



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 «Строительство  
двухцепного захода ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на  
Зарамагскую ГЭС ориентировочной протяженностью 30 км»  
(Стадия проведения ТЦА – Проектирование)**

## Содержание

1 Введение.....	4
2 Термины и определения .....	5
3 Основание для проведения ТЦА .....	9
4 Описание инвестиционного проекта.....	10
4.1 Цели и задачи инвестиционного проекта .....	10
4.2 Краткое описание инвестиционного проекта.....	10
4.3 Техничко-экономические показатели .....	11
4.4 Результаты предыдущих этапов технологического и ценового аудита ....	11
5 Анализ необходимости реализации инвестиционного проекта.....	12
5.1 Анализ соответствия инвестиционного проекта заявленным целям.....	12
5.2 Анализ соответствия инвестиционного проекта стратегии развития электросетевого комплекса.....	12
5.3 Анализ наличия источников финансирования, графика реализации инвестиционного проекта.....	13
5.4 Анализ необходимости и достаточности принятых технико-экономических показателей .....	14
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 .....	18
6.4 Анализ качества и полноты Технического задания.....	18
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 .....	20
7.5 Анализ выполнения рекомендаций технологического и ценового аудита	20
8 Технологический аудит .....	21
8.1 Анализ основных технических и технологических решений.....	21
8.1.1 Схема присоединения к сети.....	21
8.1.2 Выбор трассы и протяженность ВЛ .....	22
8.1.3 Технологические и конструктивные решения линейного объекта.....	23
8.1.4 Здания, строения и сооружения линейного объекта .....	24
8.1.5 Сроки и этапы реализации .....	24
8.2 Анализ обоснованности выбора конструктивных, технических и технологических решений.....	25

8.3 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации .....	25
8.4 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений современному уровню развития технологий .....	25
8.5 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений требованиям энергоэффективности и экологичности объекта .....	25
8.6 Анализ возможности оптимизации принятых технических и технологических решений.....	26
8.7 Анализ основных технических и технологических рисков инвестиционного проекта.....	26
9 Ценовой аудит .....	28
9.1 Оценка стоимостных показателей.....	28
9.1.1 Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости .....	28
9.1.2 Анализ стоимости с использованием Укрупненных нормативов цены. 29	
9.1.3 Анализ стоимости с использованием укрупненных стоимостных показателей .....	32
9.1.4 Анализ стоимости с использованием объектов-аналогов.....	35
9.1.5 Сравнительный анализ стоимостных показателей на разных стадиях реализации инвестиционного проекта .....	38
9.2 Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта.....	39
9.2.1 Анализ финансово-экономической модели.....	39
9.2.2 Анализ показателей экономической эффективности .....	40
9.3 Анализ затрат на реализацию инвестиционного проекта.....	42
9.3.1 Анализ капитальных затрат .....	42
9.3.2 Анализ эксплуатационных затрат .....	44
9.4 Анализ возможностей оптимизации стоимостных показателей .....	45
9.5 Анализ основных экономических рисков инвестиционного проекта .....	45
9.6 Оценка рисков инвестиционного проекта .....	46
10 Заключение .....	48

## 1 Введение

Заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Строительство двухцепного захода ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС ориентировочной протяженностью 30 км» 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 № 1.2 к договору возмездного оказания услуг № 537612 от 14.12.2018.

Целями проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Строительство двухцепного захода ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС ориентировочной протяженностью 30 км» на стадии «Проектирование» являются:

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

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

- анализ целесообразности реализации инвестиционного проекта;

- разработка предложений по оптимизации проекта по разным направлениям;

- анализ достаточности и избыточности надежности инвестиционного проекта;

- анализ рисков проекта и рекомендации по управлению ими.

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

## 2 Термины и определения

**Бизнес-план инвестиционного проекта** – документ, подготовленный по результатам проработки инвестиционного проекта, содержащий в структурированном виде информацию о проекте, описание практических действий по осуществлению инвестиций, включая график реализации проекта, обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений, финансовую модель.

**Документация по Объекту** – проектно-сметная документация, соответствующая им договорная и исполнительная документация, акты приемки-сдачи работ, техническая документация и иная документация, в том числе предусмотренная действующими нормами и правилами оформления, осуществления работ в строительстве, включая документацию внестадийных предпроектных разработок.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**Обоснование инвестиций** – документ прединвестиционной фазы проекта, содержащий цель инвестирования, данные о назначении и мощности объекта строительства; о номенклатуре выпускаемой продукции; месте (районе) размещения объекта с учетом принципиальных требований и условий Заказчика; оценку возможностей инвестирования и достижения намечаемых технико-экономических показателей (на основе необходимых исследований и проработок об источниках финансирования, условиях и средствах реализации поставленных целей).

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

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

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

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

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

**Реконструкция электросетевых объектов** – комплекс работ на действующих объектах электрических сетей (линиях электропередачи,

подстанциях, распределительных и переключательных пунктах, технологически необходимых зданиях, коммуникациях, вспомогательных сооружениях, ремонтно-производственных базах) по их переустройству (строительству взамен) в целях повышения технического уровня, улучшения технико-экономических показателей объекта, условий труда и охраны окружающей среды.

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

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

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

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

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

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

**Технологический аудит** – проведение экспертной оценки обоснованности реализации проекта, выбора варианта реализации с точки зрения технологических характеристик и трассировки, обоснования выбора проектируемых и утвержденных технологических и конструктивных решений по созданию объекта в рамках инвестиционного проекта, на их соответствие лучшим отечественным и мировым технологиям строительства, технологическим и конструктивным решениям, современным строительным материалам и оборудованию, применяемым в строительстве, с учетом требований современных технологий производства, необходимых для функционирования объекта инвестиций, а также эксплуатационных расходов в процессе жизненного цикла объекта в целях повышения эффективности использования инвестиционных средств, оптимизации стоимости и сроков строительства, повышения конкурентоспособности производства.

**Укрупненные стоимостные показатели (УСП), укрупненные нормативы цены (УНЦ)** – сметные нормативы, предназначенные для планирования инвестиций (капитальных вложений), оценки эффективности использования средств направляемых на капитальные вложения и подготовки технико-экономических показателей в задании на проектирование. Представляют собой объем денежных средств, необходимый и достаточный для возведения объекта капитального строительства, рассчитанный на установленную единицу измерения (измеритель) в базисном или соответствующем уровне текущих цен.

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



### 3 Основание для проведения ТЦА

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

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

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

Дополнительно при выполнении работ использованы следующие документы:

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

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

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

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

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

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

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

## **4 Описание инвестиционного проекта**

### **4.1 Цели и задачи инвестиционного проекта**

Целью реализации инвестиционного проекта «Строительство двухцепного захода ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС ориентировочной протяженностью 30 км» является обеспечение выдачи электрической мощности (в объеме 346 МВт) двух гидроагрегатов сооружаемой Зарамагской ГЭС-1 в ОЭС Юга. Реализация схемы выдачи мощности станции позволит сократить дефицит электрической мощности в Северо-Осетинской энергосистеме более чем в 2,5 раза.

Зарамагская ГЭС-1 будет вырабатывать 850 млн кВт/ч в год, что позволит сократить энергодефицит в Республике Северная Осетия - Алания с 80% до 30%.

### **4.2 Краткое описание инвестиционного проекта**

Строительство заходов ВЛ 330 кВ на Зарамагскую ГЭС-1 относится к особо опасным и технически сложным объектам согласно статье 48.1 Градостроительного кодекса РФ №190-ФЗ, уровень ответственности сооружения – повышенный (Федеральный закон №384-ФЗ).

В ходе строительства двухцепного захода ВЛ 330 кВ на Зарамагскую ГЭС-1 будет произведена врезка в существующую воздушную линию электропередачи, в результате чего образуются две новые ЛЭП 330 кВ, которые соединят Зарамагскую ГЭС-1 с действующими подстанциями 330 кВ «Нальчик» в Кабардино-Балкарии и «Владикавказ-2» в Республике Северная Осетия – Алания. На трассе двухцепной ЛЭП протяженностью 39 км будут установлены 197 опор. Новую линию оснастят ограничителями перенапряжения, датчиками контроля гололедной нагрузки.

Линия будут проложены на высоте более 1,5 тыс. метров по хребту Суантраг, склонам гор Шагдусан и Аллардыраг, а также через реку Ардон. По трассе линии будут сооружены шесть мостов для проезда спецтехники к месту строительства. В труднодоступной местности опоры установят при помощи вертолетов.

Для предотвращения гибели птиц и сбоев в электроснабжении потребителей опоры новой ЛЭП будут оборудованы птицевозащитными устройствами. Для безопасности воздушных судов на линиях установят специальные информационные знаки.

Каскад Зарамагских ГЭС в Алагирском районе Республики Северная Осетия – Алания строит компания «РусГидро». Суммарная установленная мощность гидротурбин Зарамагской ГЭС-1 составит 346 МВт.

Стадия реализации инвестиционного проекта – проектирование.

Проектная документация по титулу «Реконструкция ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 с образованием ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2 и ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик для выдачи

мощности Зарамагской ГЭС-1» разработана в 2017 году ООО Научно-производственным предприятием «ОМЕГА» на основании договора №07/3-75 от 08.12.2016 по разработке проектно-сметной документации и закупочной документации с ОАО «ФСК ЕЭС».

Проектная документация получила положительное заключение государственной экспертизы:

– по проектной документации и результатам инженерных изысканий от 28 февраля 2018г. № 0028-18/РГЭ-4228/03 (реестровый № 00-1-1-3-0513-18), выданное ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ростовский филиал;

– положительное заключение экспертизы по сметной документации от 05 марта 2018 № 6-2-1-0031-18, выданное ООО «Проектное бюро №1»;

Представлен приказ №103 от 30.03.2018 об утверждении проектной документации по титулу: «Реконструкция ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 с образованием ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2 и ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик для выдачи мощности Зарамагской ГЭС-1».

### **4.3 Технико-экономические показатели**

Основные технико-экономические показатели ИП в части ВЛ 330 кВ:

1. Номинальные напряжения ВЛ – 330 кВ;
2. Количество цепей – двухцепная ВЛ;
3. Количество проводов в фазе – два;
4. Общая протяженность 38,69 км;
5. Марка и сечение провода – АС 300/66;
6. Тип изоляции – стеклянная;
7. Тип опор – металлические, решетчатые;
8. Количество опор – 197 шт.

Основные технико-экономические показатели ИП в части ЗКРП 330 кВ:

1. Номинальное напряжение – 330 кВ;
2. Количество устанавливаемых разъединителей 330 кВ – 4шт.;
3. Площадь участка (в отводе), га – 0,4746;
4. Площадь участка (в отводе), га – 0,42;
5. Площадь застройки, м<sup>2</sup> - 2228,66;
6. Площадь авто- и пешеходной дорог, м<sup>2</sup> - 1021,34;
7. Площадь озеленения, м<sup>2</sup> - 950,0.

### **4.4 Результаты предыдущих этапов технологического и ценового аудита**

Технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта «Строительство двухцепного захода ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС ориентировочной протяженностью 30 км» ранее не проводился.

## **5 Анализ необходимости реализации инвестиционного проекта**

### **5.1 Анализ соответствия инвестиционного проекта заявленным целям**

Необходимость реализации инвестиционного проекта обоснована следующими документами:

– заявка на технологическое присоединение генерирующих объектов (Зарамагской ГЭС-1) к электрическим сетям ОАО «ФСК ЕЭС» от 29.05.2015 №006/748;

– дополнение к заявке от 29.05.2015 №006/748 на технологическое присоединение Зарамагской ГЭС-1;

– соглашение №61/СТП от 27.05.2016 о порядке взаимодействия сторон до заключения договора об осуществлении технологического присоединения по индивидуальному проекту между ПАО «ФСК ЕЭС» и АО «Зарамагские ГЭС»;

– договор №698/ТП об осуществлении технологического присоединения объектов по производству электрической энергии к электрическим сетям;

– технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» утверждённая заместителем Председателя Правления ПАО «ФСК ЕЭС» от 02.12.2015;

– инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016 – 2020 годы, утвержденная Минэнерго России от 18.12.2015 №980;

– Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 28.02.2018 № 121.

**Исполнитель отмечает**, что реализация инвестиционного проекта «Строительство двухцепного захода ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС ориентировочной протяженностью 30 км» - позволит обеспечить выдачу электрической мощности 346 МВт двух гидроагрегатов сооружаемой Зарамагской ГЭС-1 в ОЭС Юга.

### **5.2 Анализ соответствия инвестиционного проекта стратегии развития электросетевого комплекса**

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

- обеспечение надежности энергоснабжения потребителей;
- обеспечение качества их обслуживания;
- развитие инфраструктуры для поддержания роста экономики России;

- конкурентоспособные тарифы на электрическую энергию для развития промышленности;

- развитие научного и инновационного потенциала электросетевого комплекса, в том числе в целях стимулирования развития смежных отраслей;

- привлекательный для инвесторов «возврат на капитал».

Стратегия предусматривает следующие основные целевые ориентиры для электросетевого комплекса:

1. Повышение надежности и качества энергоснабжения до уровня, соответствующего запросу потребителей, в том числе:

- повышение качества обслуживания потребителей;

- снижение недоотпуска электрической энергии;

- снижение стоимости технологического присоединения.

2. Увеличение безопасности энергоснабжения.

3. Уменьшение зон свободного перетока электрической энергии.

4. Повышение эффективности электросетевого комплекса, в том числе:

- повышение загрузки мощностей;

- снижение удельных инвестиционных расходов на 30 процентов относительно уровня 2012 года;

- снижение операционных расходов на 15 процентов относительно уровня 2012 года;

- снижение величины потерь на 11 процентов по отношению к уровню 2012 года;

- обеспечение конкурентного уровня тарифов для бизнеса;

- снижение перекрестного субсидирования в сетевом тарифе;

- снижение количества организаций, не соответствующих требованиям, установленным для квалифицированной сетевой организации.

5. Снижение количества территориальных сетевых организаций.

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

### **5.3 Анализ наличия источников финансирования, графика реализации инвестиционного проекта**

Финансирование инвестиционного проекта предусматривается за счет средств полученных от оказания услуг (договор №698/ТП об осуществлении технологического присоединения объектов по производству электрической энергии к электрическим сетям).

Согласно приказу №964/18 от 06.07.2018 Федеральной антимонопольной службы об утверждении платы за технологическое присоединение объектов по производству электроэнергии ОА «Зарамагские

ГЭС», максимальной мощностью 346 МВт на напряжение 330 кВ к объектам единой национальной (общероссийской) электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС», размер платы за технологическое присоединение составит – 5 473 605 814,21 руб. с НДС (4 638 648 995,09 руб. без НДС).

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

1. Объем финансирования – 1 503,61 млн руб. с НДС в прогнозных ценах соответствующих лет.

2. Остаток освоения капитальных вложений на 01.01.2017 – 1 503,61 млн руб.

3. Сроки реализации – с 2016 по 2019 год. В разделе 3.3 паспорта Инвестиционного проекта указаны сроки реализации – с 2016 по 2020 гг. Договор № 07/3-75 на разработку проектно-сметной документации и закупочной документации по титулу: «Реконструкция ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 с образованием ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2 и ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик для выдачи мощности Зарамагской ГЭС-1 заключен от 08.12.2016. Задание на проектирование (Приложение № 6 к Договору) утверждено 24.03.2016 и. о. заместителя Председателя Правления – главного инженера ПАО «ФСК ЕЭС».

В Инвестиционной программе указан срок реализации – с 2017 по 2019 гг.

Отмечается отсутствие даты подписания Договора №698/ТП об осуществлении технологического присоединения объектов по производству электрической энергии к электрическим сетям. Календарный план или укрупненный сетевой график реализации инвестиционного проекта к Договору № 698/ТП отсутствуют. При этом, в п. 1.3. указан срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению – не более двух лет с даты подписания Договора. Протоколом разногласий Договор № 698/ТП датирован 2018 годом без указания конкретной даты подписания.

Отмечается, что протокол разногласий подписан только Заявителем (АО «УК ГидроОГК»). Протоколом разногласий к Договору № 698/ТП изменен срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению с не более двух лет с даты подписания Договора на не позднее 31.12.2018 г.

#### **5.4 Анализ необходимости и достаточности принятых технико-экономических показателей**

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

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

## **5.5 Анализ наличия возможных альтернативных вариантов реализации инвестиционного проекта**

Для принятия решения о выборе наиболее оптимального варианта реализации инвестиционного проекта в соответствии с требованиями задания на проектирование разработаны основные технические решения (далее – ОТР).

В рамках ОТР по заходам ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС-1 (шифр тома МГЕА.565722.001.ОТР.ВЛ) выполнено:

- выбор направления трассы с рассмотрением наиболее предпочтительных трех вариантов;
- технико-экономическое сравнение опор ВЛ;
- технико-экономическое сравнение вариантов фундаментов;
- обоснование выбора сечения провода;
- технико-экономическое сравнение проводов;
- технико-экономическое сравнение изоляции ВЛ;
- технико-экономическое – сравнение линейной арматуры;
- выбор решения по организации плавки гололеда на проводах и тросах.

В результате проработки вариантов прохождения трассы заходов ВЛ 330 кВ был выбран оптимальный вариант протяженностью 38,69 км.

**Исполнитель отмечает**, что варианты реализации инвестиционного проекта рассмотрены на первом этапе выполнения проектно-изыскательских работ в томах: МГЕА.565722.001.ОТР.ВЛ, МГЕА.565722.001.ОТР.ЗВ.Э31, МГЕА.565722.001.ОТР.ЗВ.Э32, МГЕА.565722.001.ОТР.ЗВ.Э33.

### **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 представлена следующая исходно-разрешительная и правоустанавливающая документация:

1. Задание на проектирование по титулу: «Реконструкция ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 с образованием ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2 и ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик для выдачи мощности Зарамагской ГЭС-1», утвержденное и.о. заместителя Председателя Правления – главным инженером ПАО «ФСК ЕЭС» 24.03.2016 №15/5п (далее – Техническое задание);

2. Технологические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергетических установок АО «Зарамагских ГЭС» утвержденное заместителем Председателя Правления ПАО «ФСК ЕЭС» 02.12.2015 выполненные на основании Заявки на технологическое присоединение от 29.05.2015 №006/748 и письма от 30.09.2015 №006/1210 (Заявка, зарегистрированная в ПАО «ФСК ЕЭС» от 08.10.2015 №ИА-ЗТП-866) и все изменения к ним;

3. Технический отчет по инженерно-геологическим изысканиям ВЛ (шифр МГЕА.565722.001-МИГЛ том 10.10 Книга 1-4), разработанный ООО «Эльравис» в 2017 году;

4. Технический отчет по инженерно-геодезическим изысканиям ВЛ (шифр МГЕА.565722.001-МИГД том 10.11), разработанный ООО «Эльравис» в 2017 году;

5. Технический отчет по гидрометеорологическим изысканиям ВЛ (шифр МГЕА.565722.001-МИГМ том 10.12), разработанный ООО «Эльравис» в 2017 году;

6. Технический отчет по инженерно-экологическим изысканиям ВЛ (шифр МГЕА.565722.001-МИЭК том 10.13), разработанный ООО «Эльравис» в 2017 году;

7. Технический отчет по инженерно-геофизическим изысканиям ВЛ (шифр МГЕА.565722.001-ИГФИ том 10.14 Книга 1, 2), разработанный ООО «Эльравис» в 2017 году;

8. Расчет электрических режимов (шифр МГЕА.565722.001.ЭЭР), разработанный ООО НПП «ОМЕГА» в 2017 году;

9. Отчет о предпроектном обследовании. Система автоматизированно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ (шифр МГЕА.565722.001.ИЗО.АСК), разработанный ООО НПП «ОМЕГА» в 2017 году;



10. Отчет о предпроектном обследовании. Средства измерения (шифр МГЕА.565722.001.ИЗ0.МО), разработанный ООО НПП «ОМЕГА» в 2017 году;

11. Отчет о предпроектном обследовании. Основное оборудование, системы РЗА, ПА, АИИСКУЭ (шифр МГЕА.565722.001.ИЗ0.ОР), разработанный ООО НПП «ОМЕГА» в 2017 году;

12. Отчет о предпроектном обследовании. Системы связи, АСУТП (шифр МГЕА.565722.001.ИЗ0.СС), разработанный ООО НПП «ОМЕГА» в 2017 году;

13. Материалы согласований (шифр МГЕА.565722.001.ПЗ.МС), разработанный ООО НПП «ОМЕГА» в 2017 году;

14. Проект планировки территории выполненный в 2017 году ООО «БТИ-инжгео»;

15. Постановление администрации местного самоуправления Алагирского района Республики Северная Осетия-Алания от 07.12.2017 №1486 «Об утверждении градостроительного плана земельного участка» (л.104 шифр МГЕА.565722.001-ПЗ, МС);

16. Акт государственной историко-культурной экспертизы от 04.12.2017 по объекту «Реконструкция ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 с образованием ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2 и ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик для выдачи мощности Зарамагской ГЭС-1».

17. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 19.02.2018 № 96 «Об утверждении документации по планировке территории для размещения объектов энергетики федерального значения «Заход ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 в ОРУ-330 кВ Зарамагской ГЭС-1 (с последующим образованием ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик)» и «Заход ВЛ 330 кВ Нальчик - Владикавказ-2 в ОРУ-330 кВ Зарамагской ГЭС-1 (с последующим образованием ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2)».

18. Письмо комитета по охране и использованию объектов культурного наследия республики Северная Осетия (Алания) от 12.12.2017 № 496541 о согласовании проекта «Реконструкция ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 с образованием ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик для выдачи мощности Зарамагской ГЭС-1».

## **6.2 Анализ достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации**

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

**Исполнитель отмечает**, что проектная документация по титулу «Реконструкция ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 с образованием ВЛ 330

кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2 и ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик для выдачи мощности Зарамагской ГЭС-1» получила положительное заключение государственной экспертизы по проектной документации и результатам инженерных изысканий от 28.02.2018 № 0028-18/РГЭ-4228/03 (реестровый № 00-1-1-3-0513-18), выданное ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ростовский филиал и положительное заключение экспертизы по сметной документации от 05.03.2018 № 6-2-1-0031-18, выданное ООО «Проектное бюро №1».

**Исполнитель обращает внимание**, что согласно письму комитета по охране и использованию объектов культурного наследия республики Северная Осетия (Алания) от 12.12.2017 № 496541 при проведении строительных работ обязательным условием является археологическое наблюдение за выявленными объектами археологического наследия:

- поселения «Верхний Бирагзанг 1»;
- поселение «Верхний Бирагзанг 2»;
- Средневекового святилища у с. Ход.

### **6.3 Анализ обоснованности выбора места размещения объекта**

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

**Исполнитель отмечает**, что в рамках инвестиционного проекта предусматривается новое строительство заходов ВЛ 330 кВ от точки врезки в ВЛ 330 кВ Нальчик– Владикавказ-2 до Зарамагская ГЭС-1, выбор трассы объекта выполнен на основании технико-экономического сравнения вариантов.

### **6.4 Анализ качества и полноты Технического задания**

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

**Исполнитель обращает внимание**, что название инвестиционного проекта отличается от титула, указанного в задании на проектирование.

### **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 ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 с образованием ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2 и ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик для выдачи мощности Зарамагской ГЭС-1» разработанная в 2017 году;

2. Положительное заключение государственной экспертизы по проектной документации и результатам инженерных изысканий от 28 февраля 2018г. № 0028-18/РГЭ-4228/03 (реестровый № 00-1-1-3-0513-18), выданное ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ростовский филиал;

3. Положительное заключение экспертизы по сметной документации от 05 марта 2018 № 6-2-1-0031-18, выданное ООО «Проектное бюро №1».

### **7.2 Анализ качества и полноты представленной документации**

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

### **7.3 Анализ соответствия представленной документации требованиям Технического задания**

Представленная документация соответствует требованиям Технического задания.

**Исполнитель отмечает**, что при разработке проектной документации уточнена длина проектируемого двухцепного захода ВЛ 330 кВ от точки врезки в ВЛ 330 кВ Нальчик– Владикавказ-2 до Зарамагская ГЭС-1, общей протяженностью 38,69 км.

#### **7.4 Анализ соответствия представленной документации правоустанавливающей документации и техническим условиям**

Представленная проектная документация соответствует правоустанавливающей документации и техническим условиям.

**Исполнитель отмечает**, что проектная документация по титулу «Реконструкция ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 с образованием ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2 и ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик для выдачи мощности Зарамагской ГЭС-1» получила положительное заключение государственной экспертизы по проектной документации от 28 февраля 2018г. № 0028-18/РГЭ-4228/03 (реестровый № 00-1-1-3-0513-18), выданное ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ростовский филиал.

#### **7.5 Анализ выполнения рекомендаций технологического и ценового аудита**

Технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта «Строительство двухцепного захода ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС ориентировочной протяженностью 30 км» ранее не проводился.

#### **Выводы о достаточности представленной документации**

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

## 8 Технологический аудит

### 8.1 Анализ основных технических и технологических решений

#### 8.1.1 Схема присоединения к сети

Согласно заданию, на проектирование по титулу «Реконструкция ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 с образованием ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2 и ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик для выдачи мощности Зарамагской ГЭС-1», утвержденное и.о. заместителя Председателя Правления – главным инженером ПАО «ФСК ЕЭС» 24.03.2016 №15/5п А.М. Епифановым, необходимо выполнить следующий комплекс работ в рамках реализации инвестиционного проекта:

– Реконструкцию в части сооружения двухцепного захода ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС-1 с образованием ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2 и ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик.

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



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

Реализация инвестиционного проекта «Строительство двухцепного захода ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС ориентировочной протяженностью 30 км» обеспечит выдачу электрической мощности (в объеме 346 МВт) двух гидроагрегатов сооружаемой Зарамагской ГЭС-1 в ОЭС Юга. Реализация схемы выдачи мощности

станции позволит сократить дефицит электрической мощности в Северо-Осетинской энергосистеме более чем в 2,5 раза.

Зарамагская ГЭС-1 будет вырабатывать 850 млн кВт/ч в год, что позволит сократить энергодефицит в Республике Северная Осетия - Алания с 80% до 30%.

**Исполнитель отмечает**, что схема присоединения к сети соответствует заявленным целям и задачам, выбранное сечение провода обосновано.

### **8.1.2 Выбор трассы и протяженность ВЛ**

Необходимость выбора трассы ВЛ и оформления документации по землеустройству предусмотрена Техническим заданием на выполнение комплекса работ по разработке градостроительной и проектной документации оформлению земельно-правовой документации.

На стадии разработки ОТР рассмотрены различные варианты маршрутов прохождения трассы проектируемого двухцепного захода ВЛ 330 кВ и приведены обоснования выбранного варианта трассы. Было рассмотрено три варианта трассы.

Трасса заходов определялась с учетом следующих условий:

- Принятой схемой подключения проектируемой ВЛ к существующей электросети;
- С учетом расположения существующей ВЛ 110 кВ;
- С учетом расположения газопровода;
- Наименьшего количества углов поворота;
- Наименьшего количества пересекаемых коммуникаций;
- Приближенности к автомобильным дорогам (что обеспечивает удобство производства работ по прокладке трассы линии электропередачи и дальнейшему техническому обслуживанию, и эксплуатации);
- Обход заповедников, памятников истории и культуры;
- Наименьших затрат на строительство ВЛ 330 кВ

Условия прохождения трассы ВЛ 330 кВ характеризуются высокой степенью сложности и наличием большого числа факторов, влияющих на условия производства строительно-монтажных работ, а именно:

- 32 км трассы ВЛ составляет горная и сильно пересеченная местность (средние уклоны 1:5);
- 35 км трассы ВЛ проходит по насаждениям (необходимость проведения работ по устройству просеки);
- на протяжении 7,313 км трасса ВЛ проходит вблизи объектов, находящихся под высоким напряжением (предусматривается реконструкция существующей ВЛ 110 кВ), в том числе в охранной зоне действующей линии электропередачи;
- прохождение трассы в горной местности на высоте 1500 до 2500 м над уровнем моря (3,5 км);

- прохождение участков трассы в непосредственной близости от реки Ардон;

- в пределах площадок строительства возможен плоскостной смыв по поверхностям склонов в период дождей и снеготаяния;

- общая протяженность участков трассы ВЛ, подверженных воздействию экзогенных геологических процессов, составляет около 40%;

- сейсмичность района до 10 баллов.

В процессе полевого обследования, согласования с органами землепользования и землеустройства, археологическими исследованиями, выявилось преимущество первого варианта трассы общей протяженностью 38,69 км, который и был утвержден филиалом ОАО «ЦИУС ЕЭС» - ЦИУС Юга №Ц5/3/1740 от 29.09.2017.

В административном отношении трасса проектируемого захода ВЛ 330 кВ от точки врезки в ВЛ 330 кВ Нальчик– Владикавказ-2 до Зарамагская ГЭС-1 проходит по территории Алагирского района Республики Северная Осетия – Алания, РФ.

**Исполнитель отмечает**, что проектные решения по выбору трассы ВЛ соответствуют требованиям Технического задания, требованиям нормативных документов и СТО 56947007-29.240.55.192-2014 «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ».

### **8.1.3 Технологические и конструктивные решения линейного объекта**

Проектом предусматривается строительство двухцепного захода ВЛ 330 кВ от точки врезки в ВЛ 330 кВ Нальчик– Владикавказ-2 до Зарамагская ГЭС-1.

На двухцепном заходе ВЛ 330 кВ от точки врезки в ВЛ 330 кВ Нальчик– Владикавказ-2 до Зарамагская ГЭС-1 предусматривается подвеска сталеалюминевых проводов марки 2хАС 300/66. Протяженность проектируемого участка линии электропередачи составляет 38,69 км.

Сечение проводов выбрано по экономической плотности тока и проверено по длительно допустимым токовым нагрузкам с учетом результатов расчетов балансов и режимов.

Для сооружения заходов ВЛ 330 кВ от точки врезки в ВЛ 330 кВ Нальчик– Владикавказ-2 до Зарамагская ГЭС-1 применяются опоры:

- двухцепная анкерно-угловые опоры на базе решетчатых металлических опор типа У330-2 и У330-2т;

- в качестве базовой промежуточной опоры принята модификация унифицированной металлической опоры 2П330-2у.

Закрепление решетчатых промежуточных и анкерно-угловых опор предусматривается на унифицированных железобетонных фундаментах с наклонными стойками, пригрузочными плитами и ригелями.

Защита ВЛ 330 кВ от прямых ударов молнии осуществляется на участке протяженностью не менее 2 км от места врезки в существующую ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 (ЗКРП 330 кВ) подвеской 2-х грозозащитных тросов марки ГТ-11,3/69 с искровым промежутком. На остальном участке трассы подвеской ОПН на верхние и средние траверсы обеих цепей на каждой опоре.

**Исполнитель отмечает**, что принятые технологические и конструктивные решения соответствуют требованиям Технического задания, требованиям нормативных документов, современному уровню развития технологий.

#### **8.1.4 Здания, строения и сооружения линейного объекта**

Проектом реконструкции предусмотрено строительство:

- ЗКРП 330 кВ с размещением ячейковые порталы 330 кВ и фундаменты под однополюсные разъединители;
- Наружное ограждение территории ЗКРП 330 кВ;
- Автомобильная дорога.

**Исполнитель отмечает**, что принятые технологические и конструктивные решения соответствуют требованиям Технического задания, требованиям нормативных документов, современному уровню развития технологий.

**Исполнитель отмечает**, что принятые технические требования к материалам и оборудования обоснованы и соответствуют Техническому заданию, современному уровню развития технологий.

#### **8.1.5 Сроки и этапы реализации**

Согласно Инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» сроки реализации титула – с 2017 по 2019 годы. Однако, Договор № 07/3-75 на разработку проектно-сметной документации и закупочной документации по титулу: «Реконструкция ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 с образованием ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2 и ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик для выдачи мощности Зарамагской ГЭС-1 заключен от 08.12.2016. Задание на проектирование (Приложение № 6 к Договору) утверждено 24.03.2016 и. о. заместителя Председателя Правления – главным инженером ПАО «ФСК ЕЭС».

Проектная документация разработана в 2017 году и получила положительное заключение государственной экспертизы в 2018 году.

Реконструкцию объекта «Строительство двухцепного захода ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС ориентировочной протяженностью 30 км» предусматривается выполнить в один этап.

Согласно «Проекту организации строительства» (шифр МГЕА.565722.001-ПОС1.1, том 1.2) расчетный срок строительства



составляет 6 месяцев, что подтверждено положительном заключением экспертизы № 0028-18/РГЭ-4228/03 от 28.02.2018. Календарный график строительства представлен.

**Исполнитель отмечает**, что реализация инвестиционного проекта в указанные сроки является осуществимой, указанные сроки оцениваются как оптимальные. Согласно СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ» общий срок реализации составляет 6 месяцев.

## **8.2 Анализ обоснованности выбора конструктивных, технических и технологических решений**

На стадии разработки ОТР рассмотрены различные варианты технических решений и выполнено технико-экономическое сравнение:

- по типам опор и фундаментов;
- по типам проводов и грозозащитных тросов;
- по изоляции и линейной арматуре;
- видам грозозащиты и повышения грозоупорности ВЛ и заземления.

**Исполнитель делает вывод**, что выбор основных конструктивных, технических и технологических решений обоснован.

## **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, электрическое сопротивление проводов).

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

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

### **8.6 Анализ возможности оптимизации принятых технических и технологических решений**

**Исполнитель отмечает**, что принятые технические и технологические решения в целом оптимальны, возможностей для оптимизации решений не выявлено.

### **8.7 Анализ основных технических и технологических рисков инвестиционного проекта**

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

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

Темп модернизации оборудования и технологий: риск связан с возможностью устаревания применяемых технологий и оборудования, неправильностью расчета сроков реализации проекта. Воздействие риска проявляется в вероятности морального устаревания оборудования, необеспечения требуемых показателей и характеристик.

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

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

Количество и квалификация специалистов: риск связан с наличием необходимых специалистов, строительной техники и механизмов для

качественного и своевременного выполнения работ по монтажу и обслуживанию. В связи с необходимостью производства работ в сложных природных условиях строительства (в горах) возникают риски:

- увеличения продолжительности строительства, связанных как со сложной технологией производства работ, логистикой, так и с поиском квалифицированной подрядной организации, способной разработать проект производства работ на возведение объекта и осуществить строительство объекта в заданные сроки.

- увеличения стоимости реализации инвестиционного проекта за счет ограниченного количества подрядных строительных организаций, способных реализовать данный проект, а также высокой стоимости применяемых технологий и механизмов при строительстве объекта.

Воздействие риска проявляется в увеличении капитальных и эксплуатационных затрат, срыве сроков реализации проекта.

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

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

Результаты оценки рисков приведены в п. 9.6.

### **Выводы по результатам технологического аудита**

Принятые технические и технологические решения 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 проекту «Строительство двухцепного захода ВЛ 330 кВ Нальчик-Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС ориентировочной протяженностью 30 км» составляет 7 107 070,35 тыс. рублей с НДС в текущих ценах 4 кв. 2017 года. Представлен сводный сметный расчет, объектные, локальные сметы, прайс-листы не представлены.

Сметная документация получила положительное заключение негосударственной экспертизы ООО «Проектное бюро №1» об оценке соответствия сметной документации сметным нормативам от 05.03.2018 г. № 6-2-1-0031-18.

Сметная стоимость строительства определена в базисном и текущем уровне цен с использованием сметно-нормативной базы ФЕР-2001.

Величина накладных расходов определена от фонда оплаты труда согласно вида работ по МДС 81-33.2004 «Методические указания по определению накладных расходов в строительстве», сметная прибыль - согласно письму Федерального агентства по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству №АП-5536/06 от 18.11.2004 г. «О порядке применения нормативов сметной прибыли в строительстве».

Стоимость материалов, отсутствующих в ССЦ ФЕР-2001, в сметной документации принята на основании коммерческих предложений и прайс-листов поставщиков.

Для перевода цен в текущий уровень цен IV кв. 2017 г. были применены индексы для Республики Северная Осетия-Алания согласно письму Минстроя России от 05.12.2017 г. № 45082-ХМ/09:

- строительно-монтажные работы – 7,3;
- оборудование – 4,44;
- прочие работы и затраты – 8,74;
- проектные работы – 3,99;
- изыскательские работы – 3,99.

Затраты на устройство временных зданий и сооружений определены по нормам ГСН 81-05-01-2001 «Сборник сметных норм затрат на строительство временных зданий и сооружений» (п.2.5 приложение 1) – 3,3\*0,8%.

Затраты, связанные с производством работ в зимнее время определены по нормам ГСН 81-05-02-2007 «Сборник сметных норм дополнительных затрат при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время» в размере 0,3%.

Резерв средств на непредвиденные работы и затраты приняты в размере 3% в соответствии с Методикой определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации (МДС 81-35.2004).

Отмечаются следующие затраты, размер которых обоснован внутренними документами:

– затраты, связанные с компенсацией ущерба, возмещения убытков на основании приказа ОАО "ФСК ЕЭС" от 26.11.2012 г. № 725;

– затраты на пусконаладочные работы «вхолостую» на основании приказа ОАО "ФСК ЕЭС" от 26.11.2012 г. № 725;

– затраты на первичную техническую инвентаризацию на основании приказа ОАО "ФСК ЕЭС" от 26.11.2012 г. № 725.

Указанные затраты составляют 949,8 млн. руб. без НДС в текущих ценах 4 кв. 2017 г.

Представленная сметная документация по объекту «Строительство двухцепного захода ВЛ 330 кВ Нальчик-Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС ориентировочной протяженностью 30 км» с учетом положительного заключения экспертизы оценивается в целом как соответствующая действующей методологии ценообразования и сметного нормирования.

### 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 от 08.02.2016 № 75 (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*	Кол-во, ед.	Единица измерения	Стоимость единицы, тыс. руб.	Стоимость всего, тыс. руб.
1	Заход ВЛ 330 кВ на Зарамагскую ГЭС**	Л2-15-5	38,69	км	14 721	569 555
2	Проектно-изыскательские работы ВЛ 330 кВ	ПЗ-24; ПЗ-25	38,69	км	85 730	85 730
3	Переустройство ВЛ 110 кВ	Л2-15-3	0,33	км	9 193	3 034
4	Проектно-изыскательские работы ВЛ 110 кВ	ПЗ-08	0,33	км	213	213
5	Демонтаж ВЛ 110 кВ	Д1-04-2	0,33	км	564	186
6	Подготовка и благоустройство территории	Б1-16	4200	кв. м	4,598	19 312
7	<i>Итого</i>	-	-	-	-	<b>678 030</b>

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

\*\* – В сборнике УНЦ отсутствует расценка на двухцепную ВЛ напряжением 330 кВ, ввиду чего применена расценка для двухцепной ВЛ напряжением 220 кВ.

Указанные нормативы не учитывают следующие виды затрат:

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

Стоимость указанных затрат согласно представленному сводному сметному расчету составляет 1 386,2 млн. руб. в ценах 2017 года без НДС.

Таким образом, стоимость реализации проекта на основании УНЦ оценивается в сумме 2 435,8 млн. руб. с НДС (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	678 030
Стоимость затрат, не учтенных УНЦ, без НДС	1 386 199
Стоимость всего, без НДС	2 064 228
Стоимость всего, с НДС	2 435 790

Стоимость реализации проекта на основании УНЦ в текущих ценах 2017 г. оценивается в сумме 2 596,3 млн. руб. с НДС.

Пересчет стоимости реализации проекта в прогнозный уровень цен (2017-2019 гг.) выполнен 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)	-	1,07
2016 год	-	1,16
2017 год	47 178	1,20
2018 год	2 666 566	1,26
2019 год	370 468	1,32
2020 год	-	1,38
<b>ВСЕГО</b>	<b>3 084 211</b>	-

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>.

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

Таблица 4 – Сопоставление принятых показателей стоимости реализации проекта

Расчет стоимости реализации проекта	Стоимость строительства, тыс. руб. с НДС		Источник информации
	в текущих ценах	в ценах 2017-2019 гг.	
Объем финансовых потребностей	2 596 299	3 084 211	расчет Исполнителя (на основе укрупненных нормативов цены 2015)
Оценка полной стоимости инвестиционного проекта	-	1 503 610	Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2017-2020 гг. (приказ Минэнерго России от 27.12.2017 № 31@)
Сметная стоимость	7 107 070	-	Сводный сметный расчет

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

Превышение объема финансовых потребностей, определенным на основе УНЦ в текущем уровне цен над сметной стоимостью, согласно сводному сметному расчету, оценивается в объеме 4 510,8 млн. руб. с НДС.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 12.11.2016 г. № 1157 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», инвестиционные программы, предусматривающие строительство объектов электроэнергетики, утверждаются при условии не превышения 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 не превышает объем финансовых потребностей, определенный на основе УНЦ.

### 9.1.3 Анализ стоимости с использованием укрупненных стоимостных показателей

Исполнитель выполнил расчет стоимости реализации проекта на основании 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 № 385, приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.10.2014 № 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 № 597/пр).

В основе определения указанных укрупненных показателей стоимости лежит сводный сметный расчет 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.

Базисными показателями УСП не учтены затраты, связанные с оформлением земельного участка (постоянный и временный отвод, плата за землю при изъятии (выкупе), арендная плата, выплата земельного налога в период строительства) и компенсационные выплаты при отводе земель.

Расчет методом сравнения с аналогами на основе укрупненных стоимостных показателей осуществлен в следующих уровнях цен:

- базисный уровень цен на 01.01.2000 года;
- текущий уровень цен IV кв. 2017 года.

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.	Стоимость всего, тыс. руб.
<b>Заход ВЛ 330 кВ на Зарамагскую ГЭС</b>					
1	ВЛ 330 кВ 2 цепи	38,69	км	2 414	93 398
2	Рубка просеки	35	км	330	11 550
3	Вблизи объектов под напряжением	7,313	км	1,018	20 194
4	Горные условия	32	км	1,012	87 842
5	Скоростной напор ветра более 0,61 кПа	38,69	км	1,003	105 263
6	Затраты, сопутствующие	22,48%	% от п. 1-5	-	71 542



№ п/п	Наименование работ	Количество, ед.	Единица измерения	Стоимость единицы, тыс. руб.	Стоимость всего, тыс. руб.
	строительству				
7	Регионально-климатические условия	-6%	% от п. 1-6	-	-23 387
<b>Итого стоимость в ценах 2001 г.</b>		-	-	-	<b>366 401</b>
<b>Переустройство ВЛ 110 кВ</b>					
8	ВЛ 110кВ 2 цепи	0,33	км	1 282	423
9	Демонтаж ВЛ 110 кВ 2 цепи	0,33	км	7,9	3
10	Демонтаж опор	0,759	т	2,3	2
11	Затраты, сопутствующие строительству	22,48%	% от п. 8-10	-	96
12	Регионально-климатические условия	-6%	% от п. 8-11	-	-31
<b>Итого стоимость в ценах 2001 г.</b>		-	-	-	<b>492</b>

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

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

В расчете стоимости реализации проекта на основе укрупненных стоимостных показателей не учтены затраты, связанные с оформлением 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, на использование вертолета.

Стоимость указанных затрат согласно представленному сводному сметному расчету составляет 1 386,2 млн. руб. в ценах 2017 года без НДС.

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

Таблица 6 – Оценка стоимости строительства заходов ВЛ в текущем уровне цен

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	297 183	81,0%	7,30	2 169 439
Прочие	38 524	10,5%	4,44	171 046
ПИР	31 186	8,5%	8,74	272 565
<i>ВСЕГО</i>	366 893	100,0%	-	<b>2 613 050</b>

Примечание: \* – Индексы приведения в текущий уровень цен приведены согласно письму Минстроя России № 45082-ХМ/09 от 05.12.2017 г.

Стоимость строительства в текущем уровне цен 4 кв. 2017 г. оценивается в сумме 2 613,1 млн. руб. без НДС.

Таким образом, стоимость реализации проекта на основании УСП с учетом затрат, не учтенных УСП, оценивается в 4 719,1 млн руб. с НДС в текущем уровне цен 4 кв. 2017 г. (табл.7).

Таблица 7 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием УСП в уровне цен 4 кв. 2017 г.

Показатель	Стоимость, тыс. руб.
Стоимость по УСП, без НДС	2 613 050
Стоимость затрат, не учтенных УСП, без НДС	1 386 199
Стоимость всего, без НДС	3 999 248
Стоимость всего, с НДС	4 719 113

Пересчет стоимости реализации проекта в прогнозный уровень цен (до 2016 г.) выполнен с учетом графика реализации проекта в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» (утверждена приказом Минэнерго России от 18.12.2015 г. № 980 с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 28.12.2016 г. № 1432 и от 27.12.2017 г. №31@) на основе индексов-дефляторов по виду экономической деятельности «Инвестиции в основной капитал (капитальные вложения)», согласно прогнозу Минэкономразвития России.

Стоимость строительства в уровне цен соответствующих лет оценивается в сумме 4 976,9 млн. руб. с НДС (табл. 8).

Таблица 8 – Оценка финансирования в уровне цен соответствующих лет

Годы прогнозируемого периода	Стоимость в ценах соответствующих лет, тыс. руб.	Цепной индекс-дефлятор*
2017 год	76 129	1,00
2018 год	4 302 968	1,05
2019 год	597 815	1,10
<i>ВСЕГО</i>	<b>4 976 912</b>	-

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>.

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

Таблица 9 – Сравнительный анализ стоимости реализации проекта

Уровень цен	Оценка Заказчика, млн. руб.	Оценка* Исполнителя, млн. руб.	Разница в оценке Исполните	Разница в оценке Исполн

	стоимость согласно инвестиционной программе	Заключение экспертизы	УНЦ	УСП	ля и Заказчика, млн. руб.	ителя и Заказчика, %
Базовый уровень цен (без НДС)	-	838	-	367	-	-
Текущий уровень цен, 2017 (с НДС)	-	7 107	2 596	4 719	-2 388	-34%
Прогнозный уровень цен соответствующих лет 2017-2019 гг. (с НДС)	1 504	-	3 084	4 977	3 473	231%

Примечания: \* – оценка Исполнителем стоимости реализации проекта выполнена на основе следующих методических документов:  
УНЦ – укрупненные нормативы цены, утверждены приказом Минэнерго России от 08.02.2016 № 75;  
УСП – укрупненные стоимостные показатели, утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.10.2014 № 477.

Стоимость строительства в текущем уровне цен, оцененная на основе сопоставления с укрупненными стоимостным показателям, на 34% ниже стоимости строительства, указанной в сводном сметном расчете.

Стоимость строительства в прогнозном уровне цен, оцененная на основе сопоставления с укрупненными стоимостным показателям, превышает полную стоимость строительства, определенную в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» на 2017-2020 гг.

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

#### **9.1.4 Анализ стоимости с использованием объектов-аналогов**

Анализ стоимости с использованием объектов-аналогов основан на следующих альтернативных методологических подходах:

- парное сравнение с прямыми аналогами по полной стоимости строительства;
- парное сравнение с прямыми аналогами по удельным стоимостным показателям;
- укрупненная оценка стоимости по удельным стоимостным показателям сопоставимых проектов – при отсутствии прямых аналогов.

Подбор прямых аналогов рассматриваемого проекта основан на соблюдении следующих критериев:

- технико-экономические показатели аналога (номинальное напряжение, мощность, длина ВЛ, территория расположения и т.п.) должны совпадать с рассматриваемым проектом;

- состав строительно-монтажных работ аналога должен совпадать с рассматриваемым проектом;
- стоимость строительства аналога должна быть определена достоверно;
- технические и технологические решения аналога не должны быть устаревшими.

В соответствии с этим проектная документация аналога должна иметь положительное заключение государственной экспертизы. При этом отбор аналога должен учитывать период его ввода в эксплуатацию, который, предположительно, не должен быть ранее 2005-2007 гг. Поскольку проекты строительства в отрасли электросетевого хозяйства отличает большое разнообразие типовых проектных решений, состава работ и местных природно-климатических условий, указанные критерии отбора не позволяют установить прямых аналогов рассматриваемого проекта.

Провести сопоставление по показателю полной и удельной стоимости строительства с прямыми аналогами в полной степени не представляется возможным.

Исполнителем осуществлено сравнение с аналогами по удельным стоимостным показателям.

Подбор аналогов затруднен высокой степенью сложности прохождения трассы ВЛ рассматриваемого проекта:

- большую часть трассы составляет горная и пересеченная местность на высоте 1500–2500 м;
- трасса проходит по насаждениям;
- двухцепная линия электропередачи напряжением 330 кВ.

Аналогов со схожими показателями напряжения и количеством цепей, а также в сопоставимых горных условиях не выявлено.

Подбор схожих с рассматриваемым проектом осуществлен по следующим основным технико-экономическим показателям: напряжение, длина ВЛ, тип опор. Для сравнения приняты проекты в одноцепном исполнении, но с сечением провода 600 кв. мм.

Удельным показателем для сравнения определена стоимость одного километра линии электропередачи.

В качестве проектов для сравнения выбраны:

- Строительство ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 – Кингисеппская, Ленинградская область;
- Строительство ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 – Гатчинская, Ленинградская область.

По выбранным аналогам разработана проектная документация и получено положительное заключение экспертизы.

С целью сравнения рассматриваемого объекта с объектами-аналогами из стоимости всех объектов исключены строительно-монтажные работы, оборудование и прочие затраты, связанные со сооружением подстанций.

Результаты анализа представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Парное сравнение с аналогами

Наименование проекта	Рассматриваемый объект	Аналоги	
		Строительство ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 – Кингисеппская	Строительство ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 – Гатчинская
Напряжение ЛЭП	330 кВ	330 кВ	330 кВ
Количество цепей	2 цепи	1 цепь	1 цепь
Сечение провода	300 кв. мм.	600 кв. мм.	600 кв. мм.
Тип опор	Решётчатые	Решётчатые	Решётчатые
Длина линий электропередачи, км	38,69	82,1	94,61
Стоимость проекта, тыс. руб., в текущих ценах	7 107 070,35	2 681 682,10	3 348 485,79
Стоимость проекта, тыс. руб., в ценах 2017 года	7 107 070,35	3 819 384,13	4 720 820,91
Стоимость 1км ЛЭП, тыс. руб.	183 692,69	46 521,12	49 897,69
Стоимость проекта за исключением затрат на элементы ПС, тыс. руб., в ценах 2017 года	7 107 070,35	3 598 929,88	4 503 613,87
Стоимость 1 км ЛЭП за исключением затрат на ПС, тыс. руб.	183 692,69	43 835,93	47 601,88

Стоимость реализации одного километра линии электропередачи в рассматриваемом проекте составляет 183 692,69 тыс. рублей с НДС в ценах 2017 года. Данный показатель значительно превышает показатели объектов-аналогов.

### 9.1.5 Сравнительный анализ стоимостных показателей на разных стадиях реализации инвестиционного проекта

Сравнительный анализ стоимостных показателей на разных стадиях реализации инвестиционного проекта выполнен с использованием следующих материалов:

1. Сводный сметный расчет стоимости строительства в ценах 1 кв. 2017 года (Том МГЕА.565722.001.ОТР.ВЛ основных технических решений).

2. Заключение негосударственной экспертизы ООО «Проектное бюро № 1» об оценке соответствия сметной документации сметным нормативам.

В ходе проверки выполнено сравнение данных о стоимости реализации рассматриваемого инвестиционного проекта на основе вышеперечисленных документов (табл. 11).

Таблица 11 – Изменение стоимости инвестиционного проекта на разных стадиях его реализации

№ п/п	Год	Стоимость реализации проекта в базисном уровне цен без НДС, тыс. руб.	Стоимость реализации проекта в текущем уровне цен 2017 года с НДС, тыс. руб.	Источник информации
1	2017	687 024,00	5 605 121,96	ОТР
2	2017	837 756,01	7 107 070,35	Заключение экспертизы

Изменение стоимости при формировании проектной и сметной документации произошло на 20 % в сторону увеличения по сравнению со стоимостью, определенной в ОТР. При этом основные технические показатели в незначительной степени уменьшились.

Таблица 12 – Изменение основных технических показателей инвестиционного проекта на разных стадиях его реализации

Основные технические показатели	Основные технические решения	Проектная документация
Количество опор, шт.	197	197
Длина трассы, км	39,00	38,69
Вид провода	2×АС 300/66	2×АС 300/66
Количество цепей	2	2

Смета на строительство отсутствует (за исключением сводного сметного расчета), ввиду чего не имеется возможности оценить

обоснованность увеличения стоимости на этапе разработки проектной документации.

## **9.2 Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта**

### **9.2.1 Анализ финансово-экономической модели**

Представленные на технологический и ценовой аудит документы Заказчика содержат следующие материалы, по финансово-экономической оценке, рассматриваемого проекта:

– Том МГЭА.565722.001-ЭИ «Эффективность инвестиций».

Указанные материалы отражают оценку эффективности инвестиционного проекта. Основные экономические показатели определены на 15 год реализации проекта.

Проект характеризуется следующими показателями эффективности для 1 этапа его реализации:

- дисконтированный срок окупаемости инвестиций – 3 года;
- чистый дисконтированный доход – 2 941, 78 млн. руб.;
- индекс доходности – 0,71.

Представленные показатели эффективности рассчитаны на основе финансового моделирования денежных потоков по проекту.

Оттоки по проекту оценены с учетом планируемого объема капитальных затрат (стоимости строительства в прогнозном уровне цен) и эксплуатационных затрат (расходов на ремонт и обслуживание рассматриваемого объекта капитального строительства). При этом стоимость капитальных затрат не соответствует отраженной в заключении экспертизы.

Притоки по проекту оцениваются как все доходы сетевой организации за передачу электрической энергии потребителям. Расчет учитывает заявленную потребляемую мощность с учетом ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

При расчете основных экономических показателей не учтена инфляция на всем рассматриваемом периоде – 15 лет.

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).

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

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

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

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

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

### **9.2.2 Анализ показателей экономической эффективности**

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

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

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



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

где:

НВВ – необходимая валовая выручка;

Р – расходы, связанные с производством и реализацией продукции;

ВК – возврат инвестированного капитала;

ДК – доход на инвестированный капитал;

ДельтаЭОР – экономия операционных расходов;

ДельтаЭП – экономия от снижения технологических потерь;

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

В - величина распределяемых в целях сглаживания изменения тарифов исключаемых необоснованных доходов и расходов, выявленных в том числе по результатам проверки хозяйственной деятельности регулируемой организации, учитываемых экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (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% от капитальных вложений по подстанции и 3,0% – по линиям электропередач (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 15,9% – по линиям электропередач. С учетом расчета стоимости капитальных вложений, выполненного Исполнителем по укрупненным стоимостным показателям, необходимая валовая выручка сетевой организации увеличится ориентировочно на 97 млн руб.

В соответствии с приказом ФСТ России от 09.12.2014 г. № 297э-3 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 подключаемой нагрузки в результате реализации рассматриваемого проекта увеличивается на 346 МВт согласно договору, на технологическое подключение № 698/ТП.

С учетом действующей ставки тарифа и возможности прироста нагрузки прирост действительного годового дохода составит ориентировочно 719 млн. руб., что больше оцениваемого прироста необходимой валовой выручки в размере 97 млн. руб., следовательно, при сохранении ставки тарифа на указанном уровне доходность сетевой организации увеличится.

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 понижающее воздействие на формирование тарифа в будущем, что определяет проект как экономически эффективный для потребителей.

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

### **9.3 Анализ затрат на реализацию инвестиционного проекта**

#### **9.3.1 Анализ капитальных затрат**

Предполагаемая стоимость по рассматриваемому проекту составляет 837,76 млн. руб. без НДС в базисном уровне цен и 7 107,07 млн. руб. с НДС в текущих ценах IV кв. 2017 г., согласно сводному сметному расчету.

Полная стоимость инвестиционного проекта составляет 1 503,61 млн. руб. с НДС в ценах соответствующих лет, согласно инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» на 2017-2020 гг. (приказ Минэнерго России от 27.12.2017 № 31@).

Исполнитель отмечает расхождение данных о стоимости реализации проекта в сметной документации и в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС».

Исполнитель провел сравнение 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 № 511-р). Средние фактические удельные инвестиционные затраты в 2012 году указаны в табл. 13.

Таблица 13 – Средние фактические удельные инвестиционные затраты в 2012 году

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 не изменится.

Длина линий электропередач в результате реализации рассматриваемого проекта вырастает на 38,69 км.

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

Таблица 14 – Расчет предельной стоимости проекта в ценах 2012 года 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	38,69	км линий электропередач	21,79	843,06
подстанция	0,0	МВА трансформаторной мощности	4,99	0,00
ВСЕГО	-	-	-	843,06

Таким образом, предельная стоимость проекта в ценах 2012 г. без учета директивного снижения составляет 843,06 млн. руб. без НДС.

Стоимость капитальных затрат согласно представленной документации в разбивке по объектам строительства оценить не представляется возможным.

Таким образом, стоимость рассматриваемого проекта на основе данных проектной документации с учетом индексов-дефляторов на прогнозный период превышает уровень цен 2012 г. (рис. 2).

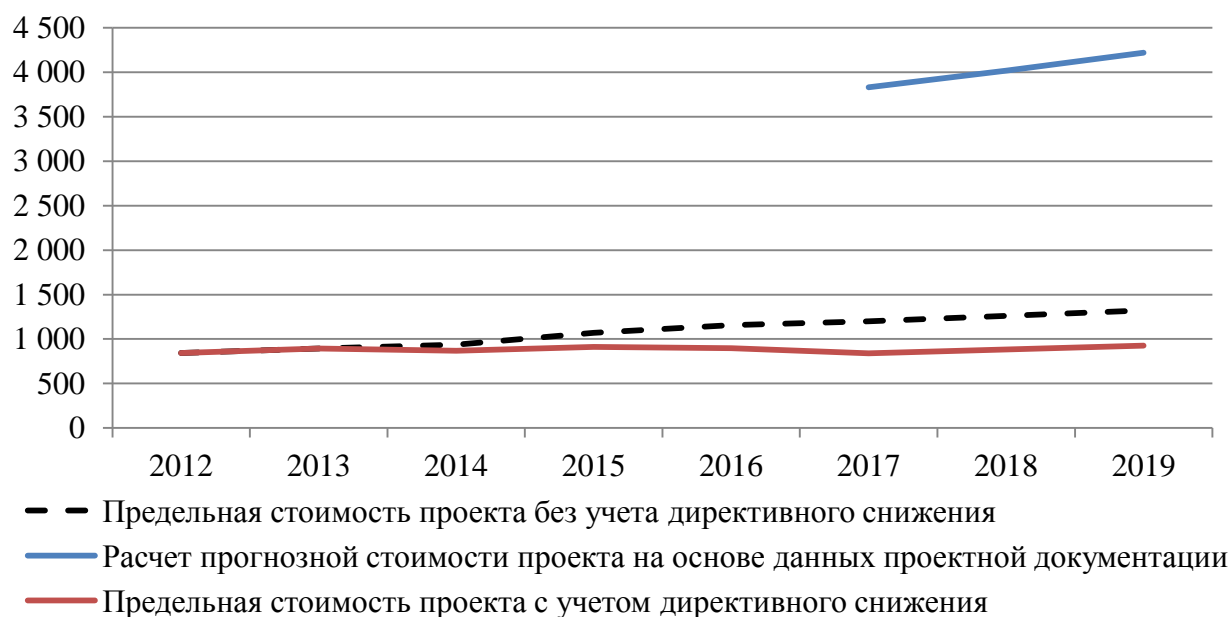


Рисунок 2 – Расчет предельной стоимости проекта с учетом директивного снижения

При оценке рассматриваемого инвестиционного проекта с точки зрения сравнения с показателями средних инвестиционных затрат, определенных в «Отчете об оценке снижения затрат на единицу выпускаемой продукции по инвестиционным проектам ПАО «ФСК ЕЭС», введенным в эксплуатацию в 2015 году» (ООО «ПрайсвоटरхаусКуперс Консультирование»), необходимо учитывать условия, в которых реализуется проект. Данные условия требуют дополнительных значительных затрат на доставку материалов и оборудования, на монтаж и укрепление опор в горных условиях.

### 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**

Оценить возможную оптимизацию стоимостных показателей не представляется возможной ввиду отсутствия сметы на строительство среди представленных на рассмотрение материалов.

#### **9.5 Анализ основных экономических рисков инвестиционного проекта**

Исполнитель выполнил анализ основных экономических рисков проекта:

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

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

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

Финансовый риск: выделяются отдельно инфляционный и валютный риски. Инфляционный риск в рассматриваемом проекте оказывает основное влияние на величину эксплуатационных расходов, что обуславливает необходимость индексации тарифов на услуги ПАО «ФСК ЕЭС» в долгосрочной перспективе. Валютный риск связан с опасностью неблагоприятного повышения курса валюты для импортера оборудования, повышение курса валюты цены по отношению к валюте платежа. С учетом того, что доля оборудования в стоимости реализации рассматриваемого инвестиционного проекта составляет не более 5 % валютный риск оценивается как маловероятный и оказывающий незначительное воздействие на реализацию проекта.

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). Сметная стоимость рассматриваемого проекта незначительно превышает УНЦ в прогнозном уровне цен реализации проекта. При этом стоимость проекта согласно инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» значительно ниже сметной стоимости. Риск недофинансирования оценивается как возможный и оказывающий значительное воздействие на проект.

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 рис. 3.

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

Рисунок 3 – Результаты оценки рисков инвестиционного проекта

## 10 Заключение

Технические и технологические решения обоснованы и представляются оптимальными.

Риски оцениваются как умеренные, за исключением риска недофинансирования, который оценивается как высокий.

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

Сметная стоимость проекта превышает сметную стоимость аналогичных проектов.

Реализация проекта характеризуется положительным экономическим эффектом для потребителей.

В целом рассматриваемый инвестиционный проект оценивается как целесообразный.

Начальник Отдела  
технологического и ценового аудита

А.Н. Соколов

Государственный эксперт-инженер  
Отдела технологического и ценового  
аудита

А.В. Завозин

Государственный эксперт-конструктор  
Отдела технологического и ценового  
аудита

О.В. Богущая

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

В.Е. Кадуйский