



Государственное автономное учреждение
города Москвы
«Московская государственная экспертиза»
(Мосгосэкспертиза)



КОМИТЕТ ГОРОДА МОСКВЫ
ПО ЦЕНОВОЙ ПОЛИТИКЕ
В СТРОИТЕЛЬСТВЕ И
ГОСУДАРСТВЕННОЙ
ЭКСПЕРТИЗЕ ПРОЕКТОВ

**Заключение о проведении публичного технологического и
ценового аудита инвестиционного проекта «Реконструкция ПС
220 кВ Магдагачи»
(Стадия проведения ТЦА – проектирование)**

Содержание

1 Введение.....	4
2 Термины и определения	5
3 Основание для проведения ТЦА	9
4 Описание инвестиционного проекта.....	10
4.1 Цели и задачи инвестиционного проекта	10
4.2 Краткое описание инвестиционного проекта.....	10
4.3 Техничко-экономические показатели	10
4.4 Результаты предыдущих этапов технологического и ценового аудита	11
5 Анализ необходимости реализации инвестиционного проекта.....	12
5.1 Анализ соответствия инвестиционного проекта заявленным целям.....	12
5.2 Анализ соответствия инвестиционного проекта стратегии развития электросетевого комплекса	12
5.3 Анализ наличия источников финансирования, графика реализации инвестиционного проекта.....	13
5.4 Анализ необходимости и достаточности принятых технико-экономических показателей	13
5.5 Анализ наличия возможных альтернативных вариантов реализации инвестиционного проекта.....	14
6 Анализ исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации	15
6.1 Перечень представленной исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации.....	15
6.2 Анализ достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации.....	16
6.3 Анализ обоснованности выбора места размещения объекта	16
6.4 Анализ качества и полноты Технического задания.....	16
7 Анализ качества и полноты представленной документации.....	17
7.1 Перечень представленной документации.....	17
7.2 Анализ качества и полноты представленной документации.....	17
7.3 Анализ соответствия представленной документации требованиям Технического задания	17
7.4 Анализ соответствия представленной документации правоустанавливающей документации и техническим условиям	18
7.5 Анализ выполнения рекомендаций технологического и ценового аудита	18
8 Технологический аудит	19
8.1 Анализ основных технических и технологических решений.....	19
8.1.1 Схема присоединения к сети.....	19
8.1.2 Принципиальная электрическая схема	20
8.1.3 Компоновочные решения	20
8.1.4 Оборудование и материалы	21
8.1.5 Сроки и этапы реализации	22
8.2 Анализ обоснованности выбора конструктивных, технических и технологических решений.....	23

8.3 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации	23
8.4 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений современному уровню развития технологий	23
8.5 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений требованиям энергоэффективности и экологичности объекта	23
8.6 Анализ возможности оптимизации принятых технических и технологических решений.....	24
8.7 Анализ основных технических и технологических рисков инвестиционного проекта.....	24
9 Ценовой аудит	26
9.1 Оценка стоимостных показателей.....	26
9.1.1 Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости	26
9.1.2 Анализ стоимости с использованием Укрупненных нормативов цены. 28	
9.1.3 Анализ стоимости с использованием Укрупненных стоимостных показателей	31
9.1.4 Анализ стоимости с использованием объектов-аналогов.....	35
9.1.5 Сравнительный анализ укрупненных стоимостных показателей инвестиционного проекта.....	39
9.2 Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта.....	40
9.2.1 Анализ финансово-экономической модели.....	40
9.2.2 Анализ показателей экономической эффективности	41
9.3 Анализ затрат на реализацию инвестиционного проекта.....	43
9.3.1 Анализ капитальных затрат	43
9.3.2 Анализ эксплуатационных затрат	45
9.4 Анализ возможностей оптимизации стоимостных показателей	46
9.5 Анализ основных экономических рисков инвестиционного проекта	47
9.6 Оценка рисков инвестиционного проекта	48
10 Заключение	51

1 Введение

Заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи» выполнено Государственным автономным учреждением города Москвы «Московская государственная экспертиза» (Мосгосэкспертиза) в рамках исполнения договора возмездного оказания услуг № 537612 от 14.12.2018 с Публичным акционерным обществом Федеральная Сетевая Компания (ПАО «ФСК ЕЭС»).

Технологический и ценовой аудит выполнен в соответствии с техническим заданием, являющимся приложением № 1.3 к договору возмездного оказания услуг № 537612 от 14.12.2018.

Целями проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи» на стадии «Проектирование» являются:

- подтверждение эффективности инвестиционного проекта по критериям экономической и технологической целесообразности, а также окупаемости;

- разработка предложений по повышению эффективности инвестиционного проекта, в том числе оптимизация капитальных и операционных затрат, технических решений и сроков реализации инвестиционного проекта;

- анализ целесообразности реализации инвестиционного проекта;

- разработка предложений по оптимизации проекта по разным направлениям;

- анализ достаточности и избыточности надежности инвестиционного проекта;

- анализ рисков проекта и рекомендации по управлению ими.

Дата проведения технологического и ценового аудита – декабрь 2018 года. Результаты технологического и ценового аудита отражают текущее состояние инвестиционного проекта на указанный момент выполнения работ и могут утратить свою актуальность в ходе дальнейшей реализации проекта.

2 Термины и определения

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 – 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.

Заказчик – технический заказчик, инициатор инвестиционного проекта или уполномоченное им лицо, инициатор проведения публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта (ПАО «ФСК ЕЭС»).

Заключение (Отчет) о проведении публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта – Заключение (Отчет), подготовленное Исполнителем по результатам проведения технологического и ценового аудита и подлежащее обязательному общественному обсуждению.

Инвестиции – денежные средства, иное имущество и права, имеющие денежную оценку, вкладываемые в объекты предпринимательской или иной деятельности в целях получения прибыли или достижения иного полезного эффекта.

Инвестиционная деятельность – вложение инвестиций и осуществление практических действий в целях получения прибыли или достижения иного положительного эффекта.

Инвестиционная программа – совокупность всех намечаемых к реализации или реализуемых ПАО «ФСК ЕЭС» инвестиционных проектов, утвержденная Министерством энергетики Российской Федерации.

Инвестиционный проект – комплекс мероприятий в отношении объекта (предполагаемого объекта) инвестиций инвестиционной программы, в том числе перечень документации, включающий Паспорт проекта. Содержание инвестиционного проекта включает в себя (в зависимости от этапа, на котором находится проект): обоснование необходимости реализации проекта, описание целей проекта, обоснование экономической и технологической целесообразности при выборе технических решений, необходимая проектная и иная документация (при наличии), разработанная в соответствии с законодательством Российской Федерации, в том числе нормативными актами органов исполнительной власти Российской Федерации, описание ресурсных и временных ограничений, критериев оценки результата проекта, сроков начала и завершения проекта, объема и

сроков осуществления инвестиций в основной капитал, а также описание практических действий по реализации проекта.

Исполнитель – независимая экспертная организация, осуществляющая технологический и ценовой аудит инвестиционных проектов (Мосгосэкспертиза).

Источники финансирования – средства и (или) ресурсы, используемые для достижения намеченных целей, включающие собственные и внешние источники.

Капитальные вложения – инвестиции в основной капитал (основные средства), в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря, проектно-изыскательские работы и другие затраты.

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).

Общественное и экспертное обсуждение – комплекс мероприятий, направленных на информирование общественности о результатах технологического и ценового аудита инвестиционных проектов ПАО «ФСК ЕЭС» с целью получения публичной оценки и принятия решений по рекомендациям Заказчиком.

Объект(-ы) инвестиций – основные фонды, образующиеся в результате нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения электросетевого комплекса, в которые осуществляются инвестиции ПАО «ФСК ЕЭС».

Объект-аналог – объект, характеристики, функциональное назначение, конструктивные решения и технико-экономические показатели которого максимально совпадают с проектируемым объектом.

Проектная документация – документация, разработанная в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Публичный технологический и ценовой аудит (ТЦА) инвестиционного проекта – проведение в совокупности технологического и ценового аудита, результатом которых являются заключение Исполнителя, а также общественных обсуждений итогов технологического и ценового аудита.

Реконструкция электросетевых объектов – 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.

Сметная стоимость строительства – сумма денежных средств, необходимая для строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов капитального строительства.

Сметные нормы – совокупность количественных показателей материалов, изделий, конструкций и оборудования, затрат труда работников в строительстве, времени эксплуатации машин и механизмов, установленных на принятую единицу измерения, и иных затрат, применяемых при определении сметной стоимости строительства.

Сметные нормативы – сметные нормы и методики применения сметных норм и сметных цен строительных ресурсов, используемые при определении сметной стоимости строительства.

Сметная документация – совокупность расчетов, составленных с применением сметных нормативов, представленных в виде сводки затрат, сводного сметного расчета стоимости строительства, объектных и локальных сметных расчетов (смет), сметных расчетов на отдельные виды работ и затрат.

Строительство электросетевых объектов – комплекс работ по созданию объектов электрических сетей (линий электропередачи, подстанций, распределительных и переключательных пунктов, технологически необходимых зданий, коммуникаций, вспомогательных сооружений, ремонтно-производственных баз) в целях получения новых производственных мощностей.

Технико-экономическое обоснование (ТЭО) – изучение экономической выгоды, анализ и расчет экономических показателей создаваемого инвестиционного проекта.

Технологический аудит – проведение экспертной оценки обоснованности реализации проекта, выбора варианта реализации с точки зрения технологических характеристик и трассировки, обоснования выбора проектируемых и утвержденных технологических и конструктивных решений по созданию объекта в рамках инвестиционного проекта, 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 инвестиций, а также эксплуатационных расходов в процессе жизненного цикла объекта в целях повышения эффективности использования инвестиционных средств, оптимизации стоимости и сроков строительства, повышения конкурентоспособности производства.

Укрупненные стоимостные показатели (УСП), укрупненные нормативы цены (УНЦ) – 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. Представляют 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.

Ценовой аудит – проведение экспертной финансово-экономической оценки стоимости объекта инвестиций на ее соответствие нормативам, стоимости сопоставимых объектов, рыночным ценам с учетом результатов процедур технологического аудита инвестиционного проекта и сравнительного анализа стоимости проекта с аналогами и лучшими практиками, а также анализ изменения стоимости объекта на разных этапах проекта (в случае ее изменения по сравнению с предыдущим этапами).

3 Основание для проведения ТЦА

Перечень нормативно-правовых актов, являющихся основанием при выполнении работ:

– директивы представителям интересов Российской Федерации для участия в заседаниях советов директоров (наблюдательных советов) открытых акционерных обществ, включенных в перечень, утвержденный распоряжением Правительства Российской Федерации от 23.01.2003 № 91-р, согласно приложению, утвержденные Первым заместителем Председателя Правительства Российской Федерации И. Шуваловым 30.05.2013 № 2988-П13;

– стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.01.194-2014 «Технологический и ценовой аудит инвестиционных проектов ОАО «ФСК ЕЭС».

Дополнительно при выполнении работ использованы следующие документы:

– Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (в ред. от 29.07.2018);

– Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 03.04.2013 № 511-р (в ред. от 29.11.2017);

– Схема территориального планирования Российской Федерации в области энергетики, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 01.08.2016 № 1634-р (в ред. от 15.11.2017);

– Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 28.02.2018 № 121;

– Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 18.12.2015 № 980 с изменениями, утвержденными приказом Минэнерго России от 28.12.2016 № 1432, в редакции приказа Минэнерго России от 27.12.2017 № 31@ (далее – Инвестиционная программа);

– Приказ Минэнерго России от 08.02.2016 № 75 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики»;

– Проект Приказа Минэнерго России «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики» (в ред. от 11.05.2018) и др.

4 Описание инвестиционного проекта

4.1 Цели и задачи инвестиционного проекта

Цели и задачи реализации инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи» - повышение надежности внутрисистемного транзита мощности от Зейской ГЭС к крупным сетевым потребителям в том числе тяговым подстанциям Транссибирской железнодорожной магистрали.

4.2 Краткое описание инвестиционного проекта

Проект планируется реализовать в условиях, действующих энергообъектов без ограничений подачи электроэнергии потребителям. Для этого проектом предусматривается расширение существующей площадки подстанции.

ПС 220 кВ Магдагачи введена в эксплуатацию в 1977 году для электроснабжения потребителей Амурской области в том числе Транссибирской железнодорожной магистрали, поселка городского типа Магдагачи и поселка Толбузино.

ПС 220/35/27,5/10 кВ Магдагачи расположена в 150 м от юго-западной окраины п. Магдагачи Магдагачинского района Амурской области.

В объем титула входит реконструкции ПС 220 кВ Магдагачи с переустройством заходов ЛЭП и прокладка ВОЛС по существующим опорам ВЛ 220 кВ.

Стадия реализации инвестиционного проекта – проектирование.

Проектная документация по титулу «Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи» разработана в 2012 году ООО «Дальсельэнергопроект» на основании договора №11 от 24.01.2011 на выполнение ПИР с ОАО «ФСК ЕЭС».

Проектная документация получила положительное заключение государственной экспертизы:

– по проектной документации без смет и результатам инженерных изысканий от 18.10.2013 №28-1-4-0101-13, выданное ГАУ «Амургосэкспертиза»;

– положительное заключение негосударственной экспертизы по сметной документации от 24.02.20014 № 6-2-1-0003-14, выданное ООО «Негосударственная экспертиза проектов»;

Представлен приказ №1013 от 29.12.2015 об утверждении проектно-сметной документация по титулу: «Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи».

4.3 Техничко-экономические показатели

Основные технико-экономические показатели инвестиционного проекта:

1. Номинальные напряжения – 220 кВ, 35 кВ, 27,5 кВ, 10 кВ;
2. Трансформаторы 220/38,5/27,5 кВ – 2х40 МВА;

3. Трансформаторы 35/11 кВ – 2х10 МВА;
4. ЛЭП – заходы одноцепных воздушных линий с кабельными вставками, кроме ВЛ 27,5 кВ;
5. РУ 220 кВ – крытое элегазовое на 12 ячеек (КРУЭ) выполнено по схеме 220-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин», а ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи подключена, через развилку из двух выключателей;
6. РУ 35 кВ – крытое на 10 ячеек, с установкой вакуумных выключателей, выполненное по схеме 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин»;
7. РУ 27,5 кВ – крытое на 6 ячеек, с установкой вакуумных выключателей, выполненное по схеме «две секции шин с двумя вводами и двумя рабочими линейными ячейками»;
8. РУ 10 кВ ЗРУ – крытое на 29 ячеек, шкафы для внутренней установки с вакуумными выключателями, включены по схеме 10-1 «одна, секционированная выключателями, система шин»
9. Ограничители перенапряжения 220 кВ – 18 шт.;
10. Концевые муфты 220 кВ – 19 шт.;
11. Соединительные муфты 220 кВ – 2 шт.;
12. Высоковольтные ввода 220 кВ – 3 шт.;
13. Кабельные ввода в КРУЭ 220 кВ – 18 шт.;
14. Ошиновка 220 кВ – АС 440/51 0,85 км;
15. Кабель 220 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена с медной жилой в однофазном исполнении сечением 630 мм² и сечением экрана не менее 95 мм² - 2,6 км;
16. Кабель 35 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена с алюминиевой жилой в однофазном исполнении сечением 630 мм² и сечением экрана не менее 50 мм² - 1,7 км;
17. Здание ПС трехэтажное с размерами 37х48 м;
18. Здание ЗРУ 10 кВ;
19. Здание проходной одноэтажное с размерами 6х9,3 м;
20. Здание насосной станции пожаротушения одноэтажное с размерами 6,5х4,5 м;
21. ВОЛС – ОКГТ на 24 ОВ, П652 – 157,3 км.

4.4 Результаты предыдущих этапов технологического и ценового аудита

Технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи» ранее не проводился.

5 Анализ необходимости реализации инвестиционного проекта

5.1 Анализ соответствия инвестиционного проекта заявленным целям

Необходимость реализации инвестиционного проекта обоснована следующими документами:

1. Программа реновации основных фондов ОАО «ФСК ЕЭС» на 2010 – 2014;
2. Акт комплексного обследования ПС 220 кВ Магдагачи от 25.07.2009;
3. Акт осмотра зданий и сооружений ПС 220 кВ Магдагачи от 07.05.2009;
4. Акт осмотра оборудования ПС 220 кВ Магдагачи от 15.09.2009;
5. Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 28.02.2018 № 121.

Исполнитель отмечает, что реализация инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи» позволит обеспечить повышение надежности электроснабжения потребителей Амурской области.

5.2 Анализ соответствия инвестиционного проекта стратегии развития электросетевого комплекса

Согласно «Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации», утвержденной в 2013 году, перед электросетевым комплексом стоят следующие стратегические приоритеты на долгосрочный период:

- обеспечение надежности энергоснабжения потребителей;
- обеспечение качества их обслуживания;
- развитие инфраструктуры для поддержания роста экономики России;
- конкурентоспособные тарифы на электрическую энергию для развития промышленности;
- развитие научного и инновационного потенциала электросетевого комплекса, в том числе в целях стимулирования развития смежных отраслей;
- привлекательный для инвесторов «возврат на капитал».

Стратегия предусматривает следующие основные целевые ориентиры для электросетевого комплекса:

1. Повышение надежности и качества энергоснабжения до уровня, соответствующего запросу потребителей, в том числе:
 - повышение качества обслуживания потребителей;
 - снижение недоотпуска электрической энергии;
 - снижение стоимости технологического присоединения.
2. Увеличение безопасности энергоснабжения.
3. Уменьшение зон свободного перетока электрической энергии.
4. Повышение эффективности электросетевого комплекса, в том числе:

- повышение загрузки мощностей;
- снижение удельных инвестиционных расходов на 30 процентов относительно уровня 2012 года;
- снижение операционных расходов на 15 процентов относительно уровня 2012 года;
- снижение величины потерь на 11 процентов по отношению к уровню 2012 года;
- обеспечение конкурентного уровня тарифов для бизнеса;
- снижение перекрестного субсидирования в сетевом тарифе;
- снижение количества организаций, не соответствующих требованиям, установленным для квалифицированной сетевой организации.

5. Снижение количества территориальных сетевых организаций.

Исполнитель отмечает, что реализация инвестиционного проекта в целом соответствует целевым ориентирам «Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации» в части повышения надежности и качества электроснабжения, увеличения безопасности. Достижение стоимостных показателей стратегии в части повышения эффективности электросетевого комплекса рассматривается в п. 9.3.1.

5.3 Анализ наличия источников финансирования, графика реализации инвестиционного проекта

Финансирование инвестиционного проекта предусматривается за счет собственных средств ПАО «ФСК ЕЭС».

Согласно данным Инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 18.12.2015 № 980 с изменениями, утвержденными приказом Минэнерго России от 27.12.2017 № 31@:

1. Объем финансирования – 1 832,91 млн руб. с НДС в прогнозных ценах соответствующих лет.

2. Остаток освоения капитальных вложений на 01.01.2017 – 1 806,95 млн руб.

Сроки реализации – с 2010 по 2021 годы.

5.4 Анализ необходимости и достаточности принятых технико-экономических показателей

Принятые технико-экономические показатели необходимы и достаточны для достижения поставленных целей.

Исполнитель отмечает, что принятая надежность инвестиционного проекта соответствует требованиям нормативных документов в части достаточности и избыточности.

5.5 Анализ наличия возможных альтернативных вариантов реализации инвестиционного проекта

Для принятия решения о выборе наиболее оптимального варианта реализации инвестиционного проекта разработаны основные технические решения (далее – ОТР).

В рамках ОТР по реконструкции ПС 220 кВ Магдагачи (0011-ОТР.1, 0011-ОТР.2 книга 1,2) выполнено:

- оценка электрической нагрузки ПС;
- анализ о необходимости компенсации реактивной мощности;
- рассмотрение трех вариантов реконструкции существующей подстанции 220 кВ Магдагачи (вариант – в прежних границах с поэтапной реконструкцией; вариант – на новой площадке с перезаводкой ВЛ, вариант – с сооружением КРУЭ с прирезкой территории к существующей ПС);

Исполнитель отмечает, что выводы с рекомендациями по вариантам реализации проекта разработчиком ОТР не сделаны.

В разработанных ОТР отсутствует технико-экономическое сравнение вариантов реализации инвестиционного проекта.

По результатам рассмотрения ОТР филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока (протокол №68 от 12.08.2011) варианты реконструкции на действующей подстанции и на новой площадке исключены из дальнейшего рассмотрения по причине невозможности проведения работ по замене порталов 220 кВ без длительного отключения потребителей и явного выигрыша в площади новой застройки.

В проектной документации не представлены материалы обследования действующей подстанции 220 кВ Магдагачи специализированной организацией.

Исполнитель делает вывод, что принятый вариант реализации инвестиционного проекта с сооружением КРУЭ не обоснован по техническим и экономическим критериям.

Выводы о необходимости, обоснованности и целесообразности реализации инвестиционного проекта

Исполнитель констатирует, что сделать вывод о необходимости реализации инвестиционного проекта не представляется возможным. Не представлены материалы обоснования и целесообразности реализации инвестиционного проекта с сооружением КРУЭ.

Исполнитель рекомендует, выполнить технико-экономическое сопоставление рассмотренных вариантов реконструкции ПС 220 кВ Магдагачи с рассмотрением как приоритетного варианта с сооружением открытой подстанции 220 кВ, в том числе на новой площадке.

6 Анализ исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

6.1 Перечень представленной исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

Для проведения технологического и ценового аудита Заказчиком представлена следующая исходно-разрешительная и правоустанавливающая документация:

1. Техническое задание на разработку проектной документации по титулу «Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи», утвержденное первым заместителем генерального директора – главным инженером филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока 11.06.2010 (далее – Техническое задание);

2. Корректировка технического задания на разработку проектной документации по титулу «Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи», утвержденное первым заместителем генерального директора – главным инженером филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока 29.12.2011;

3. Договор аренды земельного участка № 25 от 17.06.2014, с кадастровым номером: 28:16:015646:573, общей площадью 9 941 кв.м.;

4. Градостроительный план земельного участка от 20.07.2012 № 28009293590000000000000061 с кадастровым номером 28:16:000000:1134 утвержденный постановлением главы Магдагачинского района от 13.08.2012 № 819;

5. Градостроительный план земельного участка от 19.10.2012 № 2800929359-0000000000000066 с кадастровым номером 28:16:000000:12 утвержденный постановлением главы Магдагачинского района от 19.10.2012 № 1131;

6. Градостроительный план земельного участка от 25.04.2013 № 2800929359-0000000000000085 с кадастровым номером 28:16:000000:1384 утвержденный постановлением главы Магдагачинского района от 06.05.2013 № 550;

7. Договор аренды земельного участка №117 от 04.09.2015, с кадастровым номером 28:16:000000:1134, общей площадью 26 142 кв.м во временное владение и пользование для строительства ПС 220 кВ Магдагачи;

8. Договор аренды земельного участка №1138 от 07.05.2013, с кадастровым номером: 28:16:000000:1384, общей площадью 4 397 кв.м. для строительства ПС 220 кВ Магдагачи;

9. Соглашение от 28.03.2016 к договору аренды земельного участка №1138 от 07.05.2013 о продлении аренды по 31.12.2019;

10. Соглашение от 29.05.2017 к договору аренды земельного участка №25 от 17.06.2014 о продлении аренды по 17.06.2020;

11. Отчет по инженерно-топографическим изысканиям том 0011-ИИ.1;

12. Отчет по инженерно-геологическим изысканиям том 0011-ИИ.2;

13. Отчет по инженерно-экологическим изысканиям 0011-ИИ.3;

6.2 Анализ достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

Исходно-разрешительная и правоустанавливающая документация получена в необходимом и достаточном объеме для реализации инвестиционного проекта, по составу соответствует требованиям п.6. ст. 48 Градостроительного кодекса Российской Федерации.

Исполнитель отмечает, что проектная документация по титулу «Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи» получила положительное заключение государственной экспертизы по проектной документации и результатам инженерных изысканий без смет от 18.10.2013 № 28-1-4-0101-13, выданное ГАУ «Амургосэкспертиза» и положительное заключение негосударственной экспертизы №6-2-1-0003-14 от 24.02.2014 сметной документации, выданное ООО «НЭП».

6.3 Анализ обоснованности выбора места размещения объекта

Варианты размещения исследуемого инвестиционного проекта рассмотрены на первом этапе выполнения проектно-изыскательских работ.

Исполнитель отмечает, что в рамках инвестиционного проекта предусматривается реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи с прирезкой прилегающей территории на которой сооружается здание ПС с размещением в нем КРУЭ 220 кВ, КРУ 35 кВ и КРУ 27,5 кВ, а также с установкой необходимого технологического оборудования. Выбор варианта реализации инвестиционного проекта выполнен без технико-экономического сравнения.

6.4 Анализ качества и полноты Технического задания

В целом Техническое задание составлено качественно и необходимой полноты, требования к архитектурным, конструктивным, инженерно-техническим и технологическим решениям и основному технологическому оборудованию достаточны.

Исполнитель обращает внимание, что в Техническом задании указана необходимость определения ряда технических характеристик при выполнении проектной документации.

Выводы о достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

Исполнитель делает вывод, что исходно-разрешительная и правоустанавливающая документация в целом получена в необходимом и достаточном объеме для реализации инвестиционного проекта.

7 Анализ качества и полноты представленной документации

7.1 Перечень представленной документации

Для проведения технологического и ценового аудита Заказчиком представлена следующая документация:

1. Проектная документация по титулу «Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи» разработанная в 2012 году;

2. Положительное заключение государственной экспертизы по проектной документации без смет и результатам инженерных изысканий от 18.10.2013 №28-1-4-0101-13, выданное ГАУ «Амургосэкспертиза»;

3. Положительное заключение негосударственной экспертизы по сметной документации от 24.02.2014 №6-2-1-0003-14, выданное ООО «Негосударственная экспертиза проектов»;

4. Представлен приказ №1013 от 29.12.2015 об утверждении проектно-сметной документация по титулу: «Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи».

7.2 Анализ качества и полноты представленной документации

Проектная документация разработана в необходимом и достаточном объеме, по составу и содержанию соответствует требованиям Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденного постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87.

7.3 Анализ соответствия представленной документации требованиям Технического задания

Представленная документация соответствует требованиям Технического задания.

7.4 Анализ соответствия представленной документации правоустанавливающей документации и техническим условиям

Представленная проектная документация соответствует правоустанавливающей документации и техническим условиям.

Исполнитель отмечает, что проектная документация без смет и результатам инженерных изысканий по титулу «Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи» получила положительное заключение государственной экспертизы от 18.10.2013 № 28-1-4-0101-13.

7.5 Анализ выполнения рекомендаций технологического и ценового аудита

Технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи» ранее не проводился.

Выводы о достаточности представленной документации

Исполнитель делает вывод, что представленная документация разработана в необходимом и достаточном объеме для реализации инвестиционного проекта.

8 Технологический аудит

8.1 Анализ основных технических и технологических решений

8.1.1 Схема присоединения к сети

Согласно заданию на проектирование по титулу «Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи», утвержденного первым заместителем генерального директора – главным инженером филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока О.В. Гринько от 11.06.2010 и корректировка технического заданию на разработку проектной документации №75/5П от 29.12.2011 утвержденное первым заместителем генерального директора – главным инженером ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока О.В. Гринько необходимо выполнить следующий комплекс работ в рамках реализации инвестиционного проекта:

– Реконструкцию ПС 220 кВ Магдагачи;

Целью реконструкции рассматриваемых объектов является повышение надежности электроснабжения потребителей Амурской области, в том числе Транссибирской железнодорожной магистрали, поселка городского типа Магдагачи и поселка Толбузино.

Схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше ОЭС Востока на 2018 – 2024 годы в районе рассматриваемого объекта представлена на рис. 1.

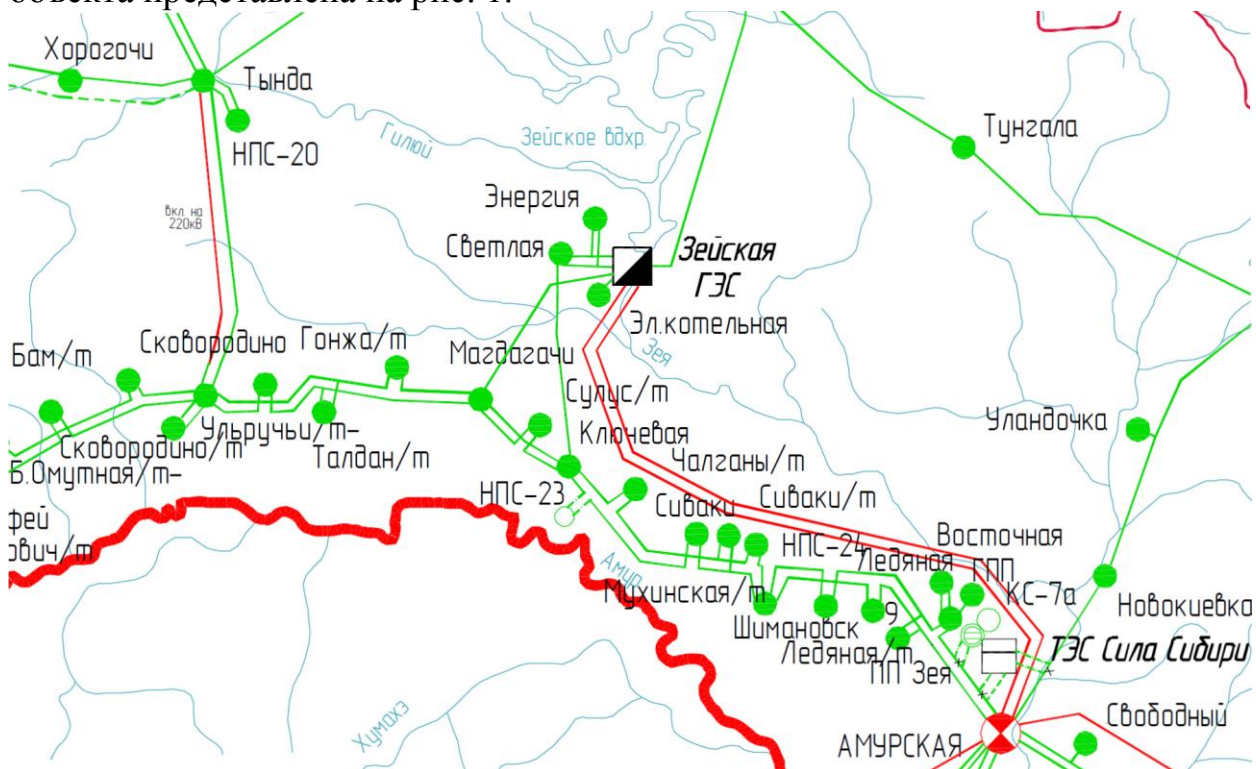


Рисунок 1 – Схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше ОЭС Востока на 2018 – 2024 годы в районе рассматриваемого объекта

Исполнитель отмечает, что схема присоединения к сети соответствует заявленным целям и задачам.

8.1.2 Принципиальная электрическая схема

На ПС 220 кВ Магдагачи предусматривается строительство следующих распределительных устройств:

КРУЭ 220 кВ.

Схема РУ № 220-9 – «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин», с подключением:

- ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/тяг.;
- ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа тяг.;
- ВЛ 220 кВ Сулун/тяг. – Магдагачи;
- ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи;
- ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи (подключена, через развилку из двух выключателей);
- резерв для подключения двух ВЛ 220 кВ;
- двух трансформаторов Т-1, Т-2 230/38/27,5 кВ единичной мощностью 40 МВА.

КРУ 35 кВ.

Схема РУ № 35-9 – «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» с подключением:

- ВЛ 35 кВ Толбузино - Магдагачи;
- резерв для подключения одной ВЛ;
- двух трансформаторов Т-3, Т-4 38,5/11 кВ единичной мощностью 10 МВА;
- двух трансформаторов Т-1, Т-2 230/38/27,5 кВ единичной мощностью 40 МВА.

КРУ – 27,5 кВ.

Схема – «две секции шин с двумя вводами и двумя рабочими линейными ячейками».

КРУ – 10 кВ.

Схема РУ №10-1 «одна, секционированная выключателями, система шин».

Исполнитель отмечает, что принятые в проектной документации принципиальные электрические схемы распределительных устройств соответствуют требованиям Технического задания, требованиям нормативных документов и СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения».

8.1.3 Компонентные решения

Исполнение ПС 220 кВ Магдагачи – Закрытая с открытой установкой силовых трансформаторов.

Компоновка КРУЭ 220 кВ выполняется с расположением ячеек оборудования в один ряд. Проходы для обслуживания предусмотрены с двух сторон.

Компоновка КРУ 35, 27,5 кВ выполняется с расположением ячеек в один ряд. Проходы для обслуживания предусмотрены с двух сторон.

Компоновка КРУ 10 кВ выполняется с расположением ячеек в два ряда. Проходы для обслуживания предусмотрены с двух сторон.

На подстанции сооружаются:

1. Здание ПС (ОПУ совмещенное с КРУЭ) трехэтажное с размерами 37х48 м;
2. Здание ЗРУ 10 кВ;
3. Здание проходной одноэтажное с размерами 6х9,3 м;
4. Здание насосной станции пожаротушения одноэтажное с размерами 6,5х4,5 м;

Исполнитель отмечает, что принятые компоновочные решения соответствуют требованиям Технического задания, требованиям нормативных документов, современному уровню развития технологий. Компоновочные решения приняты с учетом перспективного развития и выполняемых параллельно титулов.

8.1.4 Оборудование и материалы

Основное оборудование, предполагаемое к установке на ПС 220 кВ Магдагачи в рамках реализации данного титула, следующее:

1. Два трансформатора 220/38,5/27,5 кВ мощностью по 40 МВА каждый;
2. Два трансформатора 35/11 кВ мощностью 10 МВА каждый;
3. КРУЭ 220 кВ на 12 ячеек;
4. КРУ 35 кВ на 10 ячеек;
5. КРУ 27,5 кВ на 6 ячеек;
6. Заходы одноцепных воздушных линий с кабельными вставками, кроме ВЛ 27,5 кВ;
7. Ограничители перенапряжения 220 кВ – 18 шт.;
8. Концевые муфты 220 кВ – 19 шт.;
9. Соединительные муфты 220 кВ – 2 шт.;
10. Высоковольтные вводы 220 кВ – 3 шт.;
11. Кабельные вводы в КРУЭ 220 кВ – 18 шт.;
12. Ошиновка 220 кВ – АС 440/51 0,85 км;
13. Кабель 220 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена с медной жилой в однофазном исполнении сечением 630 мм² и сечением экрана не менее 95 мм² - 2,6 км;
14. Кабель 35 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена с алюминиевой жилой в однофазном исполнении сечением 630 мм² и сечением экрана не менее 50 мм² - 1,7 км;
15. ВОЛС – ОКГТ на 24 ОВ, П652 – 157,3 км.

Проектируемое оборудование выбрано и проверено по номинальным параметрам, термической и динамической стойкости к токам короткого замыкания, с учетом климатического исполнения.

Исполнитель отмечает, что принятые технические требования к основному оборудованию обоснованы и соответствуют Техническому заданию и современному уровню развития технологий.

Мощность трансформаторов 40 МВА принята на основании рекомендаций, выполненных на стадии ОТР.

8.1.5 Сроки и этапы реализации

Срок реализации инвестиционного проекта 2010 – 2021 годы (11 лет). Отмечается необоснованное увеличение срока реализации инвестиционного проекта.

В Инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» указаны сроки реализации титула – с 2011 по 2021 годы. Техническое задание на разработку проектной документации утверждено 11.06.2010 первым заместителем генерального директора – главным инженером ф-ла ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока. Договор на разработку ПД № 11 заключен 24.01.2011г.

Проектная документация разработана в 2012 году и получила положительное заключение государственной экспертизы в 2013 году.

Реконструкцию объекта «ПС 220 кВ Магдагачи» предусматривается выполнить в один этап.

Согласно «Проекту организации строительства» (шифр 0011-ПОС) расчетный срок реконструкции ПС 220 кВ Магдагачи составляет 21 месяц, календарный график строительства представлен. Согласно положительному заключению экспертизы продолжительность строительства объекта составляет 21 месяц, включая подготовительный период и демонтажные работы.

Отмечается, что при получении положительного заключения государственной экспертизы в 2013 году на проектную документацию и результаты инженерных изысканий, а также положительного заключения негосударственной экспертизы по оценке соответствия сметным нормативам сметной документации в феврале 2014 года, приказ об утверждении проектно-сметной документации по объекту № 1013 был утвержден лишь 29.12.2015 года. Материалы обоснования увеличения срока реализации инвестиционного проекта на 2 года на рассмотрение не представлены.

Представленный на рассмотрение График реализации инвестиционного проекта в составе паспорта инвестиционного проекта (Раздел 6.1.) не содержит полной информации о сроках всех промежуточных этапов реализации.

Исполнитель отмечает, что согласно представленному на рассмотрение укрупненному сетевому графику сооружения объекта с января

2015 по февраль 2019 года ведется корректировка проектной документации, а срок ввода объекта в эксплуатацию перенесен на конец 2024. Необходимость корректировки не подтверждена обосновывающими документами.

Исполнитель отмечает, что реализация инвестиционного проекта в указанные в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» сроки (до 2021 г.) является осуществимой. Срок реализации инвестиционного проекта 2010 – 2021 годы (11 лет) является необоснованно завышенным. Согласно СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ» общий срок реализации данного инвестиционного проекта не должен превышать 48 месяцев (≤ 4 года).

8.2 Анализ обоснованности выбора конструктивных, технических и технологических решений

На стадии разработки ОТР не рассмотрены различные варианты технических решений и не выполнено их технико-экономическое сравнение.

Исполнитель отмечает, что выбор основных конструктивных, технических и технологических решений не обоснован по техническим и экономическим критериям.

Исполнитель рекомендует, выполнить технико-экономическое сопоставление рассмотренных вариантов реконструкции ПС 220 кВ Магдагачи с рассмотрением как приоритетного варианта с сооружением открытой подстанции 220 кВ на новой площадке.

8.3 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации

В целом принятые технические и технологические решения соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации.

8.4 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений современному уровню развития технологий

Исполнитель отмечает, что принятые технические и технологические решения соответствуют современному уровню развития технологий, ограничения на используемые технологии отсутствуют, необходимость использования уникального специализированного оборудования отсутствует.

8.5 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений требованиям энергоэффективности и экологичности объекта

Согласно Федеральному закону от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» энергетическая эффективность электроэнергетики – отношение поставленной потребителям электрической энергии к затраченной в этих целях энергии из невозобновляемых источников.

Показатели энергетической эффективности электросетевого комплекса определяются электрическими характеристиками устанавливаемого оборудования (в частности, электрическое сопротивление проводов).

Мероприятия предотвращения воздействия на окружающую среду предусмотрены в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока высшим напряжением 35-750 кВ».

Исполнитель отмечает, что принятые технические и технологические решения соответствуют требованиям энергоэффективности и экологичности объекта.

8.6 Анализ возможности оптимизации принятых технических и технологических решений

В качестве оптимизации технических и технологических решений рекомендуется рассмотреть вариант реализации инвестиционного проекта с сооружением ОРУ 220 кВ и отказом от варианта с КРУЭ 220 кВ.

Потенциальный резерв экономии стоимости реализации варианта с сооружением ОРУ 220 кВ оценивается до 526,4 тыс. руб. с НДС в ценах 2013г.

Исполнитель отмечает, что остальные технические и технологические принятые решения, принятые в проектной документации, оцениваются как оптимальные, возможностей для оптимизации не выявлено.

8.7 Анализ основных технических и технологических рисков инвестиционного проекта

Возможны следующие основные технические и технологические риски инвестиционного проекта, которые свойственны рассматриваемой отрасли:

- темп модернизации оборудования и технологий;
- ошибки эксплуатационного персонала;
- выбор параметров;
- количество и квалификация специалистов;
- недостижение плановых технических параметров;
- увеличение сроков строительства.

Темп модернизации оборудования и технологий: риск связан с возможностью устаревания применяемых технологий и оборудования, неправильностью расчета сроков реализации проекта. Воздействие риска

проявляется в вероятности морального устаревания оборудования, необеспечения требуемых показателей и характеристик.

Ошибки эксплуатационного персонала: риск связан с ошибками эксплуатационного персонала. Воздействие риска проявляется в увеличении эксплуатационных затрат, риске возникновения аварий, связанных с человеческим фактором.

Выбор параметров: риск связан с возможностью неправильного определения характеристик и параметров. Воздействие риска проявляется в увеличении капитальных затрат.

Количество и квалификация специалистов: риск связан с наличием необходимых специалистов для качественного и своевременного выполнения работ по монтажу и обслуживанию. Воздействие риска проявляется в увеличении капитальных и эксплуатационных затрат, срыве сроков реализации проекта.

Недостижение плановых технических параметров: риск связан с вероятностью выбора технических показателей и проектных решений, не позволяющих осуществить в полной мере цели инвестиционного проекта. Воздействие риска проявляется в необходимости корректировки проектных решений, увеличении капитальных затрат, появления «бросовых» работ.

Увеличение сроков строительства: риск связан с возможностью срыва сроков реализации инвестиционного проекта и угрозой реализации взаимосвязанных инвестиционных проектов. Воздействие риска проявляется в увеличении продолжительности реализации проекта, ухудшении финансово-экономических показателей в связи со смещением сроков начала получения доходов от реализации.

Результаты оценки рисков приведены в п. 9.6.

Выводы по результатам технологического аудита

Принятые технические и технологические решения соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации, соответствуют современному уровню развития технологий, соответствуют требованиям энергоэффективности и экологичности объекта.

Исполнитель рекомендует, для снижения стоимости строительства, рассмотреть вариант реализации инвестиционного проекта с сооружением ОРУ 220 кВ, в том числе на новой площадке.

9 Ценовой аудит

9.1 Оценка стоимостных показателей

9.1.1 Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости

Сметная стоимость проекта «Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи» составляет 316,2 млн. руб. без НДС в базисных ценах на 01.01.2000 г. и 1 833,0 млн. руб. с НДС в текущих ценах 2 кв. 2013 г., согласно представленному на рассмотрение сводному сметному расчету (далее ССР) и объектным сметным расчетам (далее ОС).

Сметная документация получила положительное заключение негосударственной экспертизы ООО «Негосударственная экспертиза проектов» от 24.02.2014 г. № 6-2-1-0003-14.

Локальные сметы (далее – ЛС) составлены базисно-индексным методом с применением:

- территориальных сметных нормативов Амурской области (ТЕР-2001, ТЕРм-2001, ТЕРп-2001, ТЕРр-2001, ТСЦ), утвержденных Постановлением Правительства Амурской области от 13.10.2010 г. № 633;

- федеральных сметных нормативов (ФССЦ, утвержденные Приказом Минрегиона от 20.07.2011 г. №354, ФССЦпг, утвержденные Приказом Минрегиона от 05.05.2012 г.);

- прайс-листов на материалы и оборудование.

Накладные расходы определены в процентах от фонда оплаты труда рабочих строителей и механизаторов по видам строительных и монтажных работ, согласно «Методическим указаниям по определению величины накладных расходов в строительстве» (МДС 81-33.2004).

Сметная прибыль определена в процентах от фонда оплаты труда рабочих строителей и механизаторов по видам строительных и монтажных работ, согласно «Методическим указаниям по определению величины сметной прибыли в строительстве» (МДС 81-25.2001).

Затраты при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время и на снегоборьбу определены по сборнику ГСН-81-05-02-2007.

Резерв средств на непредвиденные работы и затраты определен согласно МДС 81-35.2004 в размере 3%.

При расчете сметной стоимости материалов применен коэффициент на заготовительно-складские и транспортные расходы в размере 1,05.

При расчете сметной стоимости оборудования начислены коэффициенты (согласно МДС 81-35.2004):

- на транспортные расходы – 1,06;
- заготовительно-складские расходы – 1,012;
- расходы на тару и упаковку – 1,015;
- расходы на запасные части – 1,02.

Кроме того, учтен зональный коэффициент 1,15 согласно Приказу Министерства строительства, архитектуры и ЖКХ Амурской области от 12.04.2011 г. № 92-од.

ОС составлены в базовом уровне цен на 01.01.2000 г.

ССР стоимости строительства составлен в двух уровнях цен: базисном на 01.01.2000 г. и текущем в ценах на 2 кв. 2013 г.

Для пересчета использованы следующие индексы:

1) согласно Приказу ПАО «ФСК ЕЭС» от 22.11.2013 г. №691:

– строительные работы (по подстанции) – 6,96;

– монтажные работы (по подстанции) – 8,55;

– строительно-монтажные работы (по воздушным линиям) – 5,84;

– строительно-монтажные работы (по кабельным линиям) – 6,2;

2) согласно Приказу ПАО «ФСК ЕЭС» от 22.11.2013 г. №691:

– оборудование – 3,9;

– прочие работы и затраты – 7,66;

– проектные работы – 4,28 (3,6*1,19)

– изыскательские работы – 4,63 (3,66*1,266).

Отмечаются следующие затраты, включенные в главы 9-10 ССР, размер которых обоснован внутренними документами:

– взносы на добровольное страхование строительных рисков сметной стоимостью 12,4 млн. руб. без НДС в текущих ценах 2 кв. 2013 г. определены согласно Приказу ПАО «ФСК ЕЭС» от 26.11.2012 г. № 725;

– пусконаладочные работы «в холостую» сметной стоимостью 38,7 млн. руб. без НДС в текущих ценах 2 кв. 2013 г. определены согласно Приказу ПАО «ФСК ЕЭС» от 26.11.2012 г. № 725;

– техническая инвентаризация, регистрация прав на недвижимое имущество и изготовление документов кадастрового и технического учета сметной стоимостью 1,5 млн. руб. без НДС в текущих ценах 2 кв. 2013 г. определены согласно Приказу ПАО «ФСК ЕЭС» от 26.11.2012 г. № 725;

– содержание службы заказчика и строительный контроль сметной стоимостью 40,2 млн. руб. без НДС в текущих ценах 2 кв. 2013 г. определены согласно Приказу ПАО «ФСК ЕЭС» № 467 от 05.08.11 г.

Указанные затраты составляют 92,9 млн. руб. без НДС в текущих ценах 2 кв. 2013 г.

С учетом положительного заключения негосударственной экспертизы от 24.02.2014 г. № 6-2-1-0003-14 сметная документация оценивается как в целом соответствующая действующим нормативам в области сметного нормирования и ценообразования.

В сводном сметном расчете для пересчета затрат на строительномонтажные работы в текущий уровень цен 2 кв. 2013 г. использовались индексы пересчета согласно Приказу ПАО «ФСК ЕЭС» от 22.1.2013 г. № 691. Обращаем внимание что, в соответствии с Методическими рекомендациями по разработке индексов изменения сметной стоимости строительства (утверждены Приказом Минстроя России от 09.02.2017 г. № 84/пр), расчет

индексов изменения сметной стоимости осуществляется уполномоченным подведомственным Минстрою России государственным учреждением в разрезе всех субъектов Российской Федерации. Размеры индексов изменения сметной стоимости, их назначение и область применения сообщаются письмом Минстрою России в разрезе субъектов Российской Федерации. Рекомендуются при актуализации сметной документации по проекту «Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи» производить пересчеты затрат на основании писем Минстрою России на текущую дату. При использовании индексов пересчета по приведении стоимости затрат на строительномонтажные работы в текущий уровень цен 2018 г. снижение сметной стоимости строительства оценивается в объеме до 265,1 млн. руб. с НДС.

9.1.2 Анализ стоимости с использованием Укрупненных нормативов цены

Исполнитель выполнил расчет стоимости реализации проекта на основании сборника «Укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства», утвержденного приказом Минэнерго №75 от 08.02.2016 (табл. 1).

Таблица 1 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием укрупненных нормативов цены в уровне цен I кв. 2015 г.

№ п/п	Наименование работ	Расценка сборника УНЦ*	Количество, ед.	Единица измерения	Стоимость единицы, тыс. руб.	Стоимость всего, тыс. руб.
1	Ячейки выключателя 220 кВ	В1-03	11	шт.	28 880	317 680
2	Ячейки выключателя 35 кВ	В1-01	7	шт.	5 010	35 070
3	Ячейки выключателя 27,5 кВ	В2-02	4	шт.	2 915	11 660
4	Ячейки выключателя 10 кВ	В2-01	24	шт.	1 660	39 840
5	Ячейки трансформатора 220/35/27,5кВ 40 МВА	Т1-05-5	2	шт.	49 402	98 804
6	Ячейки трансформатора 35/10 кВ 10 МВА	Т1-02-1	2	шт.	15 989	31 978
7	Подготовка и благоустройство территории	Б1-07	27633	кв.м	5	127 058
8	Постоянная часть	31-03	1	шт.	223 094	223 094
9	ПИР ПС 220 кВ	П1-05	1	шт.	118 611	118 611
10	Итого стоимость в ценах 2015 г. без НДС	-	-	-	-	1 003 795

Примечание: * – Укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства (утверждены приказом Минэнерго России от 08.02.2016 г. № 75).

Примененные нормативы цены не учитывают следующие виды затрат:

- затраты, связанные с оформлением прав на земельный участок;
- компенсационные затраты, связанные с выполнением технических условий по переустройству сооружений и коммуникаций инфраструктуры при пересечении;
- затраты на автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии;
- затраты на ВОЛС.

Стоимость указанных затрат согласно представленной смете на строительство составляет 92,4 млн. руб. в ценах 2013 года без НДС.

Таким образом, стоимость реализации проекта на основании УНЦ оценивается в 1 293,5 млн руб. с НДС в ценах 2015 года (табл.2).

Таблица 2 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием укрупненных нормативов цены в уровне цен I кв. 2015 г.

Показатель	Стоимость, тыс. руб.
Стоимость по УНЦ, без НДС	1 003 795
Стоимость затрат, не учтенных УНЦ, без НДС	92 420
Стоимость всего, без НДС	1 096 215
Стоимость всего, с НДС	1 293 534

Стоимость реализации проекта на основании УНЦ в текущем уровне цен 2013 года, с учетом накопленного индекс-дефлятора, оценивается в 1 238,2 млн. руб. с НДС.

Пересчет стоимости реализации проекта в прогнозный уровень цен (до 2021 г.) выполнен с учетом графика реализации проекта в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» (утверждена приказом Минэнерго России от 18.12.2015 г. № 980 с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 28.12.2016 г. № 1432 и от 27.12.2017 г. №31@) на основе индексов-дефляторов по виду экономической деятельности «Инвестиции в основной капитал (капитальные вложения)», согласно прогнозу Минэкономразвития России (табл. 3).

Таблица 3 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием укрупненных нормативов цены в уровнях цен различных лет

Годы прогнозируемого периода	Стоимость в ценах соответствующих лет, тыс. руб.	Накопленный индекс-дефлятор
до 2015 года (включительно)	22 239	1,07
2016 год	1 331	1,14
2017 год	49	1,18
2018 год	196 332	1,24
2019 год	199 612	1,30
2020 год	389 413	1,36
2021 год	952 513	1,42
ВСЕГО	1 761 489	-

Примечание: * – Прогноз индексов дефляторов и индексов цен производителей по видам экономической деятельности до 2024 г. / Минэкономразвития России.
URL: <http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/201801101>.

Стоимость реализации проекта в прогнозном уровне цен составляет 1 761,5 млн. руб. с НДС.

Исполнитель сопоставил представленные данные о стоимости реализации проекта с расчетом на основе укрупненных нормативов цены (табл. 4).

Таблица 4 – Сопоставление заявленной стоимости реализации проекта и расчетного объема финансовых потребностей

Расчет стоимости реализации проекта	Стоимость строительства, тыс. руб. с НДС		Источник информации
	в текущем уровне цен 2013 г.	в прогнозном уровне цен	
Объем финансовых потребностей	1 238 205	1 761 489	расчет Исполнителя (на основе укрупненных нормативов цены)
Оценка полной стоимости инвестиционного проекта	-	1 832 910	инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденной Приказом Минэнерго России от 18.12.2015 г. № 980 с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 28.12.2016 г. № 1432 и от 27.12.2017 г. №31@
Сметная стоимость	1 832 908	-	Сметная стоимость согласно сводного сметного расчета

Полная стоимость инвестиционного проекта, установленная в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» (утверждена приказом Минэнерго России от 18.12.2015 г. № 980 с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 28.12.2016 г. № 1432 и от 27.12.2017 г. №31@), превышает объем финансовых потребностей, определенный на основе УНЦ в прогнозном уровне цен.

Превышение сметной стоимости, согласно ССР, над объемом финансовых потребностей, определенным на основе УНЦ в текущем уровне цен, оценивается в объеме 594,7 млн. руб. с НДС.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 12.11.2016 г. № 1157 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», инвестиционные программы, предусматривающие строительство объектов электроэнергетики, утверждаются при условии непревышения объема финансовых потребностей, необходимых для реализации проекта, над объемом финансовых потребностей, определенным в соответствии с укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики.

Исполнитель отмечает, что полная стоимость инвестиционного проекта превышает объем финансовых потребностей, определенный на основе УНЦ.

9.1.3 Анализ стоимости с использованием Укрупненных стоимостных показателей

Оценка стоимости по удельным стоимостным показателям основана на оценке среднестатистических стоимостных показателей по сопоставимым проектам с последующим укрупненным расчетом стоимости рассматриваемого проекта.

Исполнитель провел анализ стоимости с использованием «Сборника укрупненных показателей стоимости линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ ОАО «ФСК ЕЭС»» (приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 г. № 385, приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.10.2014 г. № 477). Указанный сборник внесен в федеральный реестр сметных нормативов, подлежащих применению при определении сметной стоимости объектов капитального строительства, строительство которых финансируется с привлечением средств федерального бюджета (приказ Минстроя России от 06.10.2014 г. № 597/пр).

В основе определения указанных укрупненных показателей стоимости лежат данные сводных сметных расчетов стоимости строительства по 41 реализованному инвестиционному проекту ПАО «ФСК ЕЭС». В данную выборку включены проекты строительства, реконструкции, расширения и технического перевооружения объектов капитального строительства

(подстанций) и линейных объектов (кабельных и воздушных линий) номинальной мощностью от 110 до 750 кВ в различных регионах Российской Федерации.

Расчет на основе укрупненных стоимостных показателей осуществлен в следующих уровнях цен:

- базисный уровень цен на 01.01.2000 года;
- текущий уровень цен 2 кв. 2013 г.

Результаты оценки стоимости реализации проекта представлены в табл. 5.

Таблица 5 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием укрупненных стоимостных показателей* в базисном уровне цен

№ п/п	Наименование работ	Количество, ед.	Единица измерения	Стоимость единицы, тыс. руб. без НДС	Стоимость всего, тыс. руб. без НДС
1	Ячейки выключателя 220 кВ	11	шт.	21 096	232 056
2	Ячейки выключателя 35 кВ	7	шт.	1 200	8 400
3	Ячейки выключателя 27,5 кВ	4	шт.	1 200	4 800
4	Ячейки выключателя 10 кВ	24	шт.	520	12 480
5	Ячейки трансформатора 220/35/27,5кВ 40 МВА	2	шт.	21 430	42 860
6	Ячейки трансформатора 35/10 кВ 10 МВА	2	шт.	3 538	7 076
7	Постоянная часть	1	кв.м	35 720	35 720
8	Затраты, сопутствующие строительству**	23,23 %	% от п. 1-7	-	79 700
9	Регионально-климатические условия	9,00%	% от п. 1-8	-	38 085
Итого стоимость в ценах 2001 г.		-	-	-	461 247

Примечания: * – Укрупненные показатели стоимости линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ (утверждены приказами ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 г. № 385, от 21.10.2014 г. № 477).

** – Затраты, сопутствующие строительству соответствуют перечню затрат по главам 1, 8, 9, 10, 12 сводного сметного расчета.

В расчете стоимости реализации проекта на основе укрупненных стоимостных показателей не учтены:

- затраты, связанные с оформлением прав на земельный участок;

– компенсационные затраты, связанные с выполнением технических условий по переустройству сооружений и коммуникаций инфраструктуры при пересечении;

– затраты на ВОЛС.

Стоимость указанных затрат согласно представленной смете на строительство составляет 92,4 млн. руб. в ценах 2013 года без НДС.

Оценка стоимости строительства в текущем уровне цен с учетом доли расходов на строительные-монтажные работы, оборудование, проектно-изыскательские и прочие работы приведена в табл. 6.

Таблица 6 – Оценка стоимости строительства ПС 220 кВ в текущем уровне цен 2 кв. 2013 г.

Стоимость строительства	Стоимость в базисном уровне цен, тыс. руб. без НДС	Доля расходов	Индексы приведения* в текущий уровень цен	Стоимость в текущем уровне цен, тыс. руб. без НДС
СМР	101 474	22,0%	6,86	696 113
Оборудование	306 729	66,5%	3,90	1 196 243
Прочие	23 062	5,0%	7,66	176 657
ПИР	29 981	6,5%	3,60	107 932
<i>ВСЕГО</i>	461 247	100,0%	-	2 176 945

Примечание: * – Индексы приведения в текущий уровень цен приведены согласно письму Министерства регионального развития России от 06.07.2013 г. № 9912-СД/12.

Стоимость строительства в текущем уровне цен 2 кв. 2013 г. оценивается в сумме 2 176,9 млн. руб. без НДС.

Таким образом, стоимость реализации проекта на основании УСП с учетом затрат, не учтенных УСП, оценивается в 2 677,9 млн руб. с НДС в текущем уровне цен 2 кв. 2013 г. (табл.7).

Таблица 7 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием УСП в уровне цен 2 кв. 2013 г.

Показатель	Стоимость, тыс. руб.
Стоимость по УСП, без НДС	2 176 945
Стоимость затрат, не учтенных УСП, без НДС	92 420
Стоимость всего, без НДС	2 269 365
Стоимость всего, с НДС	2 677 851

Пересчет стоимости реализации проекта в прогнозный уровень цен (до 2021 г.) выполнен с учетом графика реализации проекта в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» (утверждена приказом Минэнерго России от 18.12.2015 г. № 980 с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 28.12.2016 г. № 1432 и от 27.12.2017 г. №31@) на основе индексов-дефляторов по виду экономической деятельности «Инвестиции в основной капитал (капитальные вложения)», согласно прогнозу Минэкономразвития России (табл. 8).

Таблица 8 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием укрупненных нормативов цены в уровнях цен различных лет

Годы прогнозируемого периода	Стоимость в ценах соответствующих лет, тыс. руб.	Накопленный индекс-дефлятор
2015 год	54 711	1,20
2016 год	3 080	1,27
2017 год	114	1,32
2018 год	454 368	1,39
2019 год	461 958	1,46
2020 год	901 212	1,52
2021 год	2 204 385	1,58
ВСЕГО	4 079 828	-

Стоимость строительства в уровне цен различных лет оценивается в сумме 4 079,8 млн. руб. с НДС.

Сравнительный анализ заявленной стоимости реализации проекта с оценкой Исполнителя приведен в табл. 9.

Таблица 9 – Сравнительный анализ стоимости реализации проекта

Уровень цен	Оценка Заказчика, млн руб.		Оценка* Исполнителя, млн руб.		Разница в оценке Исполнителя и Заказчика, млн руб.	Разница в оценке Исполнителя и Заказчика, %
	полная стоимость (согласно инвестиционной программе)	сметная стоимость	объем финансовых потребностей по укрупненным нормативам цены	стоимость по аналогу (УСП)		

			(УНЦ)			
Базовый уровень цен (без НДС)	-	316	-	0	-	-
Текущий уровень цен, 2013 (с НДС)	-	1 833	1 238	2 678	845	46%
Прогнозный уровень цен, до 2021 (с НДС)	1 833	-	1 761	4 080	2 247	123%

Примечания: * – оценка Исполнителем стоимости реализации проекта выполнена на основе следующих методических документов:

УНЦ – укрупненные нормативы цены, утверждены приказом Минэнерго России от 08.02.2016 г. № 75;

УСП – укрупненные стоимостные показатели, утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.10.2014 г. № 477;

Стоимость строительства в текущем уровне цен, оцененная на основе расчета по укрупненным стоимостным показателям, на 46% выше сметной стоимости, согласно ССР.

Стоимость строительства в прогнозном уровне цен, оцененная на основе расчета по укрупненным стоимостным показателям, на 123% выше полной стоимости строительства, определенной согласно инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС».

Исполнитель отмечает недостаточность денежных средств для финансирования рассматриваемого титула в объеме, заложенном на его реализацию в инвестиционной программе.

9.1.4 Анализ стоимости с использованием объектов-аналогов

Анализ стоимости инвестиционного проекта с использованием объектов-аналогов выполнен следующими методами:

- методом регрессионного моделирования;
- методом парного сравнения.

Анализ осуществлен с использованием данных аналогичных проектов из Инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» с учетом заключений экспертизы проектной документации и отчетов по результатам проведения технологического и ценового аудита (информация размещена на официальном сайте компании: http://www.fsk-ees.ru/about/tekhnologicheskij_i_tsenovoy_audit/).

Критерии подбора аналогов:

- класс напряжения (на стороне высшего напряжения) – 220 кВ;
- трансформаторная мощность – имеется;
- установка выключателей РУ – 220 кВ;
- проектная документация – разработана;
- положительного заключения экспертизы по сметам – имеется.

1. Сравнение с аналогами методом регрессионного моделирования.

Перечень объектов-аналогов, удовлетворяющих критериям отбора, представлен в табл. 10.

Таблица 10 – Перечень объектов-аналогов

№ пп	Наименование проекта
1	ВЛ 220 кВ Февральская – Рудная с ПС 220 кВ Рудная
2	ВЛ 220 кВ Благовещенская – Тамбовка (Журавли) – Варваровка с ПС 220 кВ Тамбовка (Журавли)
3	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 220/110/35/10 кВ Староминская
4	Комплексная реконструкция ПС 220/110/35/6 кВ Смоленск-1 (с заменой трансформаторной мощности 125 МВА)
5	Комплексная реконструкция и техническое перевооружение ПС №20 Чесменская СПб
6	Реконструкция ПС 220/110/35/10 кВ «Тында»
7	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ НПС-15 – НПС-14 с ПС 220 кВ при НПС-15 (ВСТО-1)
8	ПС 220 кВ Артем с заходами ЛЭП 220 кВ Владивосток – Волна
9	ПС 220 кВ «Амур»

Зависимой переменной по аналогам с учетом технико-экономических показателей рассматриваемого проекта выступает сметная стоимость без учета затрат по главе 1 сводного сметного расчета (затраты на подготовку территории) и без затрат на строительство воздушных и кабельных линий при их наличии в объектах-аналогах.

Регрессионная модель, построенная по результатам анализа, характеризуется высоким значением коэффициента детерминации: R-квадрат – 0,94.

Ошибка аппроксимации модели – 27%.

По результатам анализа выявлены следующие факторы регрессионной модели, демонстрирующие оптимальные показатели статистической значимости:

- трансформаторная мощность (МВА);
- выключатель 220 кВ (шт).

В соответствии с полученным регрессионным уравнением сформирована модель аналога, факторные показатели которого соответствуют ТЭП объекта «Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи». Расчетная стоимость модели аналога с учетом ошибки аппроксимации лежит в пределах от 1 621,1 до 2 820,3 млн. руб. с НДС в текущих ценах 2013 г.

Сметная стоимость строительства рассматриваемого объекта, согласно сметной документации, составляет 1 832,9 млн. руб. с НДС в текущих ценах 2 кв. 2013 г. Стоимость строительства рассматриваемого объекта без учета затрат по главе 1 сводного сметного расчета и без затрат на строительство воздушных и кабельных линий составляет 1 794,3 млн. руб. с НДС в текущих ценах 3 кв. 2013 г.

Таким образом, заявленные стоимостные показатели рассматриваемого проекта находятся в пределах границы стоимостного интервала, полученного методом регрессионного анализа аналогов.

2. Сравнение с аналогами методом парного сравнения.

Дополнительным критерием подбора прямых аналогов выступает трансформаторная мощность ПС – от 100 до 150 МВА.

В качестве прямых объектов-аналогов выбраны следующие проекты:

– «Реконструкция ПС 220/110/35/10 кВ «Тында»» (аналог 1);

– «ВЛ 220 кВ Февральская – Рудная с ПС 220 кВ Рудная» (аналог 2);

– «ВЛ 220 кВ Благовещенская – Тамбовка (Журавли) – Варваровка с ПС 220 кВ Тамбовка (Журавли)» (аналог 3).

Приведение рассматриваемого объекта и объектов-аналогов к сравнению было выполнено в следующем порядке:

– из сметной стоимости всех объектов исключены затраты по 1 главе сводных сметных расчетов;

– из сметной стоимости объектов исключены затраты на КВЛ (при наличии);

– сметная стоимость всех объектов приведена в текущий уровень цен 2013 г. с использованием индексов-дефляторов;

– в объектах-аналогах проведена стоимостная корректировка количества выключателей 220 кВ;

– в объектах-аналогах проведена стоимостная корректировка количества выключателей 110 кВ;

– в объектах-аналогах проведена стоимостная корректировка количества выключателей 35 кВ;

– в объектах-аналогах проведена стоимостная корректировка по мощности трансформатора с классом напряжения по стороне ВН 220 кВ;

– в объектах-аналогах проведена стоимостная корректировка по мощности трансформатора с классом напряжения по стороне ВН 110 кВ;

– в объектах-аналогах проведена стоимостная корректировка по мощности трансформатора с классом напряжения по стороне ВН 35 кВ.

Результаты анализа методом парного сравнения представлены в табл. 11.

Таблица 11 – Анализ методом парного сравнения

№	Параметр	Рассматриваемый проект	Аналоги		
			Аналог 1	Аналог 2	Аналог 3
1	Сметная стоимость в текущем уровне цен, тыс. руб. с НДС	1 832 908	2 502 731	6 404 548	4 896 227
2	Сметная стоимость в текущем уровне цен, тыс. руб. без НДС	1 553 312	2 120 959	5 427 583	4 149 345
3	Стоимость затрат по 1 главе ССР в	32 705	59 385	574 927	187 464

	текущем уровне цен без НДС, тыс. руб.				
4	Стоимость КВЛ в текущем уровне цен без НДС, тыс. руб.	0	0	3 734 600	2 697 000
5	Стоимость без учета 1 главы и КВЛ в текущем уровне цен без НДС, тыс. руб.	1 520 607	2 061 573	1 118 056	1 264 881
6	Год составления сметной документации	2 кв. 2013 г	1 кв. 2011	1 кв. 2015	3 кв. 2012
7	Корректировка сметной стоимости по дате, тыс. руб. без НДС	1 520 607	3 084 821	1 232 468	1 772 372
8	Суммарная трансформаторная мощность, МВА	100	143	115	158
9	Мощность трансформатора 220 кВ, МВА	80	63	63	126
10	Корректировка по мощности трансформатора 220 кВ	0	61 052	61 052	-165 200
11	Мощность трансформатора 110 кВ, МВА	0	80	0	0
12	Корректировка по мощности трансформатора 110 кВ		-176 968	0	0
13	Мощность трансформатора 35 кВ, МВА	20	0	0	0
14	Корректировка по мощности трансформатора 350 кВ	0	47 433	47 433	47 433
15	Выключатель 35 кВ, шт.	7	4	0	0
16	Корректировка по количеству выключателей 35 кВ*	0	24 132	56 308	56 308
17	Выключатель 110 кВ, шт.	11	13	2	3
18	Корректировка по количеству выключателей 110 кВ*	0	-282 827	704 352	1 131 307

19	Выключатель 220 кВ, шт.	0	9	11	7
20	Корректировка по количеству выключателей 220 кВ*		-704 352	-860 875	-547 830
21	Расчетная стоимость без учета 1 главы и КВЛ с учетом корректировок в текущем уровне цен 2013 г без НДС, тыс. руб.	1 520 607	2 053 291	1 240 738	2 294 391
22	Расчетная стоимость без учета 1 главы и КВЛ с учетом корректировок в текущем уровне цен 2013 г с НДС, тыс. руб.	1 794 316	2 422 883	1 464 071	2 707 381

Примечание: * – стоимость выключателей 220 кВ, 110 кВ и 35 кВ рассчитана на основании УСП в текущем уровне цен 2013 г.

Расчетная стоимость аналогов с учетом корректировок лежит в пределах от 1 464,1 до 2 707,4 млн. руб. с НДС в текущих ценах 2013 г.

Сметная стоимость строительства рассматриваемого объекта, согласно сметной документации, составляет 1 832,9 млн. руб. с НДС в текущих ценах 2 кв. 2013 г. Стоимость строительства рассматриваемого объекта без учета затрат по главе 1 сводного сметного расчета и без затрат на строительство воздушных и кабельных линий составляет 1 794,3 млн. руб. с НДС в текущих ценах 3 кв. 2013 г.

Таким образом, заявленные стоимостные показатели рассматриваемого проекта находятся в пределах стоимостного интервала, полученного методом парного сравнения с аналогами.

По результатам анализа стоимости проекта с использованием объектов-аналогов отмечается, что стоимость строительства объекта сопоставима со стоимостью строительства аналогичных проектов

9.1.5 Сравнительный анализ укрупненных стоимостных показателей инвестиционного проекта

Стоимостные показатели рассматриваемого проекта в текущих ценах 2 кв. 2013 г. представлены следующими значениями:

– сметная стоимость строительства согласно ССР (далее – данные ССР) – 1 832 908 тыс. руб. с НДС;

– стоимость, рассчитанная на основании сборника УНЦ (далее – данные по УНЦ) – 1 238 205 тыс. руб. с НДС;

– стоимость, рассчитанная на основании сборника УСП (далее – данные по УСП) – 2 677 851 тыс. руб. с НДС.

Сравнительный анализ стоимостных показателей проекта представлен в табл. 12.

Таблица 12 – Сравнительный анализ укрупненных стоимостных показателей проекта, тыс. руб.

№	Наименование работ и затрат	Данные ССР	Данные по УНЦ	Отклонение данных ССР от данных по УНЦ	Данные по УСП	Отклонение данных ССР от данных по УСП
1	Строительство ПС	1 192 379	722 713	469 666	1 892 356	-699 977
2	ПИР	83 949	113 071	-29 122	107 932	-23 983
3	Неучтенные затраты, при расчете по УНЦ и УСП	92 420	92 420	-	92 420	-
4	Прочие и непредвиденные затраты	184 564	121 123	63 441	176 657	7 906
5	Итого без НДС	1 553 312	1 049 327	503 985	2 269 365	-716 053
6	НДС	279 596	188 879	90 717	408 486	-128 890
7	Всего с НДС	1 832 908	1 238 205	594 703	2 677 851	-844 943

На основании проведенного анализа можно сделать вывод, что сметная стоимость строительства объекта превышает средние отраслевые показатели по виду работ «Прочие и непредвиденные затраты» – в среднем на 35,7 млн. руб. без НДС

9.2 Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта

Представленные на технологический и ценовой аудит документы Заказчика не содержат материалы по финансово-экономической оценке рассматриваемого проекта.

В качестве экономического обоснования реализации проекта рекомендуется представить на аудит материалы предпроектной разработки: финансовую модель, технико-экономическое обоснование.

9.2.1 Анализ финансово-экономической модели

Финансово-экономическая модель не представлена.

В соответствии с действующими в электроэнергетике нормативно-правовыми актами стоимость услуг ПАО «ФСК ЕЭС» по передаче электроэнергии включает следующие элементы:

– стоимость услуг по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства (определяется тарифами и подключенной мощностью потребителей);

– стоимость нормативных технологических потерь электрической энергии (определяется тарифами и подключенной мощностью потребителей).

При этом государственное регулирование цен обеспечивает экономически обоснованную доходность инвестированного капитала (Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ, Постановление Правительства Российской Федерации «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» от 29.12.2011 г. № 1178).

Расчет тарифов основан на оценке необходимой валовой выручки сетевой организации (приказ ФСТ России «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» от 06.08.2004 г. № 20-э/2). Тариф изменяется пропорционально росту расходов сетевой организации и обратно пропорционально объему передаваемой электроэнергии и подключенной мощности энергопринимающих устройств потребителей.

В данной ситуации величина тарифа после реализации инвестиционного проекта в зависимости от конкретных обстоятельств (величины капитальных вложений, увеличения расходов сетевой организации, роста передаваемой электроэнергии и т.д.) может как увеличиться, так и уменьшиться. В связи с этим оценка величины тарифа в прогнозном периоде на основе инфляционного индексирования представляется некорректной.

Поскольку тариф определяется достижением нормативно установленной доходности, то расчет денежных потоков по отдельно взятому инвестиционному проекту, не позволяет оценить реальную эффективность данных инвестиций в целом для сетевой организации.

По данной причине провести оценку инвестиционного проекта на основе его финансовой модели в отрыве от данных о денежных потоках всей сетевой организации не представляется возможным.

Исполнитель отмечает неприменимость методов финансового моделирования отдельных инвестиционных проектов для оценки их экономической эффективности для сетевой организации в условиях действующего порядка ценообразования в электроэнергетике.

9.2.2 Анализ показателей экономической эффективности

Проект, реализация которого связана со снижением тарифа за услуги передачи электроэнергии, представляется экономически эффективным, поскольку снижает нагрузку на потребителей. В соответствии с этим анализ экономической эффективности рассматриваемого проекта основан на оценке изменения указанного тарифа.

В соответствии с методологией ценообразования в области регулируемых тарифов в электроэнергетике Исполнитель провел оценку изменения необходимой валовой выручки по результатам реализации рассматриваемого проекта.

Необходимая валовая выручка определяется по следующей формуле (приказ ФСТ России «Об утверждении методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала» от 30.03.2012 г. № 228-э):

$$\text{НВВ} = \text{Р} + \text{ВК} + \text{ДК} + \text{ДельтаЭОР} + \text{ДельтаЭП} + \text{ДельтаНВВ},$$

где:

НВВ – необходимая валовая выручка;

Р – расходы, связанные с производством и реализацией продукции;

ВК – возврат инвестированного капитала;

ДК – доход на инвестированный капитал;

ДельтаЭОР – экономия операционных расходов;

ДельтаЭП – экономия от снижения технологических потерь;

ДельтаНВВ – величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания тарифов.

При этом размер инвестированного сетевой организацией капитала корректируется на величину платы за технологическое присоединение.

Ежегодные расходы, связанные с производством и реализацией продукции, оцениваются в размере 7,1% (см. п. 9.3.2).

Суммы, включаемого в необходимую валовую выручку возврата инвестированного капитала, определяется с учетом срока его возврата в течение 35 лет (приказ ФСТ России от 30.03.2012 г. № 228-э) – 2,9% от капитальных вложений.

Норма доходности на инвестированный капитал с 2015 г. установлена в размере 10% (приказ ФСТ России «Об утверждении нормы доходности инвестированного капитала для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии по Единой национальной (общероссийской) электрической сети» от 21.11.2014 г. № 2049-э).

Плата за технологическое присоединение новых потребителей по рассматриваемому проекту не определена.

Прочие аргументы (экономия операционных расходов, экономия от снижения технологических потерь, величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания тарифов) не зависят от реализации отдельно взятого проекта.

Таким образом, в связи с реализацией рассматриваемого проекта величина необходимой валовой выручки электросетевой организации увеличится ориентировочно на 20,0% от суммы капитальных вложений по данному проекту, скорректированных на величину платы за технологическое присоединение (при наличии такой платы в рамках рассматриваемого проекта). С учетом расчета стоимости капитальных вложений, выполненного

Исполнителем по укрупненным стоимостным показателям, необходимая валовая выручка сетевой организации увеличится ориентировочно на 654,9 млн руб.

В соответствии с приказом ФАС России от 19.12.2017 г. №1748/17 с 01.07.2018 г. ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, составляет 173 164,15 руб. за 1 МВт*мес.

Объем подключенной нагрузки в результате реализации рассматриваемого проекта не определен.

С учетом действующей ставки тарифа и предположительного отсутствия прироста нагрузки действительный годовой доход не изменится.

Поскольку тариф устанавливается на уровне, обеспечивающем нормативную доходность инвестированного капитала, прирост годового дохода сетевой организации и прирост ее необходимой валовой выручки должны быть равны друг другу. Отсюда можно сделать вывод, что реализация проекта предположительно окажет повышающее воздействие на формирование тарифа по передаче электроэнергии в будущем, что определяет относительно низкую экономическую эффективность реализации проекта для потребителей.

Более точная оценка влияния проекта на размер тарифа за услуги передачи электроэнергии требует учета влияния факторов, не связанных с реализацией рассматриваемого проекта.

Исполнитель отмечает, что проект характеризуется отсутствием выраженной экономической эффективности для потребителей

9.3 Анализ затрат на реализацию инвестиционного проекта

9.3.1 Анализ капитальных затрат

Сметная стоимость объекта «Реконструкция ПС 220 кВ «Магдагачи» составляет 1 832,9 млн. руб. с НДС в текущих ценах 2 кв. 2013 г.

Исполнитель провел расчет стоимости реализации проекта с показателями средних инвестиционных затрат 2012 года с учетом директивного снижения на 30% (в соответствии со «Стратегией развития электросетевого комплекса Российской Федерации», утвержденной Распоряжением Правительства Российской Федерации от 03.04.2013 г. № 511-р). Средние фактические удельные инвестиционные затраты в 2012 г. указаны в табл. 13.

Таблица 13 – Средние фактические удельные инвестиционные затраты в 2012 г

Удельный показатель	Средние инвестиционные затраты в 2012 г., млн руб. без НДС
на 1 км линий электропередачи	21,79

на 1 МВА трансформаторной мощности	4,99
------------------------------------	------

Источник: «Отчет об оценке снижения затрат на единицу выпускаемой продукции по инвестиционным проектам ПАО «ФСК ЕЭС», введенным в эксплуатацию в 2015 году» / ООО «ПрайсвотерхаусКуперс Консультирование». 2016.

Трансформаторная мощность в результате реализации рассматриваемого проекта составит 100 МВА.

Длина линий электропередач в результате реализации рассматриваемого проекта не изменится.

В соответствии с данными технико-экономическими показателями выполнен расчет предельной стоимости проекта в ценах 2012 г. без учета директивного снижения (табл. 14).

Таблица 14 – Расчет предельной стоимости проекта в ценах 2012 г. без учета директивного снижения

Объект строительства	Технико-экономический показатель		Стоимость, млн руб. без НДС	
	значение по проектной документации	единица измерения	удельная (на 1 единицу измерения)	общая
линии электропередачи	0,0	км линий электропередач	21,79	0,0
подстанция	100	МВА трансформаторной мощности	4,99	499,0
ВСЕГО	-	-	-	499,0

Таким образом, предельная стоимость проекта в ценах 2012 г. без учета директивного снижения составляет 499,0 млн руб. без НДС.

Таким образом, стоимость рассматриваемого проекта с учетом индексов-дефляторов на прогнозный период превышает уровень цен 2012 года (рис.1).

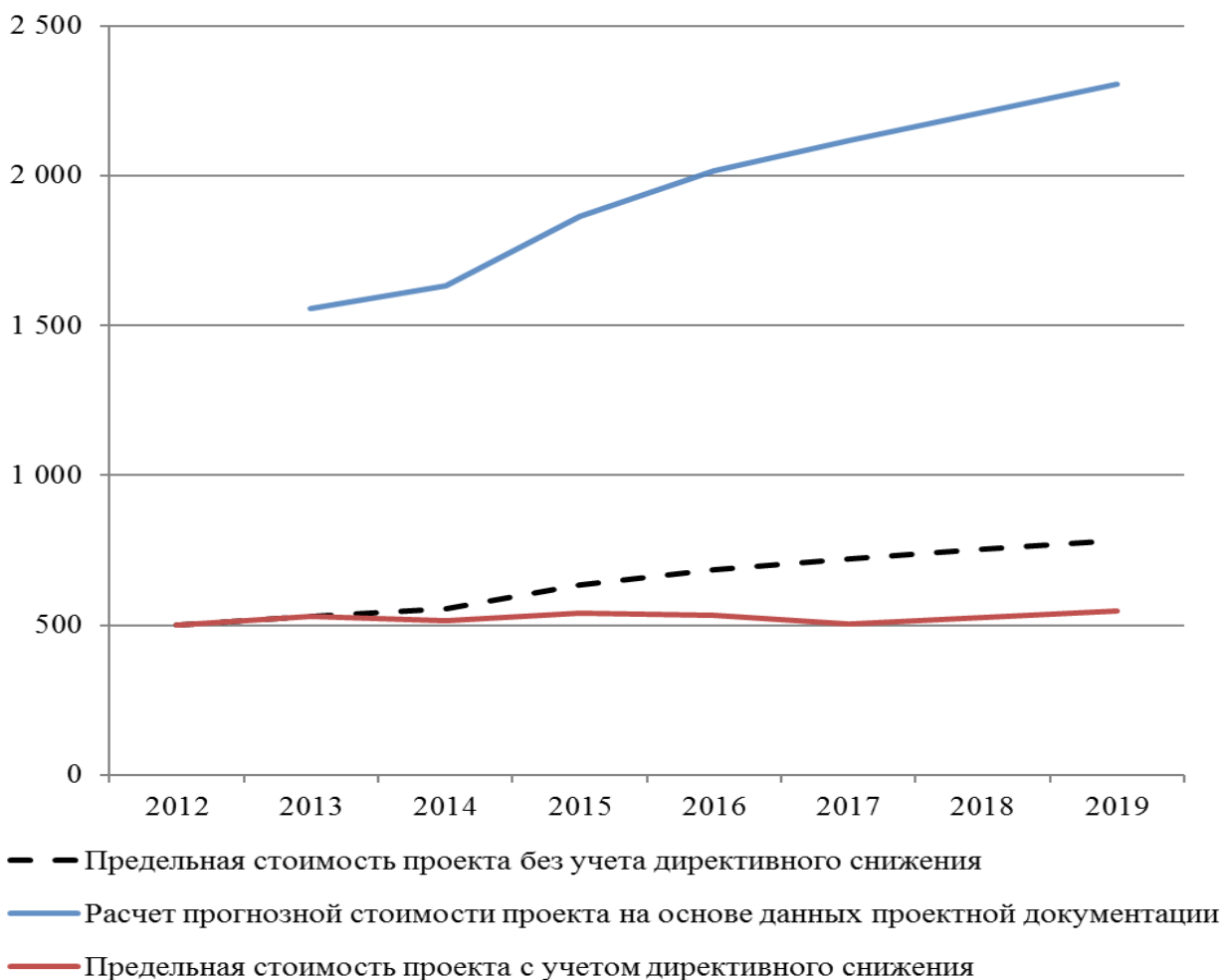


Рисунок 1 – Расчет предельной стоимости проекта с учетом директивного снижения, млн. руб. без НДС (по данным сводных сметных расчетов по этапам строительства)

Стоимостные показатели проекта не достигают целевых показателей «Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации» по снижению капитальных затрат.

9.3.2 Анализ эксплуатационных затрат

Ежегодные расходы, связанные с услугами передачи электроэнергии, для рассматриваемого проекта могут быть оценены следующим образом:

Расходы, связанные с услугами передачи электроэнергии, на объектах капитального строительства (подстанциях):

- расходы на обслуживание объекта капитального строительства – 2,0% от капитальных вложений (Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. М., 2012);
- расходы на ремонт – 2,9% от капитальных вложений;
- налог на имущество – 2,2% от капитальных вложений.

Расходы, связанные с услугами передачи электроэнергии, на линейных объектах (воздушных линиях электропередач):

- расходы на обслуживание объекта капитального строительства – 0,4% от капитальных вложений;

- расходы на ремонт – 0,4% от капитальных вложений;
- налог на имущество – 2,2% от капитальных вложений.

Таким образом, ежегодные расходы, связанные с услугами передачи электроэнергии, могут быть оценены в размере 7,1% от капитальных вложений по подстанции и 3,0% по линиям электропередач.

9.4 Анализ возможностей оптимизации стоимостных показателей

Локальные сметные (далее ЛС) расчеты составлены согласно сборникам территориальных единичных расценок (ТЕР, ТЕРм-2001). Стоимость материалов, отсутствующих в сметно-нормативной базе ФЕРм-2001, принята по прайс-листам в текущем уровне цен с пересчетом в базисный уровень цен 2001 года (на 01.01.2000 г.) методом «обратного счета».

Выборочно проведен конъюнктурный анализ стоимости выключателя элегазового Уном=220 кВ в составе оборудования КРУЭ 220 кВ, стоимость которого в локальных расчетах принята по прайс-листу (табл. 15).

Таблица 15 – Конъюнктурный анализ стоимости выключателя

Показатели сравнительного анализа	Заявленные стоимостные показатели	Конъюнктурный анализ Мосгосэкспертизы	
		КП от 14.06.2012 г. № 241-05	КП от 05.04.2010 г. № HS-7-100405-01
Источник информации	КП от 22.02.2013	КП от 14.06.2012 г. № 241-05	КП от 05.04.2010 г. № HS-7-100405-01
Цена за 1 комплект, евро	4 750 000	-	7 073 850
Цена за 1 комплект с НДС, тыс. руб.	224 615	253 572	283 477
Количество выключателей в комплекте, шт	11	4	6
Цена за 1 выключатель с НДС, тыс. руб.	20 420	63 393	55 751

Стоимость выключателя, принятая в ЛС на основе коммерческого предложения, не превышает стоимости по данным конъюнктурного анализа Мосгосэкспертизы.

С учетом выявленной возможности оптимизации технических и технологических решений (см. п. 8.6) снижение сметной стоимости при рассмотрении варианта реализации инвестиционного проекта с сооружением

ОРУ 220 кВ и отказом от варианта с КРУЭ 220 кВ оценивается в сумме до 526,4 млн. руб. с НДС в ценах 2013 г.

9.5 Анализ основных экономических рисков инвестиционного проекта

Исполнитель выполнил анализ основных экономических рисков проекта:

1. Операционный риск.
2. Инвестиционный риск.
3. Финансовый риск.
4. Риск недофинансирования.
5. Риск недостижения запланированной рентабельности.

Операционный риск: зависит от операционной деятельности ПАО «ФСК ЕЭС» в целом, и не будет иметь значительного влияния от одного инвестиционного проекта в масштабах реализации инвестиционной программы развития электросетевого комплекса.

Инвестиционный риск: инвестирование рассмотренного проекта предполагается в полном объеме за счет собственных средств, полученных от оказания услуг по передаче электроэнергии по электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» согласно установленным тарифам.

Финансовый риск: выделяются отдельно инфляционный и валютный риски. Инфляционный риск в рассматриваемом проекте оказывает основное влияние на величину эксплуатационных расходов, что обуславливает необходимость индексации тарифов на услуги ПАО «ФСК ЕЭС» в долгосрочной перспективе. Валютный риск связан с опасностью неблагоприятного повышения курса валюты для импортера оборудования, повышение курса валюты цены по отношению к валюте платежа. С учетом доли оборудования в рассматриваемом инвестиционном проекте валютный риск оценивается как высокий (рис. 2).

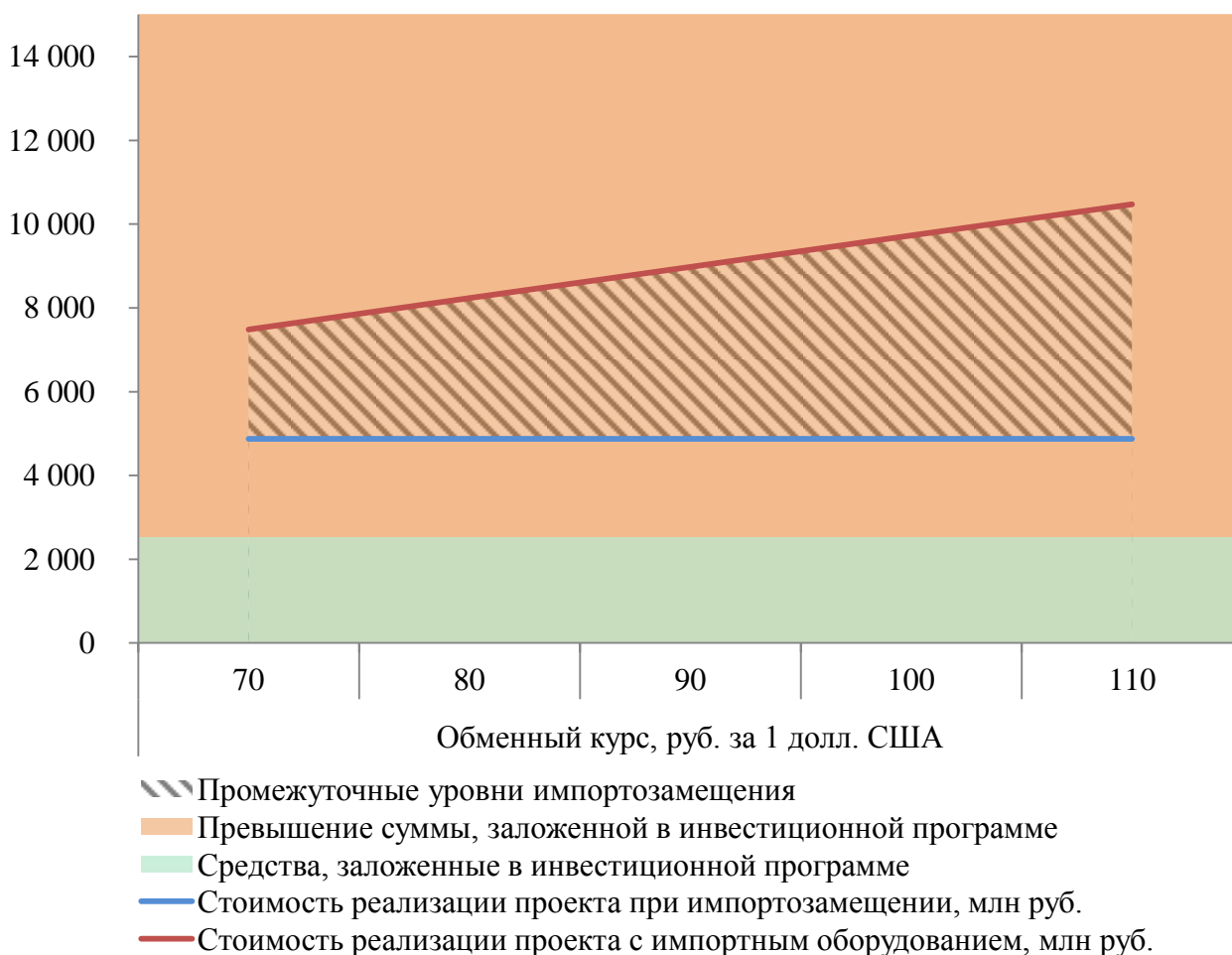


Рисунок 2 – Оценка валютного риска

Риск недофинансирования проекта: связан с превышением объема финансовых потребностей, определенного в соответствии со сметной стоимостью строительства (согласно разработанной проектной документации), над объемом финансовых потребностей, определенным в соответствии с укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики (утверждаются Министерством Энергетики Российской Федерации). Риск оценивается как умеренный.

Риск недостижения запланированной рентабельности: основным стоимостным фактором, формирующим плановую выручку проекта, является цена (тариф) за услуги передачи электрической энергии. Финансирование данного проекта предполагается за счет РAB-тарифа, в который закладываются затраты на создание объекта и эксплуатационные затраты на его содержание.

9.6 Оценка рисков инвестиционного проекта

Исполнителем выполнен анализ и оценка идентифицированных рисков по интегральному показателю с учетом вероятности наступления и степени

воздействия каждого риска. Рассматриваемые риски отнесены к одной из 3-х степеней угроз.

Результаты оценки представлены на рисунке 3.

Параметры возникновения рисков		Воздействие				
		отсутствует	незначительное	умеренное	значительное	критическое
Вероятность рискового события	почти невозможное	<ul style="list-style-type: none"> Риск недостижения запланированной рентабельности 	<ul style="list-style-type: none"> Финансовый риск 		<ul style="list-style-type: none"> Риск избыточности/недостаточности предлагаемых технических параметров в сравнении с прогнозируемым спросом 	
	маловероятное		<ul style="list-style-type: none"> Операционный риск Риск недостижения плановых технических параметров Риск увеличения сроков реализации проекта 		<ul style="list-style-type: none"> Валютный риск Технологический риск 	
	возможное			<ul style="list-style-type: none"> Риск недофинансирования 	<ul style="list-style-type: none"> Экономический риск (риск недостижения положительного экономического эффекта для потребителей) 	
	вероятное					
	ожидаемое					

Рисунок 3 – Результаты оценки рисков инвестиционного проекта

10 Заключение

Исходно-разрешительная и правоустанавливающая документация получена в необходимом и достаточном объеме для реализации инвестиционного проекта.

Технические и технологические решения соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации, соответствуют современному уровню развития технологий, соответствуют требованиям энергоэффективности и экологичности объекта.

В качестве оптимизации технологических решений при условии отсутствия документов, обосновывающих необходимость установки КРУЭ 220 кВ, рекомендуется исключить данные решения из инвестиционного проекта с заменой на сооружение ОРУ 220 кВ с использованием элегазовых выключателей колонкового или бакового исполнения.

Оптимизация технических и технологических решений позволит снизить стоимость инвестиционного проекта на сумму до 526,4 млн. руб. с НДС в ценах 2013г.

Риски оцениваются как умеренные.

Полная стоимость инвестиционного проекта, в соответствии с инвестиционной программой, превышает объем финансовых потребностей, определенный на основе УНЦ.

Стоимость строительства объекта сопоставима со стоимостью строительства аналогичных проектов.

Реализация проекта характеризуется отсутствием выраженного положительного экономического эффекта для потребителей.

В целом рассматриваемый инвестиционный проект оценивается как целесообразный.

Начальник Отдела
технологического и ценового аудита

А.Н. Соколов

Государственный эксперт-инженер
Отдела технологического и ценового
аудита

А.В. Завозин

Государственный эксперт-конструктор
Отдела технологического и ценового
аудита

О.В. Богуцкая

Государственный эксперт-конструктор
Отдела технологического и ценового
аудита

В.В. Ивакин

Государственный эксперт-экономист
Отдела технологического и ценового
аудита

М.М. Пугачёв

Государственный эксперт-экономист
Отдела технологического и ценового
аудита

А.Г. Саврицкий

Заведующий сектором оценки
экономической эффективности проектов
и обоснованности инвестиций
Главный специалист-сметчик сектора
оценки экономической эффективности
проектов и обоснованности инвестиций

А.И. Евстафьев

В.Е. Кадуйский