



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
«Комплексное техническое перевооружение и реконструкция
ПС 330 кВ Губкин»
(Стадия проведения ТЦА – Строительство)**

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	11
4.4 Результаты предыдущих этапов технологического и ценового аудита	12
5 Анализ необходимости реализации инвестиционного проекта.....	13
5.1 Анализ соответствия инвестиционного проекта заявленным целям.....	13
5.2 Анализ соответствия инвестиционного проекта стратегии развития электросетевого комплекса	13
5.3 Анализ наличия источников финансирования, графика реализации инвестиционного проекта.....	14
5.4 Анализ необходимости и достаточности принятых технико-экономических показателей	15
5.5 Анализ наличия возможных альтернативных вариантов реализации инвестиционного проекта.....	15
6 Анализ исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации	16
6.1 Перечень представленной исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации.....	16
6.2 Анализ достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации.....	17
6.3 Анализ обоснованности выбора места размещения объекта	17
6.4 Анализ качества и полноты Технического задания.....	17
7 Анализ качества и полноты представленной документации.....	19
7.1 Перечень представленной документации.....	19
7.2 Анализ качества и полноты представленной документации.....	19
7.3 Анализ соответствия представленной документации требованиям Технического задания	19
7.4 Анализ соответствия представленной документации правоустанавливающей документации и техническим условиям	19
7.5 Анализ выполнения рекомендаций технологического и ценового аудита	19
8 Технологический аудит	21
8.1 Анализ основных технических и технологических решений.....	21
8.1.1 Схема присоединения к сети.....	21
8.1.2 Принципиальная электрическая схема	22
8.1.3 Компоновочные решения	23
8.1.4 Оборудование	24
8.1.5 Сроки и этапы реализации	25
8.2 Анализ обоснованности выбора конструктивных, технических и технологических решений.....	26

8.3 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации	26
8.4 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений современному уровню развития технологий	26
8.5 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений требованиям энергоэффективности и экологичности объекта	26
8.6 Анализ возможности оптимизации принятых технических и технологических решений.....	27
8.7 Анализ основных технических и технологических рисков инвестиционного проекта.....	27
9 Ценовой аудит	30
9.1 Оценка стоимостных показателей.....	30
9.1.1 Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости	30
9.1.2 Анализ стоимости с использованием Укрупненных нормативов цены. 30	
9.1.3 Анализ стоимости с использованием Укрупненных стоимостных показателей	33
9.1.4 Анализ стоимости с использованием объектов-аналогов.....	38
9.1.5 Сравнительный анализ стоимостных показателей на разных стадиях реализации инвестиционного проекта	42
9.2 Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта.....	44
9.2.1 Анализ финансово-экономической модели.....	44
9.2.2 Анализ показателей экономической эффективности	45
9.3 Анализ затрат на реализацию инвестиционного проекта.....	47
9.3.1 Анализ капитальных затрат	47
9.3.2 Анализ эксплуатационных затрат	49
9.4 Анализ возможностей оптимизации стоимостных показателей	50
9.5 Анализ основных экономических рисков инвестиционного проекта	50
9.6 Оценка рисков инвестиционного проекта	51
10 Мониторинг на стадии строительства	53
10.1 Анализ договоров подряда со строительными и монтажными организациями	53
10.2 Анализ исходно-разрешительной документации на строительство.....	55
10.3 Анализ фактических сроков реализации инвестиционного проекта.....	56
10.4 Мониторинг формирования первичной и отчетной документации по объекту	56
10.5 Выборочная проверка исполнительной документации	57
10.6 Анализ обоснованности изменений технических и технологических решений, изменений сметной стоимости объектов капитального строительства.....	57
10.7 Выборочная проверка журналов учета выполненных работ КС-6, КС-6а, актов КС-2, справок КС-3, товарных накладных ТОРГ-12 на соответствие проектной и рабочей документации, заключенным договорам.....	59
11 Заключение	60

1 Введение

Заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин» 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 и техническое перевооружение ПС 330 кВ Губкин» на стадии «Строительство» являются:

- проведение мониторинга в целях подтверждения сроков реализации инвестиционного проекта;

- проведение мониторинга в целях подтверждения соответствия правоустанавливающей, исходно-разрешительной документации;

- проведение мониторинга в целях подтверждения выполнения бюджета, достижения целевых значений ключевых показателей эффективности в запланированные сроки;

- проведение мониторинга рисков инвестиционного проекта;

- выборочный анализ соответствия рабочей документации проектно-сметной документации, завершенных работ и завершенных этапов текущих работ проектной и рабочей документации, договорам подряда и акта (КС-2);

- анализ изменений сметной стоимости объектов капитального строительства и/или их мощности, в том числе причин данных изменений;

- анализ обоснованности изменений технологических решений по инвестиционному проекту (при наличии);

- анализ выполнения в ходе реализации проекта рекомендаций по результатам технологического и ценового аудита проектной документации.

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 «Публичный технологический и ценовой аудит инвестиционных проектов ПАО «ФСК ЕЭС» (в ред. от 23.08.2017).

Дополнительно при выполнении работ использованы следующие документы:

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

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

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

– «Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 годы», утвержденная приказом Минэнерго России от 18.12.2015 № 980 с изменениями, утвержденными приказом Минэнерго России от 27.12.2017 № 31@;

– Схема территориального планирования Российской Федерации в области энергетики, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 10.11.2018 № 2447-р;

– 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

Цель реализации инвестиционного проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин» – повышение надежности и условий эксплуатации электроснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей Губкинского района Белгородской области.

4.2 Краткое описание инвестиционного проекта

Существующая подстанция 330/220/110/35 кВ Губкин расположена в Губкинском районе Белгородской области на Северо-Восточной окраине г. Губкина. Подстанция является опорной и предназначена для покрытия нагрузок промышленности района.

ПС 330 кВ Губкин введена в эксплуатацию в 1961 году для развития сети ЕНЭС в Белгородской области с целью обеспечения резко возросших потребностей в электроэнергии в связи с началом разработки Стойленского месторождения железной руды и расширения уже существующего Лебединского месторождения железной руды Курской магнитной аномалии.

Питание существующей ПС 330 кВ Губкин осуществляется по двум линиям 330 кВ от ПС 330 кВ Лебеди и ПС 500 кВ Старый Оскол и по линии 220 кВ от Ново-Воронежской АЭС.

На подстанции установлено четыре автотрансформатора: два 330/110/35 кВ мощностью по 200 МВА и два 220/110/35 кВ мощностью по 125 МВА. На стороне 35 кВ автотрансформаторов 330 кВ установлены линейные регулировочные трансформаторы.

К шинам 110 кВ присоединены 10 линий – 2 тупиковые и 8 транзитных, по сети 35 кВ – 10 линий. Подстанция осуществляет электроснабжение следующих основных потребителей: ОАО «Лебединский ГОК», ОАО «Стойленский ГОК», ОАО РЖД, 4 административных района Белгородской области (население ~ 120 тыс. человек), Водозабор (пот. I кат.).

Необходимость реконструкции ПС 330 кВ Губкин вызвана моральным и физическим износом существующего оборудования и необходимостью обеспечения надежного электроснабжения существующих потребителей и новых сооружаемых крупных потребителей Белгородской области.

Техническое задание на разработку проекта и реконструкции и технического перевооружения подстанции 330 кВ Губкин было утверждено заместителем Председателя Правления РАО «ЕЭС России» 23.07.2001.

В 2003 году был выполнен проект «Реконструкция и техническое перевооружение подстанции 330 кВ «Губкин». Проектом предусматривалась реконструкция на существующей площадке.

Техническое задание на доработку проекта «Реконструкция и техническое перевооружение ПС 330 кВ Губкин» было утверждено Первым заместителем Председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС» 26.03.2007.

Проектная документация выполнена в 2007-2008 годах ОАО «СевЗАП НТЦ» на основании договора № 690Т-60/0200-0-19-01-ПИР/07 от 21.06.2007 с дополнительными соглашениями № 1 от 08.10.2008, № 2 от 01.11.2008, № 3 от 19.06.2012. Проектная документация получила положительные заключения государственной экспертизы № 493-11/РГЭ-1266/03 от 02.08.2011 по проектной документации и результатам инженерных изысканий и № 523-12/РГЭ-1266/05 по сметной документации. Проектом реконструкции предусматривалось строительство новой ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), расположенной северо-западнее существующей подстанции на расстоянии 1 км, с последующим поэтапным перезаводом ВЛ 330, 110 и 35 кВ.

Проектная документация утверждена приказом № 749 от 04.12.2012.

Договор подряда на выполнение строительно-монтажных работ заключен с ООО «Русинжиниринг» № 0202-2-59-01-СМ/08 от 28.11.2008.

Задание на проектирование по титулу «Реконструкция и техническое перевооружение ПС 330 кВ Губкин. Корректировка» № 53/5п утверждено и.о. заместителя Председателя Правления – главного инженера ПАО «ФСК ЕЭС» 19.07.2016. Корректировка проекта предусматривает выделение 3-х этапов строительства, изменение организации заходов ВЛ 330, 110, 35 кВ на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) с учетом необходимости сохранения в работе ВЛ 220 кВ до окончания строительства, создания временных связей 330 и 110 кВ между новой и старой площадками и др.

Дополнение к заданию на проектирование по титулу «Реконструкция и техническое перевооружение ПС 330 кВ Губкин. Корректировка» № 43/5п утверждено врио заместителя Председателя Правления – главным инженером ПАО «ФСК ЕЭС» 16.06.2017. Корректировка проекта предусматривает выделение 4-х этапов строительства.

Корректировка проектной документации по титулу «Реконструкция и техническое перевооружение ПС 330 кВ Губкин. Корректировка. I этап строительства» выполнена в 2016 году ООО «Ленэлектромонтаж» на основании комплексного договора № 0202-2-59-02-СМ/15 от 12.11.2015. Проектная документация получила положительное заключение государственной экспертизы № 0360-16/РГЭ-1266/03 от 22.12.2016 по проектной документации и результатам инженерных изысканий и положительное заключение негосударственной экспертизы ООО «Строительная Экспертиза» № 77-2-1-2-0162-16 от 27.12.2016 по сметной документации.

В рамках технологического и ценового аудита рассмотрены решения, представленные в откорректированной проектной документации.

4.3 Техничко-экономические показатели

Основные технико-экономические показатели инвестиционного проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин» (1 этап строительства):

– ПС 330 кВ Губкин

1. Номинальные напряжения подстанции – 330/110/10 кВ.
 2. Тип подстанции – открытая.
 3. Количество и мощность силовых трансформаторов – один автотрансформатор 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА.
 4. РУ 330 кВ – ОРУ по схеме «Четырехугольник», количество присоединяемых ВЛ 330 кВ – 2.
 5. РУ 110 кВ – ОРУ по схеме «Четыре секции шин с присоединением автотрансформаторов через два выключателя», количество присоединяемых ВЛ 110 кВ – 1, перемычка между старой и новой подстанциями – 1.
 6. РУ 10 кВ – ЗРУ по схеме «Одна одиночная, секционированная выключателем система шин» и одна резервная система шин, количество присоединяемых линий 10 кВ – 1 (резервное питание от сетей МРСК).
 7. Количество и мощность трансформаторов собственных нужд – три трансформатора 10/0,4 кВ мощностью 3х630 кВА.
 8. Площадь отвода – 6,3 га.
- Перезаводы ВЛ 330 и 110 кВ:
1. ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди – протяженностью 0,357 км.
 2. ВЛ 330 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) – протяженностью 0,132 км (временный участок с использованием существующего участка выноса ВЛ 330 кВ Губкин - Лебеди).
 3. Отпайка от ВЛ 110 кВ Губкин – Мантурово на новую площадку – протяженностью 1,104 км (временный участок).
 4. ВЛ 110 кВ Губкин – Мантурово – протяженностью 0,167 км (замена провода на подходе к существующей площадке).
 5. ВЛ 35 кВ Губкин – Западная II цепь – протяженностью 0,439 км (вынос из зоны строительства).

4.4 Результаты предыдущих этапов технологического и ценового аудита

Технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин» проводился в 2017 году Мосгосэкспертизой, выдано Заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита № 170-ТЦА/МГЭ/73-139/17-(0)-0 от 28.08.2017.

В настоящий момент инвестиционный проект разделен на 2 отдельных инвестиционных проекта: «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин» и «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин (2, 3 и 4 этапы)».

В рамках проведения настоящего технологического и ценового аудита рассматривается инвестиционный проект «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин».

5 Анализ необходимости реализации инвестиционного проекта

5.1 Анализ соответствия инвестиционного проекта заявленным целям

Исполнитель отмечает, что реализация инвестиционного проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин» обеспечивает выполнение заявленных целей: повышения надёжности электроснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей г. Губкина и Губкинского района Белгородской области.

Реализация проекта предусмотрена «Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы», утвержденной приказом Минэнерго России от 28.02.2018 № 121.

Увеличение спроса на электроэнергию подтверждается заключенными договорами на технологическое присоединение: технические условия на технологическое присоединение дополнительной мощности ОАО «Лебединский ГОК» от 17.08.2007 с изменениями от 01.08.2012, 03.06.2014, 06.09.2016 (увеличение максимальной активной мощности – 200 МВт); технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ОАО «Комбинат КАМруда» от 01.03.2011 с изменениями от 28.05.2014 (максимальная мощность – 35 МВА); технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ОАО «Стойленский горно-обогатительный комбинат» от 29.03.2012 с изменениями от 21.04.2016 (максимальная мощность – 13 МВт); технические условия на технологическое присоединение дополнительной мощности ОАО «Стойленский ГОК» от 28.12.2010 с изменениями от 26.07.2012, 27.03.2013, 29.08.2013, 07.04.2016 (максимальная мощность – 36 МВт); технические условия на технологическое присоединение электроустановок ОАО «МРСК Центра» от 27.04.2012 с изменениями от 22.10.2012, 26.05.2014, 17.11.2015, 26.12.2016 (максимальная мощность – 22,6 МВт).

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 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. Оценка полной стоимости инвестиционного проекта – 2 187,90 млн. руб. с НДС в прогнозных ценах соответствующих лет.
2. Остаток финансирования капитальных вложений на 01.01.2017 – 0,0 млн. руб. с НДС в прогнозных ценах соответствующих лет.
3. Сроки реализации – с 2008 года, срок окончания не указан.

Исполнитель отмечает, что полная стоимость инвестиционного проекта согласно данным Инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 18.12.2015 № 980 (в актуализированной редакции, утвержденной приказом Минэнерго России от 28.12.2016 № 1432) составляла 2 748,17 млн. руб. с НДС в прогнозных ценах соответствующих лет.

В настоящий момент инвестиционный проект разделен на 2 отдельных инвестиционных проекта: «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин» и «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин (2, 3 и 4 этапы)». Суммарная полная стоимость инвестиционных проектов составляет 3 937,30 млн. руб. с НДС в прогнозных ценах соответствующих лет.

5.4 Анализ необходимости и достаточности принятых технико-экономических показателей

Исполнитель отмечает, что 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

Исполнитель отмечает, что рассмотрение альтернативных вариантов инвестиционного проекта предусмотрено на ранних стадиях реализации проекта (2001-2008 годы), на стадии строительства необходимость оценки наличия альтернативных вариантов отсутствует.

Выводы о необходимости, обоснованности и целесообразности реализации инвестиционного проекта

Исполнитель делает вывод, что реализация инвестиционного проекта в целом необходима, обоснована и целесообразна.

6 Анализ исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

6.1 Перечень представленной исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

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

1. Техническое задание на доработку проекта «Реконструкция и техническое перевооружение ПС 330 кВ Губкин», утвержденное Первым заместителем Председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС» 26.03.2007.

2. Задание на проектирование по титулу «Реконструкция и техническое перевооружение ПС 330 кВ Губкин. Корректировка», утвержденное и.о. заместителя Председателя Правления – главного инженера ПАО «ФСК ЕЭС» 17.07.2016 №53/5п; дополнение к заданию на проектирование по титулу «Реконструкция и техническое перевооружение ПС 330 кВ Губкин. Корректировка», утвержденное врио Заместителя Председателя Правления – главным инженером ПАО «ФСК ЕЭС» 16.06.2017 №43/5п. (далее – Техническое задание).

3. Технические отчеты по комплексным инженерным изысканиям на площадке ПС 330 кВ Губкин, выполненные ООО «Уралэлектрострой» по договору с ООО «Ленэлектромонтаж» в 2016 году (шифры ПЗ300196-2153/4-ГДИ, ПЗ300196-2153/4-ГЕО, ПЗ300196-2153/4-ЭКО, ПЗ300196-2153/4-ГМИ).

4. Технический отчет по обследованию технического состояния зданий и сооружений ПС 330 кВ Губкин, выполненный ООО «Ленэлектромонтаж» в 2016 году (шифр ПЗ300196-2153/4-ОТС2).

5. Технический отчет по обследованию технического состояния порталов 110кВ существующей подстанции ПС 330кВ Губкин и опор подходящей ВЛ-110кВ «Губкин-Бекетово», «Губкин-Мантурово», выполненный ООО «Ленэлектромонтаж» в 2016 году (шифр ПЗ300196-2153/4-ОТС1).

6. Расчеты электрических режимов и токов короткого замыкания, выполненные ООО «Ленэлектромонтаж» в 2016 году (шифр ПЗ300196-2153/4-ЭР1, ПЗ300196-2153/4-ЭР2).

7. Градостроительный план земельного участка № RU 315 000-1407 от 23.06.2011, № RU 315 0000-1408 от 23.06.2011, № RU 315 000-1410 от 23.06.2011.

8. Свидетельство о государственной регистрации права на земельный участок № 31-АВ 601656 от 06.03.2013, кадастровый номер: 31:03:0408002:121, собственник – ОАО «Теплоэнергетическая компания Мосэнерго».

9. Кадастровый паспорт земельного участка 31:03:0408002:121.

10. Уведомление о переходе права собственности на арендуемый земельный участок от 06.06.2013 № ТЭК/01/128 к ОАО «ТЭК Мосэнерго».

11. Договор аренды земельных участков № 7-10 от 28.04.2011 с Администрацией Губкинского городского округа, кадастровые номера: 31:03:0408002:60, 31:03:0408002:61, срок – 49 лет.

12. Заключение управления государственной охраны объектов культурного наследия Белгородской области № 255 от 22.04.2016 о результатах рассмотрения документации по объекту «Реконструкция и техническое перевооружение ПС 330 кВ Губкин. Корректировка» в Губкинском районе, северо-восточная окраина г.Губкина, в границах СПК «Казацкий».

6.2 Анализ достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

Исполнитель отмечает, что исходно-разрешительная документация в целом представлена на рассмотрение комплектно.

Исполнитель отмечает, что проектная документация по титулу «Реконструкция и техническое перевооружение ПС 330 кВ Губкин. Корректировка» получила положительное заключение государственной экспертизы № 0360-16/РГЭ-1266/03 от 22.12.2016.

Необходимые согласования по объекту «Реконструкция и техническое перевооружение ПС 330 кВ Губкин. Корректировка» с органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации получены, копии документов представлены в проектной документации (том 1 шифр ПЗ300196-2153/4-ПЗ). В проекте учтены требования заинтересованных организаций.

На технологический и ценовой аудит не направлялась документация по планировке территории (проект планировки и проект межевания территории), провести анализ достаточности проектных решений утвержденному проекту планировки территории не представляется возможным.

Объектов культурного наследия, включенных в единый государственный реестр памятников истории и культуры народов Российской Федерации, выявленных объектов и объектов, обладающих признаками объектов культурного наследия на проектируемой территории не значится (стр.92 шифр ПЗ300196-2153/5-ПЗ).

6.3 Анализ обоснованности выбора места размещения объекта

Исполнитель отмечает, что в рамках инвестиционного проекта предусматривается реконструкция (расширение) существующего объекта капитального строительства, в связи с чем варианты выбора места размещения объекта рассматривать нецелесообразно.

6.4 Анализ качества и полноты Технического задания

Исполнитель отмечает, что в целом Техническое задание составлено качественно и необходимой полноты, требования к архитектурным,

конструктивным, инженерно-техническим и технологическим решениям и основному технологическому оборудованию достаточны. В Техническом задании указана необходимость определения ряда технических характеристик при выполнении проектной документации.

В техническом задании не указаны идентификационные признаки объекта капитального строительства, предусмотренные ч. 1 ст. 4 Технического регламента о безопасности зданий и сооружений № 384-ФЗ от 30.12.2009.

Выводы о достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

Исполнитель делает **вывод**, что исходно-разрешительная и правоустанавливающая документация 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 и техническое перевооружение ПС 330 кВ Губкин. Корректировка», разработанная ООО «Ленэлектромонтаж» в 2016 году.
2. Положительное заключение государственной экспертизы по проектной документации от 22.12.2016 № 0360-16/РГЭ-1266/03.
3. Приказ об утверждении проектной документации № 1631 от 26.12.2016.

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

Исполнитель отмечает, что представленная документация соответствует требованиям Технического задания.

7.4 Анализ соответствия представленной документации правоустанавливающей документации и техническим условиям

Исполнитель отмечает, что проектная документация по титулу «Реконструкция и техническое перевооружение ПС 330 кВ Губкин. Корректировка» получила положительное заключение государственной экспертизы от 22.12.2016 № 0360-16/РГЭ-1266/03.

7.5 Анализ выполнения рекомендаций технологического и ценового аудита

При проведении технологического и ценового аудит инвестиционного проекта «Реконструкция и техническое перевооружение ПС 330 кВ Губкин. Корректировка» рекомендации не разрабатывались в связи с рассмотрением проекта на стадии Строительство.

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

Существующая подстанция 330/220/110/35 кВ Губкин расположена в Губкинском районе Белгородской области на Северо-Восточной окраине г. Губкина. Подстанция является опорной и предназначена для покрытия нагрузок промышленности района.

Питание осуществляется по двум линиям 330 кВ от ПС 330 кВ Лебеди и ПС 500 кВ Старый Оскол и по линии 220 кВ от Ново-Воронежской АЭС.

Схема сети 220 кВ и выше района представлена на рис. 1.

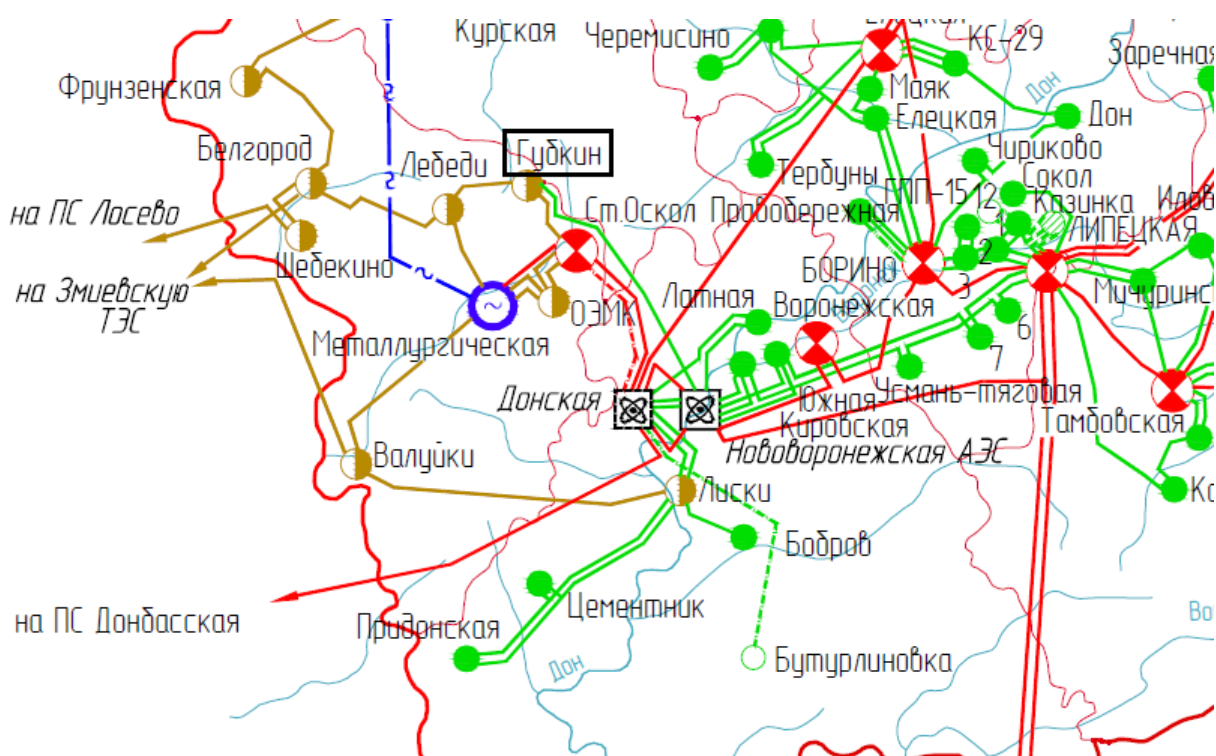


Рисунок 1 – Схема сети 220 кВ и выше

Проектом реконструкции на ПС 330 кВ Губкин были приняты к установке два автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый и три трёхобмоточных трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Исполнитель отмечает, что схема присоединения к сети соответствует заявленным целям и задачам, установленная мощность трансформаторов обоснована.

8.1.2 Принципиальная электрическая схема

Схемы РУ 330, 110, 35 и 10 кВ сохраняются без изменения, в соответствии с проектом, получившим положительное заключение государственной экспертизы в 2011 году.

На напряжении 330 кВ – схема «Четырехугольник».

На напряжении 110 кВ – схема «Четыре секции шин с присоединением автотрансформаторов через два выключателя».

На напряжении 35 кВ – схема «Две секции шин с присоединением одного трансформатора через два выключателя».

На напряжении 10 кВ – схема «Одна одиночная, секционированная выключателем система шин», и одна резервная секция шин. Напряжение 10 кВ используется для питания трансформаторов собственных нужд. Обмотки 10 кВ автотрансформаторов используются как основные источники питания двух трансформаторов собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2. Третий трансформатор собственных нужд ТСН-3 питается от резервной секции, подключённой к обмотке 10 кВ трансформатора Т-4.

В ОРУ 330 и 110 кВ устанавливаются элегазовые выключатели и разъединители с двигательными приводами на главных и заземляющих ножах.

В ЗРУ 35 и РУСН 10 кВ устанавливаются ячейки КРУ с вакуумными выключателями.

Для ограничения токов короткого замыкания на напряжении 10 кВ устанавливаются токоограничивающие реакторы, подключенные к обмоткам 10 кВ автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2.

На первом этапе строительства предусмотрены следующие работы:

- установка автотрансформатора АТ-2;
- строительство ОРУ 330 кВ в объеме монтажа первой и второй системы шин 330 кВ и линейных сборок 330 кВ;
- перезаводка в ОРУ 330 кВ проектируемой подстанции ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди;
- строительство ВЛ 330 кВ Губкин – Губкин (новая площадка);
- строительство ОРУ 110 кВ в объеме четвертой секции шин 110 кВ, подключенная к автотрансформатору АТ-2;
- строительство ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка);
- устройство РУСН 10 кВ в полном объеме, за исключением токоограничивающего реактора и шинного моста 10 кВ автотрансформатора АТ-1.

На первом этапе в качестве резервного источника питания потребителей собственных нужд устанавливается дизель-генераторная установка.

Исполнитель отмечает, что представленная принципиальная электрическая схема подстанции 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 Компоновочные решения

Тип исполнения ПС 330 кВ Губкин – открытая подстанция.

Проект реконструкции ПС 330 Губкин, выполненный ОАО «СевЗап НТЦ» филиал «Институт «Тулаэнергосетьпроект» в 2011 году предусматривал строительство подстанции ПС 330 Губкин на новой площадке, расположенной северо-западнее существующей подстанции на расстоянии 1 км, с последующим поэтапным переводом ВЛ 330, 110 и 35 кВ.

Распределительные устройства 330 и 110 кВ приняты открытого исполнения. ОРУ 330, 110 кВ располагаются «напротив», между ними устанавливаются автотрансформаторы 330/110/10 кв. Компоновки ОРУ 330 и 110 кВ типовые, шаг ячеек, соответственно, – 23 м и 9 м.

Распределительное устройство 35 кВ принято закрытым в здании размером 12x18 м с кабельным полуэтажом (располагается в непосредственной близости от автотрансформаторов). Вводы 35 кВ в ЗРУ 35 кВ приняты в кабельном исполнении.

РУСН 10 кВ расположено в здании размером 14,4x15 м в непосредственной близости от автотрансформаторов.

Для размещения панелей защиты, управления, щитов постоянного и переменного токов, аккумуляторных батарей, средств связи и телемеханики, служебных и вспомогательных помещений предусматривается сооружение нового двухэтажного здания ОПУ размером в плане 45x12 м, размещаемого на въезде на территорию подстанции.

Трансформаторы собственных нужд устанавливаются на первом этапе строительства. На первом этапе при включении АТ-2 ТСН-1 должен быть смонтирован и включен в схему в соответствии с СТО56947007-29.240.10.028-2009. Резервное питание собственных нужд на первом этапе предусматривается от КТП 320 6/0,4 (только для питания пожарных насосов). Кабель 0,4 кВ от ТСН-3 до щита СН прокладывается на первом этапе, подключение к ЩСН осуществляется на втором этапе.

По открытой части подстанции, к оборудованию, кабели прокладывается в полузаглубленных кабельных каналах.

Из объектов вспомогательного назначения проектом предусмотрены:

- проходная;
- насосная станция пожаротушения;
- два резервуара противопожарного запаса воды емкостью 100 м³;
- маслосборник с очистными сооружениями для ливневых сточных вод;
- камера переключения задвижек;
- насосные станции над артскважинами;
- подъездная автодорога;

– отдельно стоящий заглубленный склад инвентаря и оборудования (бомбоубежище).

Для подключения подстанции к сетям 330, 110, 35 кВ проектом предусматривается реконструкция заходов воздушных линий. Предусмотрены технические решения по выносу существующих ВЛ 330, 110, 35 кВ с территории строительства.

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

Основное оборудование, предполагаемое к установке на ПС 330 кВ Губкин в рамках реализации данного титула, следующее:

– Оборудование 330 кВ:

1. Автотрансформатор трехфазный напряжением 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА – 1 ед.

2. Выключатель элегазовый трехфазный с пружинным приводом 330 кВ, 3150 А – 4 ед.

3. Разъединитель однополюсный 330 кВ, 2000 А, с двумя комплектами заземляющих ножей – 24 ед.

4. Разъединитель однополюсный 330 кВ, 2000 А, с одним комплектом заземляющих ножей – 18 ед.

5. Трансформатор напряжения 330 кВ емкостный – 18 ед.

6. Трансформатор тока 330 кВ – 18 ед.

7. Ограничитель перенапряжения нелинейный 330 кВ – 3 ед.

8. Шинная опора 330 кВ для крепления проводов – 32 шт.

9. Заградитель высокочастотный 330 кВ, 2000 А – 2 ед.

– Оборудование 110 кВ:

1. Выключатель элегазовый трехфазный с пружинным приводом 110 кВ, 3150 А – 2 ед.

2. Разъединитель трехполюсный 110 кВ, 2000 А, с двумя комплектами заземляющих ножей – 4 ед.

3. Разъединитель трехполюсный 110 кВ, 2000 А, с одним комплектом заземляющих ножей – 2 ед.

4. Трансформатор напряжения 110 кВ емкостный – 3 ед.

5. Трансформатор тока 110 кВ – 6 ед.

6. Ограничитель перенапряжения нелинейный 110 кВ – 3 ед.

7. Шинная опора 110 кВ для крепления проводов – 9 шт.

– РУСН 10 кВ:

1. Ячейка КРУ внутренней установки с вакуумным выключателем 10 кВ, 630 А, 20 кА – 5 ед.

2. Ячейка КРУ внутренней установки с вакуумным выключателем 10 кВ, 800 А, 40 кА – 1 ед.
3. Ячейка КРУ внутренней установки с разъединителем 10 кВ, 630 А – 2 ед.
4. Ячейка КРУ внутренней установки с трансформатором напряжения – 5 ед.
5. Сухой трансформатор трехфазный 10/0,4 кВ, мощностью 630 кВА – 3 ед.
6. Реактор токоограничивающий, внутренней установки, 10 кВ, 1000 А, 0,35 Ом – 3 ед.

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

Исходя из расчетных токов короткого замыкания, выключатели, установленные на ПС 330 кВ Губкин, имеют следующую отключающую способность:

- 330 кВ – 40 кА;
- 110 кВ – 40 кА;
- 10 кВ, 1 и 2 секции – 20 кА; 10кВ, 3 секция – 40 кА.

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

8.1.5 Сроки и этапы реализации

Согласно Инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» сроки реализации инвестиционного проекта – с 2008 года, срок окончания не указан. В паспорте инвестиционного проекта указан срок реализации – с 2008 по 2019 гг.

Откорректированная проектная документация на первый этап строительства разработана и получила положительное заключение государственной экспертизы в 2016 году.

В п. 7 раздела ПЗ300196-2153/4-ПОС1 расчетная продолжительность строительства 1 этапа определена в объеме 8 месяцев.

В положительном заключении государственной экспертизы (№ 0360-16/РГЭ1266/03 от 22.12.2016) указана продолжительность строительства – 14 месяцев, с учетом подготовительного периода 3,5 месяца.

Согласно п. 11 Раздела 1. Электроэнергетика СНиП 1.04.03-85* нормативный срок строительства электрическая подстанция напряжением 330/110-150/35-6-10 кВ с двумя трансформаторами мощностью каждый до 250000 кВ×А включительно не должен превышать 18 месяцев, в т.ч. 3,5 месяца подготовительный период.

Согласно СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий

электропередачи 35-1150 кВ» срок строительства ПС 330 кВ – 20-35 месяцев, общий срок реализации – 49-71 месяц.

Исполнитель отмечает, что срок окончания реализации инвестиционного проекта не указан.

Анализ графика реализации проекта и фактических сроков выполнения приведен в п. 10.

8.2 Анализ обоснованности выбора конструктивных, технических и технологических решений

Исполнитель отмечает, что выбор основных конструктивных, технических и технологических решений обоснован, изменений основополагающих конструктивных, технических и технологических решений в процессе реализации инвестиционного проекта не происходило.

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

Исполнитель отмечает, что 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, потери холостого хода, потери короткого замыкания трансформаторов).

Техническими решениями для предотвращения воздействия на окружающую среду в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций

переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)» предусматривается:

- мероприятия по снижению напряженности электрического и магнитного полей до допустимых значений, по предотвращению выноса потенциала за пределы подстанции;
- мероприятия по снижению шумового воздействия;
- мероприятия по снижению загрязнения почвы и водных объектов при аварийном выбросе масла из маслonaполненного оборудования;
- мероприятия по снижению загрязнения воздуха элегазом;
- расчет санитарно-защитной зоны подстанции.

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

8.6 Анализ возможности оптимизации принятых технических и технологических решений

Исполнитель отмечает, что оптимизация технических и технологических решений на рассматриваемой стадии реализации инвестиционного проекта нецелесообразна.

8.7 Анализ основных технических и технологических рисков инвестиционного проекта

Выявлены следующие основные технические и технологические риски инвестиционного проекта:

- надежность оборудования;
- сложность технологий;
- уровень автоматизации;
- темп модернизации оборудования и технологий;
- ошибки эксплуатационного персонала;
- количество и квалификация специалистов;
- выбор оборудования и параметров, недостаточность/ избыточность решений;
- недостижение плановых технических параметров;
- увеличение сроков строительства.

Надежность оборудования: риск связан с отказоустойчивостью применяемого оборудования, нормативным сроком эксплуатации оборудования, качеством программного обеспечения. Воздействие риска проявляется в увеличении эксплуатационных затрат, риске возникновения аварий, связанных с отказом оборудования.

Сложность технологий: риск связан с необходимостью применения дорогостоящего оборудования, отсутствием или уникальностью оборудования. Воздействие риска проявляется в увеличении капитальных затрат при реализации проекта.

Уровень автоматизации: риск связан с возможностью отказа программного обеспечения, необходимостью обеспечения резервирования и ручного управления. Воздействие риска проявляется в увеличении капитальных затрат при реализации проекта, риске возникновения аварий, связанных с отказом оборудования.

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 оборудования и параметров: риск связан с возможностью неправильного выбора оборудования, 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, возможностью получения штрафных санкций.

Специфические риски инвестиционного проекта заключаются в необходимости выполнения реконструкции в условиях непрерывного технологического процесса. Воздействие риска проявляется в увеличении продолжительности реализации проекта.

Результаты оценки рисков приведены в п. 9.6.

Выводы по результатам технологического аудита

Принятые технические и технологические решения являются обоснованными, соответствуют действующим нормативно-правовым актам

Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации, соответствуют современному уровню развития технологий, соответствуют требованиям энергоэффективности и экологичности объекта.

Оптимизация технических решений не требуется.

9 Ценовой аудит

9.1 Оценка стоимостных показателей

9.1.1 Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости

Сметная документация по объекту «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин» представлена не комплектно. Представлены локальные сметы по главам 2, 3, 5, 6, 7 сводного сметного расчета (без подписей).

Провести оценку соответствия сметной стоимости в связи с некомплектностью сметной документации не представляется возможным.

Представлено положительное заключение о достоверности определения сметной стоимости объекта капитального строительства по проектной документации «Реконструкция и техническое перевооружение ПС 330 кВ Губкин. Корректировка» от 27.12.2016 № 77-2-1-2-0162-16, выданное ООО «Строительная Экспертиза». Стоимость объекта строительства по результатам экспертизы составляет:

- в ценах IV кв. 2016 г. с учетом НДС – 2 791,5 млн. руб.;
- в базисных ценах на 01.01.2000 г. без учета НДС – 469,9 млн. руб.

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	Автотрансформатор 330/110/10 200 МВА	T2-02-1	1	шт.	134 579	134 579
2	Ячейка выключателя 330 кВ	B1-04	4	шт.	69 528	278 112
3	Ячейка выключателя 110 кВ	B1-02	2	шт.	16 543	33 086
4	Ячейка выключателя 10 кВ	B2-01	6	шт.	1 660	9 960
5	Подготовка и благоустройство территории	B1-04	27417	кв.м.	2,107	57 767

6	Постоянная часть ПС 330 кВ	31-04	1	шт.	401 587	401 587
7	ПИР ПС 330 кВ	П1-06	1	шт.	123 350	123 350
8	ВЛ 330 кВ	Л1-33-7	0,49	км	11 114	5 446
9	ВЛ 110 кВ	Л1-33-4	1,1	км	7 325	8 058
10	ВЛ 35 кВ	Л1-33-2	0,44	км	6 422	2 826
11	ПИР ВЛ 330 кВ	П3-23	0,49	км	26 763	2 623
12	ПИР ВЛ 110 кВ	П3-08	1,1	км	3 222	709
13	ПИР ВЛ 35 кВ	П3-03	0,44	км	3 000	264
14	Демонтаж ВЛ 330 кВ	Д1-05	1,39	км	717	997
15	Демонтаж ВЛ 110 кВ	Д1-03	0,17	км	383	65
16	Демонтаж ВЛ 35 кВ	Д1-02	0,39	км	357	139
17	Итого стоимость в ценах 2015 г. без НДС	-	-	-	-	1 059 567

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.

Таким образом, стоимость реализации проекта на основании УНЦ оценивается в 1 250,3 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	1 059 567
Стоимость затрат, не учтенных УНЦ, без НДС	0
Стоимость всего, без НДС	1 059 567

Стоимость всего, с НДС	1 250 289
------------------------	-----------

Пересчет стоимости реализации проекта в прогнозный уровень цен (до 2016 г.) выполнен с учетом графика реализации проекта в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» (утв. 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)	0	1,07
2016 год	1 424 149	1,14
ВСЕГО	1 424 149	-

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 1 424,1 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 IV кв. 2016 г.	в прогнозном уровне цен	
Объем финансовых потребностей*	1 250 289	1 424 149	расчет Исполнителя (на основе укрупненных нормативов цены)
Оценка полной стоимости инвестиционного проекта	-	2 187 900	инвестиционная программа ПАО "ФСК ЕЭС", утв. 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	2 791 495	-	Сметная стоимость согласно положительного заключения экспертизы

Примечание: * – расчет Исполнителя на основе УНЦ выполнен в уровне цен 2015 г.

Полная стоимость инвестиционного проекта, установленная в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» (утв. 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 положительного заключения экспертизы, над объемом финансовых потребностей, определенным на основе УНЦ в текущем уровне цен, оценивается в объеме 1 541,2 млн. руб. с НДС.

Сравнение полной стоимости инвестиционного проекта, определенной в проектной документации, над объемом финансовых потребностей, определенном на основе УНЦ, не представляется возможным в виду некомплектности представленной сметной документации.

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 указанное сравнение с аналогами на основе показателей укрупненной (удельной) 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 IV кв. 2016 года (сметная документация по рассматриваемому проекту не представлена, текущий уровень цен из сметной стоимости, согласно положительного заключения экспертизы).

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
ПС 330 кВ Губкин					
1	Выключатель 330 кВ	4	шт	22 193	88 772
2	Выключатель 110 кВ	2	шт	7 703	15 406
3	Выключатель 10 кВ	6	шт	163	978
4	Автотрансформатор 330/110/10	1	шт	41 100	41 100
5	Токоограничивающий реактор 10 кВ	1	шт	466	466
6	Постоянная часть ПС **	1	шт	46 571	46 571
7	Затраты, сопутствующие	23,10	% от п.	-	44 651

	строительству***	%	1-6		
ВЛ 330 кВ					
8	ВЛ 330 кВ	0,49	км	1 691	829
9	Демонтаж ВЛ 330 кВ	1,39	км	19,9	28
10	Затраты, сопутствующие строительству***	22,90 %	% от п. 8-9	-	196
ВЛ 110 кВ, ВЛ 35 кВ					
11	ВЛ 110 кВ	1,1	км	905,7	996
12	ВЛ 35 кВ	0,44	км	754,6	332
13	Демонтаж ВЛ 110 кВ	0,17	км	7,9	1
14	Демонтаж ВЛ 35 кВ	0,39	км	7,5	3
15	Затраты, сопутствующие строительству	22,90 %	% от п.11-14	-	228
Итого стоимость в ценах 2001 г.		-	-	-	240 557

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).

** – Постоянная часть затрат включает: общеподстанционный пункт управления, системы РЗА и кабельные связи, устройство собственных нужд подстанции и щит постоянного тока с АБ, внутривоздушное водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства внутренней связи, противопожарный водопровод, систему охранного видеонаблюдения, наружное освещение, ограждение и проч.

*** – 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 земельного участка (постоянный и временный отвод, плата за землю при изъятии, арендная плата, выплата земельного налога в период строительства) и компенсационные выплаты при отводе земель.

Оценка стоимости строительства в текущем уровне цен с учетом доли расходов на строительные-монтажные работы, оборудование, проектно-изыскательские и прочие работы приведена в табл. 6-8.

Таблица 6 – Оценка стоимости строительства ПС 330 кВ Губкин в текущем уровне цен IV кв. 2016 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	61 865	26,0%	6,19	382 947
Оборудование	145 146	61,0%	4,28	621 223
Прочие	15 466	6,5%	8,42	130 227
ПИР	15 466	6,5%	3,95	61 092
<i>ВСЕГО</i>	237 944	100,0%	-	1 195 489

Примечание: * – Индексы приведения в текущий уровень цен приведены согласно письму Минстроя России от 09.12.2016 №41695-ХМ/09.

Таблица 7 – Оценка стоимости строительства ВЛ 330 кВ в текущем уровне цен IV кв. 2016 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	852	81,0%	6,19	5 276
Прочие	110	10,5%	8,42	930
ПИР	89	8,5%	3,95	353
<i>ВСЕГО</i>	1 052	100,0%	-	6 560

Примечание: * – Индексы приведения в текущий уровень цен приведены согласно письму Минстроя России от 09.12.2016 №41695-ХМ/09.

Таблица 8 – Оценка стоимости строительства ВЛ 110 кВ, ВЛ 35 кВ в текущем уровне цен IV кв. 2016 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	1 249	80,0%	6,19	7 729
Оборудование	0	0,0%	4,28	0
Прочие	179	11,5%	8,42	1 511
ПИР	133	8,5%	3,95	524
<i>ВСЕГО</i>	1 561	100,0%	-	9 764

Примечание: * – Индексы приведения в текущий уровень цен приведены согласно письму Минстроя России от 09.12.2016 №41695-ХМ/09.

Стоимость строительства в текущем уровне цен IV кв. 2016 г. оценивается в сумме 1 211,8 млн. руб. без НДС.

Таким образом, стоимость реализации проекта на основании УСП оценивается в 1 429,9 млн руб. с НДС в текущем уровне цен IV кв. 2016 г. (табл.7).

Таблица 9 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием УСП в уровне цен 1 кв. 2015 г.

Показатель	Стоимость, тыс. руб.
Стоимость по УСП, без НДС	1 211 812
Стоимость затрат, не учтенных УСП, без НДС	0
Стоимость всего, без НДС	1 211 812
Стоимость всего, с НДС	1 429 939

Пересчет стоимости реализации проекта в прогнозный уровень цен (до 2016 г.) выполнен с учетом графика реализации проекта в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» (утв. 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. 10).

Таблица 10 – 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
2016 год	1 429 939	1,0
ВСЕГО	1 429 939	-

Стоимость строительства в уровне цен различных лет оценивается в сумме 1 429,9 млн. руб. с НДС.

Сравнительный анализ заявленной стоимости реализации проекта с оценкой Исполнителя приведен в табл. 11.

Таблица 11 – Сравнительный анализ стоимости реализации проекта

Уровень цен	Оценка Заказчика, млн руб.	Оценка* Исполнителя, млн руб.	Разница в оценке Исполнит	Разница в оценке Исполни

	полная стоимость (согласно инвестиционной программе)	сметная стоимость	объем финансовых потребностей по укрупненным нормативам цены (УНЦ)	стоимость по аналогам (УСП)	ея и Заказчика, млн руб.	теля и Заказчика, %
Базовый уровень цен (без НДС)		470	-	241	-	-
Текущий уровень цен, 2016 (с НДС)	-	2 791	1 250	1 430	-1 362	-49%
Прогнозный уровень цен, до 2016 (с НДС)	2 188	-	1 424	1 430	-758	-35%

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 49% ниже сметной стоимости строительства, согласно положительного заключения экспертизы.

Стоимость строительства в прогнозном уровне цен, оцененная на основе расчета по укрупненным стоимостным показателям, на 35% ниже полной стоимости строительства, определенной согласно инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС».

Исполнитель отмечает достаточность 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/tekhnologicheskii_i_tsenovoy_audit/).

Критерии подбора аналогов:

- класс напряжения (на стороне высшего напряжения) – 330 кВ;
- установка автотрансформатора – трехфазного напряжением 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА;
- установка выключателей РУ – 110 кВ;
- установка выключателей РУ – 330 кВ;
- тип РУ – открытое;
- 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. 12.

Таблица 12 – Перечень объектов-аналогов

№ пп	Наименование проекта
1	Расширение ПС 330/110 кВ Колпино. Комплексная реконструкция
2	Расширение и реконструкция подстанции Западная СПб
3	Расширение и реконструкция подстанции 330 кВ Северная в г. Санкт-Петербурге
4	Реконструкция и техническое перевооружение ПС 330 кВ Кингисеппская
5	ПС 330 кВ Зеленогорск с заходами ВЛ 330 кВ
6	ПС 330 кВ Парнас с заходами ВЛ
7	Строительство ПС 330 кВ Усть-Луга с заходами ВЛ 330 кВ
8	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Новая

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 – 0,98.

Ошибка аппроксимации модели – 14%.

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

- трансформаторная мощность (МВА);
- выключатель 330 кВ (шт);
- выключатель 110 кВ (шт).

В соответствии с полученным регрессионным уравнением сформирована модель аналога, факторные показатели которого соответствуют ТЭП объекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин». Расчетная стоимость модели аналога с учетом ошибки аппроксимации лежит в пределах от 1 066,8 до 1 414,2 млн. руб. с НДС в текущих ценах 2016 г.

Стоимость объекта строительства по результатам экспертизы составляет 2 791,5 млн. руб. с НДС в ценах IV кв. 2016 г. Стоимость строительства рассматриваемого объекта без учета затрат по главе 1 сводного сметного расчета и без затрат на строительство воздушных и кабельных линий определить не представляется возможным ввиду некомплектности представленной сметной документации. В связи с небольшим объемом строительства ВЛ (общая протяженность линий ВЛ – 2,03 км) и незначительной долей затрат по главе 1 от общей сметной стоимости согласно ССР (не более 3,3% в среднем по объектам-аналогам табл. 12), стоимость строительства рассматриваемого объекта при исключении из нее затрат по 1 главе ССР и затрат на строительство ВЛ снизится незначительно, ориентировочно на не более, чем 5% от стоимости (до 2 658,6 млн. руб. с НДС в ценах IV кв. 2016 г.).

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

2. Сравнение с аналогами методом парного сравнения.

Дополнительным критерием подбора прямых аналогов выступает трансформаторная мощность ПС – до 400 МВА.

В качестве прямых объектов-аналогов выбраны следующие проекты:

- «ПС 330 кВ Парнас с заходами ВЛ» (аналог 1);
- «Строительство ПС 330 кВ Усть-Луга с заходами ВЛ 330 кВ» (аналог 2);
- «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Новая» (аналог 3).

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

- сметная стоимость всех объектов приведена в текущий уровень цен 2016 г. с использованием индексов-дефляторов;
- из сметной стоимости объектов исключены затраты на КВЛ;
- в объектах-аналогах проведена стоимостная корректировка количества выключателей 110 кВ.

Результаты анализа методом парного сравнения представлены в табл. 13.

Таблица 13 – Анализ методом парного сравнения

№	Параметр	Рассматриваемый проект	Аналоги		
			аналог 1	аналог 2	аналог 3
1	Трансформаторная мощность, МВА	200	400	400	400
2	Выключатель 110 кВ, шт.	2	7	11	10
3	Выключатель 330 кВ,	4	4	4	4

	шт.				
4	Протяженность ВЛ 330 кВ, км	0,49	0,41	13,4	1,24
5	Протяженность ВЛ 110 кВ, км	1,1	1,08	0	1,8
6	Вид РУ (ОРУ/КРУЭ)	ОРУ	ОРУ	ОРУ	ОРУ
7	Сметная стоимость в текущем уровне цен, тыс. руб. с НДС	2 791 495*	3 139 271	2 675 169	2 354 415
8	Год составления сметной документации	4 кв. 2016 г	2 кв. 2012	1 кв. 2015	3 кв. 2014
9	Стоимость в текущем уровне цен 2016 г., тыс. руб. с НДС	2 791 495	4 241 849	3 250 631	2 860 879
10	Стоимость в текущем уровне цен 2016 г., тыс. руб. без НДС	2 365 674	3 594 787	2 754 772	2 424 474
11	Стоимость КВЛ в текущем уровне цен 2016 г без НДС, тыс. руб. (рассчитана по УСП)	16 324	455 802	341 386	47 747
12	Корректировка стоимости по количеству выключателей 110 кВ, тыс. руб. без НДС	-	-238 210**	-428 778**	-381 136**
13	Расчетная стоимость без учета затрат на ВЛ с учетом корректировок стоимости выключателей 330 кВ и 110 кВ в текущем уровне цен 2016 г без НДС, тыс. руб.	2 349 350	2 900 775	1 984 608	1 995 591
14	Расчетная стоимость без учета затрат на ВЛ с учетом корректировок стоимости выключателей 330 кВ и 110 кВ в текущем уровне цен 2016 г с НДС, тыс. руб.	2 772 233	3 422 915	2 341 837	2 354 798

Примечание: * – сметная стоимость согласно положительного заключения экспертизы;
 ** – стоимость выключателей 110 кВ рассчитана на основании УСП в текущем уровне цен 2016 г.

Средняя расчетная стоимость аналогов с учетом корректировок составляет 2 706,5 млн. руб. с НДС в текущих ценах 2016 г.

Стоимость строительства рассматриваемого объекта без учета затрат на строительство воздушных и кабельных линий составляет 2 772,2 млн. руб. с НДС в текущих ценах 2016 г.

Таким образом, заявленные стоимостные показатели рассматриваемого проекта незначительно превышают среднюю расчетную стоимость объектов-аналогов.

По результатам анализа стоимости проекта с использованием объектов-аналогов отмечается превышение стоимости строительства объекта над стоимостью аналогичных проектов.

9.1.5 Сравнительный анализ стоимостных показателей на разных стадиях реализации инвестиционного проекта

Результаты проведения анализа стоимостных показателей следующие.

1. Анализ стоимостных показателей по результатам ранее проведенного технологического и ценового аудита (далее – ТЦА) инвестиционного проекта.

ТЦА инвестиционного проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин» проводился в 2017 году Мосгосэкспертизой, выдано Заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита № 170-ТЦА/МГЭ/73-139/17-(0)-0 от 28.08.2017 г.

Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости не проводился в связи с отсутствием сметной документации.

Расчет стоимости реализации проекта на основании УНЦ дал следующие результаты:

– стоимость реализации проекта оценивается в 2 396,9 млн руб. с НДС в ценах 2015 года;

– стоимость реализации проекта оценивается в 2 641,9 млн. руб. с НДС в ценах соответствующих лет (2015-2017 гг.).

Полная стоимость инвестиционного проекта, установленная в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг. (приказ Минэнерго России от 28.12.2016 г. № 1432), составляет 2 748,2 млн. руб. с НДС в ценах соответствующих лет и превышает объем финансовых потребностей, определенный на основе УНЦ в прогнозном уровне цен.

Сравнение с аналогами на основе укрупненных стоимостных показателей дало следующие результаты:

– стоимость реализации проекта оценивается в 3 355,2 млн руб. с НДС в ценах 2015 года;

– стоимость реализации проекта оценивается в 3 446,2 млн. руб. с НДС в ценах соответствующих лет (2015-2017 гг.);

Полная стоимость строительства, определенная в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг., не превышает стоимость строительства в прогнозном уровне цен, оцененную на основе сопоставления с аналогами.

2. Анализ стоимостных показателей в рамках текущего ТЦА инвестиционного проекта.

Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости не проводился в связи с некомплектностью представленной сметной документации.

Представлено положительное заключение о достоверности определения сметной стоимости объекта капитального строительства по проектной документации «Реконструкция и техническое перевооружение ПС 330 кВ Губкин. Корректировка» от 27.12.2016 № 77-2-1-2-0162-16, выданное ООО «Строительная Экспертиза». Стоимость объекта строительства по результатам экспертизы составляет:

- в ценах IV кв. 2016 г. с учетом НДС – 2 791,5 млн. руб.;
- в базисных ценах на 01.01.2000 г. без учета НДС – 469,9 млн. руб.

Расчет стоимости реализации проекта на основании УНЦ дал следующие результаты:

- стоимость реализации проекта оценивается в 1 250,3 млн руб. с НДС в ценах 2015 года; стоимость реализации проекта оценивается в 1 424,1 млн. руб. с НДС в ценах соответствующих лет.

Полная стоимость инвестиционного проекта, установленная в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» (утв. 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@), составляет 2 187,9 млн. руб. с НДС в ценах соответствующих лет и превышает объем финансовых потребностей, определенный на основе УНЦ в прогнозном уровне цен.

Сравнение с аналогами на основе укрупненных стоимостных показателей дало следующие результаты:

- стоимость реализации проекта оценивается в 1 429,9 млн руб. с НДС в ценах IV кв. 2016 г.;
- стоимость реализации проекта оценивается в 1 429,9 млн. руб. с НДС в ценах соответствующих лет.

Полная стоимость инвестиционного проекта, установленная в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» (утв. 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 стоимость строительства в прогнозном уровне цен, оцененную на основе сопоставления с аналогами.

3. Изменение стоимостных показателей по рассматриваемому проекту вызвано корректировкой проектной документации (табл. 14) и разделением инвестиционного проекта на 2 отдельных инвестиционных проекта: «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин» и «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин (2, 3 и 4 этапы)».

Таблица 14 – Техничко-экономические параметры проекта

№	Параметр	Ранее проведенный ТЦА	Текущий ТЦА
1	Автотрансформатор 200 МВА 330/110/10 кВ, шт.	2	1
2	Трансформатор 63 МВА 110/35/10 кВ, шт.	3	-
3	БСК на РУ 110 кВ 52 Мвар, шт.	2	-
4	Выключатель 330 кВ, шт.	6	4
5	Выключатель 110 кВ, шт.	22	2
6	Выключатель 35 кВ, шт.	18	-
7	ЗРУ 10 кВ на 13 ячеек (РУСН), шт.	1	-
8	ТСН 10/0,4 кВ 630 кВА, шт.	3	2
9	Выключатель 10 кВ, шт.	-	6
10	Токоограничивающий реактор, шт.	-	1
11	Дизель-генераторная установка, шт.	-	1
12	ВЛ 330 кВ, км	-	0,49
13	ВЛ 110 кВ, км	-	1,1
14	ВЛ 35 кВ, км	-	0,44
15	ВЛ 330 кВ (демонтаж), км	-	1,39
16	ВЛ 110 кВ (демонтаж), км	-	0,17
17	ВЛ 35 кВ (демонтаж), км	-	0,39
18	Сметная стоимость, млн. руб. с НДС	-	2 791,5*
19	Полная стоимость в соответствии с Инвестиционной Программой, млн. руб. с НДС	2 748,2	2 189,7

Примечание: * – сметная стоимость согласно положительного заключения экспертизы.

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):

$$HBB = P + BK + ДК + ДельтаЭОР + ДельтаЭП + ДельтаHBB,$$

где:

HBB – необходимая валовая выручка;

P – расходы, связанные с производством и реализацией продукции;

BK – возврат инвестированного капитала;

ДК – доход на инвестированный капитал;

ДельтаЭОР – экономия операционных расходов;

ДельтаЭП – экономия от снижения технологических потерь;

ДельтаHBB – 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 283,4 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 ПС 330 кВ Губкин в результате реализации рассматриваемого проекта не определен.

С учетом действующей ставки тарифа и 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 документация по объекту «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин» представлена некомплектно.

Полная стоимость инвестиционного проекта составляет 2 187,9 млн. руб. с НДС в ценах соответствующих лет, согласно инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» (утв. 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@).

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. 15.

Таблица 15 – 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 «ПрайсвоटरхаусКуперс Консультирование». 2016.

Трансформаторная мощность в результате реализации рассматриваемого проекта увеличится на 200 МВт.

Длина линий электропередач в результате реализации рассматриваемого проекта увеличиться на 2,03 км.

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

Таблица 16 – 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	2,03	км линий электропередач	21,79	44,2
подстанция	200	МВА трансформаторной мощности	4,99	988,0
ВСЕГО	-	-	-	1 042,2

Таким образом, предельная стоимость проекта в ценах 2012 г. без учета директивного снижения составляет 1 042,2 млн руб. без НДС.

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

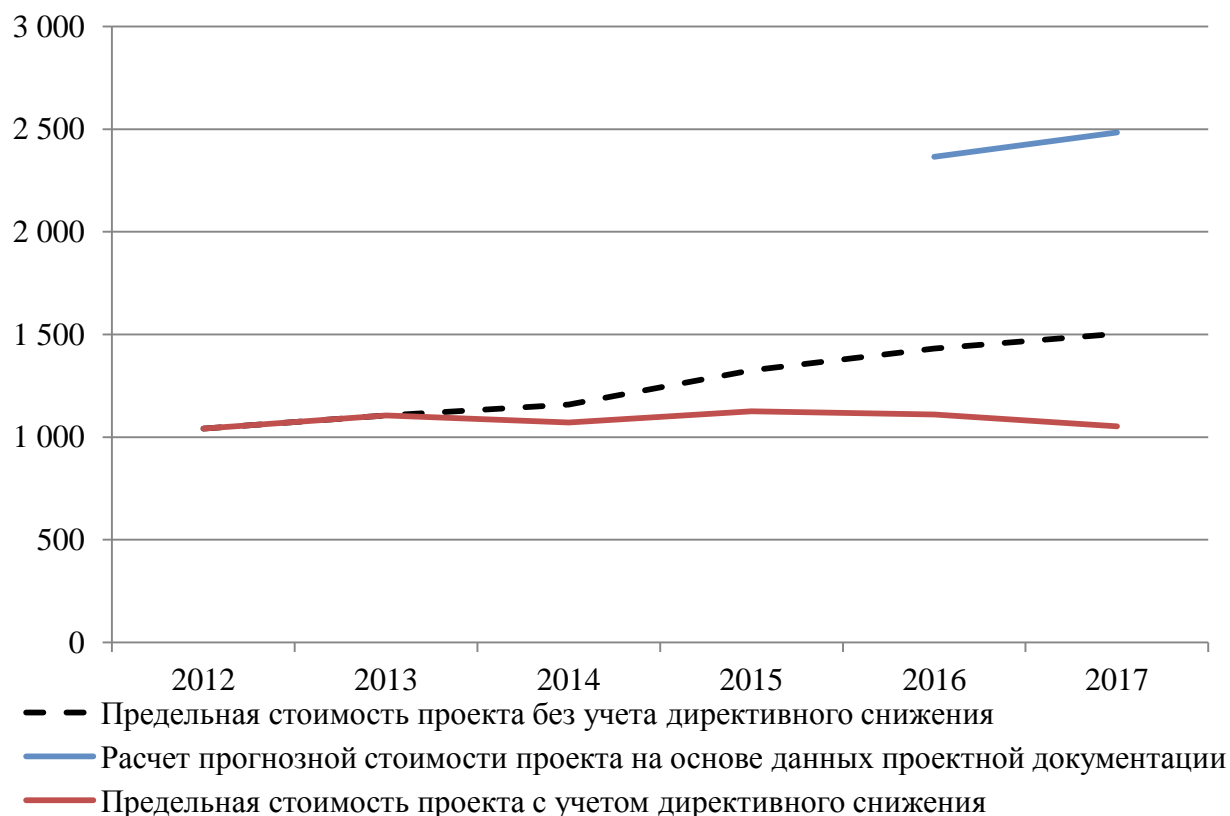


Рисунок 1 – Расчет предельной стоимости проекта с учетом директивного снижения, млн. руб. без НДС (по данным положительного заключения экспертизы)

Стоимостные показатели проекта при этом 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

Возможностей для оптимизации стоимостных показателей не выявлено.

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. При условии, что большая часть рассматриваемого инвестиционного проекта уже реализована валютный риск оценивается как не высокий.

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 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 2.

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"> Риск недофинансирования 	<ul style="list-style-type: none"> Валютный риск Технологический риск 	
	возможное				<ul style="list-style-type: none"> Экономический риск (риск недостижения положительного экономического эффекта для потребителя) 	
	вероятное					
	ожидаемое					

Рисунок 2 – Результаты оценки рисков инвестиционного проекта

10 Мониторинг на стадии строительства

Мониторинг на стадии строительства осуществляется с целью анализа реализуемости инвестиционного проекта по состоянию на заданную дату и включает в себя следующие основные задачи:

- анализ наличия необходимых и достаточных условий для завершения реализации инвестиционного проекта;
- оценка целесообразности и своевременности проводимых мероприятий на данной стадии реализации инвестиционного проекта;
- проверка достижения технико-экономических параметров, установленных на ранних стадиях разработки проекта.

По инвестиционному проекту «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин» ранее проводился технологический и ценовой аудит с выполнением мониторинга строительства по состоянию на декабрь 2017 года.

В рамках настоящего технологического и ценового аудита предусматривается выполнение мониторинга за прошедший период.

10.1 Анализ договоров подряда со строительными и монтажными организациями

В целях реализации инвестиционного проекта ПАО «ФСК ЕЭС» заключены договора подряда:

– № 0202-2-59-01-СМ/08 от 28.11.2008 с ООО «Русинжиниринг» на выполнение строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, поставку оборудования и запасных частей с дополнительными соглашениями № 1-8;

– № 0202-2-59-02-СМ/15 от 12.11.2015 с ООО «Ленэлектромонтаж» на корректировку ПД, разработку РД, выполнение строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, поставку оборудования и запасных частей с дополнительными соглашениями № 1-2 (в части незавершенного объема работ).

По договору № 0202-2-59-01-СМ/08 от 28.11.2008 со стороны ОАО «ФСК ЕЭС» инициирована процедура расторжения договора письмом от 27.02.2015 № Ц0/ПН/310. Письмом от 25.03.2015 № Ц1/1/423 в адрес ООО «Русинжиниринг» направлен проект Акта о приостановлении строительства КС-17 (за подписью руководителя организации заказчика), сметная стоимость выполненных работ на дату приостановления составляет 1 290,35 млн. руб. без НДС.

Договор № 0202-2-59-02-СМ/15 от 12.11.2015 содержит данные об объемах, сроках выполнения и стоимости работ по рассматриваемому инвестиционному проекту (приложения 1-2 договора: «Сводная таблица стоимости», «График выполнения работ, поставок и объемов финансирования», «График разработки рабочей документации», «График разработки проектной документации»).

В вышеуказанных приложениях указаны следующие сроки:

– разработка проектной документации с проведением государственной экспертизы – 28.02.2016;

– разработка сметной документации с проведением проверки достоверности определения сметной стоимости – 31.05.2016;

– разработка рабочей документации – 30.09.2016;

– СМР в период с 31.05.2016 по 31.12.2017.

«Спецификация оборудования и материалов» содержит перечень следующего оборудования:

– КРУ 10 кВ – 13 яч.;

– ОПН 10 кВ – 15 шт.;

– СОПТ – 1 компл.;

– ЩСН 0,4 кВ – 1 компл.;

– оборудование РЗА, ПА, АИИС КУЭ, АСУ ТП, ВЧ-обработки, ВОС, ЦСПИ, СКБ – 1 компл.,

что соответствует характеристикам оборудования и количественным показателям, принятым в проектной документации.

«Перечень оборудования, передаваемого Заказчиком» (приложение 34 договора) содержит перечень следующего оборудования:

– автотрансформатор АДЦТН-2000000/330/110У1 – 1 шт.;

– ОПН-П-10/12/10/500-III-УХЛ1 – 3 фазы;

– выключатель трехфазный GL315-330-3150/40 УХЛ1 – 4 компл.;

– разъединитель однополюсный РГ.1-330П/2000УХЛ1 – 18 фаз;

– разъединитель однополюсный РГ.2-330П/2000УХЛ1 – 24 фазы;

– трансформатор напряжения однофазный емкостный ОТСФ-363 – 18 фаз;

– трансформатор тока однофазный OSKF-363 – 18 фаз;

– ОПНп-330/1200/220-20-III-УХЛ1 – 12 фаз;

– выключатель трехполюсный ВГТ-110П-40/3150 У1 – 6 шт.;

– разъединитель трехполюсный РГН2-110П/2000-40УХЛ1 – 6 компл.;

– разъединитель трехполюсный РГН1-110П/2000-40УХЛ1 – 7 компл.;

– трансформатор тока однофазный ТРГ-110 У1 – 18 фаз;

– трансформатор напряжения однофазный ОТСФ-126 – 14 фаз;

– ОПНп-110/800/77-10-III-УХЛ1 – 15 фаз;

– реактор токоограничивающий РТОС – 6 фаз;

– трансформатор собственных нужд ТСЗ-630/10 У1 – 3 компл.

Исполнитель отмечает, что характеристики вышеуказанного оборудования, а также количественные показатели оборудования 330 кВ, соответствуют принятым в проектной документации, количественные показатели оборудования 110 кВ проектной документации не соответствуют (выявлено превышение выключателей ВГТ на 4 шт., разъединителей РГН1 и РГН2 – на 5 и 2 шт. соответственно). В соответствии с условиями договора перечень оборудования, передаваемый Заказчиком, может быть уточнён после выделения пусковых этапов в проектной документации.

«График выполнения работ, поставок и объемов финансирования» (приложение 2 договора) учитывает стадийность производства работ в разбивке по главам сводного сметного расчета. Авансирование работ по разработке ПД и РД, СМР, авторскому надзору, поставке оборудования предусматривается в размере 30% (согласно ДС № 1). График финансирования представляется обоснованным.

Цена договора составляет:

– не более 2 238 347,85 тыс. руб. с НДС по договору подряда № 0202-2-59-01-СМ/08 от 28.11.2008 (на момент расторжения договора – сметная стоимость выполненных работ составила 1 522 618,90 тыс. руб. с НДС);

– не более 1 057 924,39 тыс. руб. с НДС по договору подряда № 0202-2-59-02-СМ/15 от 12.11.2015.

Суммарно цена по договорам подряда (с учетом сметной стоимости выполненных работ на момент расторжения договора) составляет 2 580,54 млн. руб. с НДС, что не превышает сметную стоимость в объеме 2 791,5 млн. руб. с НДС в текущих ценах IV кв. 2016 г., согласно положительному заключению экспертизы сметной документации.

Исполнитель отмечает, что данные об объемах и сроках выполнения, содержащиеся в договоре подряда № 0202-2-59-02-СМ/15 от 12.11.2015 с ООО «Ленэлектромонтаж» и в дополнительных соглашениях к нему № 1-2, согласуются с данными проектной документации, за исключением продолжительности строительства и количественных показателей оборудования 110 кВ.

10.2 Анализ исходно-разрешительной документации на строительство

Заказчиком представлена на рассмотрение следующая исходно-разрешительная документация на строительство объекта:

1. Разрешение на строительство № RU31302000-1652 от 19.10.2011 (со сроком действия до 19.02.2014) с продлением от 21.01.2014 (со сроком действия до 31.12.2017).

2. Разрешение на строительство № 31-RU31302000-3235-2016 от 30.12.2016 по 1-му этапу строительства (со сроком действия до 28.02.2018).

3. Разрешение на строительство ВЛ 330 кВ Губкин-Лебеди № 31-RU31302000-3236-2016 от 30.12.2016 (со сроком действия до 15.03.2017).

4. Договор купли-продажи земельного участка № КПЗУ-17-01 от 23.06.2017.

5. Реестр договоров аренды земельного участка: от 28.04.2011 № 7-Ю, от 25.05.2012 № 1172/12-ОСК/76, от 01.10.2012 № ТЭК/01/128.

Общая площадь земельных участков и их конфигурация соответствуют потребностям реконструкции ПС 330 кВ Губкин.

Исполнитель отмечает, что срок действия разрешений на строительство соответствует срокам реализации объекта.

10.3 Анализ фактических сроков реализации инвестиционного проекта

Заказчиком представлена на рассмотрение следующая информация:

1. График выполнения работ, являющийся приложением 2 к договору подряда № 0202-2-59-02-СМ/15 от 12.11.2015.

2. Укрупненный сетевой график реализации титула по состоянию на ноябрь 2018 года (в формате Excel).

3. 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 27.12.2017 № 31@.

Заказчиком представлены акты рабочей комиссии о приемке оборудования после индивидуального испытания № 1-33 от 2016 года (без указания конкретной даты), акты рабочей комиссии о приемке оборудования после комплексного опробования № 1-4 от 2016 года (без указания конкретной даты), разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки № Б 7/210-13 от 02.02.2017, заключение о соответствии от 22.02.2017, утвержденное распоряжением Верхне-Донского Управления Ростехнадзора от 01.03.2017 № 85-рп.

Исполнитель отмечает, что в соответствии с представленными материалами работы по 1 этапу строительства завершены.

10.4 Мониторинг формирования первичной и отчетной документации по объекту

Заказчиком представлена на рассмотрение следующая документация:

1. Акты о приемке выполненных работ (КС-2) за отчетный период с 21.12.2017 по 30.03.2018 и с 01.04.2018 по 15.08.2018.

2. Справки о стоимости выполненных работ и затрат (КС-3) за март 2018 года, за август 2018 года.

3. Счета-фактуры за март 2018 года, за август 2018 года.

4. Акты сдачи-приемки прочих работ за март 2018 года.

В рассмотренные периоды предусматривалась приемка следующих видов работ: пуско-наладочные работы по щиткам распределения электроэнергии (освещение, отопление, вентиляция и кондиционирование) и шкафам автоматики вентиляции; работы по метрологическому обеспечению АИИС КУЭ, устройство автоматики системы вентиляции, озеленение территории. Стоимость выполненных работ и затрат за 2018 год составила 3 640,04 тыс. руб. без НДС (накопленным итогом с начала проведения работ – 333 333,91 тыс. руб. без НДС).

Хозяйственные операции (поставка оборудования, оплата работ субподрядчиков) оформлены соответствующими первичными учетными документами: товарными накладными, счетами-фактурами, платежными поручениями. Мониторинг показал, что документы в целом содержат

обязательные реквизиты: наименование документа, дату составления, величину натурального и денежного измерения и т.п. – в соответствии с требованиями Федерального закона от 06.12.2011 г. № 402-ФЗ «О бухгалтерском учете».

Оформление отчетных форм КС-3, КС-2 соответствует действующим требованиям и правилам, установленным постановлением Российского статистического агентства от 11.11.1999 г. № 100 «Об утверждении унифицированных форм первичной учетной документации по учету работ в капитальном строительстве и ремонтно-строительных работ».

Исполнитель отмечает, что в целом формирование первичной и отчетной документации при реализации рассматриваемого проекта соответствует действующим нормативно-правовым актам в области бухгалтерского учета и учета работ в капитальном строительстве.

10.5 Выборочная проверка исполнительной документации

Заказчиком представлена на рассмотрение следующая исполнительная документация:

1. Журнал авторского надзора за строительством № 1/2015 (начат – 17.11.2015, окончен – 07.09.2017), авторский надзор проводился ООО «ЛЭМ».

2. Общий журнал работ по 1 этапу строительства, работы выполнялись ООО «ЛЭМ».

Строительно-монтажные работы по 1 этапу строительства завершены 07.09.2017, о чем свидетельствует запись в Общем журнале работ. В рассматриваемый в рамках технологического и ценового аудита период исполнительная документация не формировалась.

Исполнитель отмечает, что в соответствии с представленными материалами работы по 1 этапу строительства завершены.

10.6 Анализ обоснованности изменений технических и технологических решений, изменений сметной стоимости объектов капитального строительства

Исполнитель отмечает, что проектная документация подвергалась корректировке в части выделения этапов строительства.

Заказчиком представлены договор компенсации нарушенного права собственности № 3100/14222/10 от 05.03.2011 с филиалом ОАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» с дополнительным соглашением № 1/ДС3100/00844/18 от 22.05.2018 и договор о снятии ограничений по использованию земельного участка № 4600/08781/17 от 15.11.2017 с филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Курскэнерго».

В настоящий момент инвестиционный проект разделен на 2 отдельных инвестиционных проекта: «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин» и «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин (2, 3 и 4 этапы)».

В рамках инвестиционного проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 330 кВ Губкин» предусматривается выполнение объема работ по 1 этапу строительства:

- ОРУ 330 кВ (объем уточняется при проектировании);
- ОРУ 110 кВ, секция 4 (уточняется при проектировании);
- Автотрансформатор АТ-2 330/110/10 кВ 200 МВА;
- ВЛ 330 кВ Губкин (новая площадка) – Лебеди;
- ВЛ 330 кВ Губкин – Губкин (новая площадка);
- ВЛ 110 кВ Губкин – Мантурово с отпайкой на ПС Губкин (новая площадка);
- РУ СН 10 кВ, за исключением токоограничивающего реактора и шинного моста 10 кВ автотрансформатора АТ-1.

Перечень зданий и сооружений, входящих в 1 этап строительства:

- ОРУ 330 кВ (объем уточнить при проектировании);
- ОРУ 110 кВ (4 секция);
- Здание ОПУ;
- Здание РУ СН;
- Здание насосной станции над артезианской скважиной № 1;
- Здание насосной станции над артезианской скважиной № 2;
- Здание насосной станции пожаротушения;
- Здание камеры переключения задвижек;
- Здание проходной;
- Здание очистных сооружений с маслосборником;
- Резервуар № 1 V=100m³;
- Резервуар № 2 V=100m³;
- Выгребная яма;
- Сети хозяйственного питьевого водопровода;
- Сети противопожарного водопровода;
- Сети промливневой канализации;
- Сети маслостоков;
- Кабельные каналы;
- Ограждение наружное;
- Внутриплощадочные дороги, проезды и площадки;
- Артезианская скважина № 1;
- Артезианская скважина № 2;
- Подъездная автодорога;
- Тропа обхода.

10.7 Выборочная проверка журналов учета выполненных работ КС-6, КС-6а, актов КС-2, справок КС-3, товарных накладных ТОРГ-12 на соответствие проектной и рабочей документации, заключенным договорам

Выборочный анализ актов КС-2 и справок КС-3 (на примере актов о приемке выполненных работ от 05.12.2016 г. № 75, от 05.12.2016 № 76, от 05.12.2016 № 77, от 13.12.2016 № 82, от 13.12.2016 № 83, от 27.10.2017 № 2 справок о стоимости выполненных работ и затрат от 05.12.2016 № 8, от 13.12.2016 № 9, от 23.08.2017, от 10.09.2017 № 14, от 25.09.2017 № 15) позволил сделать следующие выводы:

– справки о стоимости выполненных работ и затрат соответствуют актам о приемке выполненных работ за рассмотренный период;

– перечень фактически выполненных работ соответствуют составу работ, предусмотренных решениями проектной документации.

Выборочный анализ ТОРГ-12 (на примере товарных накладных от 01.12.2016 № 409, от 01.12.2016 № 425, от 06.12.2016 № 437, от 03.08.2017 № 114, от 12.09.2017 № 48, от 15.09.2017 № 267, от 15.09.2017 № 505) позволил сделать следующие выводы:

– технические характеристики поставляемого оборудования в целом соответствуют параметрам оборудования, принятым в проектной документации;

– количество поставляемого оборудования соответствует значениям, принятым в проектной документации.

Исполнитель отмечает, что согласно товарной накладной от 01.12.2016 № 409 произведена поставка ячейки ввода силового трансформатора Т4 КРУ-10 кВ с номинальным током 1600 А, тогда как в проектной документации все ячейки КРУ-10 кВ имеют номинальный ток 630 А.

Исполнитель отмечает, что в целом акты КС-2, справки КС-3, товарные накладные ТОРГ-12 соответствуют проектной документации (без учета не представленной сметной документации), заключенным договорам.

11 Заключение

Технические и технологические решения обоснованы и представляются оптимальными.

Сроки реализации проекта оцениваются как осуществимые.

Риски оцениваются как умеренные.

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

Сметная стоимость проекта согласно положительному заключению экспертизы по сметам превышает сметную стоимость аналогичных проектов.

Цена реализации проекта по договорам строительного подряда (с учетом сметной стоимости выполненных работ на момент расторжения договора) не превышает сметную стоимость проекта согласно положительному заключению экспертизы по сметам.

Реализация проекта характеризуется отсутствием положительного экономического эффекта для потребителей.

В целом рассматриваемый инвестиционный соответствует заявленным целям.

Начальник Отдела
технологического и ценового аудита

А.Н. Соколов

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

А.И. Евстафьев

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

Л.В. Черепенина

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

В.Е. Кадуйский