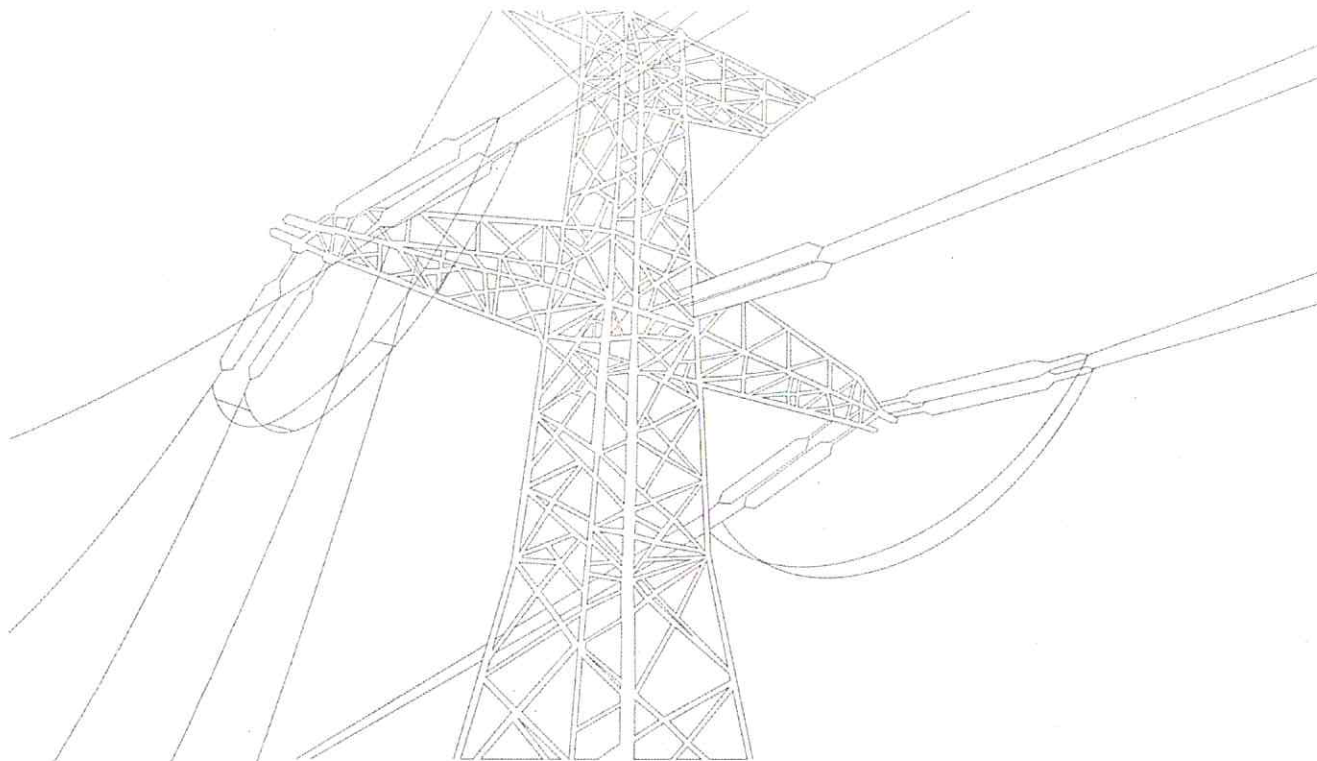


ОТЧЕТ

Инжиниринговой Компании по результатам проведения
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И ЦЕНОВОГО АУДИТА (II стадия) ИНВЕСТИЦИОННОГО
ПРОЕКТА




РЕКОНСТРУКЦИЯ ПС 220/10 КВ «ВЛАДЫКИНО», СООРУЖЕНИЕ КРУЭ

ООО «ЭФ-ИНЖИНИРИНГ»




Подготовил:

Руководитель проекта
ООО «ЭФ-Инжиниринг»


/С.С. Новиков

Утвердил:

Первый заместитель
Генерального директора –
Технический директор
ООО «ЭФ-Инжиниринг»


/ И.В. Сафаров

Москва, 2015



ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК ТЕРМИНОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЙ	3
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	8
1 АННОТАЦИЯ.....	10
2 ОСНОВАНИЯ И ПРЕДПОСЫЛКИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА	11
2.1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ. КЛИМАТИЧЕСКИЕ И ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	11
2.2 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ РЕЖИМОВ СЕТИ. ПРИСОЕДИНЕНИЕ ОБЪЕКТА К ЭНЕРГОСИСТЕМЕ	14
3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА. ЭКСПЕРТНО-ИНЖЕНЕРНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ.....	18
3.1 ОЦЕНКА КАЧЕСТВА И ПОЛНОТЫ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	18
3.2 АНАЛИЗ СООТВЕТСТВИЯ ПРИНЯТЫХ В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ, УСТАНОВЛЕННЫМ В ТЕХНИЧЕСКОМ ЗАДАНИИ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ, А ТАКЖЕ ДЕЙСТВУЮЩИМ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИМ ДОКУМЕНТАМ.....	18
3.3 ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ ПРИНЯТЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЕЙСТВУЮЩИМ У ЗАКАЗЧИКА И В РОССИИ НОРМАМ И СТАНДАРТАМ, А ТАКЖЕ СОВРЕМЕННОМУ МЕЖДУНАРОДНОМУ УРОВНЮ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ....	38
3.4 ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИНЯТЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.....	39
4 ПОДГОТОВКА ЭКСПЕРТНОГО МНЕНИЯ О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА, ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.....	40
5 ЦЕНОВОЙ АУДИТ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА	41
5.1 АНАЛИЗ ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА.....	41
5.2 ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА.....	45
5.3 ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА	52
5.4 ПОДГОТОВКА ЭКСПЕРТНОГО МНЕНИЯ О СООТВЕТСТВИИ ЦЕНЫ ПРОЕКТА ПО РАЗРАБОТАННОЙ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ РЫНОЧНЫМ ЦЕНАМ	62
5.5 ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ.....	63
6 ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	65
6.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ	65
6.2 ЦЕНОВОЙ АУДИТ.....	66

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 № 19056-409 от «20» мая 2015 г. между ПАО «МОЭСК») и ООО «ЭФ-Инжиниринг»
Заказчик	Публичное акционерное общество «Московская областная 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 ПАО «МОЭСК» на 2015-2019 годы (приказ Минэнерго России от 16.10.2014 г. № 735)
Инвестиционный проект	«Реконструкция ПС 220/10 кВ «Владыкино», сооружение КРУЭ».

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
Методика планирования снижения инвестиционных затрат	Действующая Методика планирования снижения инвестиционных затрат на 30 процентов относительно уровня 2012 года при формировании инвестиционных программ ДЗО ПАО «Россети» (М-МРСК-ВНД-185.01-13), утвержденная Распоряжением ОАО «Россети» от 12.09.2013 № 69р
Новое строительство электросетевых объектов	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
Обоснование инвестиций	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)
Объект	ПС №806 «Владыкино»
Объекты недвижимости	Здания, строения, сооружения, включая линейные объекты, подземные, надземные сооружения, в том числе объекты незавершенного строительства, реконструкции и капитального ремонта, технического 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»
Объект-представитель	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
Объект-аналог	Объект, характеристики, функциональное назначение и конструктивные решения и технико-экономические показатели которого максимально совпадают с



Отчет Инжиниринговой компании по результатам проведения
технологического и ценового аудита

	проектируемым объектом
Проектировщик	Закрытое акционерное общество «Новая энергетика» (ЗАО «Новая энергетика»)
Проектная Документация	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
Проектно-изыскательские работы	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».
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.
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
АБ	Аккумуляторная батарея
АВР	Автоматический ввод резерва
АИИС КУЭ	Автоматизированная информационно-измерительная система контроля и учета электроэнергии
АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
БП	Бизнес-план
ДГР	Дугогасящий реактор
ИП	Инвестиционный проект
ИПР	Инвестиционная программа развития Общества
ЗРУ	Закрытое распределительное устройство
КЛ	Кабельная линия электропередачи
КВЛ	Кабельно-воздушная линия электропередачи
ККЭ	Контроль качества электроэнергии
КРУЭ	Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
МП	Микропроцессорный (-ная)
НДС	Налог на добавленную стоимость
НТД	Нормативно-техническая документация
ОПН	Ограничитель перенапряжения
ОТР	Основные технические (технологические) решения
ПД	Проектная документация
ПНР	Пуско-наладочные работы
ПС	Подстанция
ПСД	Проектно-сметная документация
РЗА	Релейная защита и автоматика
ПА	Противоаварийная автоматика



Отчет Инжиниринговой компании по результатам проведения
технологического и ценового аудита

РУ	Распределительное устройство
РУСН	Распределительное устройство собственных нужд
СМР	Строительно-монтажные работы
ССР	Сводный сметный расчет
СОПТ	Система оперативного постоянного тока
ТЗ	Техническое/технологическое задание
ТЦА	Технологический и ценовой аудит
ШРОТ	Шкаф распределения оперативного тока
ЩСН	Щит собственных нужд



1 АННОТАЦИЯ

В настоящем отчете рассмотрена проектная документация титулу «Реконструкция ПС 220/10 кВ «Владыкино», сооружение КРУЭ» для проведения публичного технологического и ценового аудита (II стадия) на основании Договора между ПАО «МОЭСК» и ООО «ЭФ-Инжиниринг» № 19056-409 от 20.05.2015 г. Отчет разработан в соответствии с Техническим заданием, являющимся приложением к Договору.

Целями проведения ТЦА (II стадия) являлись:

1. Подтверждение эффективности Инвестиционного проекта по критериям экономической и технологической целесообразности;
2. Разработка предложений по повышению эффективности Инвестиционного проекта, в том числе:
 - оптимизация капитальных и операционных затрат;
 - оптимизация технических решений;
 - оптимизация сроков реализации Инвестиционного проекта.



2 ОСНОВАНИЯ И ПРЕДПОСЫЛКИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

Основными основаниями и предпосылками реализации настоящего Инвестиционного проекта являются:

- физический и моральный износ основного оборудования, в частности, выработка силовыми трансформаторами нормативного срока службы;
- несоответствие отключающей способности установленных выключателей КРУЭ-220 кВ значениям перспективных (расчетных) токов к.з.;
- необходимость удовлетворения спроса потребителей на технологическое присоединение.

Основанием для выполнения проектной документации по титулу «Реконструкция ПС №806 220/10 кВ «Владыкино» для нужд ПАО «МОЭСК» (разработана ЗАО «Новая энергетика» в 2013 г.), представленной в качестве исходных данных для проведения ТЦА II стадии, являются следующие документы:

- постановление Правительства Москвы № 572-ПП от 29 июня 2010 года «О внесении изменений в Закон города Москвы от 05 июля 2006 года № 33 «О программе комплексного развития системы электроснабжения города Москвы на 2006-2010 годы и инвестиционных программах развития и модернизации инфраструктуры электроснабжения города»;
- закон города Москвы № 44 от 19.09.2012 г. «О внесении изменений в закон г. Москвы от 05.07.2006 г. № 33 «О программе комплексного развития системы электроснабжения города Москвы на 2006-2010 годы и инвестиционных программах развития и модернизации инфраструктуры электроснабжения города»
- техническое задание ОАО «МОЭСК» № 35-15/МА-10120 от 17.11.2008 г.;
- технические требования ОАО «МОЭСК» № 58-09-378 от 21.11.2008 г.;
- технологическое задание на реконструкцию ПС «Владыкино» ОАО «МОЭСК» № 153-13/ЧА-193 от 19.01.2012 г.;
- задание на проектирование, утвержденное 09.2012 г.;
- дополнение № 1 к заданию на проектирование, утвержденное 08.2013 г.;
- Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ФСК ЕЭС» ПС 220 кВ Владыкино ОАО «МОЭСК» (Приложение № 1 к Договору об осуществлении технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства распределительных сетевых компаний № 569/ТП от 29.12.2011 г.).

2.1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ. КЛИМАТИЧЕСКИЕ И ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

ПС 220 кВ «Владыкино» предназначена для электроснабжения потребителей СВАО г. Москвы. Присоединение подстанции к сети 220 кВ осуществляется за счет существующих КВЛ-



220 кВ «Владыкино – Бескудниково 1, 2», КЛ-220 кВ «Владыкино – Марфино» и КВЛ-220 кВ «Владыкино – Бутырки».

На существующей закрытой ПС 220 кВ «Владыкино» в настоящее время расположены: два силовых трансформатора ТРДНЦ-63000/220 У1, КРУЭ-220 кВ с ячейками типа ЯУЭ-220-40-2000 и ЗРУ 10 кВ с ячейками К-ХХVII и К-104.

Все оборудование ПС располагается в здании размерами в плане по координационным осям А/Г-1/13: 27,0х144,0 м. Здание каркасное из сборных железобетонных элементов. Шаг колонн 6,0 м и 9,0 м. Вертикальные отметки здания: 0.000, +2.500, +5.400, +10.200 м. Кровля плоская.

Камеры силовых трансформаторов расположены с обоих торцов здания в осях: Г/Б1-1/3 и Г/Б1-11/13.

Существующие силовые трансформаторы ТРДЦН-63000/220 У1 имеют выносную систему охлаждения типа ДЦ. Камеры трансформаторов оборудованы отсеками шумоглушения (на притоке и на вытяжке воздуха) и подкрановыми путями для подвески грузоподъемных механизмов и обеспечения обслуживания трансформаторов.

Силовые трансформаторы установлены на отдельные фундаментные балки, не связанные с общим фундаментом здания. В камере трансформатора по всей площади выполнен маслосборник глубиной 600 мм с приемком для сбора масла и защитной сеткой.

На ПС выполнена система аварийных маслостоков, обеспечивающая отвод масла из приемков в камерах трансформаторов, а также в камерах дугогасящих реакторов в общий маслосборник для двух трансформаторов и двух групп дугогасящих реакторов, расположенный на территории ПС.

В каждой камере трансформаторов установлены концевые муфты 220 кВ, разрядники 220 кВ и 10 кВ, два линейных разъединителя 10 кВ к токоограничивающим реакторам.

На отм. +0.000 м располагаются токоограничивающие групповые бетонные реакторы 10 кВ типа РБА-10-2500. Связь между реакторами и КРУ 10 кВ выполнена токопроводами заводского изготовления ТЗК-10-2500-128.

Существующий зал КРУЭ 220 кВ расположен на отм. +2.500 м, в осях Б/В-3/11. На отм. +0.000 м под помещением КРУЭ 220 кВ выполнен кабельный подвал для захода существующих маслонаполненных кабелей высокого давления 220 кВ. Помещение КРУЭ 220 кВ имеет необходимые вспомогательные помещения для обеспечения обслуживания и ремонта ячеек КРУЭ.

На отм. +5.400 м располагается КРУ 10 кВ. Под ним на отм. +2.500 м выполнены кабельный этаж с выходом кабелей 10 кВ в подземные тоннели выдачи мощности.

Для обеспечения необходимого теплоотвода от трансформаторов, КРУЭ 220 кВ, токоограничивающих реакторов 10 кВ, аккумуляторной батареи и вспомогательного оборудования, а также обеспечения комфортных условий работы предусматривается обширная система вентиляции помещений.



На отм. +10.200 м располагаются: ЩУ, релейные панели, аккумуляторная батарея, ЩПТ, необходимые служебные помещения ремонтно-эксплуатационного персонала ПС, вентпомещения, АТС, санузел.

Для города Москвы характерны: умеренно-континентальный климат с теплым летом, умеренно-холодной зимой, устойчивым снеговым покровом и хорошо выраженными переходными сезонами, а также характерна неустойчивость чередования жарких и сухих лет с более дождливыми, мягких зим с очень холодными и малоснежными.

Рассматриваемая территория расположена в СВАО г. Москвы.

Согласно классификации по СНиП 23-01-99 район проектирования отнесен к климатической зоне II В.

Среднее годовое количество осадков – 650 мм.

Характерные температуры в районе строительства:

- среднегодовая +4,1 °С;
- абсолютный минимум -42 °С;
- абсолютный максимум +37 °С;
- средняя наиболее холодного месяца (январь) -17,9 °С;
- средняя наиболее жаркого месяца (июль) +18,1 °С;
- средняя температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью:
 - 0,98 -30 °С
 - 0,92 -28 °С

Инженерные изыскания на площадке строительства были проведены в ноябре-декабре 2011 г. отделом инженерных изысканий ООО «ЭнергоТрансПроект» (подробнее см п. 3.2.17 настоящего отчета).

Поверхность участка неровная и характеризуется абсолютными высотами в пределах 157,94 – 159,24 м.

Особые природно-климатические условия на территории строительства отсутствуют.

Сейсмичность района работ – менее 6 баллов (СНиП П-7-81 и ОСП-97).

Нормативная глубина сезонного промерзания по СНиП 23-01-99 и «Пособию по проектированию оснований зданий и сооружений (к СНиП 2.02.01-83*)» составляет:

- для суглинков и глин – 133 см;
- для песков – 180 см.

По степени пучинистости согласно ГОСТ 25100-95 грунты, находящиеся в зоне сезонного промерзания:

- суглинки тугопластичные – среднепучинистые.
- насыпные грунты – сильнопучинистые.



Подземные воды в период изысканий были вскрыты в толще флювиогляциальных и аллювиальных песков. Воды пресные, по химическому составу гидрокарбонатно-сульфатно-кальциево-натриевые, по отношению к бетону марки W4 неагрессивные.

Грунты согласно СНиП 2.03.11-85 неагрессивны к бетонам марок W4, а также к железобетонным конструкциям. Грунты обладают высокой агрессивностью по отношению к стали; по отношению к алюминиевым и свинцовым оболочкам кабеля грунты обладают средней коррозионной агрессивностью.

2.2 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ РЕЖИМОВ СЕТИ. ПРИСОЕДИНЕНИЕ ОБЪЕКТА К ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

В составе томов «Расчет режимов прилегающей сети 220 кВ и токов короткого замыкания. Книга 1, 2» (05-11/03-363-01-ЭС 5.1.2), «Расчет токов короткого замыкания на элементах ПС «Владыкино» и проверка выбранного эл. оборудования» (05-11/03-363-01-ЭС 5.1.3) представлены:

- текстовые и графические материалы результатов расчетов нормальных, ремонтных и послеаварийных электроэнергетических режимов работы электрической сети в районе размещения ПС 220 кВ «Владыкино» в режимах летнего минимума и зимнего максимума на этапах 2015 и 2010 гг.;
- результаты расчетов токов короткого замыкания на шинах энергообъектов сети, прилегающей к ПС 220 кВ «Владыкино», на этапах 2015 и 2020 гг.
- выводы о наличии перегрузок электросетевого оборудования и рекомендации по их устранению и усилению электрической сети;
- предложения по ограничению токов короткого замыкания и замене коммутационных аппаратов, отключающая способность которых не соответствует перспективным значениям токов к.з.;
- выводы об отсутствии необходимости установки средств компенсации реактивной мощности на ПС 220 кВ «Владыкино»;
- результаты проверки необходимости ввода в работу новых устройств ПА на ПС 220 кВ «Владыкино» и выводы об отсутствии таковой.

Работа выполнена в соответствии со следующими материалами:

- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем (утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 281);
- Положение о технической политике ПАО «МОЭСК» (приказ № 35 от 31.01.08 г.);
- Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ «СО 152-34.20.187-2003» (утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 288);

– ПУЭ изд. 7, СНиП 11-01-95 и другими действующими нормативно-техническими документами.

Схема присоединения ПС 220 кВ «Владыкино» после окончания реконструкции не изменяется.

Материалы тома «Расчет режимов прилегающей сети 220 кВ и токов короткого замыкания. Книга 1, 2» согласованы Филиалом ПАО «СО ЕЭС» Московское РДУ, филиалом ПАО «МОЭСК» Центральные электрические сети.

По результатам проведенного аудита материалов Аудитор отмечает следующее:

- в разделе 3 тома «Расчет режимов прилегающей сети 220 кВ и токов короткого замыкания. Книга 1» (инв. № 05-11/03-363-01-ЭС 5.1.2) проектной документации представлен вывод об отсутствии запаса по нагрузочной способности трансформаторов на перспективу, исходя из рекомендуемой загрузки трансформаторов не более 52,5 %. В соответствии с п. 2.1.20 ПТЭ допустимая нагрузка трансформатора может составлять 105% по току в нормальном режиме, тогда как кратковременно допустимая перегрузка оставшегося в работе трансформатора при аварийном выходе из строя другого определяется в соответствии с инструкцией завода-изготовителя, исходя из продолжительности перегрузки (п.п. 2.1.20, 2.1.21 ПТЭ);
- при пересчете значений токов к.з. к стороне НН трансформаторов 220/10-10 кВ необходимо использовать действительные значения коэффициентов трансформации в соответствии с требованиями п.п. 3.2.2-3.2.6 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». Согласно листу 2.3 тома «Расчет токов короткого замыкания на элементах ПС «Владыкино» и проверка выбранного эл. оборудования» (инв. № 05-11/03-363-01-ЭС 5.1.3) коэффициент трансформации рассматриваемых к установке трансформаторов равен (230/11), тогда как в расчетах (листы 2.6-2.23 тома № 05-11/03-363-01-ЭС 5.1.3) n_T принят равным (230/10,5);
- в проектной документации не рассмотрены установившиеся режимы работы сети на этапах 2015 и 2020 гг., связанные с ремонтом или аварийным отключением одного из существующих трансформаторов 220/10-10 кВ, с целью подтверждения наличия недопустимой перегрузки трансформатора, оставшегося в работе в такой схеме, с учетом обеспечения питания потребителей по сети 10 кВ от других источников в условиях высокой резервированности сети г. Москвы;
- в проектной документации отсутствует как таковой раздел «Компенсация реактивной мощности», требуемый утвержденным заданием на проектирование (п. 2.2, раздел «Компенсация реактивной мощности»), при наличии выводов об отсутствии необходимости установки СКРМ, а также проверка обеспечения требований приказа РАО ЕЭС России от 11.12.2006 № 893 в части неперевышения установленных значений $tg\phi$ на шинах 220 и 10 кВ;
- в проектной документации отсутствует раздел по расчету значений емкостных токов замыкания на землю в сети 10 кВ, требуемый утвержденным заданием на проектирование (п. 2.2, раздел «Изоляция, защита от перенапряжений и заземление»).



На основании проведенного анализа Аудитор констатирует, что:

– в проектной документации фактически отсутствуют достаточные обоснования схемно-режимной необходимости замены двух существующих трансформаторов 220/10-10 кВ мощностью 63 МВА на более мощные (2x80 МВА), как с точки зрения обеспечения покрытия нагрузок вновь подключаемых потребителей (потребителей, увеличивающих потребляемую мощность), так и с точки зрения исключения их перегрузки в ремонтных и/или послеаварийных схемах.

Однако с учетом информации, полученной на этапе проведения ТЦА I стадии по данному ИП, а именно, что в соответствии с данными «Комплексной программы развития электрических сетей напряжением 110 (35) кВ и выше на территории г. Москвы и Московской области на период 2014 – 2019 гг. и до 2025 г.»:

- для технологического присоединения к ПС «Владыкино» подано заявок на общую мощность 17,69 МВА. Из них заключено договоров об осуществлении технологического присоединения на 13,84 МВА. Таким образом дефицит мощности с учетом заключенных договоров на ПС «Владыкино» составляет 11,95 МВА;

- загрузка трансформаторов ПС «Владыкино» в режимный день 18.12.2013 г. составляла:

- максимальная нагрузка – 58 %;
- аварийная нагрузка – 102 %.

Фактический профицит мощности ПС «Владыкино» по замерам режимного дня зимнего максимума нагрузки 2013 г. составлял 1,89 МВА;

- установленные силовые трансформаторы практически полностью выработали нормативный срок службы (в отсутствии в составе исходных данных конкретных паспортных характеристик силовых трансформаторов предельное значение срока службы принято общим средним для аналогичных типов трансформаторного оборудования в размере 25 лет), Аудитор подтверждает обоснованность и необходимость замены трансформаторов с увеличением установленной мощности каждого из них до 80 МВА;

– приведенные в составе проектной документации выводы о необходимости установки в составе нового КРУЭ 220 кВ выключателей с отключающей способностью не менее 63 кА (раздел 6 «Результаты расчетов токов к.з. в районе расположения ПС 220 кВ «Владыкино», лист 2.19, том «Расчет режимов прилегающей сети 220 кВ и токов короткого замыкания. Книга 1» (05-11/03-363-01-ЭС 5.1.2) не обоснованы результатами проведенных Проектировщиком расчетов перспективных значений токов к.з. на шинах 220 кВ ПС 220 кВ «Владыкино».

Однако по результатам дополнительно проведенных Заказчиком по запросу Аудитора расчетов токов к.з. в районе расположения ПС 220 кВ «Владыкино» установлено, что на перспективу после завершения реконструкции максимальные значения токов к.з. на шинах 220 кВ ПС 220 кВ «Владыкино» в режиме с замкнутым шиносоединительным выключателем и отключением одной из присоединенных ЛЭП 220 кВ превышают 55 кА. На этом основании



Аудитор подтверждает обоснованность и необходимость решения по установке в составе нового КРУЭ 220 кВ выключателей с отключающей способностью 63 кА. Однако при этом Аудитор вынужден отметить очевидную недоработку при подготовке проектной документации в части отсутствия в объеме анализируемых схемных ситуаций режима с замкнутым шиносоединительным выключателем на ПС «Владыкино» и отключением одной из присоединенных ЛЭП 220 кВ;

– необходимо скорректировать расчеты токов к.з. в соответствии с действительными коэффициентами трансформации рассматриваемых к установке трансформаторов. В результате расчетов может подтвердиться достаточность установки силовых трансформаторов с повышенным значением U_k для целей снижения перспективных значений токов к.з. на шинах 10 кВ ПС 220 кВ «Владыкино» до значения, не превышающего 12 кА, в соответствии с поручением письма филиала ОАО «МОЭСК» – Центральные электрические сети № ЦЭС 08-35/1275 от 08.08.2011 г.

В связи с этим Аудитор рекомендует:

– дополнить проектную документацию расчетами ремонтных и послеаварийных режимов, связанных с отключением одного из существующих трансформаторов 220/10-10 кВ с учетом питания потребителей от других источников питания по сети 10 кВ, и соответствующими выводами;

– доработать проектную документацию в части расчетов токов короткого замыкания с учетом действительных коэффициентов трансформации рассматриваемых к установке трансформаторов 220/10-10 кВ;

– дополнить проектную документацию расчетами текущих и перспективных значений емкостных токов замыкания на землю в сети 10 кВ, проверкой значений коэффициентов мощности на шинах 220 и 10 кВ ПС 220 кВ «Владыкино»;

– доработать проектную документацию с учетом отмеченных выше позиций.

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА. ЭКСПЕРТНО-ИНЖЕНЕРНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

3.1 ОЦЕНКА КАЧЕСТВА И ПОЛНОТЫ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

По итогам проведенного анализа материалов, являющихся основанием для разработки проектной документации, представленной для аудита (в т.ч., перечисленных в п. 2.2 настоящего отчета) Аудитор констатирует соответствие объемов работ по реконструкции ПС 220 кВ «Владыкино», предусмотренных проектной документацией, технологическому заданию на реконструкцию ПС «Владыкино» ОАО «МОЭСК» № 153-13/ЧА-193 от 19.01.2012 г. и заданию на проектирование, утвержденному 09.2012 г.

Также по мнению Аудитора представленная исходно-разрешительная документация в целом соответствует требованиям Положения о составе разделов проектной документации и требованиям к их содержанию, утвержденным Постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008 г., и отвечает задачам реализации ИП.

3.2 АНАЛИЗ СООТВЕТСТВИЯ ПРИНЯТЫХ В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ, УСТАНОВЛЕННЫМ В ТЕХНИЧЕСКОМ ЗАДАНИИ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ, А ТАКЖЕ ДЕЙСТВУЮЩИМ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИМ ДОКУМЕНТАМ

3.2.1 ОБОСНОВАНИЕ И ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ЗНАЧЕНИЙ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В составе проектной документации, представленной для аудита, основания выбора параметров основного электротехнического оборудования изложен в содержании тома «Расчет токов короткого замыкания на элементах ПС «Владыкино» и проверка выбранного эл. оборудования» (05-11/03-363-01-ЭС 5.1.3).

Расчет токов к.з. и выбор оборудования по данному критерию производился с учетом:

- РД 153.34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования»;
- ГОСТ Р 50254-92 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчеты электродинамического и термического действия тока короткого замыкания».

В составе рассматриваемого тома ПД выполнен расчет схемы замещения для расчетов токов короткого замыкания, необходимые механические расчеты, проверены и выбраны параметры и технические характеристики устанавливаемого оборудования: коммутационных

аппаратов (выключателей и трансформаторов тока в составе КРУЭ 220 кВ, токоограничивающих реакторов 10 кВ, разъединителей 10 кВ, ОПН 220 и 10 кВ, трансформаторов тока 10 кВ, кабелей 220 и 10 кВ).

По результатам проведенного анализа Аудитор отмечает следующее:

- в разделе указаны конкретные наименования заводов-изготовителей и типов оборудования: трансформаторов 220/10-10 кВ – ERS 36P-0 производства ETD-Transformatory и TRZ-80000/245 производства Siemens (л. 2.3, 2.4 тома «Расчет токов короткого замыкания на элементах ПС «Владыкино» и проверка выбранного эл. оборудования»), КРУЭ 220 кВ типа ELK-14 производства ABB (л. 2.27), реактор РТОС 0,35-3150-10 (л. 2.28), разъединитель РВРЗ-2-10/3150 (л. 2.28), ОПН 3EL2, 3ЕК7 производства Siemens (листы 2.29, 2.30), трансформаторы тока ТЛШ-10 и ТОЛ-10 производства СЗТТ (лист 2.30), трансформатор напряжения STEL 1/245 производства AREVA (л. 2.32). Применение данного оборудования, в целом, не противоречит корпоративным требованиям и Положению о технической политике ПАО «МОЭСК», однако прямое указание торговых марок и типов оборудования в проектной документации ограничивает конкуренцию заводов-изготовителей и возможности по снижению сметной стоимости объекта, а применение импортного оборудования при наличии отечественных аналогов противоречит пункту 4.8 приказа ПАО «Россети» № 1 от 02.01.2015 г.;
- выбранные значения номинальных токов $I_{ном}$ основного оборудования представляются необоснованно завышенными. Например, для выключателя 220 кВ в составе КРУЭ это – 2500 А (п. 5.2, л. 2.27 тома 05-11/03-363-01-ЭС 5.1.3) при наибольшем расчетном – 1363 А (табл. 5.6, 5.7 тома № 05-11/03-363-01-ЭС 5.1.2). Таким образом, согласно ГОСТ Р 52565-2006 (п. 9.2 РД 153.34.0-20.527-98) достаточно установить выключатель с номинальным током 1600 А.

Основываясь на результатах проведенного анализа Аудитор рекомендует:

- в соответствии с Федеральным законом от 26.07.2006 № 135-ФЗ «О защите конкуренции», а также в целях исполнения поручения п. 4.8 приказа ПАО «Россети» № 1 от 02.01.2015 г. исключить из проектной документации наименования заводов-изготовителей и типов электротехнического оборудования, а описание типов заменить техническими характеристиками;
- уточнить/скорректировать выбор параметров основного электротехнического оборудования с учетом расчетных значений наибольших рабочих токов присоединений и токов короткого замыкания.

3.2.2 ОБОСНОВАНИЕ И ВЫБОР КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ И СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

Проектной документацией, представленной для технологического аудита, предусмотрена реконструкция ПС 220 кВ «Владыкино», включая:



- замену двух существующих трансформаторов 220/10-10 кВ мощностью 63 МВА каждый на новые мощностью по 80 МВА;
- двухэтапную реконструкцию существующего КРУЭ 220 кВ на базе ячеек ЯУЭ-220-40 в конструктиве КРУЭ по схеме «две рабочих системы шин» с присоединением четырех ЛЭП 220 кВ, двух трансформаторов 220/10-10 кВ мощностью по 80 МВА каждый и установкой шиносоединительного выключателя. Подключение присоединений к КРУЭ предусмотрено по схеме «кабель – элегаз». В зале КРУЭ предусмотрен резерв по месту для двух перспективных присоединений;
- частичную реконструкцию существующего ЗРУ 10 кВ (установка дополнительных трансформаторов тока 10 кВ на вводных ячейках и ячейках секционных выключателей, замена четырех дугогасящих реакторов 10 кВ на новые (РЗДПОМА-2000/10 (30-320 А) + ФЗУ-2000/10 производства ПК ХК «Электрозавод»), замена четырех бетонных токоограничивающих реакторов 10 кВ на новые «сухого» типа (РТСТБГ-10-3200-0,35 производства «СВЭЛ»), замена двух существующих ТСН 10/0,4 кВ на новые мощностью по 1000 кВА каждый.

По результатам рассмотрения материалов проектной документации Аудитор считает возможным заключить, что:

- проектные решения в части конструктивного исполнения и схем распределительных устройств закрытой ПС 220 кВ «Владыкино», не противоречат требованиям действующих отраслевых и корпоративных НТД, в том числе: Положению о технической политике ПАО «МОЭСК», СТО ПАО «ФСК ЕЭС» «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)» (СТО 56947007-29.240.10.028-2009), СТО ПАО «ФСК ЕЭС» «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» (СТО 56947007-29.240.30.010-2008);
- сохранение конструктивного исполнения реконструируемой ПС 220 кВ «Владыкино», находящей в черте г. Москва, целесообразно;
- схема РУ-220 кВ, предусмотренная ПД на основании задания на проектирование, утвержденного Заказчиком, обоснована в том числе и принятой последовательностью (этапностью) реконструкции РУ 220 кВ, обеспечивающей сохранение в работе двух силовых трансформаторов на период реконструкции, и надежное электроснабжение потребителей 10 кВ.

Однако Аудитор отмечает при этом, что в содержании представленной проектной документации отсутствуют обоснования замены существующих токоограничивающих и дугогасящих реакторов 10 кВ (см. п. 2.2 настоящего отчета).

Учитывая опыт сопровождения процессов сооружения электросетевых объектов в сходных городских условиях, а также в целях оптимизации сметной стоимости реконструкции ПС 220 кВ «Владыкино» Аудитор рекомендует дополнительно рассмотреть возможность сохранения в работе существующих компенсирующих реакторов 10 кВ в количестве четырех комплектов на основании дополнения материалов проектной документации расчетами

значений емкостных токов замыкания на землю (с учетом перспективы развития сети) в соответствии с требованиями утвержденного задания на проектирование.

Вместе с этим на основании полученной от Заказчика информации о том, что установленные на ПС 220 кВ «Владыкино» токоограничивающие групповые бетонные реакторы 10 кВ типа РБА-10-2500 полностью выработали нормативный срок службы, Аудитор, учитывая отсутствие методик неразрушающего контроля прочности бетона реакторов для принятия решения о сохранении оборудования в работе, подтверждает обоснованность решения по их замене.

3.2.3 ВЫДЕЛЕНИЕ ЭТАПОВ СТРОИТЕЛЬСТВА

Проведя анализ проектной документации, представленной для технологического аудита, а также основываясь на содержании отчета по результатам проведения ТЦА I стадии по данному ИП, Аудитор с учетом очевидной задачи минимального ограничения питания потребителей в период выполнения реконструкции подтверждает обоснованность сооружения нового КРУЭ-220 в два следующих этапа:

– на первом этапе осуществляется отключение и демонтаж существующей 2-й секции КРУЭ, на освободившейся площадке проводятся необходимые строительные работы, пробиваются в полу новые проемы, укладываются выравнивающая сетка и полосы заземления, монтируются новые ячейки КРУЭ. Порядок чередования ячеек (по фасаду) следующий: шиноизмерительная (ТН1, ТН2), трансформатор (Т-2), линейная («Бескудниково-2»), линейная («Бутырки»), трансформатор (Т-1), шиносоединительный выключатель. После наладки и тестирования, смонтированные ячейки вводятся в работу;

– на втором этапе осуществляется отключение и демонтаж существующей 1-й секции КРУЭ. На освободившейся площадке проводятся необходимые строительные работы, пробиваются в полу новые проемы, укладываются выравнивающая сетка и полосы заземления, монтируются новые ячейки КРУЭ. Порядок чередования ячеек (по фасаду) следующий: линейная («Бескудниково-1»), линейная («Марфино»). Одновременно готовится место для установки 2-х резервных ячеек. После наладки и тестирования, смонтированные ячейки вводятся в работу путем соединения со сборными шинами, полученными на первом этапе.

Иного этапного разделения процесса производства работ на реконструируемой ПС «Владыкино» проектной документацией не предусмотрено.

3.2.4 ГЛАВНАЯ СХЕМА

В рамках технологического аудита рассмотрен раздел ПД «Электротехнические решения» (05-11/03-363-01-ЭТ 5.7.2), в составе которого представлены:

– главная схема ПС 220 кВ «Владыкино» после реконструкции (05-11/03-363-01-ЭС.ГС);

– планы и разрезы существующего здания ПС с размещением в нем вновь устанавливаемого оборудования.

По результатам рассмотрения данных материалов Аудитор отмечает:

– главной схемой ПС 220 кВ «Владыкино» предусмотрена установка 3 (трех) заземляющих ножей на каждой системе шин КРУЭ 220 кВ. Данное решение является, очевидно, избыточным и, более того, чреватым ошибочными действиями персонала при осуществлении оперативных переключений (п. 2.14 СТО ПАО «ФСК ЕЭС» «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ» СТО 56947007- 29.240.30.047-2010);

– главной схемой в нарушение рекомендаций п. 3.7 СТО ПАО «ФСК ЕЭС» «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 предусмотрена установка разъединителей 10 кВ между выводами 10 кВ силовых трансформаторов и токоограничивающими реакторами 10 кВ.

Однако в данном случае Аудитор считает принятое техническое решение целесообразным, т.к. в данном случае (при установке разъединителей 10 кВ) обеспечивается возможность вывода из работы токоограничивающих реакторов без отключения/вывода силового трансформатора, что значительно сокращает объем необходимых переключений и, в отсутствие необходимости подачи и согласования с МосРДУ диспетчерских заявок на отключение силовых трансформаторов, позволяет повысить оперативность работ по обслуживанию/ремонту реакторов.

В целях приведения проектной документации в соответствие требованиям НТД, а также оптимизации сметной стоимости реконструкции ПС 220 кВ «Владыкино» Аудитор рекомендует доработать проектную документацию по вышеуказанным замечаниям.

3.2.5 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В содержании тома ПД «Расчет режимов прилегающей сети 220 кВ и токов короткого замыкания. Книга 1,2» (05-11/03-363-01-ЭС 5.1.2) Проектировщиком приведены выводы об отсутствии необходимости установки средств компенсации реактивной мощности на ПС 220 кВ «Владыкино» (после реконструкции) и на объектах прилегающей сети.

Вместе с тем Аудитор констатирует, что как таковой раздел «Компенсация реактивной мощности», требуемый утвержденным заданием на проектирование (п. 2.2, раздел «Компенсация реактивной мощности»), а также проверка обеспечения требований приказа РАО ЕЭС России от 11.12.2006 № 893 в части не превышения установленных значений $tg\phi$ на шинах 220 и 10 кВ в ПД не представлены.

В связи с этим Аудитор рекомендует дополнить проектную документацию разделом по проверке соответствия уровней напряжения на шинах электросетевых объектов в районе

размещения ПС 220 кВ «Владыкино», а также значений коэффициентов мощности на шинах 220 и 10 кВ ПС 220 кВ «Владыкино».

3.2.6 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Представленной для технологического аудита проектной документацией предусмотрена замена существующих 4 (четырёх) дугогасящих реакторов 10 кВ по причине недостаточной мощности и значительной несимметрии по секциям 10 кВ на комплекты РЗДПОМА-2000/10 + ФЗУ-2000/10 производства ПК ХК «Электрозавод».

Аудитор повторно отмечает, что в проектной документации отсутствуют расчеты значений емкостных токов замыкания на землю, требуемые в соответствии с утвержденным заданием на проектирование (п. 2.2, раздел «Изоляция, защита от перенапряжений и заземление»), в связи с чем замена ДГР на новые представляется необоснованной.

Аудитор рекомендует дополнить проектную документацию расчетами текущих и перспективных (с учетом перспективы развития сети) значений емкостных токов замыкания на землю в сети 10 кВ и по результатам расчетов рассмотреть возможность сохранения в работе существующих ДГР 10 кВ.

3.2.7 ИЗОЛЯЦИЯ, ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В составе проектной документации, представленной на технологический аудит, отсутствует раздел по изоляции, защите от перенапряжения, заземлению, в связи с чем подтвердить необходимость и достаточность решений по защите оборудования ПС от грозовых, коммутационных и внутренних перенапряжений не представляется возможным.

На этом основании Аудитор считает необходимым доработать проектную документацию в части включения раздела по проверке достаточности мероприятий по защите оборудования ПС от грозовых, коммутационных и внутренних перенапряжений.

3.2.8 ОРГАНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

В соответствии с представленной проектной документацией в части организации системы питания собственных нужд предусматривается замена двух существующих трансформаторов СН и существующих ЩСН-1 и ЩСН-2 с учетом присоединения новых потребителей 0,4 кВ. Также предусмотрена установка 3-го (резервного) ТСН для повышения надежности электроснабжения устройств автоматического пожаротушения.

Согласно решениям ПД предусматривается установка ТСН мощностью 1000 кВА типа ДТТНЛ-10000/10 производства SGB, Германия (п. 1.3, л. 2.1, том 05-11/03-363-01-СН 5.7.12). Также в рамках реконструкции устанавливается трехсекционный щит собственных нужд (две рабочих секции и одна резервная) с комбинированной системой заземления N-C-S. При выходе из строя любого из ТСН предусматривается АВР в ЩСН.

В ПД представлен расчет мощности ТСН, в соответствии с которым загрузка ТСН в нормальном режиме составляет 42,5%, в аварийном режиме при отключении одного из трансформаторов 85% (п. 2.5, л. 2.1, том 05-11/03-363-01-СН 5.7.12).

Также в составе ПД представлены:

- структурная схема электроснабжения сети СН 0,4 кВ;
- схемы ЩСН;
- планы размещения ТСН и ЩСН.

По результатам проведенного анализа Аудитор констатирует, что принятые проектные решения по организации системы СН на ПС 220 кВ «Владыкино» в части надежности, безопасности и удобства эксплуатации, как отдельных компонентов, так и системы в целом соответствуют требованиям действующих стандартов ПАО «МОЭСК», а также требуемому объему проработки в соответствии с заданием на разработку проекта.

Вместе с тем, учитывая техническую политику ПАО «МОЭСК» Аудитор рекомендует учесть следующие замечания:

- с целью исключения ограничения конкуренции в соответствии с Федеральным законом от 26.07.2006 г. № 135-ФЗ «О защите конкуренции» исключить из содержания ПД ссылки на конкретных производителей ТСН;
- представить в проекте решения по системе мониторинга ЩСН и СОПТ.

3.2.9 СИСТЕМА ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА

В соответствии с решениями ПД в рамках реконструкции ПС 220 кВ «Владыкино» предусматривается полная замена существующей системы ОПТ. Вновь устанавливаемая система ОПТ включает в себя следующие компоненты:

- две аккумуляторные батареи;
- четыре зарядных устройства – по два на каждую АБ;
- два щита постоянного тока;
- одно разрядное сопротивление;
- шкафы распределения оперативного тока;
- кабельную сеть.

Существующая АБ заменяется на две АБ типа GroE с установкой на ступенчатые двухъярусные стеллажи типа E-PGT 2-26H производства ЗАО «Аку-Фертриб». Существующее помещение АБ разделяется с помощью стены из ячеисто-бетонных блоков.

В непосредственной близости от АБ (в соседнем помещении) устанавливаются ящики ввода с предохранителями. Зарядные устройства и ЩПТ и ШРОТ устанавливаются в помещении ГЩУ.

В соответствии с расчетами к установке предусматривается АБ емкостью 400 А*ч состоящая из 104 элементов.

В составе ПД приведены расчеты;

- уровней напряжений на зажимах шкафа релейной защиты;
- сопротивлений (потерь напряжения) в цепи АБ до шин шкафов релейной защиты;
- сопротивлений (потерь напряжения) в цепи АБ до ЭМВ наиболее удаленного выключателя;
- минимального напряжения, приходящегося на один элемент АБ;
- токов короткого замыкания для выбора защитных предохранителей, а также описание решений:
 - по выбору кабелей системы ОПТ;
 - по выбору зарядных устройств;
 - по проверке выбранных элементов АБ по допустимому току пульсаций.

По результатам расчетов требуемые параметры находятся в области нормированных значений.

В ПД также проработаны решения по вентиляции помещений АБ. Предусматривается принудительная вентиляция с автоматическим управлением учитывающим режимы работы АБ, что обеспечит безопасную эксплуатацию АБ в соответствии с действующей НТД РФ. В составе СОПТ предусматривается установка устройства поиска земли типа «Сапфир-4». Предусматривается мониторинг СОПТ с выводом информации в АСУ ТП. В проекте представлены требуемые схемы размещения оборудования, схема СОПТ, схемы ЩПТ и ШРОТ.

Аудитор констатирует, что принятые проектные решения по системе оперативного постоянного тока на ПС 220 кВ «Владыкино» в части надежности, безопасности и удобства эксплуатации, как отдельных компонентов, так и системы в целом соответствуют требованиям действующих НТД ПАО «МОЭСК», а также требуемому объему проработки в соответствии с заданием на разработку проекта.

Вместе с этим, учитывая техническую политику ПАО «МОЭСК», Аудитор рекомендует:

- с целью исключения ограничения конкуренции в соответствии с Федеральным законом от 26.07.2006 № 135-ФЗ «О защите конкуренции» исключить ссылки на конкретных производителей устройств СОПТ;
- скорректировать проектное решение по подключению ШРОТ к разным ЩПТ, противоречащее как положениям п. 4.4.4 «Методических указаний по применению в ПАО «Московская объединенная электросетевая компания» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов», так и п. 9.5 СТО ПАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.120.40.041-2010 «Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования» (действующая редакция), и реализовать питание ШРОТ от разных секций одного ЩПТ.

3.2.10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Реализация решений по релейной защите в рамках данного проекта, отраженных в содержании Раздела 5. Подраздела 7 «Технологические решения» Часть 6: «Релейная защита и автоматика» (05-11/03-363-01-РЗА 5.7.6) предусматривается с использованием микропроцессорных терминалов защит, что обеспечивает высокий уровень надежности и функциональности и соответствует технической политике ПАО «МОЭСК».

В соответствии с заданием на проектирование в составе проектной документации представлены следующие материалы:

- схема размещения защит в сети 220 кВ и по элементам ПС 220 кВ «Владыкино»;
- технические данные предусмотренных к установке терминалов;
- функциональный состав защит и автоматики;
- размещение МП терминалов РЗА по шкафам;
- проверка трансформаторов тока (выбор сечения кабелей токовых цепей и расчет погрешности трансформаторов тока);
- проверка трансформаторов напряжения (выбор сечения жил кабелей, расчет потерь напряжения в линиях);
- расчет уставок защит.

Проектной документацией предусматривается использование МП терминалов защит и автоматики производства «АББ-Автоматизация» и ИЦ «Бреслер» для следующих элементов сети и ПС:

- КВЛ 220 кВ Владыкино-Бутырки»;
- КЛ 220 кВ «Владыкино-Марфино»;
- КВЛ 220 кВ «Владыкино-Бескудниково 1»;
- КВЛ 220 кВ «Владыкино-Бескудниково 2»;
- шины 220 кВ ПС;
- ШСВ 220 кВ ПС;
- трансформатор 80 МВА (2 шт.);
- ТОР 10 кВ (4 шт.);
- вводные выключатели, секционные выключатели и ТДГК РУ-10 кВ.

Вновь устанавливаемое оборудование РЗА размещается в существующем помещении ГЩУ.

На ЛЭП 220 кВ предусматривается следующий состав защит и автоматики:

- на КВЛ 220 кВ «Владыкино - Бутырки» – 2 (два) комплекта ДЗЛ (на базе терминалов RED-670RU3, «АББ-Автоматизация») и КСЗ в составе 5-ст. ДЗ и 8-ст «земляной» (на базе терминалов ТЛ-2606 +АУВ ТЛ-2606.162 ИЦ «Бреслер» + ОМП ТОР100-ЛОК ИЦ Бреслер»). На обратном конце предусматривается замена защит в полном соответствии с защитами на ПС 220 кВ Владыкино;

- на КЛ 220 кВ Владыкино - Марфино сохраняется существующий комплект защит, реализованный на МП терминалах «АББ-Автоматизация» и «ИЦ Бреслер»;
- на КВЛ 220 кВ Владыкино - Бескудниково-1 и Владыкино - Бескудниково-2 сохраняются существующие ДЗЛ, реализованные на МП терминалах Siemens, резервная защита (ЭПЗ-1636) заменяется на КСЗ в составе 5-ст. ДЗ и 8-ст «земляной» (на базе терминалов ТЛ-2606 +АУВ ТЛ-2606.162 «ИЦ Бреслер»+ ОМП TOP100-ЛОК ИЦ «Бреслер»).

На указанных ЛЭП АПВ не предусматривается. Связь ДЗЛ выполняется по «темным» волокнам по 2 (двум) независимым каналам, также по ВОЛС предусмотрена передача команды телеотключения от УРОВ.

Для защиты шин 220 кВ предусматривается два комплекта ДЗШ (на базе терминалов REB-670RU2 «АББ-Автоматизация»). На шинах устанавливаются групповые УРОВ. При работе УРОВ предусмотрено отключение трансформаторов 80 МВА со всех сторон. На ШСВ 220 кВ выполняется делительная защита и однократное трехфазное АПВ (на базе терминалов ТЛ-2606 +АУВ ТЛ-2606.162 «ИЦ Бреслер»).

На трансформаторах 80 МВА устанавливается по два комплекта основных защит ДЗТ ДЗШ (на базе терминалов RET-670RU4 «АББ-Автоматизация»). Также предусматривается установка устройства контроля изоляции цепей газовой защиты, автоматики РПН.

На токоограничивающих реакторах 10 кВ предусматривается по 2 (два) комплекта дифференциальных защит ДЗР ДЗШ (на базе терминалов REB-670RU2 «АББ-Автоматизация»). Защита указанных элементов РУ-10 кВ строится на базе терминалов TOP 100 и TOP 200 «ИЦ Бреслер».

Для конфигурирования, наладки и последующей проверки предусматривается приобретение проверочных устройств производства «Динамика».

Для обеспечения требований ЭМС МП терминалы РЗА размещаются в металлических шкафах, внешние подключения осуществляются экранированным кабелем с заземлением экранов с двух сторон. В шкафах предусматриваются специальные зажимы для заземления экранов кабелей.

Основное управление выключателями предусматривается от АСУ ТП, резервное от местных щитов управления КРУЭ или с шкафов АУВ. Для предотвращения ошибочных операций персонала разработана схема оперативной блокировки.

По результатам проведенного анализа Аудитор констатирует, что принятые решения по релейной защите, управлению и автоматике на ПС 220 кВ «Владыкино» в части надежности, безопасности и удобства эксплуатации, как отдельных компонентов, так и системы в целом соответствуют требованиям действующих НТД ПАО «МОЭСК», а также требуемому объему проработки в соответствии с заданием на разработку проекта.

Однако, исходя из задач оптимизации проектных решений, а также с учетом требований утвержденного задания на проектирование Аудитор рекомендует:

- представить решения в части противоаварийной и режимной автоматики (п. 2.2, раздел «Противоаварийная и режимная автоматика» утвержденного задания на проектирование);
- отразить в содержании проектной документации, что КРУЭ-220 кВ помимо оперативной блокировки разъединителей, реализуемой на уровне АСУ ТП, имеет собственную (заводскую) блокировку, собираемую на уровне местных шкафов управления;
- в соответствии с подразделом «Проект должен содержать...» раздела «Релейная защита» п. 2.2 задания на проектирование требуется доработка ПД в части предоставления таблиц или схем конфигурации для каждого МП терминала, входящего в проект;
- в соответствии с подразделом «Проект должен содержать...» раздела «Релейная защита» п. 2.2 задания на проектирование требуется доработка ПД в части предоставления принципиальных схем электромеханических и микроэлектронных устройств РЗА и ПА.

3.2.11 ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ

Исходя из содержания Раздела 5. Подраздела 7 «Технологические решения». Часть 10 «Электромагнитная совместимость» (05-11 /03-363-01-ЭМС 5.7.10) на ПС 220 кВ «Владыкино» в ходе реконструкции предусмотрена установка микропроцессорной аппаратуры, основными источниками помех для которой помехи при к.з. в сети, коммутационные помехи и помехи возникающие при молниевых разрядах. Предусматриваемая к установке на ПС МП аппаратура поставляется в помехозащищенных металлических шкафах. Шкафы с МП аппаратурой размещаются в существующем помещении ГЩУ.

При реконструкции предусмотрено выполнение ВЧ сетки в помещении КРУЭ выполняемой с помощью стальной арматуры круглого сечения диаметром 6-8 мм с размером ячейки не более 20x20 мм с присоединением к общему конуру заземления. Поверх ВЧ сетки укладывается сетка из медной полосы сечением 5x60 мм, которая соединяется с закладными для КРУЭ и ВЧ сеткой. От медной сетки делаются выпуски для заземления КРУЭ.

В составе ПД также разработаны решения по заземлению Т-1 и Т-2, РЩ и КРУ-10 кВ.

Присоединение аппаратуры АСТУ и РЗ к закладным металлоконструкциям выполнить посредством сварки или болтового соединения. Для вторичных цепей предусматривается использование экранированного кабеля с заземлением с двух сторон. Прокладка контрольных кабелей по зданию ПС предусмотрена в заземленных неперфорированных лотках.

В составе СОПТ предусмотрена защита от импульсных перенапряжений.

В помещении РЩ, где устанавливается МП аппаратура предусматривается выполнение антистатического напольного покрытия. После завершения монтажных работ предусматривается проведение приемо-сдаточных испытаний в соответствии с СО 34.35.311.2004. Также предусматриваются прочие мероприятия для обеспечения требований ЭМС в соответствии с СТО 56947007-29.240.044.028-2010. В проекте представлены требуемые схемы по заземлению оборудования и помещений ПС.

В содержании ПД представлены расчеты:

- значений параметров заземляющего устройства;
- уровней электромагнитных воздействий на устанавливаемое вторичное оборудование, результаты которых подтверждают обеспечение требований к ЭМС на объекте после завершения реконструкции.

Таким образом, Аудитор считает, что принятые проектные решения по электромагнитной совместимости на ПС 220 кВ «Владыкино» соответствуют требованиям действующей НТД, технической политике ПАО «МОЭСК», а также требуемому объему проработки в соответствии с заданием на разработку проекта.

3.2.12 АСУ ТП

Проектной документацией (Раздел 5. Подраздел 7 «Технологические решения». Части 3.1 и 3.2 (05-11/03-363-01-АСУ 5.7.3.1 и 05-11/03-363-01-АСУ 5.7.3.2) предусмотрено создание на ПС 220 кВ «Владыкино» автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) и системы сбора и передачи технологической информации (ССПТИ). Состав интегрируемых в АСУ ТП систем: РЗА и ПА, АИИС КУЭ, ККЭ, СПТИ, автоматизированная система телеконтроля и управления (АСТиУ), СОПТ, инженерные системы. Для решения задач управления, контроля, измерений и диагностики предусматривается передача информации в ЦУС ПАО «МОЭСК» и ДП ЦЭС.

Система АСУ ТП строится на базе программно-технического комплекса MicroSCADA Pro компании ООО «АББ Автоматизация». Описан состав построения системы, с указанием технологических и общесистемных функций.

В составе ПД приведена информационная емкость АСУ ТП, в виде перечня сигналов, который включает сигналы АПТС, телесигналы от терминалов РЗА (RED-670, REB-670, RET-670, REL-551, R7SD522), телесигналы от системы телемеханики. В документации приведена схема электропитания АСУ ТП, схема размещения устройств АСУ ТП. Приведена структурная схема АСУ ТП, учитывающая уровни построения системы. Приведена также спецификация оборудования АСУ ТП ПС 220 кВ «Владыкино», а также типовые эскизы видеокадров.

Предусматривается поставка шкафа системы управления с резервируемыми серверами и устройством синхронизации времени, шкаф бесперебойного питания с инвертором, шкаф связи с оптоэлектрическими преобразователями, АРМы, коммутационное оборудование, программное обеспечение, оборудование ЗИП.

Аудитор констатирует, что представленные решения в целом соответствуют действующей НТД РФ, однако в проектной документации не приведены требования к метрологическому обеспечению с указанием перечня измерительных каналов, что требуется в задании на проектирование. Отсутствуют данные о необходимом составе работ, который требуется для создания АСУ ТП на ПС 220кВ «Владыкино».

3.2.13 ТЕЛЕМЕХАНИКА

Проектной документацией (Раздел 5. Подраздел 7 «Технологические решения». Часть 5 «Телемеханика» (05-11/03-363-01-И'М 5.7.5) предусмотрено создание системы телемеханики на базе ПТК «ITDS» производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи». В составе ПД приведены структурная схема ТМ, перечень сигналов, схема размещения устройств. В качестве устройств сбора применены ITDS HVD3 RTU5 и модули телесигнализации ITDS DIN32, измерительные преобразователи напряжения постоянного тока E87 производства ООО «Энерго-Союз». Осуществляется обмен данными с ЦППС «Smart-FEP» ПАО «СО-ЕЭС» и ОИК «Систел» ЦУС ПАО «МОЭСК», АСУ ТП. Также разработана спецификация оборудования и программного обеспечения, требуемых работы для построения системы.

По результатам проведенного анализа Аудитор отмечает, что представленные решения в целом соответствуют действующей НТД РФ. Вместе с этим Аудитор отмечает, что системы телемеханизация ПС 220 кВ «Владыкино» выполнены на базе двух производителей ООО «АББ Автоматизация» (АСУ ТП) и «ПиЭлСи Технолоджи» (ТМ), что может затруднить эксплуатацию, и рекомендует пересмотреть данное решение с применением оборудования единого производителя.

3.2.14 СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Для измерения показателей качества электрической энергии в соответствии с решениями Раздела 5. Подраздела 7 «Технологические решения». Части 9: Система контроля параметров качества электроэнергии (05-11 /03-363-01-ККЭ 5.7.9) предусматривается использование измерителей типа «Ресурс Е4» производства НПП «Энерготехника» которые подключаются к измерительным трансформаторам тока и напряжения 10 кВ.

Устройства ККЭ и АРМ ККЭ устанавливаются в помещении ГЩУ. В содержании указанного тома ПД приведены функции выполняемые СККЭ, требуемые расчеты погрешности измерения напряжения.

По результатам проведенного анализа Аудитор отмечает, что представленные решения в соответствии с требованиями действующей НТД РФ, так и задачам реализации ИП.

3.2.15 АИИС КУЭ

В составе работ по модернизации АИИС КУЭ ПС «Владыкино» выполняется:

- установка шкафа УСПД;
- установка счетчиков присоединений 220 кВ и собственных нужд;
- замена счетчиков на вводах РУ-10 кВ;
- перевод ИИК на новое УСПД;
- подключение нового УСПД на первом этапе строительства к существующим каналам связи, к новым проводным каналам связи на втором этапе строительства.

По результатам проведенного анализа проектной документации (Раздел 5. Подраздел 7. «Технологические решения». Часть 4.2 Автоматизированная информационно измерительная система коммерческого учета (05-11/03-363-01-АУЭ 5.7.4.2. ИТ/П-08-11.АУЭ) Аудитор сообщает:

- предусмотренные ПД объемы реконструкции АИИС КУЭ ПС «Владыкино» в связи с реконструкцией КРУЭ-220 кВ и заменой трансформаторов 220/10 кВ обоснованы задачами реализации ИП и необходимы для обеспечения учета электроэнергии;
- принятые проектные решения по реконструкции АИИС КУЭ в части надежности, защищенности, функциональной полноты, безопасности и удобства эксплуатации как отдельных компонентов, так и системы в целом соответствуют требованиям действующей НТД РФ, включая регламенты ОРЭМ, а также положениям ТЗ на проектирование.

Вместе с тем, Аудитор в целях оптимизации проектных решений рекомендует исключить применение в системе АИИС КУЭ ПС 220 кВ «Владыкино» догрузочных резисторов. Выбор величин номинальной мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения (при новом строительстве/создании новой системы учета) необходимо осуществлять таким образом, чтобы исключить необходимость установки догрузочных резисторов.

3.2.16 СРЕДСТВА СВЯЗИ

В рамках данного проекта предусмотрена организация цифровой системы передачи информации ПС - ДП Октябрьской ОЗ – РДП ЦЭС – ЦУС ПАО «МОЭСК».

Проектируемый комплекс систем связи предназначен для передачи голосовых диспетчерских и технологических каналов связи, каналов телемеханики с ПС 220 кВ «Владыкино» в РДП ЦЭС, ЦУС ПАО «МОЭСК» и ДП филиала ПАО «СО ЕЭС» Московское РДУ. Проектом предусмотрена организация каналов АСУ ТП, АИИС КУЭ, ЛВС с ПС 220 кВ «Владыкино» в РДП ЦЭС ПС «Южная».

В проекте рассмотрены вопросы модернизации оперативно-диспетчерской связи, технологической телефонной связи, ЛВС, радиопоисковой системы оповещения, и записи оперативных переговоров на ПС 220 кВ «Владыкино».

В соответствии с проектом предусматривается установка нового оборудования (либо дооснащение существующего) для организация каналов связи от ПС 220 кВ «Владыкино» до РДП ЦЭС, ЦУС ПАО «МОЭСК» и ДП филиала ПАО «СО ЕЭС» Московское РДУ, а также каналов РЗА по требуемым направлениям.

Перечень объектов электросетевого хозяйства, на которых планируется установка/расширение оборудования:

- ПС 220 кВ «Владыкино»;
- ДП ОЭС (ПС «Бутырки»);



- ПС 500 кВ «Бескудниково»;
- РДП ЦЭС (ПС «Южная»);
- ЦУС МОЭС.

В том числе:

- в части ПС 220 кВ «Владыкино»

На текущий момент на ПС 220 кВ «Владыкино» функционируют два мультиплексора доступа FOX515 и диспетчерский коммутатор Coral, сетевой коммутатор Cisco WS-2960.

Для организации необходимых каналов и сетей связи планируется:

- Установка трех телекоммуникационных шкафов в помещении ЛАЗа, (АТС, ТСПД, ЭПУ);
- Дооснащение двух существующих мультиплексоров FOX-515 платами (LOMIF), FXS (SUBH1), Ethernet 10BaseT (ETER1), (OPTIF), (NEMSG), (NEBRO), (DATAS);
- Установка настенного АВР электропитания (~ 220В);
- Установка настенного АВР электропитания (= 220В);
- Перенос ДК Coral в устанавливаемый шкаф АТС;
- Установка (УПАТС) MiniCom DX Compact;
- Установка двух серверов записи оперативных переговоров ЭХО+;
- Установка оборудования АДАСЭ;
- Установка двух маршрутизаторов CISCO CGR 2010 и двух коммутаторов CISCO CGS 2520;
- Доукомплектация существующего шкафа ЛВС FD-01, активным оборудованием коммутации Cisco WS-2960 и пассивным кроссовым оборудованием;
- Установка в шкафу АТС пятиканального усилителя РАМ-340А;
- Установка в шкафу ЭПУ электропитающей установки Flat Pack2 (3 выпрямителя по 2кВт), аккумуляторных батарей (18 штук по 180 А*ч) и конвертера питания DC\DC 220В\48В.

Электропитание телекоммуникационного оборудования на узле связи в КРУЭ 220 кВ ПС 220 кВ «Владыкино» выполняется постоянным током с номинальным напряжением 48В от проектируемой ЭПУ с АКБ и проектируемого DC/DC конвертера.

Проектируемая ЭПУ питается от проектируемого щита с АВР(1), который в свою очередь запитан от двух секций существующего ЩСН подстанции. Ввод питания в проектируемый DC/DC конвертер осуществляется от проектируемого щита с АВР(2). Ввод питания в проектируемый распределительный щит с АВР(2) осуществлен от двух секций существующего ЩПТ подстанции.

Проектируемые аккумуляторные батареи, устанавливаемые в шкаф ЭПУ, обеспечивают необходимое время (не менее 7 часов) резервирования работы подключаемой к выпрямительной системе нагрузки в случае аварии в системе электропитания

В качестве многофункциональной системы доступа в проекте используются существующие мультиплексоры SDH уровня STM-1 FOX-515. Мультиплексоры доступа связаны оптическими секциями STM-1 между собой, а также подключены к волокнам оптических кроссов в направлениях:

- ПС «Марфино»: STM-1, скорость 155 Мбит/с (ODF ПС806-ПП);
- ПС «Бутырки»: STM-1, скорость 155 Мбит/с (ODF ПС806-ПС855-ПС46);
- ПС «Бескудниково»: STM-1, скорость 155 Мбит/с (ODF ПС806-ПС505).

Каналы связи между ПС организуются по ВОЛС (ОКГТ), по географически разнесенным трассам с организацией кольцевой схемы.

- в части ДП ОЭС ПС «Бутырки»

Для организации голосовых диспетчерских каналов связи с ПС 220 кВ «Владыкино», на ДП ОЭС (ПС «Бутырки») планируется доукомплектация существующего мультиплексора FOX-515 платой (LOMIF), к которой подключается проектируемая дополнительная корзина диспетчерского коммутатора MiniCom DX 500.

Для организации основных каналов связи передачи телеинформации с ПС 220 кВ «Владыкино», на ДП ОЭС ПС Бутырки планируется доукомплектация существующих мультиплексоров FOX-515 платой (ETER1). Для организации резервных каналов ТМ, АСУ с ПС 220 кВ «Владыкино», на ДП ОЭС ПС Бутырки планируется прокладка оптического патчкорда от оптического кросса до оборудования маршрутизации CISCO ASR1000.

Для организации основных и резервных каналов производится доукомплектация FOX 515 SFP модулем. Проектируемая мультиплексорная связь между оборудованием FOX 515 производится доукомплектацией мультиплексора Nortel OME-6500 платой передачи уровня 8x STM-1.

- в части ПС «Бескудниково»

Для передачи резервных каналов РЗА по направлениям «Бескудниково 1 -Владыкино» и «Бескудниково 2 - Владыкино» планируется доукомплектация существующего мультиплексора FOX-515 платой передачи данных (DATAS).

- в части РДП ЦЭС (ПС «Южная»)

Для организации каналов АСУ ТП и АИИС КУЭ и ТМ с ПС «Владыкино», на РДП ЦЭС (ПС «Южная») планируется доукомплектация существующих мультиплексоров FOX-515 платой Ethernet (ETER1).

- в части ЦУС МОЭС

Для организации основного канала передачи телеинформации и с ПС «Владыкино» в ДП филиала ПАО «СО ЕЭС» Московское РДУ производится доукомплектация мультиплексора FOX 515 платой (ETER1).

Аудитор констатирует, что принятые проектные решения по организации систем связи в рамках реконструкции ПС 220 кВ «Владыкино» в части надежности, безопасности и удобства эксплуатации, как отдельных компонентов, так и системы в целом соответствуют требованиям действующей НТД РФ, а также НТП ПС СТО 56947007-29.240.10.028-2009.

При этом в целях оптимизации структуры систем связи Аудитор рекомендует:

- в связи с тем, что электропитание оборудования систем связи резервируется АВР, как по переменному, так и по постоянному току, а так же гарантируется системой бесперебойного питания с расчетным временем работы 7 ч. при требуемых по заданию на проектирование 6 ч.. Предлагается исключить из проекта источники бесперебойного питания APC Smart UPS XL 2200VA (2 шт.), питающие систему записи оперативных переговоров «ЭХО+», а также дополнительные батарейные модули APC «ASUA 48RMXLBP34» (2 шт.);
- обратить внимание на несоответствие аккумуляторных батарей которые будут установлены в шкафу ЭПУ (EUROBAT 180 А*ч) и батарей которые заложены в объемах ЗИП (Coslight 100 А*ч);
- для наиболее полного оповещения ремонтного персонала необходимо охватить помещения аккумуляторных системой ГГС.

3.2.17 ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

В рамках выполнения технологического аудита на основании анализа проектной документации: Раздел 1 «Общая пояснительная записка». Часть 2 «Отчет об инженерно-геологических и инженерно-гидрологических изысканиях на площадке ПС «Владыкино» (05-11/03-363-01-ИЗ 1.2), Аудитор сообщает:

- а) к представленному Отчету об инженерно-геологических и инженерно-гидрологических изысканиях, подготовленному в 2011 г. ОАО НИПИИ ЭТ «ЭНЕРГОТРАНСПРОЕКТ» по заказу ЗАО «Новая Энергетика» и содержащему материалы по итогам проведения: буровых работ (6 скв., общий метраж – 48 п.м.), отбора проб для лабораторных исследований (6 монолитов, 4 пробы на химическую активность), камеральных работ имеется ряд существенных замечаний:
- в нарушение п. 14 СНиП 11-02-96 отсутствует программа работ или предписание на выполнение инженерно-геологических изысканий;
 - отсутствуют графические материалы к ТЗ на проведение геологических изысканий, что является нарушением пп. 4.12, 4.13, 6.6 СНиП 11-02-96;
 - отсутствует разрешение ГУП «Мосгоргеотрест» на проведение буровых работ;
 - содержание отчета о проведении изысканий не соответствует требованиям пп. 6.6, 6.7, 6.8, 6.27 СНиП 11-02-96.

Таким образом Аудитор считает возможным заключить, что хотя геологические изыскания на площадке ПС «Владыкино» выполнены в соответствии с Техническим заданием заказчика данных работ – ЗАО «Новая Энергетика», однако в связи несоответствием ТЗ требованиям действующей НТД РФ однозначно подтвердить достаточность объема проведенных изыскательских работ и обоснованность использования результатов изысканий для обоснования конструктивных решений ПД не представляется возможным. Также Аудитор обращает внимание, что Геологические разрезы проведены через скважины, которые расположены за территорией действующей ПС, и не могут достоверно отражать геологические условия на территории подстанции.

б) к представленному отчету об инженерно-геодезических изысканиях (в составе ПД именуемому как «Материалы топографо-геодезических работ», подготовленному в 2011 г. ФГУП « РОСТЕХИНВЕНТАРИЗАЦИЯ» Федеральное БТИ по заказу ЗАО «Новая Энергетика» имеется ряд существенных замечаний:

- отсутствуют обязательные правовые приложения к техническому заданию на топографо-геодезические работы (нарушение пп. 4.5, 4.13 СНиП 11-02-96);
- в ТЗ на проведение инженерно-геодезических изысканий не указан масштаб топоплана и сечение рельефа;
- отсутствует ведомость сдачи временных реперов на наблюдение за сохранностью (нарушение пп. 5.53, 5.54, 5.56 СП11-104-97);
- GPS измерения для сгущения ГГС, которые согласно п.6.2.4. ГКИНП (ОНТА) -02-02-262-02 должны производиться не менее чем с четырех исходных базовых пунктов, выполнены с одного пункта;
- отсутствует программа выполнения топографо-геодезических работ (нарушение пп.4.14 СНиП 11-02-96);
- отсутствует картограмма геодезической изученности района проведения изыскательских работ (нарушение пп.5.13 СНиП 11-02-96);
- отсутствует ведомость согласования подземных коммуникаций с балансодержателями;
- отсутствует уведомление Комитета по архитектуре и градостроительству г. Москвы о производстве топографо-геодезических изысканий;
- в пояснительной записке отсутствуют обоснования использования «космических технологий» для сгущения ОГС;
- на плане земельного участка не показаны точки съемочного обоснования;
- отсутствует экспликация колодцев;
- отсутствует письмо ПАО МОЭСК) о рассекречивании содержания материалов топосъемки ПС.

Таким образом Аудитор заключает, что представленные материалы инженерно-геодезических изысканий не соответствуют положениям действующей НТД РФ и подлежат доработке/корректировке.

3.2.18 КОНСТРУКТИВНЫЕ И ОБЪЕМНО-ПЛАНИРОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ

В рамках анализа конструктивных и объемно планировочных решений по проекту реконструкции ПС 220 кВ «Владыкино» Аудитором был проведен анализ Части 2 «Конструктивные решения по размещению вновь устанавливаемого электрооборудования ПС «Владыкино» (05-11/03-363-01-КР 4.2) и Части 3 «Конструктивные решения по выполнению и размещению маслосборников» (05-11/03-363-01-КР 4.3) Раздела 4 «Конструктивные и объемно-планировочные решения реконструкции» представленной проектной документации, в

составе которых приведены сведения о расположении электротехнического оборудования на территории реконструируемого объекта, а также графические материалы по выполнению и размещению двух новых маслосборников объемом по 108 м³ в виде резервуаров из монолитного железобетона.

По итогам проведенного анализа Аудитор отмечает, что содержание указанных выше частей проектной документации не соответствует требованиям п. 14 «Положения о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию», утвержденного Постановлением Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г., а именно:

– в томе «Конструктивные и объемно-планировочные решения реконструкции ПС» приведены только сведения о размещении электрооборудования и отсутствуют как таковые описания

– в текстовой части документации отсутствуют следующие данные:

- сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях земельного участка, предоставленного для размещения объекта капитального строительства;
- сведения об особых природных климатических условиях территории, на которой располагается земельный участок, предоставленный для размещения объекта капитального строительства;
- сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании объекта капитального строительства;
- уровень грунтовых вод, их химический состав, агрессивность грунтовых вод и грунта по отношению к материалам, используемым при строительстве подземной части объекта капитального строительства;
- описание и обоснование конструктивных решений зданий и сооружений, включая их пространственные схемы, принятые при выполнении расчетов строительных конструкций;
- описание и обоснование технических решений, обеспечивающих необходимую прочность, устойчивость, пространственную неизменяемость зданий и сооружений объекта капитального строительства в целом, а также их отдельных конструктивных элементов, узлов, деталей в процессе изготовления, перевозки, строительства и эксплуатации объекта капитального строительства;
- описание конструктивных и технических решений подземной части объекта капитального строительства;
- описание и обоснование принятых объемно-планировочных решений зданий и сооружений объекта капитального строительства;
- перечень мероприятий по защите строительных конструкций и фундаментов от разрушения;
- описание инженерных решений и сооружений, обеспечивающих защиту территории

объекта капитального строительства, отдельных зданий и сооружений объекта капитального строительства, а также персонала (жителей) от опасных природных и техногенных процессов.

Тем не менее, так как представленная проектная документация не подлежит обязательному прохождению экспертизы (государственной или негосударственной), Аудитор считает возможным сделать вывод о достаточности описательного и графического описания основных конструктивных решений – сооружения новых маслосборников – в рамках реконструкции ПС 220 кВ «Владыкино». При этом указанные выше недоработки текстовой части документации могут быть без ущерба устранены на этапе разработки рабочей документации.

3.2.19 ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА, ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ (ЭЛЕКТРООБОГРЕВ)

В рамках ТЦА Аудитором был проведен анализ ПД: Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень мероприятий, содержание технологических решений». Подраздел 4 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети» (05-11/3-363-01-ОВ 5.4.1).

В соответствии с проектными решениями в реконструируемых помещениях предусмотрена приточно-вытяжная, как механическая, так и с естественным побуждением. Для помещений аккумуляторных вентиляция совмещенная с отоплением.

При этом принятые решения по отоплению и вентиляции обеспечивают выполнение следующих функций:

- создание условий для нормального функционирования оборудования в проектных режимах работы;
- разбавление выделяющихся в помещениях вредных веществ до допустимых нормами концентраций;
- удаление избыточного тепла;
- создание нормируемых санитарно-гигиенических условий для обслуживающего персонала;
- выполнение требований пожарной безопасности.

Также в ПД предусмотрены необходимые и достаточные решения по автоматике, шумоглушению и энергосбережению.

По итогам проведенного анализа Аудитор отмечает, что принятые технические решения по отоплению, вентиляции, кондиционированию воздуха соответствуют техническому заданию и действующим нормативным документам, аналогичным техническим решениям в отечественной практике проектирования, являются достаточно эффективными и обеспечивают требования безопасности при эксплуатации объекта реконструкции. Также Аудитор считает

возможным заключить, что предусмотренные к применению оборудование и материалы выбраны оптимально, а их характеристики соответствуют расчетным.

3.2.20 ПРОЕКТ ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА

Аудитором проведен анализ проектной документации: Раздел 6 «Проект организации строительства» (05-11/03-363-01-ПОС 6.1), в которой обоснованы принятая продолжительность строительства, обоснована организационно-технологическая схема строительства, решены вопросы материально-технического обеспечения, описаны особенности проведения работ в условиях действующего предприятия, 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.

По итогам проведенного анализа Аудитор сообщает, что структура текстовой и графической частей представленного проекта организации строительства соответствует требованиям п.23 «Положения о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию», утвержденного Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. № 87, а его содержание достаточно для организации и эффективного ведения процесса реконструкции при наименьших затратах на выполнение строительно-монтажных работ без потери их качества.

3.3 ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ ПРИНЯТЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЕЙСТВУЮЩИМ У ЗАКАЗЧИКА И В РОССИИ НОРМАМ И СТАНДАРТАМ, А ТАКЖЕ СОВРЕМЕННОМУ МЕЖДУНАРОДНОМУ УРОВНЮ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ

В основном в рассматриваемой проектной документации применены технические решения, которые соответствуют действующей НТД РФ, требованиям действующих отраслевых и корпоративных стандартов ПАО «ФСК ЕЭС», регламентов оптового рынка электроэнергии и мощности, а также Положению ПАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе.

Однако, как Аудитор отмечал выше, часть принятых проектных решений требует уточнения и дообоснования в соответствии с положениями действующей НТД РФ и общепринятой практикой инженерного проектирования.

При этом в ходе технологического аудита не выявлено:

- ограничений на используемые технологии,
- необходимости привлечения высококвалифицированных специалистов для реализации ИП, за исключением очевидной необходимости привлечения для монтажа вновь устанавливаемых КРУЭ-220 кВ и силовых трансформаторов квалифицированных специалистов-монтажников, имеющих опыт монтажа оборудования конкретных производителей;

– необходимости использования специфического специализированного оборудования.

3.4 ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИНЯТЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

В результате анализа принятых в проектной документации технических решений Аудитором выявлен ряд рекомендаций по их оптимизации, а именно:

- 1) сохранение в работе существующих дугогасящих реакторов 10 кВ, по результатам дополнительных расчетов текущих и перспективных (с учетом развития сети) значений емкостных токов замыкания на землю в сети 10 кВ;
- 2) исключение применения в составе вновь устанавливаемой системе АИИС КУЭ догрузочных резисторов за счет уточнения выбора величин номинальной мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения (при новом строительстве).

Указанные выше предложения по оптимизации, при наличии соответствующей возможности и технологических обоснований, позволят сократить капитальные затраты на строительство без ухудшения отдельных технических характеристик проекта. Однако в этом случае потребуются корректировка проектной документации, что, очевидно, связано с дополнительными финансовыми и временными затратами.

Вместе с этим Аудитор отмечает невозможность приведения уточненных стоимостных показателей по предложенным мерам оптимизации проектных решений ввиду:

- ~ – необходимости предварительного проведения Проектировщиком по отдельным рекомендациям Аудитора дополнительных проектно-технических проработок;
- ~ – необходимости повторного/дополнительного выполнения сравнительных сметных расчетов, связанного с дополнительными временными затратами на запрос у производителей/поставщиков текущей стоимости предполагаемых к использованию в рамках оптимизационных решений оборудования и материалов.



4 ПОДГОТОВКА ЭКСПЕРТНОГО МНЕНИЯ О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА, ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Основываясь на результатах проведенного анализа следующих материалов, использованных при подготовке проектной документации:

- постановление Правительства Москвы № 572-ПП от 29 июня 2010 года «О внесении изменений в Закон города Москвы от 05 июля 2006 года № 33 «О программе комплексного развития системы электроснабжения города Москвы на 2006-2010 годы и инвестиционных программах развития и модернизации инфраструктуры электроснабжения города»;
- закон города Москвы № 44 от 19.09.2012 г. «О внесении изменений в закон г. Москвы от 05.07.2006 г. № 33 «О программе комплексного развития системы электроснабжения города Москвы на 2006-2010 годы и инвестиционных программах развития и модернизации инфраструктуры электроснабжения города»
- техническое задание ОАО «МОЭСК» № 35-15/МА-10120 от 17.11.2008 г.;
- технические требования ОАО «МОЭСК» № 58-09-378 от 21.11.2008 г.;
- технологическое задание на реконструкцию ПС «Владыкино» ОАО «МОЭСК» № 153-13/ЧА-193 от 19.01.2012 г.;
- задание на проектирование, утвержденное 09.2012 г.;
- дополнение № 1 к заданию на проектирование, утвержденное 08.2013 г.,

а также Отчете Аудитора по результатам проведения ТЦА I стадии по данному ИП и результатах оценки принятых технических и технологических решений, Аудитор подтверждает целесообразность и необходимость реализации Инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 220/10 кВ «Владыкино», сооружение КРУЭ» исходя из:

- необходимости замены основного оборудования с высоким физическим и моральным износом, в частности – силовых трансформаторов, полностью выработавших нормативный срок службы;
- необходимости замены установленных выключателей КРУЭ-220 кВ, отключающая способность которых не удовлетворяет значениям перспективных (расчетных) токов к.з.;
- необходимости удовлетворения спроса на технологическое присоединение новых потребителей.

5 ЦЕНОВОЙ АУДИТ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

5.1 АНАЛИЗ ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

5.1.1 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

5.1.1.1 ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОБЪЕКТОВ-АНАЛОГОВ

В соответствии с инвестиционной программой ПАО «МОЭСК» на 2015 - 2019 гг., утвержденной Минэнерго России Приказом от 16.10.2014г. №735, полная стоимость реализации проекта по реконструкции ПС 220/10 кВ «Владыкино», сооружение КРУЭ составляет 1 748 млн. рублей с НДС.

Для анализа затрат на реализацию инвестпроекта Аудитором произведено сравнение стоимостных показателей аудируемого проекта с данными по объекту-аналогу, в качестве которого была принята ПС 220/10 кВ «Полупроводники», реконструкция которой производится в сходных с ПС 220/10 кВ «Владыкино» условиях плотной городской застройки.

Информация о данных по объекту-аналогу принята из открытых источников: <http://energynews.su/4959-v-peterburge-rekonstruirovana-ps-220-kv-poluprovodniki.html>.
Результаты сравнения технико-экономических показателей приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1. Технико-экономические показатели ПС «Владыкино» и объекта-аналога

Технико-экономические показатели ПС	Аудируемый объект ПС «Владыкино»	Объект-аналог ПС «Полупроводники»
Местоположение:	г. Москва	г. Санкт-Петербург
Год оценки затрат:	ИПР по данным на конец 2010 г.	по факту (на начало 2014 г.)
Конструктивное исполнение ПС:	закрытая	закрытая
- высокое напряжение, кВ	220	220
- низшее напряжение, кВ	10	10
Трансформаторная мощность, МВА	2х80	2х80
Тип РУ 220 кВ:	КРУЭ	КРУЭ
Выключатель элегазовый 220 кВ, шт	7	4
- удельная стоимость ячейки КРУЭ 220кВ, млн.руб. с НДС (18%)	242,18 млн. руб.* 1,18 / 7 шт. = 40,82 млн. руб./шт.	160,75 млн. руб. * 1,18 / 4 шт. = 47,42 млн. руб./шт.
Тип РУ 10 кВ:	КРУ	КРУ
Выключатель вакуумный 10 кВ, шт	49 существ. и 1 проект.	106 проект.
- удельная стоимость ячейки КРУ 10кВ, млн.руб. с НДС (18%)	3,31 млн. руб. * 1,18 / 1 шт. = 3,91 млн. руб./шт.	1,03 млн. руб. * 1,18 / 106 шт. = 1,21 млн. руб./шт.
Тип реактора токоограничивающего:	РТСТБГ-10/3200/0,35	CRL 75/32000,637 P-1-10
- количество реакторов, шт.:	4	4
Стоимость строительства / реконструкции,	1 748,00	1 409,32



млн. руб.		
Удельная стоимость, млн. руб./МВА	10,925	8,808
Удельная стоимость, млн. руб./ПС ¹	1 503	1 140

Аудитор отмечает превышение удельной стоимости реализации ИП реконструкции ПС «Владыкино», учтенной в ИПР, над объектом-аналогом ПС «Полупроводники» в 1,2-1,3 раза.

Впоследствии, однако, стоимость реконструкции ПС «Владыкино» несколько раз корректировалась. В итоге, заявленная стоимость реконструкции, согласно, представленной к аудиту последней версии сводного сметного расчета, составляет в текущих ценах на апрель 2013 г. с лимитированными затратами и НДС всего – 1 052 381,796 тыс. руб.

Таким образом, удельная стоимость реконструкции ПС «Владыкино» по сводному сметному расчету составляет 6,577 млн. руб. (с НДС)/МВА, что значительно ниже первоначальной стоимости, заявленной в инвестиционной программе ПАО «МОЭСК» на 2015 - 2019 гг., и даже показателя объекта-аналога. Такое снижение стоимости реконструкции, по мнению Аудитора, произошло в результате уточнения и детализации проектно-сметных решений на стадии разработки проекта.

5.1.1.2 ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НОРМАТИВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Аудитор выполнил укрупненный расчет стоимости реализации Проекта с использованием действующего Сборника укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК», утвержденного приказом ОАО «Холдинг МРСК» № 488 от 20.09.2012 г.

Расчет осуществлен в следующих уровнях цен:

- базовый уровень цен 2000 г.;
- прогнозный уровень цен 2017 г.², в том числе с учетом действующей Методики планирования снижения инвестиционных затрат на 30 % относительно уровня 2012 г. при формировании инвестиционных программ ДЗО ПАО «Россети».

Результаты проведения оценки стоимости ИП представлены в табл. 5.3. Необходимо отметить, что состав позиций укрупненного расчета Аудитора (см. табл. 5.2) несколько отличается от состава позиций в укрупненном расчете Заказчика, что обусловлено следующим:

– для проведения настоящего укрупненного расчета Аудитор использовал уточненные данные по ИП в соответствии с текущей стадией его реализации;

¹ В удельной стоимости учтены затраты из расчета стоимости на ПС комплекта одной ячейки КРУЭ 220кВ и одной ячейки КРУ 10кВ.

² Согласно утвержденной инвестиционной программе МОЭСК, ввод ПС №806 «Владыкино» в эксплуатацию планируется в 2017 г.

– различием в перечне оптимальных необходимых технических решений по оценкам Заказчика и Аудитора с учетом предложенных Аудитором решений по оптимизации (подробнее см. п. 3.2 настоящего Отчета);

– Аудитор считает, что методика Сборника СО 00.03.03-07 (а также его последующих версий) подразумевает использование укрупненных показателей стоимости для оценки капитальных затрат, и указанные укрупненные показатели стоимости учитывают все затраты в сооружение ПС (п. 1.8 Сборника СО 00.03.03-07). Таким образом, затраты, не выраженные явным образом в Сборнике, учтены в показателях стоимости крупных узлов/элементов подстанции и не требуют дополнительного включения в расчет. При этом в собственном расчете Заказчик использует дополнительные расценки. Так, например, несмотря на то, что в Сборнике укрупненных показателей есть расценка на организацию противоаварийной автоматики подстанции, Заказчиком использовалась как указанная расценка, так и дополнительные расценки (основанные на собственных расчетах Заказчика) на установку и наладку на секциях КРУ-10 кВ АЧР и ЧАПВ.

Таблица 5.2. Технические данные для расчета стоимости Инвестиционного проекта

№ пп	Показатель	Количество
Блок «Подстанция»		
1	КРУЭ 220 кВ (элегазовые выключатели)	7 ячеек
2	Трансформатор 220/10 кВ, 80 МВА	2 шт.
3	Токоограничивающий реактор РТОС	4 к-та
4	Дугогасящий реактор РЗДПОМА	4 к-та
5	комплекс АИСКУЭ	1 к-т
6	комплекс АСУ ТП	1 к-т
7	Система телемеханики	1 к-т
8	Противоаварийная автоматика	1 к-т
9	РЗА КВЛ «Владыкино-Бутырки»	4 к-та
10	Постоянная часть затрат	1 к-т
11	Демонтаж трансформатора 220/10 кВ 63 МВА	2 шт.
12	Демонтаж КРУЭ 220 кВ	6 ячеек

*Постоянная часть затрат включает: общеподстанционный пункт управления, устройство собственных нужд подстанции, внутривозрадные водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, систему видеонаблюдения, наружное освещение, ограждение и прочие элементы.

Таблица 5.3. Стоимость реализации Проекта по оценке Аудитора

	Стоимость реализации Проекта, тыс. руб.		
	Базовые цены 2000 г.	Прогнозные цены 2017 г. с НДС	
		Без учета снижения	С учетом снижения
ПС №806 «Владыкино»	298 194,09	2 576 478,95	1 803 535,26

Таким образом, удельная стоимость реализации ИП на 1 МВА установленной мощности в данном случае составила 11,272 млн. руб. (в прогнозных ценах с учетом директивного снижения).

5.1.1.3 АНАЛИЗ СООТВЕТСТВИЯ СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ПРИНЯТЫМ В РОССИЙСКОЙ И МИРОВОЙ ПРАКТИКЕ ЗНАЧЕНИЯМ – ПРОВЕРКА ОБЩЕЙ СТОИМОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ НА ОСНОВАНИИ ОБЪЕКТОВ-АНАЛОГОВ

Сравнительный анализ полученных показателей удельной стоимости реализации проекта по последней версии сводного сметного расчета (6,58 млн. руб. с НДС / МВА) с другими объектами электроэнергетического строительства, реализуемых как в Россия, так и за рубежом, представлен в табл. 5.4. Информация о данных по объектам-аналогам получена из открытых источников и собственного банка данных о стоимости запроектированных объектов-аналогов.

Таблица 5.4. Сравнительный анализ удельной стоимости проекта с другими объектами

Наименование	ПС 220 кВ Ерменсай, ³ Казахстан	ПС 220 кВ Ямская, ⁴ Россия	ПС 220 кВ Владыкино Россия	ПС 220 кВ Вологда-Южная, ⁵ Россия	ПС 220 кВ Полупроводники, ⁶ Россия	ПС 220/66 кВ Эль-Сабиналь, ⁷ Канары
Стоимость строительства в современных ценах, млн. руб.	1060	2790	1 052	4473	1409	2274
Мощность, МВА	250	580	160	680	160	200
Удельная стоимость строительства, млн. руб. / МВА	4,24	4,81	6,58	6,58	8,80	11,37

Таким образом, как видно из табл. 5.4, стоимостные показатели инвестиционного проекта реконструкции ПС 220кВ «Владыкино», рассчитанные по его актуальному ССР, соответствуют значениям, принятым в российской и мировой практике.

Более подробная оценка стоимостных показателей и анализ принятых сметных решений приведены в разделе 5.3 настоящего отчета.

5.1.2 АНАЛИЗ СТОИМОСТИ ПРОЕКТОВ НА ВСЕМ ПРОТЯЖЕНИИ ИХ 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

³ Источник: http://news.flmaster.kz/?n_id=120693.

⁴ Источник: <http://www.urm.ru/en/news/0-article4624-act.info.html>.

⁵ Источник: банк данных Аудитора.

⁶ Источник: <http://energynews.su/4959-v-peterburge-rekonstruirovana-ps-220-kv-poluprovodniki.html>.

⁷ Источники: <http://www.ree.es> и http://so-ups.ru/uploads/media/300115_foreign_tso.pdf.

(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 2004 г. 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 года.

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.

5.1.3 АНАЛИЗ ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ВЫЯВЛЕННЫХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЭКСПЕРТНО-ИНЖЕНЕРНОГО АНАЛИЗА

5.2 ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

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

Аудитору был представлен для рассмотрения Бизнес-план Проекта, согласно которому, Проект не окупится, т.к. значение чистой приведенной стоимости отрицательно (см. табл. 5.5).

Таблица 5.5. Основные показатели экономической эффективности Инвестиционного проекта

Показатель	Ед. изм.	Значение		
		Бизнес-план	Аудитор	
			ИПЦ	ИПЦ + ССР
Чистая приведенная стоимость (NPV)	тыс. руб.	-949 685	-951 365	-411 971
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	3,4	3,4	6,5
Модифицированная внутренняя норма доходности (MIRR)	%	7,0	7,0	9,0
Индекс доходности		0,33	0,33	0,51
Простой срок окупаемости	лет	21,30	21,30	17,48
Дисконтированный период окупаемости	лет	нет	нет	нет

Аудитор обратил внимание, что инвестиционные затраты по ИП, представленные в Разделе 4 Бизнес-плана незначительно расходятся.

Аудитору была также представлена Модель финансовых потоков по ИП, 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. Корректировка ИПЦ не привела к сколько-нибудь значимому изменению показателей экономической эффективности Проекта (см. табл. 5.5).

Также Аудитор учел в расчетах фактическую стоимость реализации Проекта по ССР, составленному на стадии «Р» (1 046 122,742 тыс. руб. с НДС в ценах 2013 г.). В этом случае показатели эффективности ИП существенно улучшились (так как снижение инвестиционных затрат составило 40%), однако ИП в целом имеет отрицательные значения чистой приведенной стоимости, т.е. не окупаем.

С другой стороны, так как финансирование проекта предполагается осуществлять за счет RAB-составляющей тарифа, его окупаемость должна быть обеспечена в процессе формирования тарифов на услуги Заказчика. Таким образом, Аудитор считает, что необходимость реализации данного Проекта должна быть подтверждена только техническими расчетами.

5.2.2 АНАЛИЗ СООТВЕТСТВИЯ ПРОЕКТОВ, ЗАЛОЖЕННЫХ В ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЕ, СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ ЗАКАЗЧИКА И ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА

Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденная Распоряжением Правительства РФ от 03.04.2013 №511-р, предусматривает, в частности, следующие целевые ориентиры для электросетевого комплекса:

а) повышение надежности и качества энергоснабжения до уровня, соответствующего запросу потребителей;

<...>

г) повышение эффективности электросетевого комплекса, в том числе:

–снижение удельных инвестиционных расходов на 30 процентов относительно уровня 2012 года (в рублях на физическую единицу (км, МВА);

–снижение операционных расходов на 15% к 2017 г. с учетом инфляции относительно уровня 2012 г. в расчете на единицу обслуживания электротехнического оборудования;

–снижение к 2017 году величины потерь на 11 процентов по отношению к уровню 2012 года.

Рассматриваемый Проект соответствует этим целевым ориентирам.

В качестве основных векторов Стратегия развития ПАО «МОЭСК» на период до 2015 года рассматривает 5 ключевых направлений, отраженных в «Программе приоритетных задач ПАО «МОЭСК» на 2013-2015 гг.» (утверждена Советом директоров Общества 31.05.2013):

- ✓ Повышение надежности электроснабжения Московского региона;
- ✓ Улучшение качества обслуживания потребителей и повышение доступности электросетевой инфраструктуры;
- ✓ Опережающие развитие сети и внедрение новых технологий;
- ✓ Рост инвестиционной привлекательности и капитализации;
- ✓ Повышение профессионализма и лояльности персонала компании.

Рассматриваемый ИП явным образом соответствует положениям первых 4 из них.

5.2.3 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ РИСКОВ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

Оценка чувствительности финансовой модели ИП к изменению таких его параметров в Бизнес-плане не представлена. Как таковые риски ИП в Бизнес-плане проанализированы не были, в связи с чем Аудитор выполнил анализ рисков проекта самостоятельно.

5.2.3.1 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.

5.2.3.2 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-составляющей тарифа, в который закладываются затраты на создание объекта и эксплуатационные затраты на его содержание в дальнейшем, инвестиционный риск следует признать минимальным.

5.2.3.3 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. Однако в краткосрочной перспективе с учетом

резкого изменения цен после подготовки ССР Проекта можно ожидать соответствующего увеличения его стоимости на стадии строительства.

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- составляющей 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 при предоплате или авансе, 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 для 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.

5.2.3.4 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 «геро» 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 ведет 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 финансирование Проекта планируется полностью за счет собственных средств, 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.

Однозначно отсутствует «экспортная» составляющая риска, так как ПАО «МОЭСК» предоставляет услуги только на территории РФ, которые оплачиваются только в рублях.

Существует вероятность применения в данном Проекте импортного КРУЭ 220 кВ с примерной долей в стоимости реализации всего Проекта в 30%. Следовательно, «импортная» составляющая данного вида риска может оказаться большой. Учитывая ситуацию в отечественной экономике и положения последних директивных документов об импортозамещении, Заказчик должен стремиться сократить долю импортных комплектующих до минимально возможного уровня.

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 пока оценить не удастся, так как часть важных его составляющих пока еще не сформирована. По известным составляющим уровень риска минимален за исключением валютного риска, уровень которого оценивается как высокий.

5.2.3.5 РИСК НЕДОФИНАНСИРОВАНИЯ ПРОЕКТА

С учетом того обстоятельства, что стоимость реализации Проекта по ССР, составленному на стадии «Р», на 40% ниже средств, заложенных на реализацию данного Проекта в ИПР Заказчика, риск недофинансирования проекта на данной стадии его реализации следует признать низким.

5.2.3.6 РИСК НЕДОСТИЖЕНИЯ 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 тепловую энергию, электрическую энергию и мощность.

Так как финансирование данного проекта предполагается за счет РAB-составляющей 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.

5.3 ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

5.3.1 ОЦЕНКА СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, СФОРМИРОВАННЫХ НА ОСНОВАНИИ УКРУПНЕННЫХ РАСЧЕТОВ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА, ВЫПОЛНЕННЫХ С ПРИМЕНЕНИЕМ СБОРНИКОВ УПСС ИЛИ ПО ОБЪЕКТАМ-АНАЛОГАМ

Для анализа Аудитору представлен расчет ориентировочной стоимости реконструкции ПС №806 «Владыкино», проведенный согласно ТЗ №35-15/МА-10120 от 17.11.08 г. Расчет выполнен в двух уровнях цен: базовом уровне цен 2000 г. и в прогнозных ценах декабря 2010 г.

При расчете были использованы:

- Сборник укрупненных стоимостных показателей электрических сетей УПС ЭСП-2007г. 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 ИП согласно материалам Заказчика представлена в табл. 5.6.

Таблица 5.6. Стоимость реализации ИП по данным Заказчика

	Стоимость реализации Проекта по материалам Заказчика, тыс. руб.		
	Расчет ориентировочной стоимости		ИПР с НДС
	Базовые цены 2000 г.	Цены июня 2010 г. с НДС	
Полная стоимость строительства	352 964,03	1 748 411,02	1 748 000,00
Оценка со снижением	-	-	-

Аудитор обращает внимание, что в ИПР внесена стоимость ИП, рассчитанная в ценах декабря 2010 г.

Таблица 5.7. Сравнение оценок Заказчика и Аудитора

	Оценка Заказчика, тыс. руб.	Оценка Аудитора, тыс. руб.	Разница в оценках Заказчика и Аудитора	
			тыс. руб.	%
Базовый уровень цен	352 964,03	298 194,09	54 769,94	15,52
ИПР с НДС	1 748 000,00	2 576 478,95 1 803 535,26 ^[1]	-828 478,95	-47,40
Расчет со снижением инвестиционных затрат на 30% относительно уровня 2012 года с НДС	2 775 837,34 1 943 086,14		199 358,39	7,18
Бизнес-план с НДС	1 748 111,00		139 550,88	7,18
		Стоимость по бизнес-плану совпадает с ИПР		

Таким образом, в базовом уровне цен стоимость капитальных затрат по ИП оказалась (см. табл. 5.7) на 54 769,94 тыс. руб. (на 15,52%) ниже оценки, полученной Заказчиком. Стоимость же ИП, включенная в ИПР, ниже оценки Аудитора, учитывающей директивное снижение, на 3,18%.

В базовом уровне цен расхождение оценок Заказчика и Аудитора в основном обусловлено следующими факторами:

- различием в ценовых показателях Сборника, использованного Заказчиком от данных Сборника, действительного на текущий момент;
- в некоторых позициях приведенного расчета из показателей Сборника искусственно изъята часть стоимости, приходящаяся на оборудование, и заменена на иную стоимость из имеющихся у Заказчика прайс-листов заводов-изготовителей;
- некоторым различием позиций, составляющих расчет Заказчика и расчет Аудитора, что также обусловлено тем, что предоставленный расчет Аудитора составлен по уточненным данным текущего этапа реализации Проекта.

5.3.2 ОЦЕНКА СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, СФОРМИРОВАННЫХ НА ОСНОВАНИИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Общая стоимость строительства проекта «Реконструкция ПС №806 220/10 кВ «Владыкино» для нужд ПАО «МОЭСК» представлена в сводном сметном расчете, который выполнен в соответствии с п. 3.1.3. задания на проектирование, в двух уровнях цен:

- в базисных ценах 2001 г. стоимостью: 314 110,518 тыс. руб. без НДС,
- в текущих ценах на дату разработки ПСД по состоянию на апрель 2013 г. стоимостью: 1 052 381,796 тыс. руб. с НДС.

^[1] Оценка с учетом директивного снижения



а) оценка соответствия сметной документации, разработанной в составе проектной, установленным сметным нормам и правилам, а также правильность определения стоимости проектных работ

Проект «Реконструкция ПС №806 220/10 кВ «Владыкино» для нужд ПАО «МОЭСК» выполнен ЗАО «Новая Энергетика» на основании задания на проектирование, утвержденного в 2012 г. б/н и технологического задания на реконструкцию ПС «Владыкино» ПАО «МОЭСК» от 19.01.2012 г. №153-13/ЧА-193.

При этом сметная стоимость строительства определялась на базе показателей ведомостей объемов работ, чертежей и спецификаций, разработанных по проекту на стадии «рабочая документация» (кроме локальных смет на РЗА, системы питания СН, системы ККЭ), что, по мнению Аудитора, не соответствует в полной мере положениям п. 3.23 «Методики определения стоимости строительной продукции на территории РФ» МДС 81-35.2004, согласно которому: *«3.23. Для определения сметной стоимости строительства предприятий, зданий и сооружений (или их очередей) рекомендуется составлять следующую документацию:*

в составе проекта (рабочего проекта):

- сводку затрат (при необходимости);*
- сводный сметный расчет стоимости строительства (ремонта);*
- объектные и локальные сметные расчеты;*
- сметные расчеты на отдельные виды затрат;*

в составе рабочей документации (РД) – объектные и локальные сметы

Из вышеизложенного следует, что в составе проекта стадии ПД, сметная документация (в т.ч. сводный сметный расчет) разрабатывается на основании чертежей, объемов работ проекта стадии ПД.

В ответ на соответствующий запрос Аудитору было направлено письмо Заказчика от 24.11.2015 №МОЭСК/122/186 с пояснением о том, что в соответствии «со сложившейся в ПАО «МОЭСК» практике рассмотрения и утверждения проектной документации, локальные сметы и сводный сметный расчет разрабатывается проектной организацией на основе согласованной рабочей документации».

Таким образом, Аудитор принял переданные данные в работу и провел ценовой аудит представленной сметной документации, разработанной на основании чертежей, объемов работ и спецификаций к проекту стадии РД «рабочая документация».

Аудитором установлено, что к аудиту представлена сметная документация, откорректированная по замечаниям Заказчика ПАО «МОЭСК». Аудитор отмечает удовлетворительное качество принятых сметных решений.

Сметные оценки, в целом, выполнены в соответствии со сметными нормами и рекомендациями МДС 81-35.2004:

- сметная стоимость определена базисно-индексным методом;

– локальные сметы составлены в сметно-нормативной базе 2001 г. по территориальным единичным расценкам для г. Москвы (ТСН-2001).

В отношении правильности определения стоимости проектных работ Аудитор отмечает следующее:

– достоверность оценки стоимости проектных работ определить не представляется возможным, в виду того, что Договор №363 от 13.09.2011 г. на ПИР, на основании которого определены данные затраты, к аудиту не представлены. Кроме того, в соответствии с Приказом №54 от 14.12.2011 г. Правительства Москвы, Аудитор рекомендует затраты на ПИР определить на основании смет;

– также не представляется возможным оценить правильность применения коэффициентов при пересчете стоимости проектно-изыскательских работ из текущих цен в базисные цены 2001 г., т.к. формула ценообразования не показана;

– затраты на экспертизу следует определить согласно Постановления Правительства РФ №145 от 05.03.2007 г. (с изм. на 27.09.2011 г.) расчетом от стоимости изготовления проектной документации и инженерных изысканий (стадии ПД) рассчитанных в ценах 2001 г. и пересчитанных в текущий уровень цен коэффициентом, отражающим инфляционные процессы.

б) достоверность состава и объемов работ по разделам сметной документации объемам и составу работ, указанным в проектной документации, задании на проектирование, техническим условиям:

Сметная документация, представленная в составе проектной документации, разработана на основании чертежей, объемов работ и спецификаций к проекту стадии РД «рабочая документация» и имеет удовлетворительное качество. Основные статьи затрат учтены и соответствуют объемам и составу работ, указанным в проектной документации, задании на проектирование, техническим условиям.

Сметная документация разработана, в соответствии с п. 3.1.3. задания на проектирование, в двух уровнях цен – в базисных ценах 2001 г. и текущих ценах.

В соответствии с рекомендациями МДС 81-35.2004, средства и затраты, предусмотренные для строительства объекта, распределены по главам сводного сметного расчета. Внутри каждой главы представлен перечень статей объектов, работ и затрат, относящихся к соответствующей главе. Стоимость каждой статьи распределена на:

- строительные работы;
- монтажные работы;
- оборудование, мебель и инвентарь;
- прочие затраты.

Каждой статье основных работ, включенных в ССР, соответствует отдельный расчет, объектная или локальная смета. Каждой локальной смете присвоен соответствующий номер. В



локальных сметах на строительные-монтажные работы указаны номера проектных томов, на основании которых в сметах взяты объемы и перечни работ.

Аудитор отмечает, что согласно пп. 2.1.2., 2.2.3. ТСН-2001.12 и п. 4.1 МДС 81-35.2004, сметную документацию следует дополнить ведомостями объемов строительных и монтажных (демонтажных) работ с подсчетами и с подписями разработчиков и ГИПа, отдельно по каждому разделу проекта (аналогично оформлению проектной документации).

Определить достоверность объемов, указанные в локальных сметах (далее – ЛС) на демонтажные работы, не представляется возможным, т.к. «демонтажная ведомость» не предоставлена.

в) оценка смет на правильность их расчета, обоснованности применения расценок, поправочных коэффициентов, индексов пересчета в текущие цены, норм накладных расходов и сметной прибыли, лимитированных затрат в соответствии с проектными и договорными условиями, фактическими условиями строительства.

По результатам проведенной работы Аудитор отмечает удовлетворительное качество представленных сметных оценок и расчетов. В целом, сметная документация по форме представления и порядку формирования затрат составлена в соответствии с действующими требованиями Методики определения стоимости строительной продукции на территории РФ МДС 81-35.2004.

Сметная документация разработана с использованием сметной программы «Smeta.RU». Локальные сметы составлены по сметным нормативам для г. Москвы (ТСН-2001) базисно-индексным методом в сметно-нормативной базе 2001 г.

Часть затрат определена по фактическим ценам по «прайс-листам» и ТКП с пересчетом из текущего уровня цен в базисный уровень методом «обратного счета» с применением инфляционного индекса.

Сметная стоимость строительства из базисного уровня цен 2001 г. пересчитана в текущий уровень цен по состоянию на апрель 2013 г. с учетом индексов изменения сметной стоимости, издаваемых ежемесячно в «Сборниках коэффициентов пересчета к ТСН-2001», которые предназначены для использования в сметных программах «Smeta.RU» для строек, ведущихся на территории г. Москвы.

По мнению Аудитора применение данных индексов пересчета позволяет достаточно точно рассчитать конечную стоимость строительства, так как эти индексы разработаны специально к расценкам ТСН-2001 и отражают изменение стоимости затрат на расчетный период поэлементно: заработной плате, эксплуатации строительных машин и механизмов, материальных ресурсов.

Размер накладных расходов и сметной прибыли исчислены по нормативам, установленным по видам работ, которые приведены в таблице №1 ТСН-2001.8, и приняты в

процентах от заработной платы рабочих, учтенной в расценке ТСН-2001 и от заработной платы в эксплуатации машин.

Непосредственно в локальных сметах учтены дополнительные, установленных в виде коэффициента, лимитированные затраты, связанные с производством работ в зимнее время, которые определены согласно МДС 81-35.2004 и в соответствии с нормами по видам строительно-монтажных работ, приведенные в таблице 1 в сборнике ТСН-2001.9.

В ходе проверки локальных смет Аудитором выявлены замечания, влияющие, в том числе, на сметную стоимость ИП:

- не соблюдена сквозная нумерация локальных сметных расчетов в ССР – рекомендуется откорректировать ее там, где это необходимо;
- примененные в ЛС коэффициенты на демонтаж оборудования (K=0,4 и K=0,5) не подтверждены проектом; предназначение демонтируемого оборудования для дальнейшего использования следует обосновать проектом или заменить на K=0,3;
- материалами ПД не обоснованы затраты на:
 - перевозку мусора весом 53,76 тонн на расстояние 22 км;
 - перевозку мусора весом 265,07 тонн на расстояние 40 км;
 - перевозку мусора весом 95,25 тонн на расстояние 31 км,
- в ПОС л. 1.9 указывается расстояние вывоза грунта на 35 км, а общий объем отходов, образованный в следствие демонтажа, согласно ООС_Приложение Е, составляет 44,505 + 2,99 + 0,46 = 47,955 тонн – расстояния перевозок и объем мусора следует привести в соответствие проекту;
- в ЛС к расценкам на монтажные работы, затраты по которым определены по сборникам ТСН-2001.4, не обосновано применено «задвоение» K=1,2: т.к. ПОС л. 1.15 при монтаже предусматривает применение повышающего коэффициента K=1,2 к ТСН-2001.4 только по п. 3, табл. 1, то применение еще одного коэффициента K=1,2 подлежит исключению как не обоснованного проектом;
- в ЛС №01-02-13 «Такелаж демонтированных трансформаторов Т-1 и Т-2» в пп. 1-4: неверно определены размеры НР (100%) и СП (60%) при применении сборников сметно-нормативной базы 1991 года на безрельсовый такелаж. Применение сборников базы 1991 г. следует согласовать с Заказчиком; НР и СП следует исчислять в порядке, установленном в период действия сметно-нормативной базы 1991 г. и принять НР (85%) и СП (8%);
- в ЛС № 02-01-01 «Строительные решения. КРУЭ 220 кВ» не учтены затраты на окраску металлических изделий эмалью ПФ по грунту, указанные на чертеже № 05-11/03-363-02-АС.3.1 л. 5;
- в ЛС № 02-02-02 «Установка трансформаторов Т-1, Т-2»:

- в пп. 6 и 51: расценка 4.8-10-2 «Очистка масла для трансформаторов: 110-500 кВ с доведением механических примесей до 50 г/т» не обоснована проектными данными; расценка подлежит исключению;

- в пп. 2 и 47: расценка 4.8.66-1 на монтаж шкафа управления – информация по шкафу не содержится в проекте №05-11/03-363-02-КР.5.16, следует ЛС привести в соответствие проекту;

- в п. 103 – указанное количество ограничителя 10 кВ в смете (12 шт.) выше, чем в №05-11/03-363-02-КР.5.16.СО (3 шт. х 3 ф. = 9 шт.);

- в количество электромонтажных изделий в смете завышено и не соответствует чертежу №05-11/03-363-02-КР.5.16.СО, в т.ч:

	в смете	в чертежах
• изолятор проходной ИПК:	12 шт.	8 шт.
• изолятор опорный ОСК:	440 шт.	250 шт.
• шинодержатель ШППБ:	440 шт.	250 шт.
• компенсатор КША:	96 шт.	55 шт.
• распорка РШТ:	900 шт.	500 шт.
• пластина МА120х10:	48 шт.	30 шт.
• зажим А4А:	18 шт.	10 шт.
• зажим АШМ-20:	6 шт.	4 шт.
• зажим АШМ-5:	12 шт.	7 шт.
• зажим ОА-300-1:	6 шт.	5 шт.
• короб металл.:	12 м (6 шт.)	8 м (4 шт.)
• рукав металл.:	20 м	15 м
• шина АД31Т:	350 м (2,268 т)	380 м (1,23 т)
• провод АС-300:	50 м	30 м

- не учтены затраты на расход электроэнергии по контрольный прогрев, который следует применять согласно тех. части сборника 4.8 «Электротехнические установки»; – в ЛС № 02-03-01 «Установка ДГР, Конструктивно-установочные решения. Дугогасящие реакторы ДГР»:

- в пп.15-17 и 43-45: монтаж и приобретение кабеля КВВГЭнг в кол-ве $360 + 360 = 720$ м не предусмотрены на указанном чертеже № 05-11/03-363-02-КР.5.19;

- в пп.18-19 и 46-47: кол-во муфт POLT в смете ($12 + 12 = 24$ шт.) в два раза больше, чем в проекте № 05-11/03-363-02-КР.5.19 ($6 + 6 = 12$ шт.);

– в ЛС № 02-05-01 Прокладка кабелей 220кВ:

- не учтены затраты на установку ультразвуковых излучателей (13 шт.), предусмотренные проектом ОЗДС лист 3;

- в пп. 42, 68 и 69: объем монтажа кабеля 110 кВ (420 м) не соответствует количеству приобретаемого кабеля (132 + 380 = 512 м) и не соответствует данным проекта № 05-11/03-363-02-ЭП.5.6.СО (120 + 380 = 500 м);
- в ЛС № 02-11-01 «Монтаж ТМ, Телемеханизация АСДУ» в п. 4. 8-241-1 «Разводка по устройствам и подключение жил кабелей или проводов внешней сети к блокам зажимов аппаратов и приборов, установленных на устройствах»: данная расценка подлежит исключению, т.к. применяется только при установке НКУ расцененным по сборнику 4.8 «Электротехнические установки», раздел 4, которые в данной ЛС не применяются.
- в ЛС № 02-12-01 «Монтаж АСУ ТП» при определении затрат на монтажные работы необходимо применить расценки на установку шкафов с уже установленной в заводских условиях начинкой, т.к. согласно проекту (том АСУ 5.11 чертеж №ИТ/Р-08-11.АСУТП.331 л.1, ИТ/Р-08-11.АСУТП.СО и др.) сборка шкафов ШЭСУ и ШСБП изготавливается на заводе.
- в ЛС № 02-13-01 «Монтаж АИИС КУЭ» в пп. 48-51 указывается, что шкафы приобретаются комплектно, следовательно, при определении затрат на монтажные работы необходимо применить расценки на установку шкафов с уже установленной в заводских условиях начинкой, а не по элементам.
- в ЛС № 02-22-01 «КРУ-10 кВ. Монтаж» в строке «Основание» не указаны № проектных чертежей;
- в ЛС № 05-02-01 «Узел связи ПС Владыкино, Каналы связи» в п. 48 расценка 8-241-1 «Разводка по устройствам и подключение жил кабелей или проводов внешней сети к блокам зажимов аппаратов и приборов, установленных на устройствах»: подлежит исключению, т.к. применяется только при установке НКУ расцененным по сборнику 4.8 «Электротехнические установки», раздел 4., которые в данной ЛС не применяются.

г) оценка стоимости материалов и оборудования, предусмотренных в проектно-сметной документации на соответствие среднерыночным показателям на период строительства

- в ЛС № 02-01-02 «Конструктивно-установочные решения. КРУЭ 220 кВ» в п. 21: указанная стоимость элегаза в баллонах 60 кг, обоснованная как «Цена поставщика» (60 тыс. руб. без НДС), представляется завышенной по сравнению со среднерыночными ценами (49,5 тыс. руб. / 1,18 = 41,95 тыс. руб. без НДС)⁸; завышение составляет: 60 тыс. руб. * 28 шт. – 41,95 тыс. руб. * 28 шт. = 505,4 тыс. руб. без НДС в тек. ценах;
- в ЛС № 02-05-01 «Прокладка кабелей 220 кВ» в п. 52: указанная стоимость (14 443 руб./м) провода ПП 1х400(гж), в обоснование которой значится «прайс-лист» представляется выше рыночных цен (4 4815 руб./м)⁹; *завышение составляет: 14,44*

⁸ Определение среднерыночной стоимости Аудитором выполнено по данным из открытых источников электронного ресурса (режим доступа: <http://dioksid.ru/tehnicheskie-gazy/redkie-gazy/elegaz> и <http://www.amggas.ru/index.php?productID=496>).

⁹ Определение среднерыночной стоимости Аудитором выполнено по данным из открытых источников электронного ресурса (режим доступа: <http://www.b2b-energo.ru/market/view.html?id=375469> и <http://www.b2b-center.ru/market/view.html?id=417893&action=offers>).



тыс. руб. * 100 м – 4,48 тыс. руб. * 100 м = 996 тыс. руб. с НДС, или $996 / 1,18 = 844$ тыс. руб без НДС в тек. ценах;

– в ЛС № 05-02-01 «Узел связи ПС Владыкино, Каналы связи» в п. 64: указанная стоимость (3 932 руб./м) кабеля ВВГнг 3х2,5, определенная по ТКП, на два порядка выше среднерыночных цен (30,45 руб./м)¹⁰; *завышение составляет: 3 932 руб. * 268 м – 30,45 руб. * 268 м = 1 0456 тыс. руб. без НДС в тек. ценах.*

Таким образом, общее завышение стоимости материалов и оборудования в сравнении со среднерыночными показателями может составлять до: $505,4 + 844 + 10\,456 = 11\,805,4$ тыс. руб. без НДС в текущем уровне цен, что создает возможность снизить сметную стоимость по проекту на 1,7%. В связи с этим в современных условиях рыночной конкуренции и экономической нестабильности Аудитор рекомендует осуществлять выбор оптимальных показателей стоимости всех материальных ресурсов и оборудования по проекту на основе конъюнктурного анализа наиболее экономичных решений. Такой метод позволит наиболее точно рассчитать конечный объем инвестиций в проект.

д) оценка стоимости и количества используемых машин и механизмов:

В ходе оценки стоимости и количества используемых машин и механизмов Аудитором выявлено следующее:

- данные о потребностях в основных строительных машинах и механизмах, содержащиеся в ПОС глава 11 лист 1.17 табл. 11.1 не соответствуют данным, приведенным в том же ПЗ глава 4.8. лист 4.35; данные следует скорректировать;
- в ЛС №01-02-01 на «Демонтаж КРУЭ-220 кВ» и №01-02-06 на «Демонтажные работы в камерах реактора Т-1 и Т-2» в расценках на перевозку мусора применены самосвалы г/п более 1 тонн, при этом в ПОС табл. 11.1 значится самосвал КАМАЗ-6520, г/п которого равна 14,5 тонн. Следует ЛС привести в соответствии с ПОС и применить расценки на самосвалы г/п до 16 тонн;
- к ЛС № 02-21-01 «Грузоподъемные механизмы» не представлена ведомость работ грузоподъемной техники, на основании которой определены затраты на использование крана, следовательно оценить достоверность расчета ЛС не представляется возможным.

е) оценка правильности составления сводного сметного расчета, обоснованности включения в него работ и затрат:

- сводный сметный расчет необходимо согласовать с Заказчиком согласно форме №3 (приложения 3) ТСН-2001.12 и образца №1 приложения №2 МДС 81-35.2004;

¹⁰ Определение среднерыночной стоимости Аудитором выполнено по данным из открытых источников электронного ресурса (режим доступа:

http://m-delivery.ru/item_2045.php;
http://atlastpk.ru/catalog_position_vvg_ng_3_x_2_5_pl_.html и
http://kabel77.ru/product_147.html.

- наименование главы 10 и 12 ССР следует откорректировать в соответствии с п. 31 постановления Правительства РФ №87 от 16.02.2008;
- согласно пп. 2.1.2., 2.2.3. ТСН-2001.12 и п. 4.1 МДС 81-35.2004 сметную документацию следует дополнить ведомостями объемов строительных и монтажных (демонтажных) работ с подсчетами и с подписями разработчиков и ГИПа, отдельно по каждому разделу проекта (аналогично оформлению проектной документации);
- не представлены в полном объеме прайс-листы, по которым приняты цены на материалы и оборудование; прайс-листы должны быть подобраны на основе конъюнктурного анализа наиболее экономичного решения с учетом требований п. 1.8 и п. 3.4 Задания на проектирование, утвержденного в 2012 г.;
- в главе 1 ССР не учтены затраты по разбивке основных осей зданий и сооружений, согласно ПОС п. 10 лист 1.8 и лист 5.1 на стадии подготовки площадки к строительству должна быть создана геодезическая сетка;
- в главе 7 ССР следует учесть затраты на благоустройство и озеленение, в соответствии с проектом ООС лист 80, чертеж 1;
- в главе 9 ССР:
 - не учтены затраты на реализацию природоохранных мероприятий в период реконструкции ПС, в т.ч. внесение выплат за негативное воздействие на окружающую среду, предусмотренные ООС глава 4, лист 49;
 - не учтены затраты на проведение тендерных торгов, предусмотренные в п. 3.1.3. Задания на проектирование, утвержденного в 2012 г.;
 - пп. 40-46: Аудитор рекомендует разработать программу выполнения ПНР, составленную с учетом требований нормативных документов и технической документации, на основании которой определить стоимость пусконаладочных работ. Это позволит наиболее точно определить затраты на ПНР.
 - п. 47 «Средства на создание страхового фонда строительных организаций-0,8%»: в соответствии с приказом Министерства строительства и ЖКХ РФ от 16.06.14 г. №294/пр затраты на «страховые платежи» в ССР не учитываются;
- в главе 11 ССР не учтены затраты на обучение персонала, предусмотренные в п. 18 по разделу АСУ ТП Технологического задания на реконструкцию ПС «Владыкино» ОАО «МОЭСК» от 19.01.2012 г. №153-13/ЧА-193.

Аудитор рекомендует сводный сметный расчет пересчитать в современный уровень цен, с учетом индексов инфляции на текущий момент.

За итогом ССР следует указать возвратные суммы, в соответствии с п. 2.4.20 общих указаний Тех. части ТСН2001.12.



В целом по итогам проведенной оценки стоимостных показателей, сформированных на основании проектной документации, аудитор считает возможным заключить следующее:

- локальные сметы и сводный сметный расчет разработаны, в соответствии со сложившейся в ПАО «МОЭСК» практике, на основе согласованной рабочей документации. К аудиту представлена сметная документация откорректированная по замечаниям Заказчика ПАО «МОЭСК»;
- заявленная стоимость реконструкции по сводному сметному расчету в текущих ценах на дату разработки ПСД по состоянию на апрель 2013 г. составляет 1 052 381,796 тыс. руб. с НДС. Данная версия сводного сметного расчета является последней на текущий момент;
- сметная документация, имеет удовлетворительное качество. Основные статьи затрат учтены и соответствуют объемам и составу работ, указанным в проектной документации, задании на проектирование, техническим условиям;
- затраты на проектно-изыскательские работы цен признаются недостаточно обоснованными, в виду того, договор №ПИР-17/2012 от 11.09.2012, на основании которого определены данные затраты, к аудиту не представлены. Аудитор рекомендует, в соответствии с Приказом №54 от 14.12.2011 г. Правительства Москвы, затраты на проектно-изыскательские работы определить на основании смет, разработанных с использованием сборников СБЦ, внесенных в реестр сметных нормативов;
- Аудитором выявлен ряд замечаний в отношении оценки стоимости материалов и оборудования, предусмотренных в СД, на соответствие среднерыночным показателям, способных повлиять на сметную стоимость объекта на общую сумму: 11 805,4 тыс. руб. без НДС в текущем уровне цен. По мнению Аудитора это может позволить снизить сметную стоимость по проекту на 1,7%;
- Аудитор отмечает достаточную обоснованность затрат на строительство объекта по титулу «Реконструкция ПС №806 220/10 кВ «Владыкино» для нужд ПАО «МОЭСК». Сметную документацию по форме представления и порядку формирования затрат можно считать соответствующей МДС 81-35.2004 «Методики определения стоимости строительной продукции на территории РФ» – с учетом устранения указанных замечаний на дальнейших этапах реализации проекта.

5.4 ПОДГОТОВКА ЭКСПЕРТНОГО МНЕНИЯ О СООТВЕТСТВИИ ЦЕНЫ ПРОЕКТА ПО РАЗРАБОТАННОЙ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ РЫНОЧНЫМ ЦЕНАМ

По мнению Аудитора стоимостные показатели по проекту «Реконструкция ПС №806 220/10 кВ «Владыкино» для нужд ПАО «МОЭСК», в целом, соответствуют сложившимся в регионе рыночным ценам.

Капитальные затраты на стадии разработки бизнес-плана составляли 1 748 млн. руб. с НДС. В процессе разработки, уточнений и детализации проектно-сметной документации был составлен сводный сметный расчет стоимости строительства объекта. Заявленная стоимость реконструкции по сводному сметному расчету в текущих ценах на дату разработки ПСД по состоянию на апрель 2013 г. составила 1 052,38 млн. руб. с НДС. Данная версия сводного сметного расчета является последней на текущий момент и соответствует стоимостным показателям и значениям, принятым в российской и мировой практике.

Сметная документация в соответствии со сложившейся в ПАО «МОЭСК» практикой разработана на основе согласованной рабочей документации и имеет удовлетворительное качество. Основные статьи затрат учтены и соответствуют объемам и составу работ, указанным в проектной документации, задании на проектирование, техническим условиям.

В ходе проверки локальных смет Аудитором выявлен ряд замечаний в отношении оценки стоимости материалов и оборудования, предусмотренных в СД, на соответствие среднерыночным показателям, способных повлиять на сметную стоимость объекта на общую сумму: 11 805,4 тыс. руб. без НДС в текущем уровне цен. По мнению Аудитора это может позволить снизить сметную стоимость по проекту на 1,7%.

5.5 ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ

В ходе анализа сметной документации Аудитором отмечены следующие возможности для оптимизации сметной стоимости ИП:

–на всех стадиях реализации проекта формировать аналитические справки по обоснованию изменения сметной стоимости строительства и рассматривать возможность устранения факторов, приводящих к возможному удорожанию в ходе строительства объекта;

–рассмотреть возможность предоставлять сметы в уполномоченные органы по проведению экспертизы сметной документации для более глубокой и тщательной проверки достоверности определения сметной стоимости объекта, в т.ч. установленным нормативам: по мнению Аудитора экспертиза смет позволит минимизировать финансовые риски и максимально оптимизировать расходы по строительству;

–разработать программу выполнения ПНР, составленную с учетом требований нормативных документов и технической документации, на основании которой определить стоимость пусконаладочных работ – это позволит наиболее точно определить стоимость затраты на проведение ПНР;

–затраты на проектно-изыскательские работы целесообразно определять на основании смет, разработанных с использованием сборников СБЦ, внесенных в реестр сметных нормативов – наличие таких смет позволяет контролировать правильность определения стоимости этапов проектирования;



Отчет Инжиниринговой компании по результатам проведения технологического и ценового аудита

–выбор оптимальных показателей стоимости всех материальных ресурсов и оборудования по проекту осуществлять на основе конъюнктурного анализа – такой метод позволит наиболее точно рассчитать конечный объем инвестиций в проект;

–учесть выявленные, в результате проверки сметной документации, замечания на дальнейших этапах реализации проекта.

6 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

6.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ

По результатам проведения технологического аудита Инвестиционного проекта с учетом подтвержденной целесообразности и необходимости его реализации, Аудитор пришел к следующим основным выводам:

- 1) представленная исходно-разрешительная документация в целом соответствует требованиям Положения о составе разделов проектной документации и требованиям к их содержанию, утвержденным Постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008 г., и отвечает задачам реализации ИП;
- 2) в основном в рассматриваемой проектной документации применены технические решения, которые соответствуют действующей НТД РФ, требованиям действующих отраслевых и корпоративных стандартов ПАО «ФСК ЕЭС», регламентов оптового рынка электроэнергии и мощности, а также Положению ПАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе.

При этом в ходе технологического аудита не выявлено:

- ограничений на используемые технологии,
- необходимости привлечения высококвалифицированных специалистов для реализации ИП, за исключением очевидной необходимости привлечения для монтажа вновь устанавливаемых КРУЭ-220 кВ и силовых трансформаторов квалифицированных специалистов-монтажников, имеющих опыт монтажа оборудования конкретных производителей;
- необходимости использования специфического специализированного оборудования.

- 3) проектные решения в части конструктивного исполнения и схем распределительных устройств закрытой ПС 220 кВ «Владыкино», не противоречат требованиям действующих отраслевых и корпоративных НТД, в том числе: Положению о технической политике ПАО «МОЭСК», СТО ПАО «ФСК ЕЭС» «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)» (СТО 56947007-29.240.10.028-2009), СТО ПАО «ФСК ЕЭС» «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» (СТО 56947007-29.240.30.010-2008);

- 4) часть из принятых проектных решений требует уточнения и дообоснования в соответствии с положениями действующей НТД РФ и общепринятой практикой инженерного проектирования.

В том числе:

- выбранные значения номинальных токов основного оборудования представляются необоснованно завышенными, в связи с чем необходимо уточнить/скорректировать выбор параметров основного электротехнического оборудования с учетом расчетных значений наибольших рабочих токов присоединений и токов короткого замыкания;

– в проектной документации отсутствуют расчеты значений емкостных токов замыкания на землю, требуемые в соответствии с утвержденным заданием на проектирование (п. 2.2, раздел «Изоляция, защита от перенапряжений и заземление»), в связи с чем замена существующих дугогасящих реакторов на новые представляется необоснованной;

5) в проектной документации указаны конкретные наименования заводов-изготовителей и типов оборудования, что ограничивает конкуренцию заводов-изготовителей, фактически нарушая положения Федерального закона от 26.07.2006 г. № 135-ФЗ «О защите конкуренции», и возможности по снижению сметной стоимости ИП;

6) в результате анализа принятых в проектной документации технических решений Аудитором предложен ряд рекомендаций по их оптимизации, которые, при наличии соответствующей возможности и технологических обоснований, позволят сократить капитальные затраты на строительство без ухудшения отдельных технических характеристик проекта. Однако в этом случае потребуются корректировка проектной документации, что, очевидно, связано с дополнительными финансовыми и временными затратами.

Вместе с этим Аудитор отмечает невозможность приведения уточненных стоимостных показателей по предложенным мерам оптимизации проектных решений ввиду:

- необходимости предварительного проведения Проектировщиком по отдельным рекомендациям Аудитора дополнительных проектно-технических проработок;
- необходимости повторного/дополнительного выполнения сравнительных сметных расчетов, связанного с дополнительными временными затратами на запрос у производителей/поставщиков текущей стоимости предполагаемых к использованию в рамках оптимизационных решений оборудования и материалов.

6.2 ЦЕНОВОЙ АУДИТ

По результатам проведенного ценового аудита Инвестиционного проекта, Аудитор считает возможным заключить, что:

1) стоимостные показатели по ИП в целом соответствуют сложившимся в регионе рыночным ценам;

2) капитальные затраты на стадии разработки бизнес-плана составляли 1 748 млн. руб. с НДС. В процессе разработки, уточнений и детализации проектно-сметной документации был составлен сводный сметный расчет стоимости строительства объекта. Заявленная стоимость реконструкции по этому сводному сметному расчету в текущих ценах на дату разработки ПСД (апрель 2013 г.) составила 1 052,38 млн. руб. с НДС.

Данная версия сводного сметного расчета является последней на текущий момент и соответствует стоимостным показателям и значениям, сложившимся в российской и мировой практике;



3) сметная документация разработана, в соответствии со сложившейся в ПАО «МОЭСК» практике, на основе согласованной рабочей документации.

Сметная документация, имеет удовлетворительное качество. Основные статьи затрат учтены и соответствуют объемам и составу работ, указанным в проектной документации, задании на проектирование, техническим условиям;

4) в ходе проверки локальных смет Аудитором выявлен ряд замечаний в отношении оценки стоимости материалов и оборудования, предусмотренных в СД, на соответствие среднерыночным показателям, устранение которых, по мнению Аудитора, позволит снизить сметную стоимость ИП на общую сумму 11 805,4 тыс. руб. без НДС в текущем уровне цен (1,7% от общей стоимости ИП);

5) В процессе анализа сметной документации Аудитор отметил следующие возможности для оптимизации сметной стоимости:

- на всех стадия реализации ИП формировать аналитические справки по обоснованию изменения сметной стоимости строительства и рассматривать возможность устранения факторов, приводящих к возможному удорожанию в ходе строительства объекта;

- разработать программу выполнения ПНР, составленную с учетом требований нормативных документов и технической документации, на основании которой определить стоимость пусконаладочных работ – это позволит наиболее точно определить стоимость затраты на проведение ПНР;

- затраты на проектно-изыскательские работы целесообразно определять на основании смет, разработанных с использованием сборников СБЦ, внесенных в реестр сметных нормативов – наличие таких смет позволяет контролировать правильность определения стоимости этапов проектирования;

- выбор оптимальных показателей стоимости всех материальных ресурсов и оборудования по проекту необходимо осуществлять на основе конъюнктурного анализа – такой метод позволит наиболее точно рассчитать конечный объем инвестиций в проект;

В целом, Аудитор отмечает достаточную обоснованность затрат на реконструкцию ПС № 220 кВ «Владыкино»: Сметную документацию по форме представления и порядку формирования затрат можно считать соответствующей МДС 81-35.2004 «Методики определения стоимости строительной продукции на территории РФ», с учетом устранения указанных замечаний на дальнейших этапах реализации ИП;

6) Согласно представленному Бизнес-плану Инвестиционный проект не окупаем. С другой стороны, так как финансирование ИП предполагается осуществлять за счет РАВ-составляющей тарифа, его окупаемость должна быть обеспечена в процессе формирования тарифов на услуги Заказчика;

7) Аудитор не выявил значительных финансовых рисков для ИП (с учетом стадии его реализации) за исключением валютного риска, уровень которого оценивается как высокий из-за планируемого использования импортного оборудования.