЭСК»)
Инвестиции	Совокупность долговременных затрат финансовых, трудовых, материальных ресурсов с целью увеличения накоплений и получения прибыли
Инвестиционная деятельность	Вложение инвестиций и осуществление практических действий в целях получения прибыли и (или) достижения иного положительного эффекта
Инвестиционная программа	Утвержденная инвестиционная программа ОАО



Отчёт Инжиниринговой компании по результатам проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта

	«МОЭСК» на 2015-2019 годы (приказ Минэнерго России от 16.10.2014 г. № 735)
Инвестиционный проект	Комплекс взаимосвязанных мероприятий, предусматривающих создание нового Объекта (включая объекты недвижимости) или расширение, реконструкцию (модернизацию) действующего объекта, в том числе с целью получения последующего экономического эффекта от его эксплуатации.
Индексы	Изменения стоимости в строительстве – это отношения текущих (прогнозных) стоимостных показателей к базисным на сопоставимые по номенклатуре и структуре ресурсы, наборы ресурсов или ресурсно-технологических моделей по видам строительства. Выделяются индексы изменения стоимости строительно-монтажных работ, индексы по статьям затрат: на материалы, эксплуатацию машин и механизмов, заработную плату рабочих, индексы изменения стоимости оборудования, прочих работ и затрат, индексы на проектно-изыскательские работы.
Источники финансирования	Средства и/или ресурсы, используемые для достижения намеченных целей Общества. В состав источников финансирования инвестиционной программы Общества входят собственные и внешние источники
Инвестиционная программа	Документ, состоящий из инвестиционных проектов, планируемых к реализации в установленные программой сроки, утвержденной в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 г. №977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»
Капитальные вложения	Инвестиции в основной капитал (основные средства), в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение механизмов, оборудования, инструмента, инвентаря, проектно-изыскательские работы и другие затраты

<p>Методика планирования снижения инвестиционных затрат</p>	<p>Действующая Методика планирования снижения инвестиционных затрат на 30 процентов относительно уровня 2012 года при формировании инвестиционных программ ДЗО ОАО «Россети» (М-МРСК-ВНД-185.01-13), утвержденная Распоряжением ОАО «Россети» от 12.09.2013 № 69р</p>
<p>Новое строительство электросетевых объектов</p>	<p>Это строительство объектов электрических сетей (линий электропередачи, подстанций, распределительных и переключательных пунктов, технологически необходимых зданий, коммуникаций, вспомогательных сооружений, ремонтно-производственных баз) в целях создания новых производственных мощностей, осуществляемых на вновь отведенных земельных участках до завершения строительства всех предусмотренных проектом очередей и ввода в действие всего электросетевого объекта на полную мощность. К новому строительству относится также строительство на новой площадке электросетевого объекта взамен ликвидируемого, дальнейшая эксплуатация которого по техническим, экономическим или экологическим условиям признана нецелесообразной</p>
<p>Обоснование инвестиций</p>	<p>Документ прединвестиционной фазы проекта, содержащий цель инвестирования, данные о назначении и мощности объекта строительства; о номенклатуре выпускаемой продукции; месте (районе) размещения объекта с учетом принципиальных требований и условий заказчика; оценку возможностей инвестирования и достижения намечаемых технико-экономических показателей (на основе необходимых исследований и проработок об источниках финансирования, условиях и средствах реализации поставленных целей)</p>
<p>Объект</p>	<p>ПС 110 кВ Одинцово</p>
<p>Объекты недвижимости</p>	<p>Здания, строения, сооружения, включая линейные объекты, подземные, надземные сооружения, в том числе объекты незавершенного строительства, реконструкции и капитального ремонта, технического</p>

	<p>перевооружения и переоснащения, комплексы зданий, строений, сооружений, неразрывно и/или функционально связанных между собой общей территорией и общими архитектурно-градостроительными, объемно-пространственными, функциональными, инженерно-техническими, технологическими и иными решениями, а также иные результаты деятельности, в части регулируемой Федеральным законом от 20.12.2004 г. № 190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации»</p>
Объект-представитель	<p>Объект капитального строительства, максимально точно отражающий технологическую специфику строительного производства, характерную для объектов данного типа, выбранный из числа аналогичных объектов по принципу наиболее полного соответствия заданному набору требований</p>
Объект-аналог	<p>Объект, характеристики, функциональное назначение, конструктивные решения и технико-экономические показатели которого максимально совпадают с проектируемым объектом</p>
Проектная Документация	<p>Документация, содержащая материалы в текстовой форме и в виде карт / схем (в графической форме) и определяющая архитектурные, функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения для обеспечения строительства Объекта и/или его частей, а также результаты Изысканий, утвержденные Заказчиком и получившие (если это необходимо в силу Применимого Права) положительное заключение в результате проведения экспертиз и согласований компетентных Государственных Органов</p>
Проектно-изыскательские работы	<p>Работы по разработке проектной документации, по составу и содержанию соответствующие требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».</p>

Публичный технологический и аудит инвестиционного проекта	Проведение экспертной оценки обоснования выбора проектируемых технологических и конструктивных решений по созданию в рамках инвестиционного проекта объекта капитального строительства на их соответствие лучшим отечественным и мировым технологиям строительства, технологическим и конструктивным решениям, современным строительным материалам и оборудованию, применяемым в строительстве, с учетом требований современных технологий производства, необходимых для функционирования объекта капитального строительства, а также эксплуатационных расходов на реализацию инвестиционного проекта в процессе жизненного цикла в целях повышения эффективности использования средств Заказчика, снижения стоимости и сокращения сроков строительства, повышения надежности электросетевых объектов и доступности электросетевой инфраструктуры.
Реконструкция электросетевых объектов	Это комплекс работ на действующих объектах электрических сетей (линиях электропередачи, подстанциях, распределительных и переключательных пунктах, технологически необходимых зданиях, коммуникациях, вспомогательных сооружениях, ремонтно-производственных базах) по их переустройству (строительству взамен) в целях повышения технического уровня, улучшения технико-экономических показателей объекта, условий труда и охраны окружающей среды
Стоимость базисная	Стоимость, определяемая на основе сметных цен, зафиксированных на конкретную дату. Базисный уровень сметной стоимости предназначен для сопоставления результатов инвестиционной деятельности в разные периоды времени, экономического анализа и определения стоимости в текущих ценах
Стоимость прогнозная	Стоимость, определяемая на основе текущих цен, с учетом индексов-дефляторов Минэкономразвития, на

	момент окончания строительства.
Стоимость текущая	Стоимость, сложившаяся к дате составления и экспертизы сметной документации, уровень цен (месяц и год) на которую указан при составлении
Строительство	Создание зданий, строений, сооружений (в том числе на месте сносимых объектов капитального строительства) – в соответствии с законодательством
Укрупненные показатели стоимости строительства	Сметные нормативы, предназначенные для планирования инвестиций (капитальных вложений), оценки эффективности использования средств направляемых на капитальные вложения и подготовки технико-экономических показателей в задании на проектирование. Представляет собой объем денежных средств, необходимый и достаточный для возведения объекта капитального строительства, рассчитанный на установленную единицу измерения (измеритель) в базисном или соответствующем уровне текущих цен, разрабатываемые на здания и сооружения в целом, единицу измерения объекта или на виды работ
Участники строительства	Хозяйствующие субъекты, участвующие (непосредственно или опосредованно) в организации или осуществлении строительства Объектов на основании отдельных договоров (генерального подряда, подряда/поставки, субподряда и любых прочих договоров, связанных со строительством, в том числе услуги), по уровням кооперации (не менее четырех уровней): Заказчик – ДЗО Заказчика – генеральный подрядчик – подрядчик (поставщик) Объекта
Ценовой аудит инвестиционного проекта	Проведение экспертной оценки стоимости объекта капитального строительства с учетом результатов технологического аудита инвестиционного проекта.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

Аббревиатура сокращения	Определение (понятие, наименование) сокращения
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
БП	Бизнес-план инвестиционного проекта
ВЛ	Воздушная линия электропередачи
ВОЛС	Волоконно-оптическая линия связи
ГГС	Громко говорящая связь/ Государственная геодезическая сеть
ГНБ	Метод горизонтально-направленного бурения
ИК	Инжиниринговая компания
ИП	Инвестиционный проект
ИПР	Инвестиционная программа развития Общества
ИПЦ	Индекс потребительских цен
МДС 81-35.2004	Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации
МДС 81-40.2006	Указания по применению федеральных единичных расценок на пусконаладочные работы
ЗРУ	Закрытое распределительное устройство
кВ	Киловольт
КЗ	Токи короткого замыкания
КЛ	Кабельная линия электропередачи
КРУЭ	Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КТПБ	Комплектная трансформаторная подстанция блочного типа
МВА	Мегавольтампер
НДС	Налог на добавленную стоимость
НТД	Нормативно-техническая документация
ОПУ	Общеподстанционный пункт управления

Аббревиатура сокращения	Определение (понятие, наименование) сокращения
ОРУ	Открытое распределительное устройство
ОТР	Основные технические (технологические) решения
ПА	Противоаварийная автоматика
ПИР	Проектно-изыскательские работы
ПД	Проектная документация
ПНР	Пуско-наладочные работы
ПС	Подстанция
ПСД	Проектно-сметная документация
РД	Руководящий документ
РАВ – тариф	Долгосрочные параметры тарифного регулирования
РЗА	Релейная защита и автоматика
РУ	Распределительное устройство
РУСН	Распределительное устройство собственных нужд
СМР	Строительно-монтажные работы
СНиП	Строительные нормы и правила
ССР	Сводный сметный расчет
ТЗ	Технологическое задание
ТП	Технологическое присоединение потребителей
ТЦА	Технологический и ценовой аудит
ТЭО	Технико-экономическое обоснование
ФЗ	Федеральный закон
ФМ	Финансовая модель
ЩСН	Щит собственных нужд 0,4 кВ
ЩПТ	Щит постоянного тока

1 ВВЕДЕНИЕ

Настоящий Отчет выполнен в рамках исполнения обязательств по Договору возмездного оказания услуг № 19058-409 от 20.05.2015г (далее – Договор), заключенному между ПАО «МОЭСК» (далее – Заказчик) и ООО «ЭФ-Инжиниринг» (далее – Исполнитель). Исполнителем оказаны услуги по проведению публичного технологического и ценового аудита (ТЦА) инвестиционного проекта по титулу «Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ №188 "Одинцово"». Отчёт разработан в соответствии с Техническим заданием (ТЗ) на ТЦА, которое является приложением к настоящему договору.

Целью проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта является подтверждение эффективности инвестиционного проекта по критериям экономической и технологической целесообразности, разработка предложений по повышению эффективности инвестиционного проекта, в том числе, оптимизация капитальных и операционных затрат, оптимизация технических решений и оптимизация сроков реализации инвестиционного проекта, а также снижение удельной стоимости строительства.

Перечень основных нормативных правовых актов, являющихся основанием выполнения работ:

- Указ Президента Российской Федерации №596 от 07.05.2012г. «О долгосрочной государственной экономической политике»;
- Основные направления деятельности Правительства Российской Федерации на период до 2018 года, утвержденные Председателем Правительства Российской Федерации Д. Медведевым 31 января 2013 года;
- Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 года №511-р;
- Постановление Правительства РФ №382 от 30.04.2013г. «О проведении публичного технологического и ценового аудита крупных инвестиционных проектов с государственным участием и о внесении изменений в некоторые акты правительства Российской Федерации»;
- «Директивы представителям интересов Российской Федерации для участия в заседаниях советов директоров (наблюдательных советов) открытых акционерных обществ, включенных в перечень, утвержденный распоряжением Правительства Российской Федерации от 23 января 2003 г. №91-р, согласно приложению», утвержденные Первым заместителем Председателя Правительства Российской Федерации И. Шуваловым от 30 мая 2013 г. №2988-П13.

2 ОСНОВНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ПО ИНВЕСТИЦИОННОМУ ПРОЕКТУ

2.1 ОЦЕНКА ПОЛНОТЫ И КАЧЕСТВА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ АУДИТА

Для проведения технологического и ценового аудита Заказчиком были предоставлены материалы следующего характера:

1. Материалы, обосновывающие объём капитальных затрат на стадии включения объекта в инвестиционную программу.
2. Проектная и рабочая документация, включая сметную документацию.
3. Заключение органов государственной экспертизы.
4. Исходно-разрешительная и правоустанавливающая документация.
5. Исполнительная документация.
6. Первичная учётная документация.

Подробный перечень исходных данных представлен в **Приложении 1**.

Аудитор отмечает:

- Согласно договорам строительного подряда основное оборудование для реконструкции ПС 110 кВ Одинцово поставлялось ПАО «МОЭСК». Для подтверждения стоимости оборудования были предоставлены товарные накладные, акты о приеме (поступлении) оборудования на склад УКСа Западных электрических сетей, счета-фактуры, сводная таблица поставленного оборудования.

- Аудитору были предоставлены данные по оплате выполненных работ (услуг) и поставке оборудования при реконструкции ПС 110 кВ Одинцово в виде сводной таблицы Свод по финансированию титула «ПС Одинцово» 2007-2016 г.г.

Вывод:

Объём предоставленных исходных данных в целом достаточен для проведения технологического и ценового аудита.

2.2. ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

ПС 110/35/6 кВ Одинцово относится к Западным электрическим сетям ПАО «МОЭСК».

Подстанция расположена в г.п. Одинцово Одинцовского района Московской области и предназначена для электроснабжения потребителей части города, а также объектов железнодорожного транспорта.

До реконструкции на ПС 110 кВ Одинцово были установлены три трансформатора:

Т1- двухобмоточный типа ТДН-40000/110 (2008 г. Изготовления, установлен для прохождения осенне-зимнего периода);

Т2 и Т3–трехобмоточные типа ТДТН-40000/110/35/6 (1970, 1971гг изготовления).

Схема на напряжении 110 кВ – «Две рабочие системы шин».

Схема на напряжении 35 кВ – «Две рабочие системы шин».

Схема на напряжении 6 кВ – «Три одиночные, секционированные выключателями, системы шин».

В ОРУ 110 кВ заходят КВЛ: «Одинцово-Дарьино» с отп.; «Очаково-Одинцово» I,II с отп.; «Одинцово-Полет» и ВЛ 110 кВ «Одинцово- Отрадное».

В ОРУ 110 кВ были установлены масляные выключатели типа У-110-8 с электромагнитными приводами и разъединители с ручными приводами.

В ОРУ 35 кВ подключены шесть тупиковых присоединений 6 ВЛ 35 кВ: Одинцово-Тяговая 1,2; Внуково- Тяговая 1,2; ВЛ Одинцово-Внуково и ВЛ Одинцово- Кокошкино.

В ОРУ 35 кВ были установлены масляные выключатели типа МКП-35, С-35 и ВМ-35 с электромагнитными приводами и разъединители с ручными приводами.

В ЗРУ 6кВ были установлены шкафы КРУ внутренней установки с масляными выключателями типа МГГ-10-2000 и ВМГ-133.

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110/35/6 кВ Одинцово в зимний режимный день 18.12.2013г. составляла 96,4 МВА. Аварийная загрузка трансформатора Т-1 напряжением 110/6 кВ мощностью 40 МВА составляла 123,26%, трансформатора Т-2 напряжением 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА - 97,23%, трансформатора Т-3 напряжением 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА - 220,49%.

На основании вышеизложенного, **Аудитор подтверждает** целесообразность реконструкции ПС 110 кВ № 188 «Одинцово».

2.3 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

Согласно заданию на проектирование на ПС 110 кВ № 188 Одинцово производится комплексная реконструкция, с заменой морально устаревшего оборудования на современное. Площадь, занимаемая подстанцией, в результате реконструкции увеличивается на 280 м².

Для ликвидации перегрузок трансформаторного оборудования, а также удовлетворения спроса на технологическое присоединение (ТП), на подстанции производится замена двух существующих силовых трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и трансформатора мощностью 40 МВА напряжением 110/6 кВ на два

силовых трансформатора мощностью 80 МВА каждый напряжением 110/35/6 кВ, оснащенных устройством РПН и установка двух дополнительных трансформаторов мощностью 63 МВА каждый, напряжением 110/10 кВ. Также предполагается сооружение КРУЭ-110 кВ по схеме «две рабочие системы шин», рассчитанное на присоединение 6-ти линий, 4-х силовых трансформаторов и шиносоединительного выключателя, с последующим демонтажем ОРУ-110 кВ.

Установка КРУЭ 110 кВ, трансформаторов 2х63 МВА 110/10 кВ, а также нового ЗРУ 10 кВ выполнено в новом здании закрытой подстанции. Вместо ОРУ 35 кВ выполнена установка КРУН 35 кВ в модульном здании. Сооружается новое ЗРУ 6 кВ, с переводом всех присоединений из старого ЗРУ 6 кВ.

Этапы реализации проекта:

- Проектно-изыскательские работы – 2011-2013 гг.
- Строительно-монтажные работы – 2011 – 2014 гг.
- Пуско-наладочные работы – 2014 г.
- Ввод объекта в эксплуатацию – 2016 г.

Инвестиционные затраты, согласно ИПР ПАО МОЭСК 2015-2019г – 3 083 млн. руб. с НДС.

Инициатор проекта: ПАО «МОЭСК» - филиал Западные электрические сети.

Генеральный подрядчик: ООО «Ремэнерго СПТ».

Проектная организация: Филиал ОАО «СевЗап НТЦ» ООО «Институт Тулаэнергосетьпроект».

Аудитор отмечает:

- Наличие заключенных договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МОЭСК», присоединенным к ПС «Одинцово» суммарной мощностью 6,22 МВт и поданных заявок на ТП суммарной мощностью 14 МВт
- До начала реализации проекта комплексной реконструкции ПС 110 кВ Одинцово, для прохождения осенне-зимнего периода, был установлен резервный силовой трансформатор 40 МВА 110/6 кВ.
- Проектная документация по настоящему проекту не разделена на пусковые комплексы, как того требует задание на разработку проекта.
- В проекте инвестиционной программы ПАО МОЭСК на 2016-2020гг срок завершения реконструкции ПС 110 Одинцово перенесён на 2019гг.

Аудитор рекомендует:

Для инвестиционных проектов, при реализации которых предполагается реконструкция, в непосредственной близости от оборудования, работающего под высоким напряжением, с поэтапным демонтажом существующего оборудования, зданий и



Отчёт Инжиниринговой компании по результатам проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта

сооружений, а также при необходимости в процессе реконструкции производить отключения ответственных потребителей или потребителей смежных сетевых компаний – Аудитор рекомендует разрабатывать отдельные комплекты проектной документации на пусковые комплексы, согласно Постановлению Правительства №87 от 16.02.2008 г. Это позволит заранее, более детально проработать алгоритм реализации проекта с поэтапными схемами, согласовать их со всеми заинтересованными организациями, спланировать закупку оборудования поставки Заказчика, а также снизить риск переноса срока завершения реализации проекта и ввести объект в эксплуатацию в срок.

3 ЭКСПЕРТНО-ИНЖЕНЕРНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

3.1 ЭКСПЕРТНО-ИНЖЕНЕРНЫЙ АНАЛИЗ ПРИНЯТЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ И КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ

3.1.1 Основные технологические решения

3.1.1.1 Расчёты электрических режимов

Аудитором был рассмотрен раздел проектной документации 2464/636т-57.5.7/01.00.00, том 5.7.1. «Общая пояснительная записка. Расчёт токов», согласованный Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ.

При выполнении расчётов электрических режимов принималась во внимание следующая информация:

1. «Актуализация схемы развития электрических сетей Московского региона напряжением 110(35) кВ и выше ОАО «Московская объединённая электросетевая компания» на период до 2020 г.»
2. «Схема развития электрических сетей Московского региона напряжением 110 (35) кВ и выше ОАО «Московская объединённая электросетевая компания» на период до 2020г.».
3. Инвестиционная программа электросетевого строительства ОАО «МОЭСК» на период 2015 г.
4. Инвестиционная программа ОАО «МОЭСК» на 2012-2017гг.

В работе дана краткая характеристика режимной ситуации в районе ПС 110 кВ № 188 Одинцово, представлены результаты и анализ электрических режимов в прилегающей сети 110 кВ и выше для нормальных, ремонтных и послеаварийных схем на первый (2014г.) и пятый годы (2019г.) эксплуатации после ввода объекта, для режимов максимальной и минимальной нагрузок. Для определения требований к коммутационной аппаратуре, представлены расчёты токов короткого замыкания на шинах ПС 110 кВ Одинцово на перспективу до 2020г, даны рекомендации по усилению сети в зоне влияния ПС 110 кВ Одинцово.

В результате анализа тома расчётов электрических режимов **Аудитор отметил** следующее:

- исходными данными для разработки тома расчётов электрических режимов определено количество, номинальная мощность и номинальные напряжения обмоток силовых трансформаторов;

- расчётная нагрузка на ПС 110 кВ Одинцово в расчётах перспективных режимов была принята не на основе анализа существующей нагрузки, имеющихся заявок и

договоров на технологическое присоединение, прогнозов электропотребления и развития региона, а исходя из максимально допустимой загрузки устанавливаемого трансформаторного оборудования, а также оборудования прилегающей сети;

- не был проанализирован баланс реактивной мощности в прилегающей к ПС 110 кВ Одинцово сети, проверка коэффициента мощности ($\text{tg}(\varphi) \leq 0.5$ на шинах 110 кВ и $\text{tg}(\varphi) \leq 0.4$ на шинах 6-35 кВ) не проводилась;

- в случае задержки реконструкции КВЛ 110 кВ Отрадное - Полёт и Одинцово – Полёт после 2014г, было рекомендовано установить устройства противоаварийной автоматики ограничения перегрузки (АОПО);

- проектом рекомендовано приближение ввода в работу ПС 220/110 кВ Саввинская с сооружением ЛЭП 110 кВ Саввинская – Н.Успенская и Саввинская – Звенигород;

- на основании расчётов токов КЗ с учётом перспективы до 2020г., в том же рекомендовано применить в РУ 110 кВ элегазовые выключатели, с отключающей способностью не менее 40 кА;

- в том же не рассматриваются нормальные и послеаварийные режимы сети 35 кВ, не даются рекомендации по выбору кабельных заходов 35 кВ.

Аудитор рекомендует:

В проектах, связанных с реконструкцией ПС, на которых существует вероятность перегрузки трансформаторного оборудования, проверять соответствие Приказу №49 Министерства промышленности и энергетики РФ от 2007-02-22 максимальных значений $\text{tg}\varphi$. При рассмотрении перспективных проектов и принятии решения об увеличении трансформаторной мощности, рассматривать в качестве альтернативы, вариант повышения пропускной способности существующих трансформаторов с помощью установки регулируемых и не регулируемых средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) 6-10 кВ.

Применение компенсирующих устройств даёт следующие эффекты:

- Снижение потерь активной мощности в элементах сети, за счёт снижения реактивной составляющей перетока мощности.
- Повышение пропускной способности силовых трансформаторов по активной мощности.
- Повышение качества напряжения, за счёт уменьшения потерь напряжения в трансформаторах.
- При использовании регулируемых компенсаторов реактивной мощности снижается число срабатываний устройства РПН.

Вывод

В целом Аудитор подтверждает решения, представленные в разделе проектной документации 2464/636т-57.5.7/01.00.00, том 5.7.1. «Общая пояснительная записка. Расчёт токов». Рассмотренный раздел проработан в необходимом объёме, согласно заданию на проектирование и соответствует отраслевой нормативной документации, а также технической политике Заказчика.

3.1.1.2 Электротехнические решения

Аудитором был рассмотрен Раздел 5 проектной документации «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений» Подраздел 5.5 «Электроснабжение» 2464/636т-57-5.5/01.00.00; Подраздел 5.7 «Технологические решения» «Электротехнические решения» 2464/636т-57-5.7/02.00.00.

Принципиальная электрическая схема, выбор оборудования

На первом этапе реконструкции проектом предусмотрено строительство ЗРУ 35 кВ в модульном здании с установкой шкафов КРУ-35 серии СЭЩ-65 производства Самарского завода «Электрощит», с вакуумными выключателями типа ВВУ-СЭЩ-П-35-20/1000-1600 У2.

Схема на напряжении 35 кВ – «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин».

Вводы силовых трансформаторов и линий 35 кВ в КРУ 35 кВ, за исключением ВЛ 35 кВ Одинцово-Внуково, организуются при помощи одножильных кабелей 35 кВ с медными жилами. Для перехода воздушных линий 35 кВ и гибких связей 35 кВ трансформаторов Т2 и Т3 в кабельные в ОРУ 35 кВ и вблизи Т2 и Т3 проектируются переходные пункты, с установкой разъединителей 35 кВ типа РГП-2-35.IV/1000УХЛ1 с двигательными приводами производства ЗАО «ЗЭТО», кабельных муфт и ограничителей перенапряжений.

Ввод ВЛ 35 кВ Одинцово-Внуково – воздушный, для чего вблизи модульного здания устанавливается блок разъединителя типа РГПЗ-СЭЩ-2-IV-35/1000УХЛ1 с двигательным приводом производства Самарского завода «Электрощит».

На втором этапе, после демонтажа ОРУ 35 кВ, на освободившемся месте возведено здание закрытой подстанции 110/10 кВ.

В здании закрытой подстанции устанавливаются два силовых трансформатора, типа ТРДЦН-63000/110, производства ОАО ХК "Электрозавод" г.Москва, комплектное распределительное устройство 110 кВ с элегазовой изоляцией (КРУЭ) производства фирмы АВВ, РУ 10 кВ, токоограничивающие реакторы, панели релейной защиты, аккумуляторные батареи, щиты собственных нужд постоянного и переменного тока, трансформаторы собственных нужд и дугогасящие реакторы.

Приняты следующие схемы распределительных устройств:

- на напряжении 110 кВ – «Две рабочие системы шин»;
- на напряжении 10 кВ – «Две одиночные, секционированные выключателями, системы шин», с организацией четырех секций 10 кВ.

Все трансформаторные и линейные ячейки КРУЭ приняты с кабельными вводами.

Связи трансформаторов с КРУЭ 110 кВ и линейные заходы 110 кВ запроектированы кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена фирмы АВВ.

Новое четырехсекционное распределительное устройство 10 кВ, подключаемое к обмоткам 10кВ трансформаторов Т1, Т2, комплектуется ячейками КРУ 10 кВ серии К-128 и К-105 с вакуумными выключателями с пружинными приводами на отходящих линиях и с электромагнитными приводами в ячейках ввода и секционирования.

Для организации питания постоянным током цепей управления и оборудования защиты и автоматики, устанавливаемого на втором этапе реконструкции, предусмотрена установка аккумуляторной батареи типа 7GroE 700, а также щита постоянного тока и двух подзарядных устройств.

Далее устанавливаются два новых трансформатора типа ТДТН-80000/110 производства ОАО "Запорожтрансформатор" и строится новое ЗРУ 6 кВ в капитальном здании, с применением ячеек К-105 и К-128 ОАО «Мосэлектросит», г. Москва.

С целью ограничения токов короткого замыкания на шинах 35 кВ, применяются токоограничивающие реакторы типа 1 TLS0 0,45/1600-36 кВ У1 производства "Eximet Trafo" г. Прага. На шинах 6-10 кВ применяются реакторы типа РТСТГ, производства ООО "Росэнерготранс" г. Екатеринбург.

Для компенсации емкостных токов сетей 6-35 кВ, применяются дугогасящие реакторы типа END производства фирмы "Trench" Австрия.

Основное оборудование распределительных устройств выбиралось в соответствии со следующими расчётными уровнями токов короткого замыкания:

Таблица 3.1.

Место КЗ	Ток, к.з., кА	
	Трёхфазный $J^{(3)}$	Однофазный $J^{(1)}$
1(2) с. ш. РУ 110 кВ	28,9	28,1
1(2) с. ш. РУ 35 кВ до реактора	21,4	
1(2) с. ш. РУ 35 кВ за реактором	15	
1(2) с. ш. РУ 6 кВ до реактора	58	
1(2) с. ш. РУ 6 кВ за реактором	11,4	
1(2) с. ш. РУ 10 кВ до реактора	14,1	
1(2) с. ш. РУ 10 кВ с реактором	8,8	

Подробнее перечень основного оборудования с основными характеристиками см.

Приложение 2.

По результатам рассмотрения проектных решений в части выбора основного электротехнического оборудования и принципиальной электрической схемы ПС 110 кВ Одинцово **Аудитор отметил:**

- проектом, а также заданием на проектирование, определён тип и производитель основного электрооборудования;
- в проекте не представлены расчёты по выбору мощности ДГР 6-35 кВ, что должно было быть выполнено согласно заданию на проектирование;
- в проекте не представлен анализ возможных перенапряжений, а также расчёты по выбору основных характеристик ОПН;
- в проекте произведены расчёты пропускной способности кабельных вставок 110-35 кВ, однако информация по максимальным рабочим и послеаварийным токам линий 35 кВ не представлена.

Заземление и электромагнитная совместимость

Согласно подразделу 5.7 «Технологические решения» «Электротехнические решения» 2464/636т-57-5.7/02.00.00, заземляющее устройство ПС выполняется в виде сетки из стальных полос, сечением 60х5 мм, проложенной на глубине 0,7 м. В точках заземления ОПН, конденсаторов связи, нейтралей трансформаторов предусмотрены вертикальные заземлители из круглой стали d 16 мм. Сопротивление заземляющего устройства не превышает 0,5 Ом.

Все вновь устанавливаемое оборудование заземляется путем присоединения спусков из полосовой стали сечением 60х5 мм к заземляющему устройству подстанции. Заземляющее устройство КРУЭ 110 кВ выполняется в соответствии с требованиями завода-изготовителя. Внутренний контур заземления КРУ-35 кВ входит в поставку завода-изготовителя. Присоединение внутреннего контура заземления к внешнему выполняется в соответствии с ПУЭ изд.7, гл.1.7 с учетом «Методических указаний по защите кабелей вторичной цепей от импульсных помех».

Также в составе проектной документации выполнен Том 5.7.3. «Релейная защита и автоматика» Книга 2 «Электромагнитная совместимость».

Аудитор отмечает:

- в томах «Электротехнические решения» и «Электромагнитная совместимость» имеются противоречия в части глубины заложения (0,7 м и 0,5 м соответственно) заземляющего проводника и диаметра вертикального заземлителя ($d=16$ мм и 18 мм соответственно);

- в томе «Электромагнитная совместимость» указано, что для обеспечения в эксплуатации контроля соответствия действительных значений сопротивления растеканию и напряжений прикосновения принятым значениям, исходные данные, расчетные значения напряжений прикосновения, места расположения расчетных точек и сезонные коэффициенты должны быть указаны в проекте. В томе «Электротехнические решения» указано, что сопротивление ЗУ не должно превышать 0,5 Ом, в тоже время расчётное сопротивление ЗУ, согласно тому ЭМС, равняется 0,17 Ом;

- в проектной документации отсутствует акт предварительного обследования электромагнитной обстановки, что должно быть выполнено согласно заданию на проектирование.

Аудитор рекомендует при составлении эксплуатационной документации на заземляющее устройство уточнить способы контроля, а также контролируемое сопротивление ЗУ с учётом сезонных факторов.

Выводы:

1. Электротехнические решения, принятые в настоящем проекте, в целом соответствуют современной практике проектирования объектов электросетевого хозяйства. Схемы РУ 110, 35, 10 и 6 кВ являются типовыми и рекомендованы к применению.
2. Электротехнические решения, принятые в проекте соответствуют действующим отраслевым нормативным документам и технической политике ПАО «МОЭСК». Технические решения по заземляющему устройству необходимо доработать по ходу реализации проекта.

3.1.1.3 РЗА и ПА

Для проведения экспертно-инженерного анализа проектной документации по РЗА Исполнителю была предоставлена проектная документация: Реконструкция ПС № 188 110 кВ «Одинцово» для нужд филиала ОАО «МОЭСК» Западные электрические сети Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Подраздел 5.7 «Технологические решения» Том 5.7.3. Релейная защита и автоматика. Книга 1. 2464/636т-57-5.7/03.01.00.

Анализ предоставленного документа проведен на соответствие требованиям приказов и распоряжений ПАО «МОЭСК», а так же действующей нормативно-технической документации РФ:

1. «Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» СО 153-34.20.187-2003, утвержденные приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г № 288;

2.«Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем» СО 34.35.310-97 (РД 34.35.310-97);

3.«Правила устройства электроустановок»;

4.«Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (НТП ПС) СТО 56947007-29.240.10.028-2009, утвержденные ОАО «ФСК ЕЭС».

При проектировании комплекса устройств РЗА элементов ПС 110 кВ Одинцово, проектировщиком учтены требования, предъявляемые к его надежности и быстродействию.

В составе раздела «Релейная защита сети» настоящего проекта рассматриваются вопросы релейной защиты и автоматики линий 110, 35, 10 и 6 кВ, отходящих от ПС Одинцово, подстанционных элементов - трансформаторов 110/10 кВ и трансформаторов 110/35/6 кВ, реконструируемой ПС Одинцово и противоположных концов: ПС Дарьино и Отрадное.

В состав рабочей документации входят расчеты токов короткого замыкания и выбор уставок устройств защиты и автоматики, задание на параметрирование применяемых устройств (бланки параметрирования микропроцессорных терминалов устройств РЗА).

Для защиты транзитных линий 110 кВ, отходящих от ПС Одинцово, предусматривается по два комплекта быстродействующих защит с абсолютной селективностью и комплект ступенчатых защит.

В качестве основной защиты с обеих сторон предусматривается по два комплекта продольной дифференциальной защиты линии типа RED670.

Комплекты резервных ступенчатых защит линий 110 кВ, отходящих от ПС Одинцово, выполняются с применением микропроцессорных терминалов типа REL670.

Автоматику и управление выключателями 110 кВ со стороны ПС Одинцово предусматривается осуществить с использованием терминала типа ТЛ 2606.16. На линиях предусматривается «слепое» трехфазное АПВ однократного действия.

Защита трансформаторов Т1, Т2, Т3, Т4 выполняется с применением устройств 7UT633, 7UT635.

Для защиты от междуфазных коротких замыканий вводов 6 и 10 кВ трансформаторов применяется максимальная токовая защита, выполнена с использованием функций терминала 7UT633.

На вводах 35 кВ трансформаторов Т3 и Т4 предусматривается устройство защиты и автоматики TOP 200-Л Бреслер с функциями: максимальной токовой защиты, автоматики и управления выключателя, регистратора.

Проектом предусматривается по два комплекта дифференциальной защиты шин 110 кВ ПС Одинцово, выполненных с применением цифровой распределительной защиты сборных шин 7SS52 Siemens.

На напряжении 110 кВ ПС Одинцово предусматривается групповое устройство резервирования при отказе выключателя с использованием цифрового устройства 7SS52 Siemens.

Для защиты шиносоединительных выключателей 110 кВ применяется терминал ТЛ 2606.19.

Для защиты элементов 35 кВ предусматривается использовать микропроцессорные устройства производства ООО «ИЦ Бреслер».

Предусматривается применение устройств типа TOP 200 с использованием функций: двухступенчатой максимальной токовой защиты от междуфазных КЗ; управления и автоматики выключателя 35 кВ; регистратор; типа Бреслер ШЛ 2606.17М с использованием функций: трехступенчатой дистанционной защиты; двухступенчатой максимальной токовой защиты от междуфазных КЗ; сигнализации замыканий на землю; АПВ выключателя 35 кВ; управления и автоматики выключателя 35 кВ; регистратор.

Для защиты присоединений 6 и 10 кВ устанавливаются устройства защиты типа RSJ642 с использованием функций: двухступенчатой максимальной токовой защиты от междуфазных КЗ; управления и автоматики выключателями 6, 10 кВ; регистратора, осциллографа.

Для сигнализации от замыканий на землю в сети 6, 10, 35 кВ используется устройство УСЗ-3М.

На шинах 6, 10 кВ предусматривается клапанная защита от дуговых замыканий

В соответствии с намеченным режимом работы для элементов ПС Одинцово предусматриваются следующие устройства противоаварийной и режимной автоматики:

-автоматическая частотная разгрузка (АЧР) на шинах 10, 6 кВ с последующим ЧАПВ, реализуемая на устройствах TOP 200-КЧР Бреслер.

Вместе с тем, Аудитор обращает внимание на следующее:

1. В соответствии с выводами документа 2464/636т-57-57/01.00.00 Расчет режимов. Расчет ТКЗ. В случае задержки реконструкции до 2014г. (замена кабеля КВЛ 110 кВ Отрадное - Полет I,II) необходимо выполнить проектную проработку вопроса по установке противоаварийной автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО). Данная рекомендация не нашла отражение в представленных на аудит документах.

2. При выполнении проекта предполагается интегрирование всех микропроцессорных устройств РЗА в систему АСУ. В предоставленных разделах документации отсутствуют таблицы сигналов для интеграции в АСУ и не определен способ передачи информации.



Вывод:

По результатам проведенного анализа Проектной и рабочей документации Аудитор считает возможным заключить, что документация выполнена на основании утвержденного технического задания, соответствует действующим нормам, а также технической политике ПАО «МОЭСК».

3.1.1.4 АСУ ТП и Телемеханика

3.1.1.4.1 АСУ ТП

Для проведения экспертно-инженерного анализа Аудитором рассмотрен Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Подраздел 5.7 «Технологические решения» «Автоматизированная система управления технологическими процессами». 2464/636т-57-5.7/05.00.00 Том 5.7.5.

Анализ предоставленного документа проведен на соответствие требованиям приказов и распоряжений ПАО «МОЭСК», а так же действующей нормативно-технической документации РФ:

1. Технические требования на комплексную реконструкцию ПС № 118 «Одинцово» ОАО «МОЭСК» № 58-09/575 от 13.07.2011 г.;
2. Технологическое задание ОАО «МОЭСК» на реконструкцию ПС «Одинцово» № 35-15/ЧА-8479 от 06.09.2011 г.;
3. Задание на разработку проекта «Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ № 188 «Одинцово», утвержденное заместителем генерального директора – техническим директором ОАО «МОЭСК» А.В. Чегодаевым 15.08.2012 г.;
4. СО 153-34.20.122-2006 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ» - на момент выдачи технологического задания № 35-15/ЧА-8479 от 06.09.2011 г. не действовал. С 13.04.2009 г. введен в действие документ СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ (НТП ПС)»;
5. РД 34.35.120-90 «Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) подстанций напряжением 35 1150 кВ»;
6. РД 34.08.502-96 (СО 34.08.502-96) Основные научно-технические требования к созданию и развитию автоматизированных систем управления районов электрических сетей (АСУ РЭС)»;

7. ГОСТ 21.408-93 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;
8. ГОСТ 34.601-90 «Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;
9. ГОСТ 34.201-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем»;
10. ГОСТ 34.602-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы»;
11. РД 50-34.698-90 «Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов»;
12. ГОСТ Р 21.1101-2009 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации» - действовавшего на момент выдачи технических требований и технологического задания на проектирование. В настоящее время действует ГОСТ Р 21.1101-2013.

Проектом предусмотрено внедрение автоматизированной системы управления оборудованием подстанции №188 110 кВ «Одинцово» с организацией автоматизированных рабочих мест оперативного персонала, с применением контроллеров фирмы АВВ, выбор которых обоснован технической политикой ПАО «МОЭСК» - применение оборудования АСУ ТП и телемеханики одного производителя. Письмом №411-1967 от 27.07.2011 г. «Согласование решений по ТМ и АСУ ТП ПС Одинцово» в качестве устройства телемеханики выбран промышленный контроллер RTU-560 производства фирмы «АВВ».

Система автоматизации предусматривает функции контроля и управления, как основного оборудования, так и систем инженерного обеспечения, пожарной и охранной сигнализации. Кроме того, управление основным оборудованием предусматривается так же и с рабочего места РДП Западных электрических сетей, с организацией делегирования прав управления через ввод паролей доступа.

Для обеспечения кибер-безопасности (хакерские атаки, DOS-атаки) проектом предусматривается организация не публичных 2-х каналов связи Ethernet (один основной, один резервный) с РДП Западных электрических сетей, с установкой на выходе каналов с подстанции межсетевых экранов (Firewall и др.).

Для обеспечения заражения компьютерными вирусами проектом предусматривается установка антивирусных программ Касперского, а так же физическая защита от

подключения к системным блокам АРМ сторонних устройств методом отключения входных портов (USB, COM) и дисководов.

Аудитор отмечает:

- Пояснительная записка Тома 5.7.5 не соответствует рекомендациям РД 50-34.698-90 п. 2.2 в части формирования разделов и их описания.

- В Пояснительной записке не отражены решения по созданию АСУ ТП на первом и втором этапах реконструкции подстанции согласно Технологическому заданию на реконструкцию и заданию на разработку проекта.

- В главе 4.4 «Устройства электропитания АСУТП» питание АРМ ОП (основной и резервный), АРМ АСУ, АРМ РЗА, АРМ ТМ предусмотрено от штепсельной сети питания подстанции, что не соответствует п. 16 Технологического задания на реконструкцию ПС «Одинцово» № 35-15/ЧА-8479 от 06.09.2011 г., согласно которому питание АРМ должно осуществляться от системы гарантированного питания (ЕСГП).

- В главе 5.1 «Способы подключения сигналов в АСУТП» не приведены требования по выбору сечения жил контрольных кабелей в зависимости от типа и вида сигнала.

- В главе 5.3.1 «Состав аналоговой информации» отсутствуют контролируемые параметры трансформаторов ТМГ-1600/10, ТМГ-1600/6 и ТСЗФ-1000/10, предусмотренных Главной электрической схемой (2464/636т-57-5.7/02.00.00 лист 1).

В проектной документации отсутствуют решения по:

- метрологическому обеспечению (классы точности используемых первичных преобразователей, погрешность измерительных каналов);

- метрологической аттестации каналов измерения в соответствии с РД 153-34.0-11.204-97 «Методика приемки из наладки в эксплуатацию измерительных каналов информационно-измерительных систем» и РД 34.11.408-91 «Типовая программа метрологической аттестации каналов телеизмерений оперативно-информационного комплекса автоматизированной системы диспетчерского управления»

- проведению испытаний АСУ ТП по ГОСТ 34.603-92 «Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем» и СТО 56947007-25.040.40.112-2011 «Типовая программа и методика испытаний программно-технического комплекса автоматизированной системы управления технологическими процессами (ПТК АСУ ТП) и микропроцессорного комплекса системы сбора и передачи информации (МПК ССПИ) подстанций в режиме повышенной информационной нагрузки «шторм» (стандарт ОАО «ФСК ЕЭС»).

Вывод:

Выбор технических, технологических решений, в целом, соответствует Техническим требованиям № 58-09/575 от 13.07.2011 г., Технологическому заданию № 35-15/ЧА-8479 от

06.09.2011 г., а так же нормативно-технической документации РФ, регламентам ПАО «МОЭСК» и «ФСК ЕЭС». Недочёты проектной документации, выявленные Аудитором, могут быть учтены Заказчиком на стадии разработки и согласования рабочей документации по АСУ ТП и Технического задания на создание автоматизированной системы (ГОСТ 34.602-89).

3.1.1.4.2 Телемеханика

Для проведения экспертно-инженерного анализа Аудитором рассмотрен Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Подраздел 5.7 «Технологические решения» Телемеханика. 2464/636т-57-5.7/06.00.00 Том 5.7.6 Изм.2.

Анализ представленного документа проведен на соответствие требованиям приказов и распоряжений ПАО «МОЭСК», а так же действующей нормативно-технической документации РФ:

1. Технические требования на комплексную реконструкцию ПС № 118 «Одинцово» ОАО «МОЭСК» № 58-09/575 от 13.07.2011 г.;
2. Технологическое задание ОАО «МОЭСК» на реконструкцию ПС «Одинцово» № 35-15/ЧА-8479 от 06.09.2011 г.;
3. Задание на разработку проекта «Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ № 188 «Одинцово», утвержденное заместителем генерального директора – техническим директором ОАО «МОЭСК» А.В. Чегодаевым 15.08.2012 г.;
4. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ (НТП ПС)».

Проектом предусматривается реконструкция системы телемеханики с установкой оборудования RTU560 («RTU560-TM») производства фирмы АВВ. Существующий телекомплекс «Гранит» после окончания реконструкции подлежит демонтажу.

КРУН 35 кВ поставляется комплектно со встроенной автоматизированной информационно-измерительной системой производства фирмы ООО НТЦ «ГОСАН», именуемая «Черный ящик», которая впоследствии интегрируется в новую систему телемеханики.

На первом этапе реконструкции передача информации в вышестоящие структуры сохраняется по существующим каналам связи. По окончании реконструкции передача информации в вышестоящие структуры переводится на новые каналы, через оборудование узла связи.

Технические решения, принятые в части обеспечения информационной безопасности соответствуют требованиям нормативно-технической документации и Технологическому заданию на реконструкцию.

Аудитор отмечает:

- проектом предусмотрено подключение АРМ ТМ через управляемые коммутаторы RSG2300, расположенные в шкафу ШЭСУ, относящемуся к комплексу технических средств АСУ ТП. Данное техническое решение противоречит политике ПАО «МОЭСК» по независимости систем телемеханики и АСУ ТП.

- источник бесперебойного питания АРМ телемеханики подключается к штепсельной сети помещения АРМ АСУ и ТМ (раздел 1.6 Тома), что противоречит требованиям по организации питания оборудования третьего уровня управления – должно быть организовано питание от системы гарантированного питания для обеспечения работоспособности в течение не менее 2-х часов после потери питания (нарушение требований п. 2.11.3 Распоряжения № 286р «Рекомендации по применению основных структурных схем и требования к организации и функциям АСУ ТП подстанций 110 – 750 кВ с учетом функциональной достаточности и надежности»);

- проектом не предусмотрены мероприятия по метрологическому обеспечению и проведению испытаний телеметрического комплекса.

По результатам анализа проектных решений по созданию системы телемеханики, Аудитором выявлен **риск** потери работоспособности АРМ ТМ при выводе в ремонт оборудования АСУ ТП;

Вывод.

В результате экспертного анализа проектной документации в части реконструкции системы Телемеханики на ПС 110 кВ Одинцово, **Аудитор заключает**, что выбор технических, технологических решений, в целом, соответствует Техническим требованиям № 58-09/575 от 13.07.2011 г., Технологическому заданию № 35-15/ЧА-8479 от 06.09.2011 г., а так же нормативно-технической документации РФ, регламентам ПАО «МОЭСК» и «ФСК ЕЭС». Недочеты проектной документации, выявленные Аудитором, могут быть учтены Заказчиком на стадии разработки и согласования рабочей документации.

3.1.1.5 АИИСКУЭ

В рамках проведения ТЦА Аудитором был рассмотрен Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Подраздел 5.7 «Технологические решения». «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)» (2464/636т-57-5.7/04.00.00 Том 5.7.4), разработанный ООО «Ремэнерго СПТ» в 2013 г.

Решениями проектной документации предусмотрено создание новой АИИС КУЭ, исходя из задач организации автоматизированного учета активной и реактивной электроэнергии:

- на границах балансовой и эксплуатационной ответственности;
- в сечениях поставки на оптовый рынок электроэнергии;
- в точках потребления на собственные и хозяйственные нужды.

Установка измерительных комплексов при создании АИИС КУЭ ПС-110 кВ «Одинцово» предусматривалась в два этапа. На первом этапе реконструкции ОРУ-35 кВ счетчики устанавливаются во вновь строящемся ЗРУ-35 кВ на всех линейных и всех вводных трансформаторных присоединениях. Устройства сбора и передачи данных на данном этапе не устанавливаются. Передача данных по учету электроэнергии со счетчиков присоединений 35 кВ в сервер АИИС КУЭ Западных электрических сетей осуществляется по GSM-каналу.

На втором этапе – этапе полной реконструкции подстанции счетчики должны быть установлены:

- в РУ 110 кВ – на всех линейных, всех вводных трансформаторных присоединениях, предусматривается место для установки счетчиков для резервных ячеек;
- в РУ 10 кВ – на каждом вводном присоединении и на каждой отходящей линии 10 кВ;
- в РУ 6 кВ – на каждом вводном присоединении и на каждой отходящей линии 6 кВ;
- в РУ 0,4 кВ – на вводных присоединениях трансформаторов собственных нужд и хозяйственных нуждах подстанции.

На втором этапе проектной документацией предусмотрена установка на подстанции устройства сбора и передачи данных и подключение к нему счетчиков электроэнергии, устанавливаемых на первом и втором этапах.

АИИС КУЭ ПС-110 кВ Одинцово должна являться составной частью АИИС КУЭ Западных электрических сетей – филиала ПАО «МОЭСК». При этом передача результатов измерений данных о состоянии средств и объектов измерений будет осуществляться с уровня сервера Центра сбора и обработки информации АИИС КУЭ Западных электрических сетей в системы следующих субъектов ОРЭ:

- ИАСУ КУ ОАО «АТС»;
- ЦСОИ АСКУЭ в центральном офисе ПАО «МОЭСК»;
- Информационную систему учета ОАО «Мосэнергосбыт».

Достоверность информации, полученной от вновь создаваемой АИИС КУЭ, обеспечивается за счет:

- применения метрологически аттестованных технических и программных средств, внесенных в Государственный реестр средств измерения РФ;
- выбора структуры точек учета, позволяющей определять и прогнозировать все составляющие баланса электроэнергии ПС (отпуск с шин, потери и т.д.);
- защиты цепей учета электроэнергии от несанкционированного доступа.

Для решения задач оперативного контроля электропотребления предусмотрено обеспечение мониторинга данных в реальном времени с оценкой их полноты и достоверности.

В настоящей работе определены места установки и типы счетчиков коммерческого и технического учета на присоединениях подстанции, приведены схемы их подключения, произведены расчеты сечений жил кабеля и нагрузок, проработаны вопросы организации каналов связи.

Вывод:

Предусмотренные проектной документацией объемы создания АИИС КУЭ ПС-110 кВ «Одинцово» обоснованны, принятые проектные решения по реконструкции АИИС КУЭ в части надежности, безопасности и удобства эксплуатации, как отдельных компонентов, так и системы в целом соответствуют требованиям действующей НТД РФ и регламентов оптового рынка электроэнергии и мощности.

3.1.1.6 Каналы связи

Согласно Заданию на разработку проекта «Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ №188 «Одинцово» в проекте предусмотрен подраздел 5.7 «Технологические решения» 2464/636т-57-5.7/08.00.00. Том 5.7.8 «Каналы связи».

Проектом предусматриваются следующие основные средства связи:

Высокочастотная связь по проводам ВЛ

- Реконструкция существующего ВЧ канала РЗ, работающего по КВЛ 110 кВ «Одинцово – Дарьино» с отп., с заменой элементов ВЧ обработки, а также замены аппаратуры ПВЗЛ на ПВЗЛ-1.

- Прокладка кабеля связи от комнаты связи в здании закрытой ПС до КРУН – 35 кВ с установкой кабельных кроссов и сохранением действующих ВЧ-каналов связи по ВЛ 35 кВ «Одинцово-Кокошкино» и «Одинцово – Внуково».

Волоконно-оптическая система передачи

- ВОЛС на КВЛ 110 кВ «Одинцово – Дарьино» с отп. с использованием оптического кабеля емкостью 24 ОВ и разваркой волокон на оптических кроссах.

- Построение цифровой системы передачи ПС «Дарьино» - ПС «Одинцово» - ПС «Полёт» - ПС «Отрадное» - ПС «Нововнуково» - РДП ЗЭС с установкой мультиплексора

FOX/UMUX на ПС «Одинцово» и ПС «Дарьино» и доукомплектацией мультиплексоров FOX-515 в остальных узлах сети связи.

- Организация основных и резервных каналов диспетчерской телефонной связи на информационном направлении ПС «Одинцово» - РДП «ЗЭС» и ПС «Одинцово» – ДП филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ.

Комплексы внутриобъектной связи

- Телефонная сеть ПС;
- цифровая АТС с функцией диспетчерского коммутатора, с системой беспроводной связи стандарта DACT, кроссовое оборудование.
- Громкоговорящая связь (ГГС).
- Систем гарантированного бесперебойного питания оборудования связи.

Технологическое видеонаблюдение

В результате рассмотрения подраздел 5.7 «Технологические решения» 2464/ 636т-57-5.7/08.00.00. Том 5.7.8 «Каналы связи» **Аудитор отмечает** следующее:

- Схема организации ВОСП (2464_636т-57-5.7_08.00.00 Лист 1) не соответствует требованиям по оформлению (не указаны типы, марки ВОК, наименования ВЛ, длины и т.д.).

Вывод:

Выбор технических, технологических решений, основного оборудования и материалов соответствует утверждённой проектной документации, требованиям Технического задания, нормативным документам.

3.1.1.7 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Аудитором был рассмотрен Раздел 9. «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» 2464/636т-57-9/01.00.00

Согласно проекту, пожарная безопасность достигается следующими мероприятиями:

- применением пожаробезопасных строительных материалов и конструкций, отвечающих требованиям противопожарного нормирования, различного инженерно-технического оборудования, имеющего сертификаты соответствия по пожарной безопасности, а также привлечением организаций, имеющих соответствующие лицензии для осуществления проектирования специальных разделов и проведения СМР.

- системами противопожарной защиты ПС: автоматической пожарной сигнализации, системой противопожарного водопровода и автоматическими установками пожаротушения, отключения технологического оборудования.

- обеспечение безопасной эвакуацией людей.

Аудитор отмечает, что в проектной документации:

- не предусмотрены мероприятия по обеспечению средствами пожаротушения: огнетушителями, пожарными щитами.

Вывод:

В результате экспертного анализа указанного раздела проектной документации, Аудитор заключает, что перечень мероприятий по обеспечению пожарной безопасности в целом соответствует требованиям НТД, мероприятия по обеспечению средствами пожаротушения (огнетушителями и пожарными щитами) необходимо выполнить по ходу реализации проекта.

3.1.2 Анализ инженерных изысканий

3.1.2.1 Инженерно-геодезические изыскания

Аудитором проведен анализ следующих материалов:

- Отчёт по топографо-геодезическим работам 2464 – ИЗТ Том 1. (выполнен в 2011г.)
- Отчёт по топографо-геодезическим работам. ВОЛС по ВЛ-110кВ Одинцово – Дарьино. Том 1.6 2464-ИЗТВ (выполнен в 2012г.).

Инженерно-геодезические изыскания на объекте выполнены ОАО СевЗап НТЦ - филиал институт Тулаэнергосетьпроект.

Площадка ПС 110 кВ Одинцово и прилегающие территории

Виды и объемы выполненных работ по Площадке ПС 110 кВ Одинцово:

1. Создание планово-высотной геодезической сети – (теодолитный ход) – 3,173 км.
2. Привязка и установка временных реперов – нет данных.
3. Топографическая съемка масштаба 1:500 сечением рельефа через 0,5м – 5,43 га.
4. Планово-высотная привязка инженерно-геологических выработок – нет данных.

Цель топографо-геодезических изысканий: получение плана площадки ПС №188 110 кВ «Одинцово» в границах забора и плана трасс водопровода и канализации масштаба 1:500.

ВЛ 110 кВ Одинцово-Дарьино

Виды и объемы выполненных работ по ВЛ 110 кВ Одинцово-Дарьино:

1. Создание планово-высотной геодезической сети – 1 (теодолитный ход) – 11 км
2. Топографическая съемка масштаба 1:2000 (сечение рельефа не указано) – 60 га

Цель топографо-геодезических изысканий – составление профиля по существующей ВЛ 110 кВ

В рассмотренных отчётах **Аудитор отметил** несоответствия требованиям нормативно-технической документации.

По обоим отчётам:

- Отсутствуют обязательные правовые приложения к техническому заданию на топографо-геодезические работы согласно пп.4.5,4.13,СНиП 11-02-96;
- Не представлена программа или предписание на выполнение топографо-геодезических работ согласно п. 4.14 СНиП 11-02-96.

По площадке ПС №188 110 кВ Одинцово:

- Отсутствует акт сдачи представителю заказчика временных реперов на наблюдение за сохранностью согласно пп.5.53,5.54,5.56 СП 11-104-97;
- Отсутствует картограмма выполненных работ по топографо-геодезической изученности. П.5.16 СНиП 11-02-96;
- Не представлены сведения о ранее выполненных топографо-геодезических изысканиях.

По ВЛ 110 кВ Одинцово-Дарьино:

- нет контроля геодезических измерений относительно пунктов ГГС, в соответствии с п.5.16 СНиП 11-02-96;
- отсутствуют фотографий существующих опор (требуется в техническом задании);
- в объемах выполненных работ представлена топосъемка (60га), а материалов топосъемки нет, кроме того выполнение данной работы техническим заданием не предусматривалось;

Вывод: отчетные материалы по результатам инженерно-геодезических изысканий трассы вдоль ВЛ 110 кВ Одинцово-Дарьино, а также площадки ПС №188 110 кВ Одинцово не в полной мере соответствуют требованиям СНиП11-02-96 и техническому заданию, однако с учётом того, что работы уже выполнены, приняты Заказчиком и проект прошёл экспертизу, результаты работ можно считать приемлемыми.

3.1.2.2 Инженерно-геологические изыскания

Аудитором проведен анализ документа: Отчет по инженерно-геологическим работам. 2464-ИЗГ. Том 1.3.

Инженерно-геологические изыскания на объекте выполнены ОАО СевЗап НТЦ - филиал институт Тулаэнергосетьпроект в 2011-2012гг.

Виды и объемы выполненных работ:

- буровые работы – 40 скв., общий метраж – 502 п.м.;
- отбор проб для лабораторных исследований – 57 монолитов, 58 проб нарушенной структуры.
- отбор проб воды – 3 пробы;
- статическое зондирование грунтов – 6 точек.
- камеральные работы.

Работы по инженерно-геологическим изысканиям выполнялись на основании основного технического задания и 2-х дополнительных с увеличением глубины изучения геологического разреза площадки под основное здание ЗРУ.

По результатам рассмотрения представленных материалов **Аудитор отметил:**

1. Программа выполнения инженерно-геологических изысканий, согласованная в Мособлгаеотресте содержит объемы работ, не совпадающие с объемами в отчете.
2. Ведомость координат геологических выработок не полная (представлены 34 скв., вместо 40 заявленных).
3. Испытания не подкреплены лабораторными протоколами. Также отсутствуют аккредитации лаборатории, выполняющей исследования.
4. Геологические разрезы даны не по осям трасс коммуникаций.
5. Нет колонок геологических выработок.
6. Работы по доп. ТЗ не подкреплены результатами лабораторных испытаний.
7. Рельеф, представленный на геологических разрезах, дан не по горизонталям рельефа, которые в свою очередь отсутствуют на планах.
8. Химические анализы воды не соответствуют требованиям приложения Н СП 11-105-97 ч. I.

Вывод:

Представленный том в целом соответствует требованиям НТД (СНиП 11-02-96 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения», СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства», ГОСТ 21.302-96, ГОСТ Р 21.1101-09) с несущественными отклонениями. С учётом того, что работы уже выполнены, приняты Заказчиком и проект прошёл экспертизу, результаты работ можно считать приемлемыми.

3.1.2.3 Инженерно-экологические изыскания

Аудитором проведен анализ документа: Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий. 2464-ИЗЭ.

Изыскания выполнены ООО «Спецгеологоразведка» в 2011 г.

Виды и объемы выполненных работ:

- сбор и анализ фондовых материалов;
- рекогносцировка – 2,0 га;
- анализ атмосферного воздуха – по данным ГУ «Московский ЦГМС-Р»;
- отбор проб почвы – 7 проб;
- радиационное обследование;

- измерение ППР – 8 точек;
- оценка физических воздействий – ЭМИ и шум.

Химический анализ компонентов природной среды выполнен лабораторией ООО «Спецгеологоразведка».

Микробиологические и паразитологические исследования выполнены в лаборатории ФГУ «Тульский центр стандартизации, метрологии и сертификации».

Вывод:

Аудитор подтверждает полноту и достаточность рассмотренных инженерно-экологических изысканий, виды и объемы полевых и лабораторных работ соответствуют нормативной документации.

3.1.2.4 Метеорологические изыскания

Аудитором проведен анализ документа: Отчет по метеорологическим работам 2464-ИЗМ. Том 3.

Изыскания, согласно приложенному к тому СРО выполнены: ОАО «СевЗап НТЦ» в 2011 г.

Виды и объем работ не определены.

Аудитор отмечает, что оценка метеорологического состояния не произведена, Предоставленные характеристики не подтверждены официальными данными ЦГМС-Р и расчетами.

Вывод:

Технический отчет не в полной мере соответствуют требованиям СНиП 11-02-96, СП 11-103-97, однако с учётом того, что работы уже выполнены, приняты Заказчиком и проект прошёл экспертизу, результаты работ можно считать приемлемыми.

3.1.3 Планировочная организация земельного участка

Аудитором проведён анализ **проектной** документации № 2464/636Т-57-2/01.00.00 изм.5 том 2 «Реконструкция ПС № 188 110 кВ «Одинцово» для нужд филиала ОАО «МОЭСК» Западные электрические сети. Раздел 2. «Схема планировочной организации земельного участка» (далее – ПЗУ).

Проектная документация разработана организацией «Институт «Тулаэнергосетьпроект» - филиал ОАО «СевЗапНТЦ» г. Тула в 2013 году.

На участках производства работ предусматривается частичная перепланировка территории подстанции с сохранением общего уклона местности. На время строительства используются существующие внутриплощадочные дороги, после завершения строительства предусматривается их демонтаж и строительство новых дорог.

Решение схемы планировочной организации земельного участка, принятое в проектных решениях, соответствует Технологическому заданию на проектирование, а именно:

- предусмотрено эффективное использование участка;
- компактное размещение зданий и сооружений;
- реконструкция дорог с асфальто-бетонным покрытием;
- предусмотрено использование грунта, вытесняемого при устройстве фундаментов проектируемых зданий и сооружений, для обратной засыпки пазух котлованов возводимых зданий и сооружений подстанции;
- предусмотрен высокий уровень благоустройства и озеленения территории.

Так же ко всем зданиям и сооружениям на территории подстанции предусмотрены подъезды по внутриплощадочным дорогам согласно №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

В тоже время **Аудитор отмечает:**

- не предусмотрена предобъектная площадка со стоянкой для автомобилей обслуживающего персонала;
- в графической части на Разбивочном плане излишне показаны инженерные сети, что не соответствует п. 12 м) Постановления правительства РФ №87;
- картограмма земляных масс посчитана с незначительными ошибками (левый верхний квадрат, где объем планировки указан «0» в действительности будет – «выемка в объеме – 12м³»).

Вывод: решения, принятые в проектной документации соответствуют заданию на проектирование и нормативным техническим документам.

3.1.4 Архитектурные, конструктивные и объёмно-планировочные решения

Аудитором проведён анализ проектной документации № 2464/636Т-57-3/01.00.00 изм.3 том 3 «Реконструкция ПС № 188 110 кВ «Одинцово» для нужд филиала ОАО «МОЭСК» Западные электрические сети. Раздел 3. «Архитектурные решения». Раздел 4. «Конструктивные и объёмно-планировочные решения».

Проектная документация разработана организацией «Институт «Тулаэнергосетьпроект» - филиал ОАО «СевЗапНТЦ» г. Тула в 2011 году.

Аудитор отмечает, что архитектурно-строительные и объёмно-планировочные решения, принятые в проектной документации, соответствует Технологическому заданию на проектирование, а именно:

- предусмотрена качественная наружная и внутренняя отделка в соответствии с архитектурными решениями и технологическими требованиями;

- планировка помещений выполнена исходя из технологических норм;
- подземное пространство использовано для прокладки инженерных коммуникаций.

Аудитор отмечает, что все здания подстанции решены в одном стиле. На зданиях предусматривается устройство вентилируемых фасадов с применением навесной фасадной системы и облицовкой керамогранитными плитами. Цветовое решение фасадов зданий подстанции решено в серо-бордовой цветовой гамме с включением коричнево-бежевых оттенков.

Пространственная жесткость и общая устойчивость здания Закрытая подстанция обеспечивается совместной работой наружных и внутренних несущих стен с устройством жестких дисков междуэтажных перекрытий и покрытия. Наружные и внутренние стены выполнены из рядового полнотелого одинарного кирпича. Фундаменты выполнены в виде буронабивных железобетонных свай с устройством ростверка.

Вывод:

Конструкции и материалы, используемые для сооружения зданий и отделки помещений, выбраны оптимально, соответствуют аналогичным техническим решениям в отечественной практике проектирования и обеспечивают требования безопасности при эксплуатации объекта.

3.1.5 Сети и оборудование инженерно-технического обеспечения

3.1.5.1 Водоснабжение и водоотведение

Аудитором проведён анализ проектной документации № 2464/636т-57-5.2/01.00.00 Том 5.2 изм.3. Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Подраздел 5.2 «Система водоснабжения». Подраздел 5.3 «Система водоотведения».

Проектная документация разработана организацией «Институт «Тулаэнергосетьпроект» - филиал ОАО «СевЗапНТЦ» г. Тула в 2013 году.

Система водоснабжения

Водоснабжение объекта осуществляется от городской сети Ду300 мм по двум вводам Ду350 мм. Аудитор отмечает необоснованность принятых диаметров ввода на площадку ПС (2Ду350) при диаметре источника водоснабжения (городской сети) - Ду300.

На территорию промплощадки подается вода на хозяйственные и противопожарные нужды. В здании Проходной происходит разделение водопроводов по назначению. Низконапорный хозяйственно-питьевой водопровод Ду65 мм разводится в два корпуса, где есть бытовые помещения. Противопожарный водопровод 2Ду325 мм поступает в здание Закрытой подстанции в помещение Насосной. Далее - сеть противопожарного водопровода

высокого давления по площадке кольцевая 2Ду100 мм. Раздача воды на нужды АУПТ происходит внутри Закрытой подстанции.

На вводе в здании проходной предусмотрен водомерный узел на хозяйственное водоснабжение, на противопожарные нужды – водомер не показан и не описан, однако в Разделе Противопожарные мероприятия на вводе на противопожарные нужды - водомер прописан.

Система водоотведения

По сети ливневой канализации расход дождевых и талых стоков произведен в соответствии с СНиП 2.04.03-85, а не с СП 32.13330.2012. В связи с этим расход дождевого стока, возможно, несколько занижен.

Аудитор отмечает:

- Отсутствие профиля бытовой канализации от диктующей точки до места врезки для определения возможности подключения.

- Ошибочное проектное решение о необходимости канализационной станции (КНС) ливневых стоков с насосами KSB KRNK 200-315/96UG-S (1раб+1 рез).

- В проекте не учтена вероятность дождевого ливня, превышающего расчетные значения, для этого не предусмотрен делительный колодец для перепуска первой порции дождя в накопительную емкость - для обязательной очистки на очистных сооружениях – а последующих избыточных порций в обход очистных сооружений.

- Не указано, каким образом стоки подаются в голову очистных сооружений «Мойдодыр». Откачка производится из двух емкостей - резервуара-накопителя ливневой канализации и из маслосборника, работающего в штатном режиме. Однако Очистные сооружения - одни. Алгоритм откачки – не прописан.

Вывод:

В целом технологические решения по водоснабжению и водоотведению, разработанные в проектной документации, соответствуют заданию на проектирование, существующим нормативным требованиям. Недочёты проекта, выявленные Аудитором не ведут к возникновению существенных рисков и могут быть учтены в ходе реализации проекта.

3.1.5.2 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети (электрообогрев)

Аудитором проведён анализ проектной документации № 2464/636т-57-5.4/01.00.00 изм.2 «Реконструкция ПС № 188 110 кВ «Одинцово» для нужд филиала ОАО «МОЭСК» Западные электрические сети. «Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень мероприятий, содержание

технологических решений», подраздел 5.4 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети (электрообогрев)».

Проектная документация разработана организацией «Институт «Тулаэнергосетьпроект» - филиал ОАО «СевЗапНТЦ» г. Тула в 2011 году.

Во всех отапливаемых зданиях подстанции предусматривается устройство электрического отопления. Системы отопления запроектированы в следующих зданиях подстанции:

- закрытой подстанции,
- ЗРУ 6 кВ,
- проходной,
- очистных сооружений «Мойдодыр».

Системы вентиляции запроектированы в следующих зданиях подстанции:

- закрытой подстанции,
- ЗРУ 6 кВ,
- проходной,
- очистных сооружений «Мойдодыр».

Вентиляция в перечисленных зданиях предусмотрена приточно-вытяжная, как механическая, так и с естественным побуждением.

Аудитор отмечает

- Не приведено описание технических решений, обеспечивающих надежность работы систем в экстремальных условиях, а также мероприятия, обеспечивающие эффективность работы вентиляции в аварийных ситуациях в соответствии с ФЗ №87 «О составе разделов проектной документации» подраздел 19, к) и о).

- Не вполне проработан вопрос вентиляции в кабельных помещениях №1 и 2 закрытой подстанции и ЗРУ 6 кВ в зимнее время. В указанных помещениях жалюзийные решетки оборудуются электроприводными заслонками, которые служат для предупреждения промерзания помещений. Следовательно, в зимнее время вентиляция, как таковая, отсутствует. Обеспечить вентиляцию кабельных помещений в зимнее время можно, в частности, периодическим открыванием указанных заслонок по таймеру в течение некоторого расчетного времени, например 10 минут в час.

Вывод:

Принятые технические решения по отоплению, вентиляции, кондиционированию воздуха, тепловым сетям, соответствуют техническому заданию и действующим нормативным документам, аналогичным техническим решениям в отечественной практике проектирования и являются достаточно эффективными для нормального

функционирования всех систем и обеспечивают требования безопасности при эксплуатации объекта.

3.2 АНАЛИЗ ПРОЕКТА ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА И ДЕМОНТАЖА

Проект организации строительства

Аудитором проведён анализ проектной документации № 2464/636Т-57-6/01.00.00 изм.5 том 6 «Реконструкция ПС № 188 110 кВ «Одинцово» для нужд филиала ОАО «МОЭСК» Западные электрические сети. Раздел 6. «Проект организации строительства» (ПОС).

Проектная документация разработана организацией «Институт «Тулаэнергосетьпроект» - филиал ОАО «СевЗапНТЦ» г. Тула в 2013 году.

В представленном Проекте организации строительства обоснована принятая продолжительность строительства, решены вопросы материально-технического обеспечения, разработаны методы производства основных видов работ, разработаны мероприятия по охране окружающей среды и мероприятия, обеспечивающие безопасность автотранспорта и людей во время выполнения строительно-монтажных работ, а также способствующие повышению уровня качества строительных работ.

Однако **Аудитор отмечает**, что предоставленный проект организации строительства не соответствует требованиям п.23 «Положения о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию», утверждённого Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87 (далее – Положение) по составу и содержанию.

Согласно требованиям Положения, **ПОС не содержит:**

- обоснования необходимости использования для строительства земельных участков вне земельного участка, предоставляемого для строительства объекта капитального строительства;
- перечня видов строительных и монтажных работ, ответственных конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения, подлежащих освидетельствованию с составлением соответствующих актов приемки перед производством последующих работ и устройством последующих конструкций;
- обоснования потребности строительства в горюче-смазочных материалах;
- обоснования размеров и оснащения площадок для складирования материалов, конструкций, оборудования, укрупненных модулей и стендов для их сборки. Решения по перемещению тяжеловесного негабаритного оборудования, укрупненных модулей и строительных конструкций;

- перечня требований, которые должны быть учтены в рабочей документации, разрабатываемой на основании проектной документации, в связи с принятыми методами возведения строительных конструкций и монтажа оборудования;

- перечня мероприятий по организации мониторинга за состоянием зданий и сооружений, расположенных в непосредственной близости от строящегося объекта, земляные, строительные, монтажные и иные работы на котором могут повлиять на техническое состояние и надежность таких зданий и сооружений.

Вывод:

Содержания проектной документации не вполне достаточно для организации успешной реализации Инвестиционного проекта и своевременного ввода объекта в эксплуатацию, однако с учетом того, что строительные работы по основным зданиям и сооружениям уже выполнены, в доработке проекта нет необходимости.

Проект организации работ по сносу и демонтажу объектов капитального строительства

Аудитором проведён анализ проектной документации № 2464/636Т-57-7/01.00.00 том 7 «Реконструкция ПС № 188 110 кВ «Одинцово» для нужд филиала ОАО «МОЭСК» Западные электрические сети. Раздел 7. «Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства» (далее – ПОД).

Проектная документация разработана организацией «Институт «Тулаэнергосетьпроект» - филиал ОАО «СевЗапНТЦ» г. Тула в 2011 году.

В представленном ПОД разработаны методы производства работ по сносу (демонтажу) объектов капитального строительства на ПС «Одинцово», разработаны мероприятия, обеспечивающие безопасность автотранспорта и людей во время выполнения работ по сносу (демонтажу).

Однако Аудитор отмечает, что предоставленный проект организации демонтажа не соответствует требованиям п.24 «Положения о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию», утверждённого Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87 (далее – Положение) по составу и содержанию.

Согласно требованиям Положения, ПОД не содержит:

- перечня зданий, строений и сооружений объектов капитального строительства, подлежащих сносу (демонтажу);

- перечня мероприятий по выведению из эксплуатации зданий, строений и сооружений объектов капитального строительства;

- расчетов и обоснования размеров зон развала и опасных зон в зависимости от принятого метода сноса (демонтажа).

Вывод:

Содержания проектной документации не вполне достаточно для организации работ по сносу (демонтажу) объектов капитального строительства ПС «Одинцово», однако с учетом статуса реализации проекта, необходимость корректировать данный том отсутствует, недостатки проектной документации необходимо учесть при организации и выполнении работ.

3.3 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Аудитором были рассмотрены следующие материалы:

1. Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий по объекту: Реконструкция ПС 110/35/6 кВ №188 «Одинцово» 2464-ИЗЭ;
2. Отчет по комплексным изысканиям по объекту: Реконструкция ПС 110/35/6 кВ №188 «Одинцово» 2464-ИЗК;
3. Раздел 2 «Схема планировочной организации земельного участка» 2654/636Т-57-2/01.00.00 том 2 изм.;
4. Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»:
 - Подраздел 5.2. «Система водоснабжения», подраздел 5.3. «Система водоотведения» 2654/636Т-57-5.3/01.00.00 том 5.2 том 5.3 изм. 3;
 - Подраздел 5.4 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети (электрообогрев)» 2464/636Т-57-5.4/01.00.00 том 5.4 изм. 2;
 - Подраздел 5.7. «Технологические решения». «Электротехнические решения» 2654/636Т-57-5.7/02.00.00 том 5.7.2 изм. 4;
 - Подраздел 5.7. «Технологические решения». «Технологические и конструктивные решения по реконструкции заходов ВЛ» 2654/636Т-57-5.7/09.00.00 том 5.7.9 изм. 3;
5. Раздел 6 «Проект организации строительства» 2464/636Т-57-6/01.00.00 том 6 изм.4;
6. Раздел 7 «Проект организации по сносу или демонтажу объектов капитального строительства» 2464/636Т-57-7/01.00.00 том 7;
7. Раздел 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» 2464/636Т-57-8/01.00.00 том 8 изм.1;
8. Положительное заключение государственной экспертизы №50-1-15-1108-13 от 20.08.2013 г. «Реконструкция ПС № 188 110 кВ «Одинцово» для нужд филиала ОАО «МОЭСК» Западные электрические сети. Московская область, г. Одинцово, Транспортный проезд, 11.

Кроме того, Аудитором запрашивались материалы по реализации проектных решений на стадии строительства.

Анализ полученных материалов проводился Аудитором на соответствие нормативной базе РФ в области природопользования, а именно:

- Водный кодекс РФ от 16.11.1995 № 167-ФЗ;
- Градостроительный кодекс РФ от 29.12.2004 № 190-ФЗ;
- Земельный кодекс РФ от 25.10.2001 № 136-ФЗ;
- Лесной кодекс РФ от 04.12.1996 № 200-ФЗ (ред. от 13.07.2015) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.10.2015);
- Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ (ред. от 28.11.2015);
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» от 23.11.1995 № 174-ФЗ;
- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995 № 33-ФЗ;
- Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ;
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» от 04.06.1998 № 89-ФЗ (с изменениями и дополнениями, вступивших в силу с 01.07.2015);
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 № 96-ФЗ;
- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» от 30.03.1999 № 52-ФЗ (ред. от 28.11.2015 г.);
- Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» от 20.12.2004 № 166-ФЗ;
- Федеральный закон «О животном мире» от 24 апреля 1995 № 52-ФЗ;
- Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» от 23.11.2009 № 261-ФЗ;
- Федеральный закон «О водоснабжении и водоотведении» от 07.12.2011 № 416-ФЗ;
- Федеральный закон «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1;
- Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» от 25.06.2002 № 73-ФЗ;
- Распоряжение Правительства РФ от 02.04.2014 №504-р «Об утверждении плана мероприятий по обеспечению к 2020 году сокращения объема выбросов

парниковых газов до уровня не более 75 процентов объема указанных выбросов в 1990 году»;

- Приказ Минрегиона России от 27.12.2011 N 613 (ред. от 17.03.2014) «Об утверждении Методических рекомендаций по разработке норм и правил по благоустройству территорий муниципальных образований»;
- СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»;
- СанПиН 2.1.6.1032-01 «Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест»;
- СанПиН 1.2.2353-08 «Канцерогенные факторы и основные требования к профилактике канцерогенной опасности», и др.;
- СН 2971-84 «Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты»;
- Межгосударственный стандарт ГОСТ 12.1.007-76(99) «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
- Сохранение биологического разнообразия и особо охраняемые природные территории;
- Постановление Правительства РФ от 31.10.2013 N 978 "Об утверждении перечня особо ценных диких животных и водных биологических ресурсов, принадлежащих к видам, занесенным в Красную книгу Российской Федерации и (или) охраняемым международными договорами Российской Федерации, для целей статей 226.1 и 258.1 Уголовного кодекса Российской Федерации";
- Своды правил, утвержденные Госстроем России: СП 47.13330.2012 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения»; СП 11-102-97 «Инженерно-экологические изыскания для строительства» и др.;
- «Положение об оценке воздействия намечаемой хозяйственной или иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации» (приказ от 16.05.2000 № 372);
- Постановление Правительства РФ «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию» от 16.02.2008 № 87.

Источники загрязнения окружающей среды

- Загрязнение воздуха выбросами двигателей внутреннего сгорания (ДВС) автотранспортной техники, используемой при строительстве подстанции - в период эксплуатации данный источник отсутствует.



Отчёт Инжиниринговой компании по результатам проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта

- Шум, создаваемый работающей строительной техникой и вспомогательным оборудованием - в период эксплуатации данный источник отсутствует.
- Шум от работы основного оборудования и инженерных систем ПС – в период эксплуатации.
- Электромагнитные излучения от работающего оборудования ПС.
- Неорганизованные стоки, горюче-смазочные материалы, строительный мусор и бытовые отходы.

Основным источником шума в период эксплуатации подстанции являются два трансформатора 110 кВ мощностью по 80 МВА каждый (открыто установленные), два трансформатора 110 кВ мощностью по 63 МВА каждый (установленные в здании закрытой подстанции) и система вентиляции здания закрытой подстанции.

Согласно замерам напряженности электрического поля, проводимых на существующей подстанции 110 кВ Одинцово предприятием в рамках производственного контроля максимальная напряженность электрического поля в ОРУ 110 кВ составила от 1,1 до 2,2 кВ/м. Возле ограждения ПС напряженность электрического поля составляла 0,2- 0,5 кВ/м. За территорией ПС напряженность электрического поля будет еще меньше. С учётом технических решений, принятых в проекте, напряженность за территорией подстанции после реконструкции будет составлять не более 0,3 кВ/м.

Санитарно-защитная зона (СЗЗ)

В разделе 2 рассмотренной проектной документации представлено обоснование границы санитарно-защитной зоны 110 кВ Одинцово.

В связи с тем, что источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в период эксплуатации подстанции отсутствуют, а напряженность ЭМП за территорией подстанции, согласно расчетам, составит не более 0,3 кВ/м, что намного меньше предельно допустимых уровней, определенных СН 2971-84 – 1 кВ/м на территории жилой застройки, расчетная СЗЗ была определена по фактору шума. На основании результатов расчета звукового давления в соответствии с СНиП 23-03-2003 «Защита от шума» установлено, что расчетные уровни звукового давления (звука) от источников шума подстанции на границе ориентировочной СЗЗ (50 м) и на границе селитебной территории не будут превышать предельно-допустимые уровни, установленные в СНиП 23-03-2003.

Охрана водных ресурсов, водоснабжение и водоотведение

Источниками загрязнения грунтов и подземных вод при строительстве намечаемого объекта могут являться неорганизованные стоки, горюче-смазочные материалы, строительный мусор и бытовые отходы.

Водоснабжение строительства предусматривается от существующих сетей водопровода, находящихся на территории существующей подстанции. Для питьевых нужд используется привозная вода в индивидуальных бутылках, либо в кулерах.

Вода на строительной площадке используется для производственных и санитарно-бытовых нужд, расход воды на производственные и хозяйственно-бытовые нужды составит $0,7 \text{ м}^3 / \text{сут.}$

На период эксплуатации подстанции согласно выданным техническим условиям ОАО «Одинцовский водоканал» от 08.04.2011 г. № 02/14 разрешенный водоотбор и водоотвод $1,0 \text{ м}^3 / \text{сут.}$

Проектом приняты локальные очистные сооружения «Мойдодыр» МД-Л(Н)-3 производительностью $3,0 \text{ м}^3 / \text{час.}$

Пропуск русла ручья б/н запроектирован согласно техническим условиям, выданным Администрацией городского поселения Одинцово от 24.03.2011г. №30-л, и информационному письму МУП «Водосток» от 08.08.2013 г. №135/1.

Обращение с отходами производства и потребления

В результате строительства подстанции образуется 24 вида отходов, в том числе.

- отходы II класса опасности – 1 вид;
- отходы III класса опасности – 4 вида;
- отходы IV класса опасности – 7 видов;
- отходы V класса опасности – 2 вида.

Общий объем нормативного образования отходов при строительстве и демонтаже составит 12563,75 т.

При эксплуатации подстанции образуются 8 видов отходов

- отходы I класса опасности – 1 вид;
- отходы III класса опасности – 2 вида;
- отходы IV класса опасности – 4 вида;
- отходы V класса опасности – 1 вид.

Общий объем нормативного образования отходов при эксплуатации составит 5,2 т.

В качестве мероприятий, направленных на снижение влияния образующихся отходов, на состояние окружающей среды, в проектной документации предусмотрено заключение договоров на утилизацию отходов с организациями, имеющими лицензии на право обращения с соответствующими видами отходов, как на период строительства, так и на период эксплуатации.

Охрана земельных ресурсов и почв

После окончания строительных работ планируется производство рекультивации нарушенной территории. Почвы на территории подстанции представлены насыпными грунтами мощностью 0,2-0,7 м и покровными отложениями мощностью 0,3 м. в связи с этим снятие почвенно-растительного слоя почвы не производится. После окончания строительных работ свободная от застройки территория укрепляется щебнем, предусматривается посев многолетних трав и высадка кустарников.

Сохранение биоразнообразия и особо охраняемые природные территории (ООПТ)

Согласно письму Министерства Сельского хозяйства и продовольствия Московской области №1/12-2489 от 23.06.2011г. промысловых охотничьих животных на рассматриваемой территории нет. Согласно письму Министерства Экологии и Природопользования Московской области № 015/91-1 от 28.06.2011г. реликтовых и редких видов растительности, деревьев, занесенных в Красную книгу. Не наблюдается на рассматриваемой территории лекарственных растений, ягодников и других ценных культур. Также в соответствии с письмом Министерства Экологии и Природопользования Московской области № 015/91-1 от 28.06.2011 в районе реконструкции ПС Одинцово ООПТ регионального значения отсутствуют.

В зоне действия объекта нет редких и исчезающих видов животных, птиц, рыб, занесенных в Красную книгу, нет звероферм, хозяйств по разведению диких животных, мест гнездования боровой и болотной дичи, не расположены пути миграции животных и птиц.

Для охраны животного мира в качестве мероприятий предусматривается оснащение подстанции устройствами, предотвращающими проникновение животных на территорию подстанции и попадание их в работающие механизмы. В качестве таких устройств рассматриваются: заградительные вентиляционные решетки, внутреннее и наружное ограждение подстанции. Проектируемое внутреннее ограждение – металлическое сетчатое бесстолбовое высотой 1,6м.

Аудитор отметил:

1. Отсутствие следующих материалов:

- Программы лабораторно-инструментальных наблюдений за состоянием загрязнения атмосферного воздуха и измерений физических факторов на границе расчётной санитарно-защитной зоны в Проекте обоснования расчётной санитарно-защитной зоны;
- Проекта рекультивации нарушенных земель;

- Паспортов на отходы I-IV класса опасности на период строительства (необходимые для заключения договора на вывоз и утилизацию образующихся отходов при демонтаже и строительстве ПС Одинцово).
2. Отсутствие следующих разрешительных документов:
- Санитарно-эпидемиологического заключения на расчетную санитарно-защитную зону;
3. Также по разделу 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» выделены следующие замечания:
- не определены места временного хранения отходов образующихся при демонтаже и строительстве ПС;
 - учтены не все источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в период строительства ПС и не все отходы, образующиеся в период строительства ПС, в связи, с чем расчет на реализацию природоохранных мероприятий и компенсационных выплат произведен также не в полном объеме.

Вместе с тем, наличие положительного заключения Государственной экспертизы на проектную документацию и результаты инженерных изысканий на объект капитального строительства Реконструкция ПС № 188 110 кВ «Одинцово» подтверждает ее соответствие требованиям законодательства РФ.

Выявленные риски:

1. Отсутствие санитарно-эпидемиологического заключения на Проект расчетной СЗЗ (КоАП РФ от 30.12.2001 №195-ФЗ (в ред. Федерального закона от 30.12.2008 N 309-ФЗ), глава 8: Статья 8.1.), может привести к тому, что на предприятие будут налагаться штрафные санкции; может быть предъявлен отказ на продление текущей разрешительной экологической документации, со стороны контролирующих экологических органов, до момента разработки проекта санитарно-защитной зоны и утверждения её границ.
2. Отсутствие Проекта рекультивации нарушенных земель может повлечь за собой наложение штрафных санкций в соответствии со ст. 8.7 КоАП РФ.
3. Отсутствие паспортов на опасные отходы влечет за собой наложение штрафных санкций или приостановление деятельности сроком до 90 суток в соответствии со ст. 8.2 КоАП РФ.
4. В связи с отсутствием разрешения на пользование водным объектом инициатор Проекта может быть привлечен к административной ответственности: штраф или приостановление деятельности сроком до 90 суток в соответствии со ст. 8.14 КоАП РФ.

Мероприятия, направленные на устранение несоответствия / снижение риска

Для устранения несоответствий и снижения выявленных рисков необходимо:

1. Откорректировать и согласовать проект расчетной санитарно-защитной зоны;
2. Разработать и согласовать проект рекультивации нарушенных земель;
3. Разработать и согласовать с Росприроднадзором паспорта отходов I-IV класса опасности образующихся в период строительства, заключить договор на вывоз и утилизацию отходов образующихся в период демонтажа и строительства ПС Одинцово.

3.4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОБЪЕКТА

Проектной документацией 2464/636Т-57-13/01.00.00 Том 13.1 «Мероприятия по охране объектов» предусмотрены мероприятия:

- установка противоподкопных сеток;
- строительство проходной и смотровой площадки для досмотра транспорта;
- устройства управления механизмами открывания, прохода/проезда, охранном освещением и стационарными средствами досмотра в помещении проходной;
- организация охранной сигнализации и системы контроля и управления доступом (СКУД) проектируемых зданий на территории ПС 110 кВ Одинцово.
- гарантированное электропитание.

Аудитор отмечает:

- что ПД не содержит предусмотренные заданием на разработку проекта «Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ №188 «Одинцово», решений по периметральной охранной сигнализации и охранному видеонаблюдению территории ПС, объемы охранных мероприятий периметра и территории объекта были выведены из состава титула решением Заказчика и включены в отдельный титул по группе подстанций ЗЭС;

- не соблюдение требований к исполнению кабелей (в спецификации предусмотрены кабели КСПЭВ 4х0,5 – 2800 м, КСПЭВ 10х0,5 – 100 м, не имеющие исполнение нг-LS);

- в системе СКУД не предусмотрена кнопка разблокировки двери при отказе оборудования СКУД при пожаре (в аварийных ситуациях).

Аудитор дает рекомендации:

- проработать в РД решения по выявленным недочётам.

Вывод:

С учётом выведения работ по периметральной охранной сигнализации и охранному видеонаблюдению территории ПС подтверждает, что в целом выбор технических, решений,

основного оборудования и материалов, соответствует требованиям Задания на проектирование и нормативным документам. Недочёты проекта могут быть устранены при разработке РД.

3.5 ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИНЯТЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

В результате рассмотрения проектной документации по титулу «Реконструкция ПС № 188 110 кВ "Одинцово" для нужд филиала ОАО «МОЭСК» Западные Электрические Сети» с учётом статуса инвестиционного проекта Аудитор не выявил возможностей для оптимизации проекта, однако в п. 3.1-3.4. представлены результаты экспертно-инженерного анализа разделов проектной документации и даны рекомендации по доработке проектных решений, а также рекомендации для использования в перспективных проектах.

3.6 ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА, ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

В результате проведённого технологического аудита ИК считает что:

- Реализация инвестиционного проекта «ПС 110 кВ "Одинцово"» целесообразна в связи с физическим и моральным износом основного оборудования, а также высокой нагрузкой трансформаторов, что могло привести к ограничению передачи электроэнергии потребителям в случае вывода одного из трансформаторов в ремонт. Высокая нагрузка трансформаторного оборудования также не позволяла производить технологическое присоединение новых потребителей к ПС Одинцово.
- Применяемые технические решения и типовые схемы подключения к электрической сети ПАО «МОЭСК» соответствуют технической политике Заказчика и действующим нормативно-техническим и отраслевым рекомендациям.
- Исполнитель не усматривает ограничений на используемые в проекте технологии. Используемые технологии являются типовыми и не требуют получения специальных разрешений и лицензий от надзорных органов для реализации инвестиционного проекта на основе принятых основных технических решений.
- В реализации настоящего инвестиционного проекта, участвуют специализированные организации по проведению изыскательских, строительного-монтажных и пуско-наладочных работ. Дополнительных высококвалифицированных специалистов для реализации инвестиционного проекта не требуется.
- Аудитором не выявлена необходимость использования специализированного или специфического оборудования, без которого реализация ИП не возможна.

3.7 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ

При реализации инвестиционного проекта по титулу «Реконструкция ПС № 188 110 кВ "Одинцово" для нужд филиала ОАО «МОЭСК» Западные Электрические Сети» Аудитором выявлены следующие технологические риски:

1. Риск не достижения плановых технических параметров, с точки зрения загрузки основного оборудования, признаётся **невысоким** по следующим причинам:

- Мощность вновь установленных трансформаторов 2x80 МВА по данным контрольного замера зимы 2014 года уже выбрана, расчётная послеаварийная нагрузка составила 114,6 %.

- Аудитору была предоставлена информация о наличии заявок и договоров на ТП суммарной мощностью ~ 21 МВт.

- Заказчиком была предоставлена информация о планах ОАО «Одинцовская электросеть» в течении ближайших 4-5 лет перевести часть присоединений из ЗРУ 6 кВ в ЗРУ 10 кВ в количестве 8 ячеек для повышения надёжности электроснабжения потребителей г. Одинцово.

- Установка трансформаторов 2x63 МВА 110/10 кВ на ПС 110 кВ Одинцово создаёт техническую возможность разгрузить ПС 110 кВ Мамоново, которая на сегодняшний день практически не имеет резерва для технологического присоединения, и тем самым создать возможность присоединения к ней потребителей в перспективе.

Однако стоит отметить, что оценка данного риска сделана исходя из темпов роста электропотребления в период реализации проекта и перспективы роста нагрузки на ближайшие 5 лет, в тоже время, согласно финансовой модели инвестиционного проекта, достижение максимальной загрузки электротехнического оборудования планируется в 2037 году. Ввиду неопределённости прогнозов на такую долгосрочную перспективу, при необходимости, прогноз следует уточнить после ввода объекта в эксплуатацию в 2019г.

2. Риск увеличения сроков реконструкции объекта можно считать состоявшимся, согласно проекту инвестиционной программе ПАО «МОЭСК» на период 2016-2020гг завершение реализации проекта планируется в 2019г.

4 АНАЛИЗ ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

Для анализа затрат на реализацию Инвестиционного проекта Аудитору были переданы следующие материалы:

- Расчёт ориентировочной стоимости капитальных затрат реконструкции ПС № 188 «Одинцово» (УРСС);
- Бизнес-план инвестиционного проекта;
- Расчёт экономической эффективности проекта;
- ССР в составе проектной документации в базисных ценах 2001 года и в ценах на июль 2012 года, согласованные Заказчиком;
- Пояснительная записка к ССР с описанием методологии определения стоимости проекта;
- Локальные сметные расчёты;
- Объектные сметные расчёты;
- Расчёты стоимости прочих затрат в составе ССР;
- Положительное заключение государственной экспертизы «Московская областная государственная экспертиза» от 20.08.2013г. № 50-1-5-1108-13 на проектную документацию, включая смету, и результаты инженерных изысканий;
- Локальные и объектные сметы к рабочей документации, составленные в базисных ценах 2001 года и в ценах на июль 2012 года;
- Договора подряда с ООО «Ремэнерго СПТ» №01-11-10 от 25.11.2010г., №РЕМСПТ-115 от 29.12.2012г. на выполнение СМР, ПНР и №РЕМСПТ-370 от 25.06.2015г. на выполнение ПИР и авторского надзора;
- Договора №0780F/751/5V009/1 от 17.02.2011г. и №0311F/751/00044/3 от 01.04.2013г. с ОАО «АльфаСтрахование» на страхование строительно-монтажных работ;
- Договора №30/09-11 от 30.09.2011г., №3108/12 от 31.08.2012г. и №27/12-13 от 27.12.2013г. с ООО ЧОП «ГРАФ СБ» на оказание охранных услуг;
- Товарные накладные, акты о приеме (поступлении) оборудования на склад УКСа Западных электрических сетей, счёт-фактуры на оборудование и материалы поставки Заказчика;
- Справки формы КС-3, акты формы КС-2, оформленные по Договорам подряда с ООО «Ремэнерго СПТ» №01-11-10, № РЕМСПТ-115;
- Справка по поставленному оборудованию Заказчиком;
- Свод по финансированию Заказчиком титула «ПС Одинцово» за 2007-2016гг.

4.1 ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АНАЛОГОВ И НОРМАТИВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, АНАЛИЗ СООТВЕТСТВИЯ СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ПРИНЯТЫМ В РОССИЙСКОЙ И МИРОВОЙ ПРАКТИКЕ ЗНАЧЕНИЯМ – ПРОВЕРКА ОБЩЕЙ СТОИМОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ НА ОСНОВАНИИ ОБЪЕКТОВ АНАЛОГОВ

Аудитор выполнил укрупненный расчет стоимости реализации Проекта с использованием двух Сборников УПС:

- Сборника укрупненных стоимостных показателей электрических сетей УПС ЭСП-2007 г. СО 00.03.03-07 (на дату проведения ТЦА Сборник недействителен)
- действующего Сборника УПС, утверждённого приказом ОАО «Холдинг МРСК» от 20.09.2012 г. №488 (УПС-2012 г.).

Такой подход вызван тем обстоятельством, что Сборник ЭСП-2007 г. был использован Заказчиком при формировании ИПР, но в настоящий момент он не действует. Из полученных данных видно, что стоимостные показатели Проекта, выполненные по сборнику ЭСП-2007 г., оказываются заниженными по сравнению со Сборником УПС-2012 г. (см. табл. 4.1). Это, по мнению Аудитора, объясняет также и существенное превышение затрат на реализацию Проекта, учтенных в ИПР и полученных по результатам полноценных сметных расчетов, над результатами укрупненного расчета, выполненного Заказчиком (см. табл. 4.2...4.3 и рис. 4.1).

Расчет осуществлен в следующих уровнях цен:

- базовый уровень цен на 01.01.2000 года;
- прогнозный уровень цен на 2 квартал 2011 года, в уровне которого выполнен УРСС.
- прогнозный уровень цен на 3 квартал 2012 года, в уровне которого выполнен утверждённый ССР Проекта.

Результаты проведения оценки стоимости Проекта Аудитором представлены в Таблице 4.1.

Таблица 4.1.

Стоимость реализации Проекта ПС 110 кВ «Одинцово» по оценке Аудитора

Сборник УПС	Стоимость реализации Проекта, тыс. руб.		
	базовые цены 2000 г.	прогнозные цены на 2 кв. 2011 г., с НДС	прогнозные цены на 3 кв. 2012 г., с НДС
ЭСП-2007 г.	250 685,68	1 792 603,14	2 029 250,41
УПС-2012 г.	374 436,29	2 677 519,02	3 030 986,87

4.2 АНАЛИЗ СТОИМОСТИ ПРОЕКТА НА ВСЕМ ПРОТЯЖЕНИИ ЕГО РЕАЛИЗАЦИИ (ПОЛНЫЕ ЗАТРАТЫ) С УЧЕТОМ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАСХОДОВ ЗА ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА

Согласно Бизнес-плану Проекта, себестоимость передачи электроэнергии определяется в первый год ввода в эксплуатацию трансформаторной мощности по

инвестиционному проекту. Расчет осуществляется укрупнено по двум составляющим: амортизация и прочие расходы. Амортизация рассчитывается исходя из стоимости вводимых основных фондов и их срока полезного использования. Прочие расходы в себестоимости (оплата труда с отчислениями, техническое обслуживание и ремонт, иные расходы, учитываемые в себестоимости) рассчитываются как произведение вводимого в основные фонды количества условных единиц (определяется в соответствии с Методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утв. Приказом ФСТ России от 6 августа 2004г. N 20-э/2) на средние затраты на обслуживание 1-й условной единицы (определяется по фактическим затратам прошлого периода). В последующем, размер рассчитанных годовых затрат на эксплуатацию введенной мощности индексируется на прогнозные уровни инфляции.

Прочие расходы последующих периодов индексируются по уровню инфляции (ИПЦ) в соответствии с Прогнозом индексов-дефляторов и инфляции до 2030 г. (в % за год к предыдущему году), опубликованном на сайте Минэкономразвития России в период проведения расчетов. На 2031 г. и далее уровень инфляции приравнивается к показателю 2030 г.

Аудитор считает, что для текущей стадии реализации Проекта такой подход к оценке эксплуатационных расходов за период эксплуатации объекта вполне оправдан. Однако Заказчику необходимо учитывать, что прогнозы макроэкономических показателей в последние годы корректируются достаточно часто, следовательно, необходимо проводить и регулярный мониторинг эксплуатационных расходов за период эксплуатации объекта.

4.3 ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

4.3.1 СТОИМОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ, СФОРМИРОВАННЫЕ НА ОСНОВАНИИ УКРУПНЕННЫХ РАСЧЕТОВ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА, ВЫПОЛНЕННЫХ С ПРИМЕНЕНИЕМ СБОРНИКОВ УПСС ИЛИ ПО ОБЪЕКТАМ-АНАЛОГАМ

Для анализа Аудитору был представлен Расчёт ориентировочной стоимости капитальных затрат реконструкции ПС № 188 «Одинцово», составленный согласно ТЗ №35-15/МА-5412 от 24.07.2008 г, ТТ №58-09/311/МА-5038 от 16.07.2008 г. и дополнения к ТТ №58-09/327 от 12.08.2008 г. Расчет представлен в двух уровнях цен: базовом уровне цен на 01.01.2000 г. и в прогнозных ценах апреля 2011 г.

В данном расчете были использованы:

- Сборник укрупненных стоимостных показателей электрических сетей УПС ЭСП-2007 г. СО 00.03.03-07 (на дату проведения ТЦА Сборник недействителен);
- показатели стоимости, основанные на собственных данных Заказчика (эти данные к ЦА не предоставлены).

Стоимость реализации Проекта согласно материалам Заказчика представлена в таблице 4.2.

Таблица 4.2.

Стоимость реализации Проекта по данным Заказчика

Наименование затрат	Стоимость реализации Проекта по материалам Заказчика, тыс. руб.		
	расчет ориентировочной стоимости		ИПР
	базовые цены 2000 г.	цены апреля 2011 г., с НДС	цены июля 2012 г., с НДС
Полная стоимость строительства	425 850,81	2 050 572,23	3 083 000,00

Таблица 4.3.

Сравнение оценок Заказчика и Аудитора

Уровень цен	Оценка по УРСС Заказчика, тыс. руб.	Оценка по УРСС Аудитора, тыс. руб.	ИПР, тыс. руб.	Данные ССР (стадия «ПД»), тыс. руб.	Данные ССР (стадия «РД»), тыс. руб.
Базовый уровень цен	425 850,81	374 436,29	-	536 588,79	497 823,72
Текущий уровень цен без НДС	1 737 773,07	2 269 083,92	2 612 711,86	2 418 041,60	2 320 503,63
Текущий уровень цен с НДС	2 050 572,23	2 677 519,02	3 083 000,00	2 853 289,09	2 738 194,29
К оценке Аудитора (в текущем уровне цен), %	-30,57	0,00	13,15	6,16	2,22

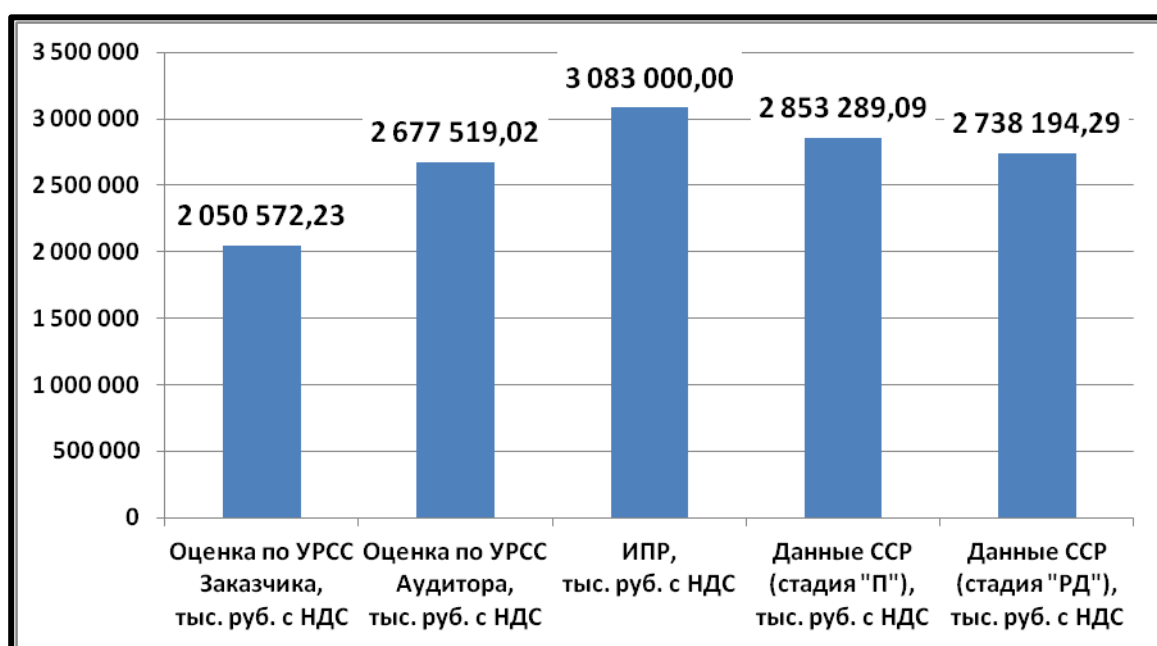


Рисунок 4.1. Изменение оценки стоимости Проекта по стадиям его реализации

Из табл. 4.3 и рис. 4.1 видно, что расчёт ориентировочной стоимости капитальных затрат на реконструкцию ПС 110 кВ Одинцово, выполненный Заказчиком при формировании инвестиционных затрат в 2011 г. на 110 737,98 тыс. руб. *в базовом уровне цен* (на 26%) ниже суммы утверждённого ССР. В тоже время, укрупнённая оценка с применением сборника УПС-2012 г., выполненная Аудитором в базовых ценах, оказалась на 51 414,52 тыс. руб. (12%) ниже укрупнённой оценки Заказчика.

Расхождение результатов расчетов Заказчика и Аудитора объясняется как применением разных Сборников укрупнённых стоимостных показателей (ЭСР-2007 г. и УПС-2012 г. соответственно), так и разницей в учтенных объемах работ по реконструкции ВЛ-110 кВ «Одинцово – Дарьино» (11,48 км), кроме этого объемы работ по реконструкции ВЛ-110 кВ «Одинцово – Дарьино» выполнялись по отдельному титулу: «Реконструкция ПС № 67 «Усово».

Но *в текущих ценах* оценка Аудитора оказывается уже на 30,6% (на 626 946,79 тыс. руб. с НДС) выше оценки Заказчика. Что, видимо, вызвано различием в примененных индексах пересчета (обоснование индексов, применённых Заказчиком, Аудитору не предоставлено).

При этом оценка Аудитора всего на 13% (на 405 480,98 тыс. руб. с НДС) ниже данных ИГР. Расхождения же с ССР Проекта, составленными на стадиях «ПД» и «РД» еще ниже: 6% и 2% соответственно. Таким образом, хотя расчет, выполненный Заказчиком, по укрупненным показателям оказался существенно ниже данных проектной и рабочей документации, это, судя по всему, вызвано применением устаревшего Сборника УПС.

4.3.1.1 ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ ВИДОВ РАБОТ И ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ, ВКЛЮЧЕННЫХ В РАСЧЕТ, ИСХОДНЫМ ДАННЫМ (ТЗ)

По результатам анализа ориентировочного расчёта стоимости капитальных затрат на реконструкцию ПС 110 кВ Одинцово, **Аудитор отмечает** соответствие видов работ, а также физических параметров исходным данным, представленным в Технических требованиях №58-09/575 от 13.07.2011 г. и Технологическом задании №35-15/ЧА-8479 от 06.09.2011 г., за исключением работ по реконструкции ВЛ-110 кВ «Одинцово-Дарьино», которые отсутствуют в исходных документах, переданных Аудитору Заказчиком. Работы по реконструкции данной ВЛ были исключены Заказчиком из данного Проекта на дальнейших стадиях его реализации.

4.3.1.2 ОЦЕНКА КОРРЕКТНОСТИ И ОБОСНОВАННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, СООТВЕТСТВИЯ МЕТОДОЛОГИИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАСЧЕТА УТВЕРЖДЕННЫМ НОРМАТИВАМ И МЕТОДИКАМ

Расчет ориентировочной стоимости составлен Заказчиком на основе Сборника укрупнённых стоимостных показателей электрических сетей (СО 00.03.03-07), не

действительного на настоящий момент. При этом Аудитор отмечает, что на момент проведения Заказчиком укрупненного расчёта стоимости Проекта (2011 г.), Сборник был действующим, стоимостные показатели в базовом уровне цен применены корректно, за исключением следующего:

- при использовании некоторых расценок Сборника в расчете Заказчика стоимость оборудования заменена на иную стоимость, полученную на основании прайс-листов. Прайс-листы, а также обоснование необходимости такой замены не предоставлены Аудитору;
- в расчете применительно использованы расценки по объектам-аналогам, при этом обоснование стоимости расчёта не приложено.

4.3.1.3 ОЦЕНКА ОБОСНОВАННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛОЖЕНИЙ, ПОЗИЦИЙ И ПРИЛОЖЕНИЙ СБОРНИКОВ УПСС, ПОПРАВочНЫХ И ПЕРЕВОДНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ, ИНДЕКСОВ ПЕРЕСЧЕТА В ТЕКУЩИЕ ЦЕНЫ, РАЗМЕРОВ ЛИМИТИРОВАННЫХ ЗАТРАТ, КОЭФФИЦИЕНТОВ, УЧИТЫВАЮЩИХ ФАКТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

При анализе расчета стоимости реализации Проекта Аудитор отметил:

- в некоторых позициях приведенного расчета стоимость оборудования из показателей Сборника заменена на иную стоимость, полученную на основании прайс-листов, однако обоснования необходимости замены и/или недостаточности расценок, приведенных в Сборнике, а также прайс-листы не предоставлены;
- в расчёте указано, что приняты индексы пересчёта прогнозного периода согласно письму № М/ВГ/18/534 от 17.03.2010г., однако данное письмо Аудитору не предоставлено.

4.3.1.4 ОЦЕНКА ПРАВОМЕРНОСТИ ПРИНЯТИЯ ОБЪЕКТА В КАЧЕСТВЕ АНАЛОГА ПУТЕМ ПРОВЕРКИ НА ПРЕДМЕТ СООТВЕТСТВИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ И ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОЦЕНИВАЕМОГО ПРОЕКТА И ОБЪЕКТА-АНАЛОГА

Так как расчет выполнен с применением Сборника укрупненных стоимостных показателей, а показатели стоимости, основанные на собственных данных Заказчика, Аудитору предоставлены не были, оценка правомерности принятия объекта в качестве аналога путем проверки на предмет соответствия технических и физических характеристик оцениваемого проекта и объекта-аналога не проводилась.

4.3.2 СТОИМОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ, СФОРМИРОВАННЫЕ НА ОСНОВАНИИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Сметная документация разработана в составе Сводного сметного расчета, объектных сметных расчетов, локальных сметных расчётов и расчётов стоимости. Сметная документация прошла экспертизу в ГАУМО «Московская областная государственная экспертиза» и получила положительное заключение в августе 2013 г.

При формировании ССР затраты были определены с использованием сметно-нормативной базы ФЕР-2001 в редакции 2008-2009 гг., включенной в Федеральный реестр сметных нормативов с пересчетом в уровень цен на июль 2012 г. индексами по видам работ, разработанными ГАУ МО «Мособлэкспертиза» (выпуск 07/2012). На рис. 4.2 и в табл. 4.4 показана структура стоимости строительства в базовых ценах: СМР, оборудование и прочие работы и затраты.

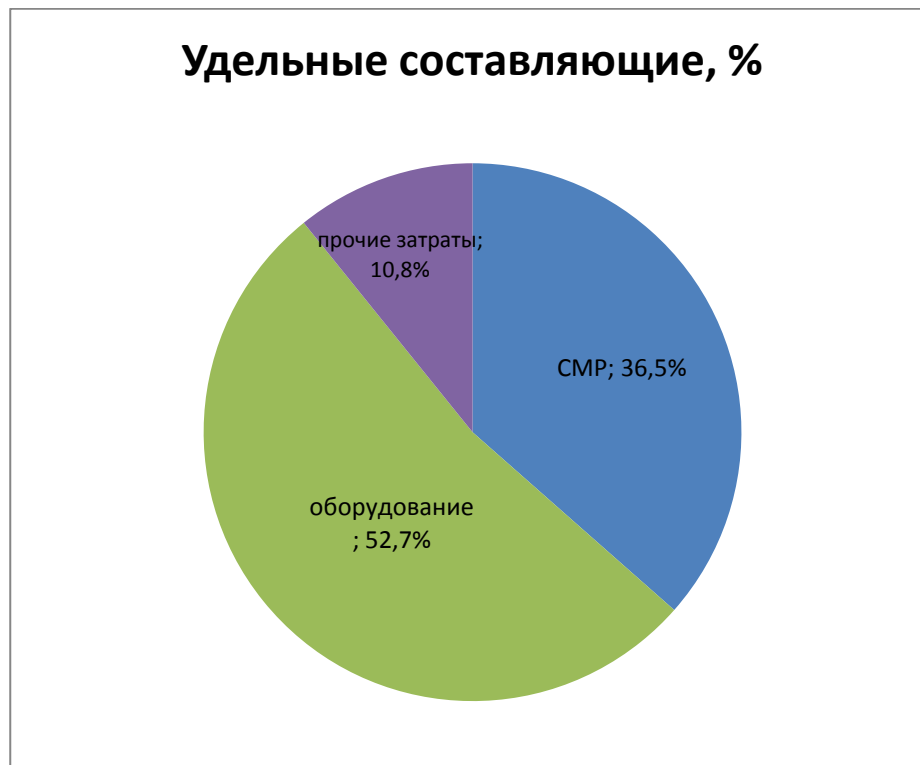


Рисунок 4.2. Структура Сводного сметного расчета на стадии «ПД» в базовых ценах

Таблица 4.4.

Структура Сводного сметного расчета на стадии «ПД»

Наименование глав ССР	Стоимость в базовых ценах, тыс. руб.	Доля в проекте
Глава 1. Подготовка территории строительства		1,77%
Глава 2. Основные объекты строительства		76,96%
Глава 3. Объекты подсобного и обслуживающего назначения		0,26%
Глава 5. Объекты транспортного хозяйства и связи		3,66%
Глава 6. Наружные сети и сооружения водоснабжения, канализации		1,61%
Глава 7. Благоустройство и озеленение территории		0,63%
Итого по главам 1-7		84,88%
Глава 8. Временные здания и сооружения		1,05%
Глава 9. Прочие работы и затраты		4,41%
Глава 10. Содержание службы заказчика-застройщика (технического надзора) строительства		1,13%
Глава 12. Проектные и изыскательские работы		5,61%
Итого по главам 1-12		97,09%
Непредвиденные работы и затраты		2,91%
Итого в базовых ценах 2000 г., в т.ч.	536 588,79	100%

СМР	195 996,89	36,5%
Оборудование	282 872,58	52,7%
Прочие	57 719,32	10,8%
Итого в текущих ценах на июль 2012 г. без НДС, в т.ч.	2 418 041,60	100%
СМР	983 559,21	40,7%
Оборудование	1 048 010,76	43,3%
Прочие	386 376,63	16%
Всего в текущих ценах на июль 2012 г. с НДС	2 853 289,09	

Вывод.

Структура затрат по проекту признается оптимальной.

Аудитор отмечает, что согласно ПОС предусматривается круглосуточная охрана объекта силами лицензированной охранной организации, однако в ССР Проекта на стадии «ПД» эти затраты не учтены. Согласно письму Министерства регионального развития РФ от 13.08.2008 г. №20070-СМ/08 размер норматива на усиленную охрану объекта не установлен и должен применяться по согласованию с Заказчиком.

Аудитор рекомендует:

- включить затраты на круглосуточную охрану объекта в главу 9 ССР «Прочие работы и затраты»;
- в составе ССР выделять объектные сметы на объекты строительства, как, например, на КРУ-35 кВ, а не включать работы по этому объекту в другие объекты (ОРУ-35 кВ).

4.4 ЭКСПЕРТНОЕ МНЕНИЕ О СООТВЕТСТВИИ ЦЕНЫ ПРОЕКТА ПО РАЗРАБОТАННОЙ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ РЫНОЧНЫМ ЦЕНАМ

По результатам анализа сметной документации стадии ПД на сумму 2 853 289 090 руб.с НДС, Аудитор подтверждает её соответствие рыночным ценам по следующим причинам:

1. ССР Проекта прошёл экспертизу в ГАУМО «Московская областная государственная экспертиза» и получил положительное заключение в августе 2013 г.
2. Аудитор, как указано в п. 4.1, выполнил укрупненный расчет стоимости реализации Проекта с использованием действующего Сборника УПС. Стоимость Проекта составила 3 030 986,87 руб.с НДС, что всего лишь на 6% превышает итог ССР.
3. Аудитор, как указано в п. 4.3.2, проанализировал переданную ему сметную документацию, составленную с использованием сметно-нормативной базы ФЕР-2001 в редакции 2008-2009 гг., включенной в Федеральный реестр сметных нормативов, с пересчетом в уровень цен на июль 2012 г. индексами по видам



работ и подтверждает, что документация разработана в соответствии с действующими на тот момент методиками и правилами.

4.5 ВЫЯВЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИНЯТЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ И СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ

По результатам проведения экспертно-инженерного анализа проектной документации Аудитор не выявил возможностей для оптимизации технических решений с учётом статуса настоящего проекта.

5 ОЦЕНКА ДОСТАТОЧНОСТИ ПРАВОУСТАНОВЛИВАЮЩЕЙ И ИСХОДНО-РАЗРЕШИТЕЛЬНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

В составе проектной документации отсутствует следующая исходно-разрешительная документация:

- Акты (решения) собственника о выведении из эксплуатации существующего оборудования зданий и сооружений и их демонтажа (согласно п. 10 б) Постановления Правительства №87 от 16.02.2008 г.);

- ТУ филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ на присоединение каналов связи для передачи телеинформации;

- ТУ ОАО «ОЭК» на размещение оборудования связи на ПС «НовоВнуково»;

- Письмо от МЧС о нахождении ближайшей ПЧ (времени прибытия) и оснащённости техникой, личным составом, а так же по способу передачи сигналов ГО и ЧС на ПС Одинцово;

- Проект рекультивации нарушенных земель;

- Паспорта на отходы I-IV класса опасности на период строительства (необходимые для заключения договора на вывоз и утилизацию образующихся отходов при демонтаже и строительстве ПС Одинцово).

- Санитарно-эпидемиологическое заключение на расчетную санитарно-защитную зону;

- Разрешение на пользование водным объектом (ручей б/н, впадающий в реку Сетунь);

- Разрешение на вырубку деревьев и кустарников.

Аудитор отмечает, что наименование объекта – «Реконструкция ПС № 188 110 кВ «Одинцово» для нужд филиала ОАО «МОЭСК» Западные электрические сети», присвоенное проектной документации, не соответствует наименованию объекта – «Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ № 188 «Одинцово», указанному в «Задании на разработку проекта». В качестве основного документа для разработки разделов документации применяется не Задание на разработку проекта, а Технологическое задание ОАО «МОЭСК» на реконструкцию ПС «Одинцово» №35-15/ЧА-8479 от 06.09.2011г.

6 ФИНАНСОВО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОВЕРКА РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

6.1 ПРОВЕРКА СООТВЕТСТВИЯ ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ ТРЕБОВАНИЯМ ПРОЕКТНОЙ И РАЗРАБОТАННОЙ НА ЕЕ ОСНОВЕ РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, ТЕХНИЧЕСКИМ РЕГЛАМЕНТАМ, РЕЗУЛЬТАТАМ ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЙ, ТРЕБОВАНИЯМ ГРАДОСТРОИТЕЛЬНОГО ПЛАНА ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА

При выполнении проверки реализации инвестиционного проекта Аудитором проводился экспертный анализ рабочей документации на соответствие проектной документации, рассмотренной в п. 3 настоящего отчёта. Для подтверждения соответствия основных параметров объекта, состава выполняемых работ и перечня основного электротехнического оборудования проектной и разработанной на её основе рабочей документации, проводился осмотр объекта в натуре, а также выборочная проверка имеющейся на объекте исполнительной документации.

6.1.1 Анализ рабочей документации

6.1.1.1 Электротехнические решения

В рамках проверки рабочей документации по электротехническим решениям были рассмотрены разделы:

- 2464/636т-57-020-ЭП, 2464/636т-57-020/1-ЭП Схемы электрических соединений;
- 2464/636т-57-027/1-ЭП, 2464/636т-57-027/2-ЭП, 2464/636т-57-027/3-ЭП, 2464/636т-57-027/5-ЭП Кабельное хозяйство;
- 2464/636т-57-030-ЭП Освещение подстанции;
- 2464/636т-57-031-ЭП Заземление подстанции;
- 2464/636т-57-040-ЭП Установка трансформаторов 63 МВА;
- 2464/636т-57-040/1-ЭП Установка трансформаторов 80 МВА;
- 2464/636т-57-041/1-ЭП Установка дугогасящих реакторов 10 кВ;
- 2464/636т-57-041/2-ЭП Установка дугогасящих реакторов 6 кВ;
- 2464/636т-57-041/3-ЭП Установка дугогасящих реакторов 35 кВ;
- 2464/636т-57-042/2-ЭП Установка токоограничивающих реакторов 10 кВ;
- 2464/636т-57-042/4-ЭП Установка токоограничивающих реакторов 35 кВ;
- 2464/636т-57-047-ЭП, 2464/636т-57-047/1-ЭП, 2464/636т-57-047/2-ЭП ОРУ 110 кВ;
- 2464/636т-57-048-ЭП ОРУ 35 кВ;
- 2464/636т-57-052-ЭП ЗРУ 35 кВ;
- 2464/636т-57-053-ЭП ЗРУ 10 кВ;

- 2464/636т-57-054-ЭП, 2464/636т-57-054/1-ЭП ЗРУ 6 кВ;
- 2464/636т-57-061-ЭП Закрытая ПС;

По основному оборудованию **Аудитор отмечает** следующее:

- вместо ячеек КРУЭ фирмы АВВ (Швейцария), был принят производитель из Китая с ячейками типа EKZF7A-145.

- согласно главной схеме ПС 110 кВ Одинцово в ЗРУ 6 кВ применяются ячейки типа К-61 и К-63 ЗАО ГК «Самараэлектроцит», однако в проектной документации, а также заказных спецификациях РД - ячейки К-105 и К-128 ОАО «Мосэлектроцит»;

- исключены разъединители РВРЗ-2-10/4000 МУЗ в цепи токоограничивающих реакторов, через которые питается ЗРУ 6 кВ.

В части компоновочных решений **Аудитор отмечает**:

- ширина прохода вдоль полюсов ячеек КРУЭ 110 кВ не соответствует п. 13.22.8 СТО 56947007-29.240.10.028-2009, которая должна быть не менее 3 метров для РУ 110 кВ, в тоже время, учитывая, что требования производителей к коридорам обслуживания, как правило, менее жёсткие, чем требования указанного СТО, данное отклонение не должно вызвать серьёзных затруднений в процессе эксплуатации.

Также **Аудитор отмечает**, что в рабочей документации проработаны решения по перезаводу КЛ 6 кВ в новое ЗРУ 6 кВ, которые не были представлены в проектной документации.

Вывод:

Технические решения, представленные в разделах рабочей документации, в целом соответствуют проектной документации по настоящему инвестиционному проекту, а также заданию на проектирование. Выявленные отклонения от проектной документации не являются существенными.

6.1.1.2 РЗА и ПА

Для проведения экспертно-инженерного анализа рабочей документации в части РЗА и ПА Исполнителю представлены документы:

- 2464/636т-57-051-ЭВ1. ЗРУ 110 кВ. Управление и автоматика. Элементы КРУЭ 110 кВ;
- 2464/636т-57-040-ЭВ1. Установка трансформаторов 110/10 кВ. Управление и автоматика. Полные схемы;
- 2464/636т-57-053-ЭВ1. ЗРУ 10 кВ. Управление и автоматика. Полные схемы.

Вывод:

В целом технические решения, представленные в рабочей документации, соответствуют проектной документации, Аудитор отмечает лишь недостатки оформления, а именно:

- на всех листах комплекта не заполнена основная надпись (штамп), отсутствуют фамилии и подписи.
- в полных схемах не представлены конкретные ссылки на лист РД (входные, выходные цепи).
- не правильно оформлен титульный лист документа 2464/636т-57-054-ЭВ1. Должно быть «ЗРУ 6 кВ» в место «ЗРУ 110 кВ».
- в комплекте РД 2464/636т-57-021-Р31. Релейная защита элементов КРУЭ 110кВ отсутствуют схемы конфигурирования микропроцессорных устройств РЗА. Данные схемы выполнены в исполнительной документации по ПНР.

6.1.1.3 АСУ ТП и Телемеханика

В рамках проверки рабочей документации в части создания системы АСУ ТП Аудитором был рассмотрен раздел: 2464/636т-57-022-АСУ Реконструкция ПС № 188 110 кВ «Одинцово» для нужд филиала ОАО «МОЭСК» Западные Электрические Сети.

Аудитор отмечает следующее:

- Проверяемый документ в своем составе имеет общее количество листов – 667.
- Оформление основного комплекта рабочей документации не соответствует требованиям ГОСТ Р 21.1101-2009 (2013) «Основные требования к проектной и рабочей документации», ГОСТ 21.408-93 «Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов» и ГОСТ 34.201-89 «Виды, комплектность и обозначения документов при создании автоматизированных систем», а так же требованиям п. 24 Технологического задания ОАО «МОЭСК» на реконструкцию ПС «Одинцово» № 35-15/ЧА-8479 от 06.09.2011 г. и п. 2.2 Технологические решения» раздел «АСУ ТП» п. 25 Задания на разработку проекта «Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ № 188 «Одинцово» от 15.08.2012 г.
- В предоставленной таблице дискретных сигналов л.л. 59.1-59.83:
 - на л.л. 59.2-59.3 указаны входные аналоговые сигналы без предоставления данных по позиции и типу первичного преобразователя, его характеристик (класс точности и т.д.), типа сигнала (ток, напряжение), предел измерения (шкала), значения порогов срабатывания сигнализации, код сигнала и т.д.;
 - на л.л. 59.4-59.83 сигналы по неисправности оперативных цепей управления в динамическом тексте приведены «1», что не позволяет в полной мере контролировать исправность не только цепей управления, но и связь устройства с модулем АСУ ТП. При обрыве связи получим на входе «0», что

согласно таблице означает «Норма». Необходимо пересмотреть статус нормального состояния оборудования с динамическим текстом «1».

- В составе рабочей документации отсутствует кабельный журнал и документация по алгоритмам блокировок, расчетов, последовательности, соотношения, необходимые для контроля достоверности показаний и т.д.

- Не предоставлены схемы автоматизации систем отопления, вентиляции, кондиционирования, водопровода и канализации.

Аудитор рекомендует оформить рабочую документацию на основании требований нормативно-технической документации, указанной в п. 24 Технологического задания ОАО «МОЭСК» на реконструкцию ПС «Одинцово» № 35-15/ЧА-8479 от 06.09.2011 г.

Вывод.

В результате экспертного анализа указанных разделов рабочей документации, **Аудитор делает вывод**, что в основном выбор технических, технологических решений, основного оборудования и материалов, соответствует утверждённой проектной документации, требованиям Технического задания, нормативных документов, отечественным и мировым технологиям строительства объектов электросетевого хозяйства. Недостатки проектной документации, перечисленные в п. 3.1.1.4.1 имеют место и в рабочей документации, кроме того, оформление рабочей документации рекомендуется доработать.

6.1.1.4 Телемеханика

Для проведения экспертно-инженерного анализа рабочей документации по ТМ Исполнителю представлен документ 2464/636т-57-024/1-ДТ Реконструкция ПС № 188 110 кВ «Одинцово» для нужд филиала ОАО «МОЭСК» Западные Электрические Сети.

Вышеуказанный документ в своем составе имеет общее количество листов – 253.

Оформление основного комплекта рабочей документации не соответствует требованиям ГОСТ Р 21.1101-2009 (2013) «Основные требования к проектной и рабочей документации» - отсутствует разбивка комплекта рабочей документации по типам: структурная схема, схема электрическая принципиальная, схема внешних подключений и т.д.

6.1.1.5 АИИСКУЭ

В рамках проверки рабочей документации в части создания АИИС КУЭ Аудитором была рассмотрена следующая документация:

- Техническое задание на АИИС КУЭ подстанции 110 кВ Одинцово (2464-19 ТЗ);
- Технорабочий проект «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)» (2464/6361-57-039-АУЭ);

– Технорабочий проект «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Технический проект» (2464/636Т-57-039-ТП).

По итогам анализа указанной рабочей документации Аудитор отмечает следующее:

1) Представленная документация по содержанию соответствует требованиям:

– Технологического задания ОАО «МОЭСК» на реконструкцию ПС «Одинцово» № 35-15/ЧА-8479 от 06.09.2011 г.;

– Приложении к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Приложение № 1.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка: 11.1. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования; 11.1.1. Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам; 11.3. Порядок установления соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка и присвоения класса АИИС КУЭ; 11.4. Методические указания по предоставлению информации в ОАО «АТС» о состоянии системы учета электроэнергии заявителя (опросные листы); 11.5. Требования к проведению испытаний автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электрической энергии на соответствие техническим требованиям оптового рынка электрической энергии и мощности и присвоение класса соответствия системы;

– Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.028-2009;

– ТУ на создание АИИС КУЭ на объектах ОАО «МОЭСК» №73-01/427/409-3448 от 04.09.2006 г.;

2) В целом, выбор технических, технологических решений, основного оборудования и материалов, отраженных в рабочей документации соответствует утвержденной проектной документации, требованиям действующей НТД РФ и Технологического задания № 35-15/ЧА-8479 от 06.09.2011 г.

6.1.1.6 Каналы связи

Аудитором рассмотрены следующие разделы РД:

- 2464/636т-57-004-14 СС «Кабельные линии связи (ВОСП-ВЛ) изм.2;
- 2464/636т-57-032-14 СТН «Технологическое видеонаблюдение»;
- 2464/636т-57-004-14 СС1 «Локальная вычислительная сеть (ЛВС, ТСПД);
- 2464/636т-57-025-14 СС «Внутриобъектная связь» изм. 3;

- 2464/636т-57-026/1-14 СС «Каналы высокочастотной связи по проводам ВЛ 35 кВ»
изм 1;
- 2464/636т-57-026/2-14 СС «Каналы высокочастотной связи по проводам ВЛ 110 кВ»
изм. 2;
- 2464/636т-57-061/1-ЭП «Структурированная кабельная система»;
- 2464/636т-57-330/2-26 ЭВЛ «Комплексный проект. Перезаправка ВОЛС по ВЛ 110 кВ
Одинцово-Дарьино»;
- 2464/636т-57-330/3-26 ЭВЛ « Комплексный проект. Переустройство ВОЛС-ВЛ».

В результате экспертного анализа указанных разделов рабочей документации, **Аудитор делает вывод**, что выбор технических, технологических решений, основного оборудования и материалов, соответствует утверждённой проектной документации, требованиям Технического задания, нормативных документов, отечественным и мировым технологиям строительства, конструктивным решениям, современным строительным материалам, применяемым в строительстве.

6.1.1.7 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Аудитором рассмотрены следующие разделы РД:

- 2464/636т-57-032-14 ОПС «Охранно-пожарная сигнализация» в части касающейся пожарной сигнализации;
- 2464/636т-57-073-ЭВ «Насосная станция пожаротушения. Управление и автоматика».

В результате экспертного анализа указанных разделов рабочей документации, **Аудитор делает вывод**, что выбор технических, технологических решений, основного оборудования и материалов, соответствует утверждённой проектной документации, требованиям Технического задания, нормативных документов, отечественным и мировым технологиям строительства, конструктивным решениям, современным строительным материалам, применяемым в строительстве.

6.1.1.8 Мероприятия по охране объекта

Аудитором рассмотрен раздел рабочей документации 2464/636т-57-032-14 ОПС «Охранно-пожарная сигнализация».

Аудитор отмечает, что выявленные в п. 3.4 недостатки проекта в части применения кабелей типа КСПЭВ (без индекса нг-LS), а также отсутствия кнопки разблокировки двери при отказе оборудования СКУД при пожаре, имеют место и в рабочей документации.

В результате экспертного анализа указанных разделов рабочей документации, **Аудитор делает вывод**, что выбор технических решений **соответствует** требованиям Технического задания, проектной документации и отраслевым нормативным документам.

6.1.1.9 Планировочная организация земельного участка

Аудитором проведен анализ рабочей документации 2462/363Т-57-033-ГП «Реконструкция ПС № 188 110 кВ «Одинцово» для нужд филиала ОАО «МОЭСК» Западные электрические сети. Том 2. Генеральный план и транспорт.

Рабочая документация разработана организацией «Институт «Тулаэнергосетьпроект» - филиал ОАО «СевЗапНТЦ» г. Тула в 2014 году.

Аудитор отмечает, что изменения коснулись расположения трансформатора Т-4 (позиция 15 по экспликации) и заземляющего дугогасящего реактора 35 кВ (позиция 22 по экспликации), что существенно не повлияло на общую схему планировочной организации земельного территории подстанции.

Также изменились объемы земляных масс при устройстве планировки площадки подстанции и при устройстве подземных частей зданий и сооружений и увеличились площади автодорог за счет устройства площадок перед въездами на подстанцию.

Аудитор отмечает, что в данной проектной документации имеются несоответствия требованиям нормативно-технической документации, а именно в графической части Раздела 2:

Расположение планов рабочих чертежей на листах не соответствует п.3.6 ГОСТ 21.508-93, т.к. планы рабочих чертежей располагают длинной стороной условной границы территории вдоль длинной стороны листа, при этом северная часть территории должна находиться вверху.

Экспликация зданий и сооружений выполнена не по п.3.21 ГОСТ 21.508-93.

Вывод:

Решения по размещению зданий и сооружений, а также благоустройству, принятые в рабочей документации, соответствует проектным решениям и Технологическому заданию ОАО «МОЭСК» на реконструкцию ПС «Одинцово» №35-15/ЧА-8479 от 06.09.2011г.

6.1.2 Архитектурные, конструктивные и объемно-планировочные решения

Аудитором проведён анализ **рабочей** документации №№ 2464/636Т-57-027_1-АС, 2464/636Т-57-037-АС, 2464/636Т-57-054-АС, 2464/636Т-57-061-АС, 2464/636Т-57-067-АС «Реконструкция ПС № 188 110 кВ «Одинцово» для нужд филиала ОАО «МОЭСК» Западные электрические сети. Раздел 3. «Архитектурные решения».

Рабочая документация разработана организацией «Институт «Тулаэнергосетьпроект» - филиал ОАО «СевЗапНТЦ» г. Тула в 2013 году.

Аудитор отмечает, что в рабочей документации на рассмотрение представлен комплект чертежей по зданию Узла учета воды, который должен быть исключен из реестра РД, так как помещение Узла учета воды предусмотрено в здании проходной.

Вывод:

Архитектурные и объемно-планировочные решения, представленные в рабочей документации, соответствуют утверждённой проектной документации.

6.1.3 Сети и оборудование инженерно-технического обеспечения

Водоснабжение и водоотведение

Аудитором проведен анализ комплектов рабочей документации объекта «Реконструкция ПС № 188 110 кВ «Одинцово» для нужд филиала ОАО «МОЭСК» Западные электрические сети»:

- 2464/636т-57-009 НВК изм.2 «Водоснабжение и канализация. Внеплощадочные работы»;
- 2464/636т-57-027/1 ВК «Кабельные туннели 10 кВ с помещениями обслуживания. Водопровод и канализация»;
- 2464/636т-57-034 НВК изм.3 «Водоснабжение и канализация. Внутриплощадочные работы»;
- 2464/636т-57-037 ВК «Проходная. Водоснабжение и канализация»;
- 2464/636т-57-054 ВК «ЗРУ 6 кВ. Водоснабжение и канализация»;
- 2464/636т-57-061 ВК изм.3 «Закрытая подстанция. Водоснабжение и канализация»;
- 2464/636т-57-067 ТХ «Маслосборник с очистными сооружениями. Технологические решения».

Аудитор отмечает, что на стадии рабочей документации исправлены ошибки, допущенные на стадии ПД:

1. Запроектированы Водомерные узлы на вводе хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода на промплощадку.
2. Межосные расстояния трубопроводов на сводном плане сетей стали более приемлемыми. Хотя и не вполне соответствуют требованиям СП 18.13330.2011.
3. Исключена из объемов проектирования КНС ливневых стоков.

Вывод:

Решения по водоснабжению и водоотведению, принятые в рабочей документации, соответствует проекту, с учётом исправления недочетов.

Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха

Аудитором проведен анализ комплектов рабочей документации Объекта «Реконструкция ПС № 188 110 кВ «Одинцово» для нужд филиала ОАО «МОЭСК» Западные электрические сети»:

- № 2464/636т-57-027/1 ОВ «Кабельные туннели 10 кВ с помещениями обслуживания. Отопление, вентиляция и кондиционирование»;
- № 2464/636т-57 037 ОВ «Проходная. Отопление и вентиляция»;
- № 2464/636т-57-054 ОВ «ЗРУ 6 кВ. Отопление и вентиляция»;
- № 2464/636т-57-061 ОВ изм.2 «Закрытая подстанция. Отопление, вентиляция и кондиционирование»;
- № 2464/636т-57-067 ОВ «Маслосборник с очистными сооружениями «Мойдодыр». Отопление и вентиляция».

Рабочая документация разработана организацией «Институт «Тулаэнергосетьпроект» - филиал ОАО «СевЗапНТЦ» г. Тула в 2012 году.

Аудитор отмечает:

- Расстояния по вертикали и горизонтали между притоком и вытяжкой в кабельных туннелях (комплект № 2464/636т-57-027/1 ОВ, лист 3 разрезы 1-1 и 3-3, лист 4) не соответствуют п.10.5 СП 60.13330.2012.
- При разработке решений в рабочей документации №2464/636т-57-061-ОВ не выполнены требования п.2.10.5 ПУЭ 7 по окраске кислотостойкой краской наружной и внутренней поверхностей воздухопроводов систем вентиляции в помещениях аккумуляторных батарей.

Аудитор рекомендует:

- Обеспечить выполнение требований п.10.5 СП 60.13330.2012 по соблюдению расстояния между притоком и вытяжкой в кабельных туннелях.
- Окрасить кислотостойкой краской наружную и внутреннюю поверхности воздухопроводов систем вентиляции в помещениях аккумуляторных батарей.

Вывод:

Решения по отоплению, вентиляции и кондиционированию воздуха, принятые в рабочей документации, соответствует проектным решениям и Технологическому заданию ОАО «МОЭСК» на реконструкцию ПС «Одинцово» №35-15/ЧА-8479 от 06.09.2011г.

6.1.4 Натурное обследование объекта и проверка исполнительной документации

6.1.4.1 Текущее состояние реконструкции ПС 110 кВ Одинцово на момент проведения Аудита

По состоянию на 20.10.2015г. на ПС 110 кВ Одинцово возведены основные здания и сооружения: Здание закрытой подстанции, ЗРУ 6 кВ, проходная, модульное здание КРУН-35 кВ, переходные пункты 35 кВ, переходные пункты 110 кВ для КВЛ 110 кВ Одинцово-Полет и Одинцово-Очаково II с отп., строительные конструкции под открыто стоящее оборудование Трансформаторов Т-3,Т-4, токоограничивающих и дугогасящих реакторов 6-

35 кВ. Выполнены работы по прокладке водопровода и канализации. Демонтировано старое ОРУ-35 кВ;

Введено в эксплуатацию следующее основное оборудование:

- КРУН 35 кВ;
- переведены все присоединения из ОРУ-35 кВ в КРУН-35 кВ;
- КРУЭ-110 кВ включено от КВЛ 110 кВ Одинцово-Полет и КВЛ Одинцово-Очаково II с отп.

Поставлено под напряжение по программе ПНР:

- трансформаторы Т-1, Т-2, мощностью 63 МВА 110/10 кВ, опробована система автоматического пожаротушения;
- ТСН 1,2,3;
- трансформаторы Т-3, Т-4, мощностью 80 МВА;
- КРУ-10 кВ;
- КРУ 6 кВ.

Оставшиеся работы:

- СМР и ПНР по КЛ 110 кВ Очаково-Одинцово I с отп., ВЛ 110 кВ «Одинцово-Отрадное», ВЛ 110 кВ «Одинцово-Полет», КВЛ 110 кВ «Одинцово-Дарьино» с отп. и ВЛ 110 кВ Одинцово-Усово;
- ВОЛС КВЛ 110 кВ «Одинцово-Дарьино» с отп., ПНР оборудования связи;
- перевод присоединений из существующего ЗРУ-6 кВ в новое;
- демонтаж старого ЗРУ-6 кВ;
- демонтаж старых трансформаторов 3х 40 МВА;
- устройство ливневой канализации с очистными сооружениями;
- ограждение и благоустройство территории, внутриплощадочные дороги;
- монтаж и наладка систем охранно-пожарной сигнализации и видеонаблюдения.

Аудитор отмечает:

- сроки выполнения работ, установленные договором строительного подряда №РЕМСПТ-115 от 29.12.2012 г. истекли 30 ноября 2014г;
- сроки разрешений Ростехнадзора о допуске в эксплуатацию на период проведения пусконаладочных работ следующего оборудования: трансформаторов Т1-Т4, КРУ-6 кВ, КРУ-10 кВ, ТСН-1,2, КЛ-110кВ от ЛР ВЛ-110кВ «Очаково-Одинцово II» до КРУЭ-110 кВ, ячеек КРУЭ 110, КЛ 110 кВ от КРУЭ 110 кВ до Т-3,4, токоограничивающие реакторы 6-10 кВ – закончились в конце 2014 – начале 2015г.

- 11 ноября 2014 г. ОАО «Одинцовская электросеть» выданы новые ТУ на перезавод существующих кабелей 6 кВ в новое ЗРУ. Завершение работ по реконструкции ПС возможно только после перезавода существующих кабелей 6 кВ ОАО «Одинцовская электросеть» и демонтажа существующего ЗРУ 6 кВ. В связи с выдачей новых ТУ ОАО «Одинцовская электросеть» ПАО «МОЭСК» был заключен договор № РЕМСПТ-370 от 25.06.2015 с ООО «Ремэнерго СПТ» на доработку рабочей документации на перевод данных КЛ. Срок завершения работ по договору - 31.08.2015г.

Выводы:

1. Срок завершения работ по реконструкции ПС 110 кВ переносится на 2019 г.
2. Основной причиной переноса срока завершения реконструкции объекта, по мнению Аудитора, является недостаточная проработка проектных решений в части выделения этапов и пусковых комплексов, недостаточная проработка проекта организации строительства, несвоевременная выдача ТУ на перезавод существующих КЛ 6 кВ в новое ЗРУ 6 кВ, недопоставка оборудования связи, АСУ ТП и АИИС КУЭ.

6.1.4.2 Результаты технологического осмотра объекта реконструкции

В ходе проведения аудита был произведён выезд специалистов ООО «ЭФ-Инжиниринг» на объект, с целью визуального подтверждения объёмов выполненных работ и их соответствие проектной и рабочей документации.

Ниже представлены фотографии основных зданий и сооружений ПС 110 кВ Одинцово.



Рис. 6.1. Здание закрытой подстанции



Рис. 6.2. КРУН 35 кВ в модульном здании



Рис. 6.3. Помещение КРУЭ 110 кВ



Рис. 6.4. Камера трансформатора 63 МВА.



Рис. 6.5. Помещение КРУ 10 кВ.



Рис. 6.6. ЗРУ 6 кВ.



Рис. 6.7. Установка трансформатора 80 МВА

Аудитором было подробно осмотрено здание закрытой ПС с помещениями и кабельными сооружениями. В целом архитектурные и планировочные решения по данному зданию соответствуют проектной документации, однако Аудитором было отмечено следующее:

По помещениям «Комната дежурного», «Автоматизированное рабочее место АСУ и ТМ», «Серверная» **Аудитор отметил:**

1. В проектной документации 2464/636т-57-9/01.00.00 Том 9 предусмотрено оснащение датчиками пожарной сигнализации по контролю следующих зон:

- пространства за фальшпотолком;
- пространства под фальшполом (кроме комнаты дежурного);
- самого помещения;

Данное проектное решение не реализовано, что является нарушением Правил пожарной безопасности, т.к. оборудование систем АСУ ТП, ТМ и АИИС КУЭ частично смонтировано и введено в работу по временной схеме.

2. В Главе 12 «Размещение и условие эксплуатации» проектной документации предусматривается система контроля и управления доступом. Данное решение не реализовано – отсутствует оборудование системы СКУД.

3. В проектных решениях «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» 2464/636т-57-9/01.00.00 Том 9 отсутствуют требования к способам обеспечения пожарной безопасности системы противопожарной защиты, а именно применение средств пожаротушения и соответствующих видов пожарной техники, нормативный (расчетный) запас специальных огнетушащих веществ (порошковых, газовых, пенных комбинированных и др.). По требованиям РД 153-34.0-03.301-00 «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» Приложением 11 п. 27 рекомендуется комплектование помещения АСУ ТП двумя 5-ти (8-ми) литровыми углекислотными огнетушителями или одним 25-ти литровым.

4. Помещение «Автоматизированное рабочее место АСУ и ТМ» не укомплектовано оборудованием АРМ АСУ и ТМ, проектом предусматривается организация 2-х АРМ (АСУ и ТМ), каждый из которых оснащается монитором диагональю 24". В проекте отсутствуют эргономические и санитарно-эпидемиологические требования к организации рабочих мест.

5. Помещение «Комната дежурного» не полностью укомплектована оборудованием. Согласно проекту, предусматривается организация 2-х АРМ ОП, каждый из которых оснащается 2-мя мониторами диагональю 24". Имеется 1-но рабочее место с одним монитором.

При осмотре помещения аккумуляторной, было выявлено отсутствие покрытия воздуховодов кислотостойкой краской см. рис. 6.8.



Рис. 6.8. Помещение Аккумуляторной батареи



Рис. 6.9. Кабельное сооружение кабелей 10 кВ

Наличие грунтовой воды и строительного мусора в заглубленном сооружении кабельных туннелей 10 кВ. под зданием Закрытой ПС, предположительно, в связи с отсутствием герметизации труб кабельных проходок для силовых кабелей.

Выводы:

1. Выполняемые на ПС 110 кВ Одинцово работы в части состава основного технологического оборудования, а также архитектурных и конструктивных решений соответствуют проектной документации, однако идут с большим отставанием по срокам завершения работ.
2. Оборудование систем АСУ ТП, ТМ, АИИС КУЭ смонтировано не в полном объёме, функционирует по временным схемам.
3. Не смонтированы системы охранно-пожарной сигнализации и системы контроля и управления доступом.

Аудитор рекомендует:

1. Необходимо оснастить помещения «Комната дежурного» и «Автоматизированное рабочее место АСУ и ТМ» оборудованием и мебелью АРМ ОП, АСУ ТП и ТМ, для организации работы оперативного персонала по стажировке и приобретению навыков в работе с системами.
2. Организацию рабочего места оперативного персонала, а также АРМ инженера АСУ и ТМ обеспечить на основании требований ГОСТ Р 50923-96 «Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения» и СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».
3. Для обеспечения пожарной безопасности необходимо начать работы по монтажу и наладке системы автоматической пожарной сигнализации и системой контроля и управления доступом в помещения, а так же обеспечить помещения первичными средствами пожаротушения в необходимом количестве.
4. Выполнить окраску воздуховодов помещения аккумуляторной батареи кислотостойкой краской.
5. Произвести откачку воды из кабельных сооружений и герметизацию кабельных проходок, с последующей отделкой помещений для предотвращения образования грибков и плесени.

6.1.4.3 Анализ исполнительной документации

При проведении проверки исполнительной документации (ИД) Аудитором проверялось:

- наличие исполнительной документации согласно выполненному объёму работ;
- состав и правильность оформления (выборочно);



- соответствие выполненных работ (согласно ИД) проектной и разработанной на её основе рабочей документации;
- соблюдение норм и технических регламентов при проведении строительных работ.

Наличие исполнительной документации, согласно выполненному объёму строительно-монтажных работ

Проверка полноты исполнительной документации на строительные работы выполнялась согласно предоставленному реестру, на электромонтажные работы реестр исполнительной документации не был предоставлен.

По результатам проведения анализа полноты исполнительной документации, Аудитор заключает, что предоставленная ИД соответствует объёму выполненных строительно-монтажных работ.

Кроме того, подрядчиком ведутся Общий журнал работ по форме КС-6, Журнал бетонных работ, Журнал сварочных работ, Журнал авторского надзора. Результаты проверок управления государственного строительного надзора Московской области фиксируются Актами, а также в общем журнале работ. Все замечания Государственного строительного надзора Московской области устранены.

Однако **Аудитор отмечает:**

- В связи с тем, что оборудование АСУ ТП, АИИС КУЭ, связи и ТМ поставлено на объект не в полном объёме, исполнительная документация по этим системам предоставлена также не полностью. Включение данных систем по временной схеме с использованием существующего оборудования подтверждается ведомостями изменений и отступлений от проекта и дополнительных работ, ведомостью электромонтажных недоделок и дефектов, не препятствующих комплексному опробованию основного оборудования.

Состав и правильность оформления

Состав исполнительной документации по электромонтажным работам и ПНР проверялся на соответствие СНиП 3.05.06-85, И.1.13-07, СНиП 3.05.07-85, ГОСТ 34.603-92.

Состав и оформление исполнительной документации по общестроительным работам проверялись на соответствие требованиям СНиП 12-01-2004 «Организация строительства» и РД 11-02-2006 «Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требования, предъявляемые к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения».

Аудитором подробно была рассмотрена исполнительная документация по крупным зданиям и сооружениям: здание закрытой подстанции; установка трансформаторов 80

МВА и 63 МВА; ЗРУ 6 и 10 кВ; установка трансформаторов и щита собственных нужд, установка оборудования аккумуляторных батарей.

По результатам рассмотрения, Аудитор заключает, что комплекты документации содержат необходимые Акты, Исполнительные схемы, Сертификаты соответствия, Документы о качестве, Результаты лабораторных испытаний, Ведомости, Протоколы, Журналы работ.

Однако **Аудитор отмечает:**

- в комплектах исполнительной документации частично отсутствуют комплекты рабочих чертежей со штампами в производство работ, а также подписями о соответствии выполненных в натуре работ этим чертежам или о внесенных в них изменениях;
- не на всех документах имеются подписи ответственных лиц.

Соответствие выполненных работ (согласно ИД) проектной и разработанной на её основе рабочей документации

При выполнении проверки соответствия выполненных работ проектной и рабочей документации, проводилась сверка ведомостей смонтированного оборудования, представленных в комплектах ИД, с заказными спецификациями рабочей документации. По строительным работам сверялись основные показатели зданий и сооружений, объёмы земляных работ, материалов, а также Исполнительные схемы.

По результатам выборочной проверки исполнительной документации **Аудитор отмечает**, что в основном работы выполнены в соответствии с рабочей документацией, но имеются следующие отклонения:

- План трассы противопожарного водопровода В2, представленный на исполнительной схеме к Акту освидетельствования скрытых работ №681 от 15 февраля 2014г. не соответствует сведениям, представленным на листе 13 рабочей документации № 2464/636т-57-034-НВК;
- Исполнительная схема армирования и бетонирования свай (захватка №1) не соответствует решениям, принятым в рабочей документации № 2464/636т-57-061-АС лист 63.

Кроме того, при визуальном осмотре выполненных на площадке подстанции работ выявлены следующие замечания:

- Выполнение воздуховодов, обслуживающих помещения аккумуляторных батарей в здании Закрытой подстанции, не соответствует РД №2464/636т-57-061-ОВ лист 1 (должны быть выполнены на сварке);
- Трасса кабельных каналов на площадке подстанции выполнена не в полном соответствии с решениями, принятыми в рабочей документации № 2464/636т-57-027/2-АС лист 2.

- Тип ячеек КРУ-6 кВ указанный на главной схеме ПС 2464/636т-57-020-ЭП лист 3. не соответствует заказной спецификации 2464/636т-57-0054-ЭП лист 1, а также ведомости смонтированного оборудования в составе исполнительной документации – на главной схеме предусмотрены ячейки типа К-63 производства ГК «Самараэлектроцит», а в заказных спецификациях и ведомости смонтированного оборудования К-105, К-128 производства ОАО «Мосэлектроцит», соответствующие по техническим параметрам и характеристикам.

Аудитору также была предоставлена товарная накладная на токоограничивающий реактор 35 кВ типа CLR170/160/1.43 в количестве 6 шт, в тоже время, согласно главной схеме должен быть использован реактор типа 1TLSO 0,45/1600-36.

Соблюдение норм и технических регламентов при проведении строительных работ

В результате сверки Актов освидетельствования с Общим журналом работ, Аудитор отмечает, что в большинстве своем, сроки выполнения данных работ по Актам и по Общему журналу работ соответствуют друг другу.

Однако выявлены следующие отклонения:

- Акт №46 освидетельствования скрытых работ по бетонированию фундамента ФМ-1 для перевода гибких связей 6 кВ в кабель составлен на работы, выполненные 10.05.2012 года, а в общем журнале работ сведений о выполнении данных работ 10.05.2012 года не представлено;

- Акты №№1.1 – 1.3 освидетельствования скрытых работ на погружение шпунта Ларсена при устройстве котлована здания закрытой подстанции составлены на работы, которые были начаты 01.12.2011года, закончены – 26.01.2012 года, а в общем журнале работ представлены сведения о выполнении данной работы 30.01.2012 года.

Кроме того, по записям общего журнала работ выявлено, что при устройстве буронабивных свай здания закрытой подстанции нарушено требование п.11.26 СНиП 3.02.01-87, а именно:

- Перерывы между работами по устройству скважин и заполнением этих скважин бетоном составляют более 8 часов. Например, устройство скважин буронабивных свай в осях 1-3/Д-Е выполнялось 16.03.2012 года, а бетонирование данных скважин – 20.03.2012 года.

Вывод:

По результатам проверки исполнительной документации согласно требованиям проектной и разработанной на её основе рабочей документации, техническим регламентам, Аудитор подтверждает соответствие выполняемых работ с незначительными отклонениями. Все отклонения должны быть оформлены в соответствии с нормативной документацией к моменту приёмки объектов Заказчиком. Исполнительная документация

должна быть укомплектована заводской документацией на оборудование и рабочими чертежами со штампами в производство работ.

6.2 АНАЛИЗ КАЛЕНДАРНО-СЕТЕВОГО ГРАФИКА РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

В связи с тем, что Заказчиком не предоставлен календарно-сетевой график реализации инвестиционного проекта «ПС 110 кВ Одинцово» данный анализ не проводился.

Аудитору был предоставлен график производства работ по титулу «Реконструкция ПС №188 110 кВ "Одинцово" для нужд Западных электрических сетей ОАО "МОЭСК"» без даты. Данный график составлен на период с июня 2015г по июль 2016г (завершение работ). Данный график не является актуальным в связи с тем, что работы по перезаводу существующих кабелей 6 кВ в новое ЗРУ со сроком завершения в октябре 2015г по факту не выполнены и затягиваются на неопределённый срок. Кроме того в данном графике не учтены работы по системам АСУ ТП и АИИС КУЭ, которые сейчас функционируют по временным схемам.

Аудитор отмечает риск дальнейшего переноса срока работ в связи с тем, что ОАО «Одинцовская электросеть» в ТУ от 11.11.2014 выдвинула ряд требований в части согласования проекта и организации работ, а также компенсации финансовых потерь. Данные требования на сегодняшний день в стадии согласования технических решений в АО «Мособлэнерго».

6.3 ПРОВЕРКА СОБЛЮДЕНИЯ РЕГЛАМЕНТОВ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЪЕКТА НА ЭТАПЕ ЗАВЕРШЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА В СООТВЕТСТВИИ С ТРЕБОВАНИЯМИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

В целях проверки соблюдения регламентов энергетической эффективности на завершающем этапе реконструкции, Аудитором был проведен анализ проектной документации №2464/636-57-10.1/01.00.00 Раздел 10.1 «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов».

В рассмотренной проектной документации представлены:

- расчёты тепловой защиты зданий: Закрытая ПС, ЗРУ 6 кВ, Проходная, Маслосборник, узел учёта воды;
- обзор оснащённости приборами учёта энергетических ресурсов;
- энергосберегающие мероприятия;
- энергетические паспорта зданий.

Аудитором проведен анализ рабочей документации №№ 2464/636т-57-061-АС, 2464/636т-57-054-АС, 2464/636т-57-037-АС, 2464/636т-57-067-АС. Раздел 3. Архитектурно – строительные решения. На основании проведённого анализа, Аудитор подтверждает, что

все решения по выбранным материалам и толщине ограждающих конструкций зданий и сооружений на подстанции, принятые в рабочей документации, соответствуют проектным решениям. Однако **Аудитор отмечает**, что в рабочей документации здание Проходной и узел учёта воды объединены в одно здание, в связи с чем потребуется корректировка энергетического паспорта здания Проходной.

По результатам натурного обследования зданий и сооружений ПС, а также анализа исполнительной документации мониторинга площадки ПС Аудитор отмечает, что все решения по элементам утепления и ограждающим конструкциям, разработанные в рабочей документации, воплощаются в ходе строительства зданий и сооружений на ПС.

На сегодняшний день работы по зданиям полностью не закончены, энергетические паспорта по ним окончательно не оформлены.

Вывод: требования энергоэффективности объекта в завершающей стадии строительства соблюдаются в соответствии с принятыми в проектной документации технологическими и конструктивными решениями.

Аудитор рекомендует откорректировать энергетический паспорт здания проходной после полного окончания работ.

6.4 ПРОВЕРКА СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, СОСТАВЛЯЕМОЙ ПРИ ПРИЁМКЕ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ НА ПРЕДМЕТ ПРАВИЛЬНОСТИ ЕЁ СОСТАВЛЕНИЯ И СООТВЕТСТВИЯ ПД И РД

Сметная документация стадии «РД» разработана с использованием сметно-нормативной базы ФЕР-2001 в редакции 2008-2009 гг., включенной в Федеральный реестр сметных нормативов с пересчетом в уровень цен на июль 2012 г. индексами по видам работ, разработанными ГАУ МО «Мособлэкспертиза» (выпуск 07/2012) и в целом выполнена на высоком уровне.

В сметах на СМР применяется коэффициент 1,15 на производство строительных и других работ на открытых и полуоткрытых производственных площадках в стесненных условиях и коэффициент 1,2 на производство строительных и других работ вблизи объектов, находящихся под высоким напряжением.

При анализе локальных смет стадии «РД» Аудитор выявил следующее отклонение от требований действующей нормативной базы:

- ✓ стоимость оцинкования металлоконструкций в базовых ценах учитывается в большинстве смет как разница расценок стоимостей опор оцинкованных и неоцинкованных (в текущих ценах это дает стоимость 36 860 руб./т без НДС), однако, в лок. смете №01-04-01 изм. 1 "Вынос кабелей 6 кВ, попадающих под строительство. Строительные работы" оцинкование материала учтено по прайс-листу по цене 24 тыс. руб./т без НДС, то есть, в 1,54 раза ниже;

Аудитор обращает внимание Заказчика, что, согласно требованиям МДС 81.35-2004 (п. 4.24), стоимость материальных ресурсов может определяться:

в базисном уровне цен – по сборникам (каталогам) сметных цен на материалы, изделия и конструкции – федеральным, территориальным (региональным) и отраслевым;

в текущем уровне цен – по фактической стоимости материалов, изделий и конструкций с учетом транспортных и заготовительно-складских расходов, наценок (надбавок), комиссионных вознаграждений, уплаченных снабженческим внешнеэкономическим организациям, оплаты услуг товарных бирж, включая брокерские услуги, таможенные пошлины»;

таким образом, с учетом общей массы металлоконструкций, подлежащих, согласно РД, оцинковыванию (92 т) завышение затрат на строительство по данной позиции составило по оценке Аудитора 1 396 100,00 руб. с НДС.

При анализе стадии «РД» Аудитор выявил несоответствие локальных смет рабочей документации:

- ✓ локальные сметы №01-04-01 изм.2, №01-04-02, №01-04-03 по объекту «Вынос кабеля 6 кВ» не соответствуют комплекту рабочей документации 2464/636т-57-027/5-ЭП(АС) «Подключение существующих кабелей 6 кВ к новому ЗРУ», выпущенному в конце 2015 г. Актуальная сметная документация по данному объекту Аудитору не предоставлена, т.к., со слов Заказчика, находилась в стадии согласования и оформления.

6.5 ПРОВЕРКА ЦЕЛЕВОГО РАСХОДОВАНИЯ СРЕДСТВ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА, ПРОВЕРКА СООТВЕТСТВИЯ СТОИМОСТИ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ ДОГОВОРНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, АНАЛИЗ РИСКОВ ОТКЛОНЕНИЯ БЮДЖЕТА ОТ ЗАПЛАНИРОВАННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

6.5.1 Проверка целевого расходования средств в ходе строительства

Аудитором получен от Заказчика Свод по финансированию титула «ПС Одинцово» за 2007-2016гг.

В результате проверки Аудитором не обнаружено нецелевое расходование средств Заказчиком в ходе реконструкции ПС №188 110кВ «Одинцово».

6.5.2 Проверка соответствия стоимости выполненных работ договорной документации

Для проведения проверки выполненных работ Аудитору были предоставлены:

- ✓ Договор строительного подряда №01-11-10 от 25.11.2010 г., договор строительного подряда №РЕМСПТ-115 от 29.12.2012 г., договор подряда на выполнение проектных и изыскательских работ №РЕМСПТ-370 от 25.06.2015 г. с ООО «Ремэнерго СПТ»;
- ✓ Договора страхования строительно-монтажных работ №0780F/751/5V009/1 от 17.02.2011 г.; №0311F/751/00044/3 от 01.04.2013 г. с ОАО «АльфаСтрахование»;
- ✓ Договора на оказание охранных услуг №30/09-11 от 30.09.2011 г., №3108/12 от 31.08.2012 г. и №27/12-13 от 27.12.2013 г. с ООО ЧОП «ГРАФ СБ»;
- ✓ Справки о стоимости выполненных работ и затрат (формы КС-3) и Акты о приёмке выполненных работ (формы КС-2) с ООО «Ремэнерго СПТ» за период 2010 г. - сентябрь 2015 г. по вышеуказанным договорам с Заказчиком;
- ✓ Товарные накладные, акты о приеме (поступлении) оборудования на склад УКСа Западных электрических сетей, счёт-фактуры на оборудование и материалы поставки Заказчика;
- ✓ Справка по поставленному оборудованию Заказчиком.

В результате проведения экспертизы оформления отчетных документов о ходе выполнения работ Аудитором выявлен ряд отклонений от правил ведения учета исполнительной документации, в частности:

- не предоставлен Журнал учета выполненных работ формы КС-6а с актуальными данными, на основании которого составляется Акт о приемке выполненных работ по форме КС-2 и Справка о стоимости выполненных работ и затрат по форме КС-3;
- в Актах о приёмке выполненных работ по форме КС-2 за 2010 год отсутствует виза ответственного представителя технадзора;
- в Актах о приёмке выполненных работ за ноябрь 2010 г. не указан номер и дата договора подряда;
- отсутствует штамп «В производство работ» на локальных сметах, на основании которых составлены Акты формы КС-2;

Аудитор отмечает, что перед Заказчиком возникла необходимость заключения дополнительных проектных работ в связи с изменением ТУ ОАО «Одинцовская электросеть» от 11.11.2014 г. №ТУ-05-14-1765 на перезавод существующих КЛ-6 кВ из старого ЗРУ-6 кВ в новое здание КРУ-6 кВ. В связи с этим был заключен договор подряда с

ООО «Ремэнерго СПТ» на выполнение проектных и изыскательских работ №РЕМСПТ-370 от 25.06.2015 г. на сумму 495 600,00 руб. с НДС.

При проверке Актов о приёмке выполненных работ формы КС-2 на соответствие правилам ценообразования выявлены следующие несущественные недочёты:

- ✓ неправомерное применение расценок ФЕР-2001 при оценке затрат на оцинковку металлоконструкций;
- ✓ в актах сдачи-приемки выполненных проектных работ не указана стадия выполненных проектных работ;
- ✓ при отсутствии в утверждённом ССР затрат по охране объекта, в Актах КС-2 ООО «Ремэнерго СПТ» за 2012-2015 г.г. оформлялись суммы по охране ПС на основании договоров с ЧОП «ГРАФ СБ», которые составляют в текущих ценах 10 971 624,96 руб.с НДС.

Вывод:

В результате проверки предоставленных документов Аудитор выявил незначительные недочёты в оформлении отчетных документов и в соответствии оформленных форм КС-2 правилам ценообразования.

Аудитор рекомендует компенсировать затраты по охране объекта за счёт лимита средств на непредвиденные работы и затраты.

6.5.3 Анализ рисков отклонения бюджета от запланированных показателей

Аудитор отмечает, что суммарная стоимость полученных им от Заказчика заключённых договоров генподряда на проведение проектных, изыскательских, строительно-монтажных и прочих работ, работ по проведению авторского надзора по титулу «Реконструкция ПС 110 кВ «Одинцово» составляет 1 673 649 483 руб. с НДС.

Договора на поставку оборудования для ПС Одинцово Заказчиком не предоставлены, при этом предоставлена Справка по платежам в рамках настоящего титула, согласно которой, оплата договоров на поставку оборудования составила 1 155 232 191,36 руб. с НДС.

Общая стоимость затрат по проектно-изыскательским, строительно-монтажным, пуско-наладочным работам, авторскому надзору, прочим работам, поставке оборудования составит на конечную дату реконструкции объекта, 2 828 881 674,36 руб. с НДС. В утверждённом ССР эти затраты составляют 2 775 894 190 руб.с НДС, следовательно, оформленные договорами генподряда и договорами на поставку оборудования затраты превышают на 1,9 % бюджет Проекта, при этом сумма 3 082 509 240 руб. с НДС, включенная в ИПР превышена не будет.

7 ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

7.1 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ (NPV, IRR ИЛИ ИНЫЕ УТВЕРЖДЕННЫЕ КРИТЕРИИ ПРИНЯТИЯ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА)

Аудитору был представлен для рассмотрения Бизнес-план Проекта. Согласно содержащимся в Бизнес-плане данным, Проект окупается, так как его Чистая приведенная стоимость имеет положительную величину, а дисконтированный срок окупаемости составляет 20,33 года (см. табл. 7.1).

Таблица 7.1.

Основные показатели экономической эффективности инвестиционного Проекта

Показатель	Ед. изм.	Значение		
		Б-П	Аудитор	
			ИПЦ	ИПЦ + Инвест.
Чистая приведенная стоимость (NPV)	тыс. руб.	775 504	754 742	855 403
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	11,3	11,3	11,6
Модифицированная внутренняя норма доходности (MIRR)	%	12,0	12,0	12,0
Индекс доходности		1,28	1,28	1,40
Простой срок окупаемости	лет	12,35	12,39	12,19
Дисконтированный период окупаемости	лет	20,33	20,45	19,73

Аудитор обратил внимание, что «общие затраты по Проекту (сметная стоимость)» в разделе 7 БП указаны в размере 3 082 509,24 тыс. руб. с НДС, а в разделе 4 – 2 853 289,1 тыс. руб. с НДС. Первая из этих цифр включена в ИПР, а вторая получена из ССР стадии «ПД» (на стадии «Р» стоимость реализации Проекта была оценена в 2 738 194,29 тыс. руб. с НДС).

Аудитору была также представлена Модель финансовых потоков по Проекту, результаты расчетов по этой Модели и описание основных ее параметров представлены в Бизнес-плане.

Аудитор обратил внимание, что значения заложенных в Модель макроэкономических параметров (ИПЦ) сильно отличались от их фактических значений на момент проведения ТЦА. С целью оценить влияние изменившихся макроэкономических параметров на показатели эффективности Проекта Аудитор подставил в Модель, представленную Заказчиком, актуальные значения ИПЦ. С другой стороны, фактические затраты по Проекту на стадии «Р» были оценены почти на 4% меньше, чем на стадии «ПД», данные которые учтены в Бизнес-плане и финансовой модели. Корректировка только ИПЦ не привела к сколько-нибудь значимому изменению показателей экономической

эффективности Проекта (см. табл. 7.1). Дополнительный учет ожидаемого снижения затрат на реализацию Проекта (на 4%) повысил показатели его экономической эффективности примерно на такую же величину.

Из текста Бизнес-плана также следует, что финансирование Проекта предполагается осуществлять за счет RAB-тарифа, следовательно, его окупаемость должна быть обеспечена в процессе формирования тарифов на услуги Заказчика.

7.2 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ РИСКОВ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

В Бизнес-плане представлена оценка чувствительности финансовой модели Проекта к изменению тарифов на услуги по передаче электрической энергии. Из таблицы, представленной в разделе 10 Бизнес-плана, видно, что при изменении данного параметра в пределах $\pm 10\%$ существенным образом на показателях экономической эффективности Проекта не сказывается.

Как таковые риски проекта в Бизнес-плане проанализированы не были, поэтому Аудитор выполнил анализ рисков проекта самостоятельно.

7.2.1 Операционный риск

Согласно Письму Банка России от 24 мая 2005 г. №76-Т «Об организации управления операционным риском в кредитных организациях», операционный риск – это риск возникновения убытков в результате несоответствия характеру и масштабам деятельности кредитной организации и (или) требованиям действующего законодательства внутренних порядков и процедур проведения банковских операций и других сделок, их нарушения служащими кредитной организации и (или) иными лицами (вследствие непреднамеренных или умышленных действий или бездействия), несоразмерности (недостаточности) функциональных возможностей (характеристик) применяемых кредитной организацией информационных, технологических и других систем и (или) их отказов (нарушений функционирования), а также в результате воздействия внешних событий. Это определение включает юридический риск, но исключает стратегический и репутационный риски. Это определение может быть распространено и на некредитные организации, к которым относится и ПАО «МОЭСК».

Так как в рамках рассматриваемого проекта предполагается только незначительное – в масштабах всего бизнеса ПАО «МОЭСК» – изменение электросетевого комплекса, оценка данного вида риска по проекту не будет отличаться от оценки операционного риска для ПАО «МОЭСК» в целом, но Аудитор не располагает необходимой информацией, чтобы оценить уровень операционного риска для ПАО «МОЭСК» в целом.

7.2.2 Инвестиционный риск

Инвестиционный риск выражает возможность возникновения финансовых потерь в процессе реализации инвестиционного проекта. Различают реальные инвестиции и портфельные инвестиции. Соответственно, различают и виды инвестиционного риска:

- риск реального инвестирования;
- риск финансового инвестирования (портфельный риск);
- риск инновационного инвестирования.

Данный проект предполагает реальное инвестирование, и, так как его финансирование предполагается за счет RAB-тарифа, в который закладываются затраты на создание объекта и эксплуатационные затраты на его содержание в дальнейшем, инвестиционный риск следует признать минимальным.

7.2.3 Финансовый риск

Финансовый риск – риск, связанный с вероятностью потерь финансовых ресурсов (денежных средств). Финансовые риски подразделяются на три вида:

- риски, связанные с покупательной способностью денег;
- риски, связанные с вложением капитала (инвестиционные риски);
- риски, связанные с формой организации хозяйственной деятельности организации.

К рискам, связанным с покупательной способностью денег, относят:

- инфляционные и дефляционные риски;
- валютные риски;
- риски ликвидности.

Инфляционный риск связан с возможностью обесценения денег (реальной стоимости капитала) и снижением реальных денежных доходов и прибыли из-за инфляции. Инфляционные риски действуют:

- с одной стороны, в направлении более быстрого роста стоимости используемых в производстве сырья, комплектующих изделий по сравнению с ростом стоимости готовой продукции;
- с другой стороны, готовая продукция предприятия может подорожать быстрее, чем аналогичная продукция конкурентов, что приведёт к необходимости снижения цен и соответственно потерям.

В данном случае, так как тарифы на услуги ПАО «МОЭСК» индексируются с учетом темпов инфляции, данный риск в долгосрочной перспективе (на весь период окупаемости проекта) следует признать минимальным.

Дефляционный риск – это риск того, что с ростом дефляции цены снижаются, что приводит к ухудшению экономических условий предпринимательства и снижения доходов.

Так как финансирование данного проекта предполагается за счет RAB-тарифа, в который закладываются затраты на создание объекта и эксплуатационные затраты на его содержание в дальнейшем, в данном случае дефляционный риск следует признать минимальным.

Валютный риск рассматривается в составе рыночного риска (см. далее).

Риски ликвидности – это риски, связанные с возможностью потерь при реализации ценных бумаг или других товаров из-за изменения оценки их качества и потребительской стоимости. Так как в рамках данного проекта будут предоставляться услуги, причем естественно-монопольные, данный вид риска в данном случае отсутствует.

Таким образом, риски, связанные с покупательной способностью денег, в рамках данного проекта оцениваются как минимальные.

К рискам, связанным с вложением капитала, относят:

- инвестиционный риск;
- риск снижения доходности.

Согласно ТЗ на данный ТЦА, инвестиционные риски анализируются отдельно, вне финансовых рисков (см. выше).

Риск снижения доходности включает следующие разновидности:

- процентные риски;
- кредитные риски.

Процентный риск анализируется в составе рыночного риска (см. далее).

Кредитный риск связан с вероятностью неуплаты (задержки выплат) заёмщиком кредитором основного долга и процентов. Так как в рамках данного проекта выдача кредитов на сторону не предусматривается, данный вид риска отсутствует.

К рискам, связанным с организацией хозяйственной деятельности, относятся:

- риски коммерческого кредита;
- оборотные риски.

Коммерческий кредит предполагает разрыв во времени между оплатой и поступлением товара, услуги. Коммерческий кредит предоставляется в виде аванса, предварительной оплаты, отсрочки и рассрочки оплаты товаров, работ или услуг. При коммерческом кредите существует риск неполучения товара, услуги по предоплате или авансу, либо риск неполучения оплаты при отсрочке и рассрочке оплаты за поставленный товар, услугу. Так как в рамках рассматриваемого проекта предполагается только незначительное – в масштабах всего бизнеса ПАО «МОЭСК» – изменение электросетевого комплекса, оценка данного вида риска по проекту не будет отличаться от оценки риска коммерческого кредита для ПАО «МОЭСК» в целом. С учетом сложившейся в РФ практики оплаты услуг электросетевых компаний, нахождения операционной зоны

ПАО «МОЭСК» в одном из наиболее экономически стабильных регионов РФ и действующей методики ценообразования на услуги ПАО «МОЭСК», Аудитор оценивает этот риск для компании в целом как умеренный.

Под оборотным риском понимается вероятность дефицита финансовых ресурсов в течение срока регулярного оборота: при постоянной скорости реализации продукции у предприятия могут возникать разные по скорости обороты финансовых ресурсов. Как и в случае с риском коммерческого кредита, Аудитор считает, что данный вид риска по проекту будет иметь тот же уровень, что и для бизнеса компании в целом, и оценивает его как умеренный.

Таким образом, риски, связанные с организацией хозяйственной деятельности, в рамках данного проекта оцениваются как умеренные. И в целом финансовый риск также как умеренный.

7.2.4 Рыночный риск

Рыночный риск (market risk) – это риск снижения стоимости активов вследствие изменения рыночных факторов.

Рыночный риск имеет макроэкономическую природу, то есть источниками рыночных рисков являются макроэкономические показатели финансовой системы – индексы рынков, кривые процентных ставок и т. д.

Существует четыре стандартных формы рыночных рисков:

- фондовый риск (equity risk) – риск снижения цены акций;
- процентный риск (interest rate risk) – риск изменения процентных ставок;
- валютный риск (currency risk) – риск изменения курсов валют;
- товарный риск (commodity risk) – риск изменения цен товаров.

Часто фондовый и товарный риски объединяются в одну категорию – ценовой риск.

В рамках рассматриваемого проекта приобретение акций других компаний не предусматривается. Не оговаривается также возможность использования сделок типа `гедо для финансирования проекта. Следовательно, фондовый риск в данном проекте отсутствует.

Под процентным риском понимается опасность потерь финансово-кредитными организациями (коммерческими банками, кредитными учреждениями, инвестиционными институтами) в результате превышения процентных ставок по привлекаемым средствам, над ставками по предоставленным кредитам. К процентным рискам относятся также риски потерь, которые могут понести инвесторы в связи с ростом рыночной процентной ставки. Рост рыночной процентной ставки ведёт к понижению курсовой стоимости ценных бумаг, особенно облигаций с фиксированным процентом. Эмитент также несёт процентный риск, выпуская в обращение среднесрочные и долгосрочные ценные бумаги с фиксированным

процентом. Риск обусловлен возможным снижением рыночной процентной ставки по сравнению с фиксированным уровнем.

Так как в Бизнес-плане продекларирован отказ от привлечения заемного капитала для финансирования данного Проекта, данный вид риска отсутствует.

Под валютным риском понимается опасность неблагоприятного снижения курса валюты: экспортер несет убытки при снижении курса национальной валюты по отношению к валюте платежа (так как он получит меньшую реальную стоимость), для импортера же валютные риски возникают, если повысится курс валюты цены по отношению к валюте платежа.

На рассматриваемой стадии данного Проекта поставки практически всей номенклатуры оборудования уже законтрактованы и оплачены, соответственно, «импортная» составляющая данного вида риска имеет минимальный уровень. Однозначно отсутствует «экспортная» составляющая риска, так как ПАО «МОЭСК» предоставляет услуги только на территории РФ, которые оплачиваются только в рублях.

Эксплуатация объектов электросетевого комплекса практически не требует материальных затрат (за исключением ремонтов), к тому же, в тарифы на услуги ПАО «МОЭСК» включаются затраты на эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства. Поэтому товарный риск следует признать минимальным.

Таким образом, рыночный риск по проекту оценивается как минимальный.

7.2.5 Риск недофинансирования проекта

Аудитор оценивает риск недофинансирования Проекта как «низкий», так как стоимость Проекта, внесенная в ИГР, на 12,5 % превышает стоимость Проекта, оцененную на стадии «РД» и на 8,9 % суммарную стоимость договоров по данному титулу.

7.2.6 Риск не достижения запланированной рентабельности

Показатели (коэффициенты) рентабельности отражают отношение чистой или операционной прибыли компании к тому или иному параметру ее деятельности (обороту, величине активов, собственному капиталу). Таким образом, основной источник риска не достижения запланированной рентабельности – отклонение от ожидаемого уровня прибыли проекта.

К основным факторам возникновения риска отклонения от ожидаемого уровня прибыли можно отнести:

- снижение ожидаемого размера выручки;
- увеличение запланированного объема затрат;

Основным стоимостным фактором, формирующим плановую выручку проекта, является цена (тариф) на реализуемую электрическую энергию и мощность.



Отчёт Инжиниринговой компании по результатам проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта

Так как финансирование данного проекта предполагается за счет RAB-тарифа, в который закладываются затраты на создание объекта и эксплуатационные затраты на его содержание в дальнейшем, в данном случае как риск снижения ожидаемого размера выручки, так и риск увеличения запланированного объема затрат следует признать *минимальными*.

8 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ

1. Реализация инвестиционного проекта «ПС 110 кВ Одинцово» целесообразна в связи с физическим и моральным износом оборудования, а также перегрузкой эксплуатируемых трансформаторов в послеаварийных режимах.
2. Аудитор считает эффективными следующие основные технические решения:
 - замена существующих силовых трансформаторов 110/35/6 кВ 2х40 МВА и 110/6 кВ 40 МВА на трансформаторы 2х80 МВА 110/35/6 кВ;
 - установка новых трансформаторов 2х63 МВА 110/10 кВ;
 - сооружение нового КРУЭ 110 кВ, совмещённого с ОПУ и ЗРУ 10 кВ, вместо ОРУ 110 кВ;
 - сооружение нового ЗРУ 6 кВ и демонтаж старого;
 - сооружение КРУН 35 кВ вместо старого ОРУ 35 кВ;
 - оснащение реконструируемой ПС современными микропроцессорными средствами РЗА, АСУ ТП и ТМ, АИИС КУЭ и связи.
3. Проектные решения, принятые при реконструкции ПС 110 кВ Одинцово соответствуют современному уровню развития технологий.
4. Сроки реализации, определённые на стадии планирования инвестиций и установленные договором подряда на второй этап работ по реконструкции ПС не соблюдаются, что, скорее всего, является результатом недостаточной проработки проектных решений в части выделения этапов и пусковых комплексов, недостаточной проработке проекта организации строительства, несвоевременного получения ТУ на перезавод существующих КЛ 6 кВ в новое ЗРУ 6 кВ и несвоевременной поставкой оборудования связи, АСУ ТП, ТМ и АИИС КУЭ.
5. Аудитором не выявлена возможность оптимизации технических решений по настоящему проекту, однако в п. 3.1 и 6.1.1 отчёта были даны рекомендации по его доработке.
6. Выполняемые на ПС 110 кВ Одинцово работы соответствуют требованиям проектной и разработанной на ее основе рабочей документации, а также техническим регламентам, результатам инженерных изысканий, требованиям градостроительного плана земельного участка.

ЦЕНОВОЙ АУДИТ

По результатам проведенного ценового аудита Инвестиционного проекта Аудитор пришел к следующим основным выводам:

1. Затраты на реализацию Проекта, оцененные Аудитором по актуальному Сборнику укрупнённых стоимостных показателей УПС-2012г. оказались на 10,7% выше суммы ССР, составленного на стадии «РД».
2. По мнению Аудитора стоимость реализации Инвестиционного проекта 2 853 289,09 тыс. руб. с НДС в целом соответствует средним рыночным ценам, сложившимся в Московском регионе.
3. Согласно Бизнес-плану Проекта, он окупится, что подтверждается собственными оценками Аудитора. Кроме того, так как финансирование Проекта предполагается осуществлять за счет RAB-составляющей тарифа, его окупаемость должна быть обеспечена в процессе формирования тарифов на услуги Заказчика.
4. Проведенная Аудитором проверка сметной документации стадии ПД и РД показала, что данная документация разработана с использованием действующей на тот момент сметно-нормативной базы и в целом выполнена на высоком уровне.
5. По результатам анализа данных ПАО «МОЭСК» о расходовании средств в ходе реализации проекта, Аудитором не обнаружено их нецелевое расходование, выполняемые работы соответствуют договорной документации.
6. Аудитор выявил несущественные недочёты при оформлении отчетных документов и форм КС-2 (см. п. 6.5.2 настоящего Отчёта).
7. В результате проведения ценового аудита по настоящему проекту не выявлено существенных финансовых рисков, лимит средств, зарезервированный на Проект в ИПР 2015-2019 компании, по мнению Аудитора, превышен не будет.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Перечень исходных данных, предоставленных Заказчиком для проведения ТЦА

№	Наименование документа	Примечания
1.	Ориентировочный расчёт стоимости капитальных затрат реконструкции ПС № 188 "Одинцово", согласно Технологическому заданию № 35-15/МА-5412 от 24.07.2008, ТТ № 58-09/311/МА-5038 от 16.07.08 и дополнением к ТТ № 58-09/327 от 12.08.2008г.	
2.	Технические требования на реконструкцию ПС № 188 «Одинцово» ОАО «МОЭСК» от 05.06.2011г.	
3.	Задание на разработку проекта «Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ № 188 "Одинцово"», утверждённое Заместителем генерального директора – ОАО «МОЭСК» А.В. Чегодаевым 15.08.2012г.	
4.	Проектно-сметная документация по титулу «Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ №188 "Одинцово"»	
5.	Рабочая документация по титулу «Реконструкция ПС № 188 110 кВ «Одинцово» для нужд филиала ОАО «МОЭСК» Западные электрические сети»	
6.	Положительное заключение государственной экспертизы № 50 – 1 – 5 – 1108 – 13 от 20.08.2013г.	
7.	Приказ № 59 от 29.01.2014г. О внесении изменений в приказ от 05.12.2012г № 1007 по титулу «Реконструкция ПС 110 кВ "Одинцово"»	
8.	Договор строительного подряда №01-11-10 от 25.11.2010г.	
9.	Договор строительного подряда №РЕМСПТ-115 от 29.12.2012г.	
10.	Договор подряда на выполнение проектных и изыскательских работ №РЕМСПТ-370 от 25.06.2015г.	

Перечень основного электротехнического оборудования

№ п/п	Описание	Ед. изм.	Кол-во	Предлагаемое оборудование (тип, производитель)	Примечания
1	2	3	4	5	6
1.	Трансформатор трехфазный с расщепленной обмоткой НН, напряжением 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	к-т	2	ТРДЦН-63000/110 ОАО ХК «Электrozавод» г. Москва	
2.	Трансформатор трехфазный трехобмоточный, напряжением 110/35/6,3 кВ мощностью 80МВА	к-т	2	ТДТН-80000/110 ОАО «Запорожтрансформатор»	
3.	Трансформатор силовой трехфазный Ун=6,3/0,23 кВ, 1600 кВА, гр. соединений Ун/ Δ-11	шт.	4	ТМГ-1600/6 ОАО ХК «Электrozавод» г. Москва	Для подключения ДГР 6 кВ
4.	Трансформатор сухой силовой трехфазный Ун=10,5/0,4 кВ, 1000 кВА, гр. соединений Δ /Ун -11	шт.	3	ТСЗФ-1000/10 УЗ ОАО ХК «Электrozавод» г. Москва	Для подключения ЩСН
5.	Трансформатор силовой трехфазный Ун=10,5/0,4 кВ, 1600 кВА, гр. соединений Ун/ Δ-11	шт.	4	ТМГ-1600/10 ОАО ХК «Электrozавод» г. Москва	Для подключения ДГР 10 кВ
6.	Реактор однофазный токоограничивающий сухой, Ун=35 кВ, In не менее 1600 А, Хр=0,45 Ом	шт.	6	1ТLSO 0,45/1600-36kV EXIMET TRAFO Чехия	
7.	Дугогасящий реактор заземляющий однофазный 1250 кВА, Ун=11/ $\sqrt{3}$ кВ	шт.	4	END-1250/10 «Trench» Австрия	
8.	Дугогасящий реактор заземляющий однофазный 1250 кВА, Ун=6,6/ $\sqrt{3}$ кВ	шт.	4	END-1250/6 «Trench» Австрия	
9.	Дугогасящий реактор заземляющий однофазный 800 кВА, Ун=35/ $\sqrt{3}$ кВ	шт.	1	END-800/35 «Trench» Австрия	
КРУЭ 110 кВ					
10.	Ячейка элегазовая силового трансформатора 110 кВ с двумя системами сборных шин, In не менее 3150 А, Iоткл не менее 50кА	шт.	4	ABB	
11.	Ячейка элегазовая линейная с двумя системами сборных шин, In не менее 3150 А, Iоткл не менее 50 кА	шт.	6	ABB	
12.	Ячейка элегазовая шиносоединительная, In не менее 3150 А, Iоткл не менее 50 кА	шт.	1	ABB	
13.	Ячейка элегазовая с двумя системами сборных шин с трансформаторами напряжения, Ун=110 кВ, коэффициент трансформации $\frac{115}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / 0,1$ кВ	шт.	1	ABB	

РУ 35 кВ					
14.	Ячейка вводная комплектная, 35 кВ с вакуумным выключателем, In не менее 1600 А, Iоткл не менее 20 кА	шт.	2	СЭЩ-65 ОАО «Самарский завод «Электроцит», г. Самара	имеется на ПС
15.	Ячейка секционного выключателя комплектная 35 кВ с вакуумным выключателем, In не менее 1000А, Iоткл не менее 20 кА	шт.	2	СЭЩ-65 ОАО «Самарский завод «Электроцит», г. Самара	имеется на ПС
16.	Ячейка линейная комплектная 35 кВ с вакуумным выключателем, In не менее 1000 А, Iоткл не менее 20 кА	шт.	6	СЭЩ-65 ОАО «Самарский завод «Электроцит», г. Самара	имеется на ПС
17.	Ячейка комплектная с 3-х фазной антирезонансной группой из однофазных четырехобмоточных трансформаторов и ограничителем перенапряжений	шт.	2	СЭЩ-65 ОАО «Самарский завод «Электроцит», г. Самара	имеется на ПС
ЗРУ 10 кВ					
18.	Ячейка линейная комплектная 10 кВ с вакуумным выключателем, Un=10 кВ, In не менее 630 А, Iоткл не менее 20кА	шт.	35	К-128 ОАО «Мосэлектроцит», г. Москва	
19.	Ячейка вводная комплектная с вакуумным выключателем Un=10 кВ, In не менее 3150 А, Iоткл не менее 31,5 кА	шт.	4	К-105 ОАО «Мосэлектроцит», г. Москва	
20.	Ячейка шиносоединительная комплектная с вакуумным выключателем Un=10 кВ, In не менее 2500 А, Iоткл не менее 20кА	шт.	4	К-105 ОАО «Мосэлектроцит», г. Москва	
21.	Ячейка с трансформатором напряжения 10 кВ, коэффициент трансформации $\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{3}$ кВ	шт.	4	К-128 ОАО «Мосэлектроцит», г. Москва	
22.	Реактор трехфазный токоограничивающий сухой, Un=10 кВ, In не менее 2500 А, Xр=0,28 Ом	3х ф. к-т	4	РТСТГ-10-2500-0,28 УЗ СВЕЛ«РосЭнергоТранс» г. Екатеринбург	
ЗРУ 6 кВ					
23.	Ячейка вводная комплектная с вакуумным выключателем, Un=10 кВ, In не менее 3150 А, Iоткл не менее 31,5 кА	шт.	4	К-105 ОАО «Мосэлектроцит», г. Москва	
24.	Ячейка шиносоединительная комплектная с вакуумным выключателем, Un=10 кВ, In не менее 2500 А, Iоткл не менее 20 кА	шт.	4	К-105 ОАО «Мосэлектроцит», г. Москва	
25.	Ячейка трансформатора	шт.	4	К-128	

	напряжения комплектная, Un=10 кВ, коэффициент трансформации $\frac{6}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{3}$ кВ			ОАО «Мосэлектроцит», г. Москва	
26.	Ячейка линейная комплектная 10 кВ с вакуумным выключателем, In не менее 630 А, Iоткл не менее 20 кА	шт.	52	К-128 ОАО «Мосэлектроцит», г. Москва	
27.	Реактор трехфазный токоограничивающий сухой, Un=10 кВ, In не менее 3200А, Xр=0,28 Ом	3х ф. к-т	4	РТСТГ-10-3200-0,28 УЗ СВЕЛ«РосЭнергоТранс» г. Екатеринбург	
28.	Трансформатор тока шинный двухкernовый, Un=10 кВ, коэффициент трансформации $\frac{3000}{5A}$	шт.	48	ТШЛ-10 ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» г. Екатеринбург	
29.	Трансформатор тока шинный Un=0,66 кВ, коэффициент трансформации $\frac{1000}{5A}$	шт.	3	ТШЛ-0,66-II ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» г. Екатеринбург	
30.	Разъединитель 3-х полюсный с двумя комплектами заземляющих ножей, Un=35 кВ, In не менее 1000 А	шт.	1	РГПЗ-СЭЩ-2-IV-35/1000 УХЛ1 привод ПД-14 ОАО «Самарский завод «Электроцит», г. Самара	имеется на ПС
31.	Разъединитель 3-х полюсный с двумя комплектами заземляющих ножей, Un=35 кВ, In не менее 1000 А	шт.	5	РГП -2-35/1000 УХЛ1 привод ПД-14 ОАО «3ЭТО», г. Великие Луки	имеется на ПС
32.	Разъединитель трехполюсный с двумя комплектами заземляющих ножей, Un=10 кВ, In не менее 4000 А	шт.	4	РВРЗ -2-10/4000 МУЗ привод ПД-14-5УХЛ1 ОАО «3ЭТО», г. Великие Луки	
33.	Разъединитель однополюсный Un=35кВ, In не менее 1000А	шт.	6	РГ -35.II/1000 У1 привод ПД-14 УХЛ1 ОАО «3ЭТО», г. Великие Луки	
34.	Разъединитель трехполюсный с ручным приводом, Un=10 кВ, In не менее 400 А	шт.	4	РВ-10/400 МУХЛ2 ОАО «3ЭТО», г. Великие Луки	
35.	Ограничитель перенапряжений 35 кВ	фаз	21	3ЕК7-510-4СК4 SIEMENS	имеется на ПС
36.	Ограничитель перенапряжений 35 кВ	фаз	6	3EL-045-2PF21-4NA1 SIEMENS	
37.	Ограничитель перенапряжений нелинейный 6 кВ	фаз	6	3EL2-009-2PC21-4NE0 SIEMENS	
38.	Ограничитель перенапряжений 110 кВ	фаз	30	3EL2-096-2PJ31-4NA1 SIEMENS	
39.	Ограничитель перенапряжений 54 кВ	фаз	4	3EL2-054-2SD31-4NE1 SIEMENS	
40.	Ограничитель перенапряжений 10 кВ	фаз	12	3ЕК7-150-4СС4 SIEMENS	
41.	Ограничитель перенапряжений	фаз	12	LVA-440A-D-S	



Отчёт Инжиниринговой компании по результатам проведения
технологического и ценового аудита инвестиционного проекта

	0,4 кВ			Raychem	
42.	Ограничитель перенапряжений 0,23 кВ	фаз	12	LVA-280A-D-S Raychem	
43.	Заземлитель однополюсный 110 кВ с двигательным приводом	шт.	4	ЗР-ОП-110.ИУХЛ1	
44.	Щит переменного тока трехсекционный по схеме с явным резервом $U_n=0,4$ кВ	шт.	1		
45.	Щит постоянного тока двухсекционный, $U_n=220$ В	шт.	1		
46.	Батарея аккумуляторная емкостью 700 Ач	к-т	1	7 GroE	
47.	Зарядно - подзарядное устройство 380/260 В	к-т	2		