



ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ

Комитет города Москвы по ценовой политике в строительстве
и государственной экспертизе проектов

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

УТВЕРЖДАЮ

Директор департамента экспертизы

Папонова Ольга Александровна

«30» ноября 2021 г.

ПОЛОЖИТЕЛЬНОЕ СВОДНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ПУБЛИЧНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И ЦЕНОВОГО АУДИТА III ЭТАП

Инвестиционный проект:

ПС 110 кВ «Шушары» (Строительство ПС 110/10кВ Шушары
с установкой силовых трансформаторов мощностью 2х63 МВА,
строительство КЛ 110кВ протяженностью 6,6 км)

по адресу:

г. Санкт-Петербург, поселок Шушары,
территория предприятия «Шушары»,
участок 692, (Центральный);
г. Санкт-Петербург, поселок Шушары,
(подстанция «Шушары»)

№ 8-ТЦА/МГЭ/73-14/21-(0)-0



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



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

**Сводное заключение о проведении публичного технологического
и ценового аудита инвестиционного проекта
ПАО «Россети Ленэнерго»
«ПС 110 кВ «Шушары» (Строительство ПС 110/10 кВ Шушары с
установкой силовых трансформаторов мощностью 2х63 МВА,
строительство КЛ 110 кВ протяженностью 6,6 км)»**

**(III этап – выполнение строительно-монтажных работ по реализации инвестиционного
проекта)**

Содержание

1	Введение.....	5
2	Термины и определения	6
3	Основание для проведения ТЦА.....	9
4	Описание инвестиционного проекта.....	10
4.1	Цели и задачи инвестиционного проекта.....	10
4.2	Краткое описание реализации инвестиционного проекта	10
4.3	Технико-экономические показатели.....	11
4.4	Результаты предыдущих этапов технологического и ценового аудита... 13	
4.5	Анализ выполнения рекомендаций технологического и ценового аудита	13
5	Анализ необходимости реализации инвестиционного проекта	15
5.1	Анализ соответствия инвестиционного проекта заявленным целям	15
5.2	Анализ соответствия инвестиционного проекта стратегии развития электросетевого комплекса.....	17
5.3	Анализ наличия источников финансирования, графика реализации инвестиционного проекта	17
5.4	Анализ необходимости и достаточности принятых технико-экономических показателей.....	18
5.5	Анализ наличия возможных альтернативных вариантов реализации инвестиционного проекта	18
6	Анализ исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации ..	19
6.1	Перечень представленной исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации	19
6.2	Анализ достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации	21
6.3	Анализ обоснованности выбора места размещения объекта.....	21
6.4	Анализ качества и полноты Технического задания	22
7	Анализ качества и полноты представленной документации	23
7.1	Перечень представленной документации	23
7.2	Анализ качества и полноты представленной документации	23
7.3	Анализ соответствия представленной документации требованиям Технического задания.....	23
7.4	Анализ соответствия представленной документации правоустанавливающей документации и техническим условиям.....	23
8	Технологический аудит	25
8.1	Анализ основных технических и технологических решений	25
8.1.1	Схема присоединения к сети	25
8.1.2	Принципиальная электрическая схема	26
8.1.3	Компоновочные решения.....	27
8.1.4	Оборудование	28
8.1.5	Технологические и конструктивные решения линейного объекта	29
8.1.6	Сроки и этапы реализации	30

8.2	Анализ обоснованности выбора конструктивных, технических и технологических решений	31
8.3	Анализ соответствия принятых технических и технологических решений действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации ..	31
8.4	Анализ соответствия принятых технических и технологических решений современному уровню развития технологий.....	31
8.5	Анализ соответствия принятых технических и технологических решений требованиям энергоэффективности и экологичности объекта.....	32
8.6	Анализ возможности оптимизации принятых технических и технологических решений	32
9	Ценовой аудит.....	34
9.1	Оценка стоимостных показателей	34
9.1.1	Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости	34
9.1.2	Анализ стоимости с использованием Укрупненных нормативов цены	36
9.1.3	Анализ стоимости с использованием Укрупненных стоимостных показателей	38
9.1.4	Анализ стоимости с использованием объектов-аналогов	39
9.1.5	Сравнительный анализ стоимостных показателей на разных стадиях реализации инвестиционного проекта.....	41
9.2	Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта	42
9.2.1	Анализ финансово-экономической модели.....	42
9.2.2	Анализ показателей экономической эффективности	44
9.3	Анализ затрат на реализацию инвестиционного проекта	46
9.3.1	Анализ эксплуатационных затрат	46
9.4	Анализ возможностей оптимизации стоимостных показателей	46
10	Мониторинг на стадии строительства.....	47
10.1	Анализ соблюдения графика закупок.....	47
10.2	Анализ проведения тендерных процедур	48
10.3	Анализ сроков оказания услуг, изготовления оборудования и графика его поставок в соответствии с закупочной документацией	49
10.4	Анализ договоров подряда с проектными, строительными и монтажными организациями, поставки оборудования, оказания услуг	50
10.5	Анализ достаточности правоустанавливающей и исходно-разрешительной документации на строительство.....	52
10.6	Анализ разработки рабочей документации	53
10.6.1	Выполнение графика разработки рабочей документации.....	53
10.6.2	Выборочная проверка рабочей документации.....	54
10.6.3	Исполнение графика выпуска рабочей документации	57
10.7	Анализ фактических сроков реализации инвестиционного проекта и соответствия выполняемых работ «Проекту организации строительства»	58
10.7.1	Анализ исполнения сводного календарного плана проекта и графика строительства, утвержденного Заказчиком	60

10.7.2	Анализ сроков строительства и фактическое их соблюдение...	60
10.7.3	Анализ предлагаемых изменений объектных и рабочих календарных графиков.....	61
10.7.4	Оценка рисков инвестиционного проекта.....	62
10.7.5	Анализ причин выявленных отклонений сроков.....	63
10.7.6	Оценка предлагаемой этапности строительства.....	63
10.8	Мониторинг проведения пуско-наладочных работ	64
10.8.1	Анализ соблюдения графика пуско-наладочных работ	64
10.8.2	Анализ наличия документации по выполнению пуско-наладочных работ.....	65
10.9	Выборочная проверка исполнительной документации	66
10.10	Анализ соблюдения регламентов энергоэффективности объекта в соответствии с требованиями проектной документации.....	68
10.11	Анализ обоснованности изменений технических и технологических решений, изменений сметной стоимости объектов капитального строительства	71
10.12	Мониторинг формирования первичной и учетной документации по объекту	73
10.13	Выборочная проверка журналов учета выполненных работ (КС-6а), актов о приемки выполненных работ (КС-2), справок о стоимости выполненных работ и затрат (КС-3), товарных накладных ТОРГ-12 на соответствие проектной и рабочей документации, заключенным договорам.....	74
10.14	Анализ предоставленных подрядчиками (поставщиками) банковских гарантий обеспечения заключенных с ними договоров и авансовых платежей.....	77
10.15	Анализ реализации проекта.....	82
10.15.1	Анализ выполнения плановых показателей в части финансирования проекта.....	83
10.15.2	Анализ выполнения плановых показателей в части освоения капитальных вложений проекта	84
10.15.3	Анализ выполнения плановых показателей в части принятия основных средств к бухгалтерскому учету	85
10.16	Анализ подтвержденных затрат по инвестиционному проекту	86
10.17	Анализ целевого расходования средств в ходе строительства, проверка соответствия стоимости выполненных работ договорной документации, выявление отклонений бюджета от запланированных показателей.....	88
11	Заключение.....	89

1 Введение

Заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «ПС 110 кВ «Шушары» (Строительство ПС 110/10 кВ Шушары с установкой силовых трансформаторов мощностью 2х63 МВА, строительство КЛ 110 кВ протяженностью 6,6 км)» подготовлено Государственным автономным учреждением города Москвы «Московская государственная экспертиза» (Мосгосэкспертиза) в рамках исполнения договора оказания услуг от 27.09.2017 №17-12162 с Публичным акционерным обществом энергетики и электрификации «Ленэнерго» (ПАО «Ленэнерго»).

Технологический и ценовой аудит выполнен в соответствии с техническим заданием, являющимся приложением № 1 к договору оказания услуг от 27.09.2017 №17-12162.

Целями проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта ПАО «Россети Ленэнерго» «ПС 110 кВ «Шушары» (Строительство ПС 110/10 кВ Шушары с установкой силовых трансформаторов мощностью 2х63 МВА, строительство КЛ 110кВ протяженностью 6,6 км)» на стадии «Выполнение строительно-монтажных работ по реализации инвестиционного проекта» являются:

- финансово-техническая проверка реализации инвестиционного проекта;
- проверка целевого расходования средств в ходе строительства, проверка соответствия стоимости выполненных работ договорной документации, анализ рисков отклонения бюджета от запланированных показателей;
- проверка соответствия выполняемых работ на объекте требованиям проектной и разработанной на ее основе рабочей документации, техническим регламентам, результатам инженерных изысканий, требованиям градостроительного плана земельного участка;
- проверка сметной документации, составляемой при приемке выполненных работ на предмет правильности её составления и соответствия проектной (рабочей) документации;
- проверка соблюдения регламентов энергоэффективности объекта на этапе завершения строительства в соответствии с требованиями проектной документации;
- выдача рекомендаций Исполнителем, при необходимости, о доработке инвестиционного проекта.

2 Термины и определения

Документация по Объекту – проектная документация, соответствующая ей 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 «Россети Ленэнерго»).

Заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта – Заключение, 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 – документ, состоящий из инвестиционных проектов, планируемых к реализации в установленные программой сроки, утвержденной в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики».

Инвестиционный проект – обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений, в том числе необходимая проектная документация, разработанная в соответствии с законодательством Российской Федерации и утвержденными в установленном порядке стандартами (нормами и правилами), а также описание практических действий по осуществлению инвестиций (бизнес-план)

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.

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.

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.

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.

Ценовой аудит инвестиционного проекта – проведение экспертной оценки стоимости объекта капитального строительства с учетом результатов публичного технологического аудита инвестиционного проекта.

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.

3 Основание для проведения ТЦА

Основанием для выполнения работ по проведению ТЦА являются:

- договор на оказание услуг от 27.09.2017 №17-12162;
- техническое задание, являющееся приложением № 1 к договору;
- письмо филиала ПАО «Россети Ленэнерго» - ДСО от 03.09.2021 № ДСО/04-14/290 о направлении исходных данных 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 «Ленэнерго» Приложение № 1 к протоколу Совета директоров ОАО «Ленэнерго» от 14.03.2014 № 26 «Технологический и ценовой аудит инвестиционных проектов ОАО «Ленэнерго».

Дополнительно при выполнении работ использованы следующие документы:

- Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- «Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации», утвержденная распоряжением Правительства РФ от 03.04.2013 № 511-р (с изменениями на 29.11.2017);
- Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 09.06.2020 №1523-р;
- «Схема и программа развития электроэнергетики Санкт-Петербурга на 2021 – 2025 гг., утвержденная Постановлением губернатора Санкт-Петербурга от 26.04.2021 № 33-пг;
- Приказ Минэнерго России от 29.12.2020 № 31@ «Об утверждении инвестиционной программы ПАО «Россети Ленэнерго» на 2021 – 2025 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Ленэнерго», утвержденную приказом Минэнерго России от 28.12.2015 № 1042, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 02.12.2019 № 16@»;
- Проект корректировки инвестиционной программы ПАО «Россети Ленэнерго» (размещен на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет (ссылка URL: <https://minenergo.gov.ru/node/4180>).

Дата проведения технологического и ценового аудита – сентябрь-ноябрь 2021 года. Результаты технологического и ценового аудита отражают текущее состояние инвестиционного проекта на дату проведения аудита и могут утратить свою актуальность в ходе осуществления дальнейшей реализации проекта.

4 Описание инвестиционного проекта

4.1 Цели и задачи инвестиционного проекта

Цель реализации инвестиционного проекта «ПС 110 кВ «Шушары» (Строительство ПС 110/10 кВ Шушары с установкой силовых трансформаторов мощностью 2х63 МВА, строительство КЛ 110 кВ протяженностью 6,6 км)» – технологическое присоединение новых потребителей и разгрузки существующих центров питания в Пушкинском районе города Санкт-Петербурга (пос. Шушары).

4.2 Краткое описание реализации инвестиционного проекта

В настоящее время электроснабжение потребителей внутригородского муниципального образования в составе Пушкинского района города – поселка Шушары осуществляется от ПС 35 кВ Шушары (ПС 705) и ПС 110 кВ Вишерская (ПС 68) (ММПС).

Реализация инвестиционного проекта включает мероприятия по выполнению обязательств сетевой компании ПАО «Россети Ленэнерго» по осуществлению технологического присоединения новых потребителей, разгрузки существующих центров питания в Пушкинском районе города Санкт-Петербурга (пос. Шушары) и предусматривает строительство следующих объектов с разделением на два этапа строительства:

1-й этап строительства - строительство новой ПС 110 кВ «Шушары» с прокладкой двух кабельных линий 110 кВ и перезаводкой восьми КЛ 10 кВ от ММПС в РУ 10 кВ ПС 110 кВ «Шушары»;

2-й этап строительства - реконструкция ПС 35 кВ № 705 и прокладка двух сдвоенных КЛ 10 кВ от ПС 110 кВ «Шушары» до ПС 35 кВ № 705.

В целях реализации инвестиционного проекта ОАО «Ленэнерго» заключен договор подряда с ЗАО «Строительная Компания «Союз-Сети» от 18.12.2007 № 07-4007 на условиях выполнения полного комплекса работ «под ключ» по строительству ПС 110 кВ Шушары (проектные (разработка проектной и рабочей документации), экспертиза проектной документации, строительно-монтажные работы, авторский надзор, ввод объекта в эксплуатацию). Расторгнут на основании уведомления о расторжении договора от 07.08.2017 № ДСО/04-14/136.

Проектная документация разработана в 2016 году, получила положительное заключение государственной экспертизы по проектной документации и результатам инженерных изысканий (1 и 2 этапы строительства) от 16.05.2017 № 78-1-1-3-0063-17, выданное СПб ГАУ «Центр государственной экспертизы», утверждена распоряжением ПАО «Ленэнерго» от 16.06.2017 № 131-Р.

Получено разрешение на строительство от 05.10.2017 № 78-016-0446-2017, выданное службой государственного строительного надзора и экспертизы Санкт-Петербурга (срок действия – 05.01.2019, срок действия продлен до 01.09.2022).

В целях осуществления строительства ПС 110 кВ Шушары, КЛ 110 кВ и реконструкции ПС № 705 в рамках реализации инвестиционного проекта ПАО «Ленэнерго» заключен договор от 30.06.2017 № 17-10269 с ООО «ГорКапСтрой» на выполнение строительно-монтажных, пуско-наладочных работ, поставки оборудования. Расторгнут на основании письма ПАО «Ленэнерго» от 28.12.2018 № ЛЭ/01-02/747 (основание – положения ст.717 Гражданского кодекса РФ).

В целях завершения строительства рассматриваемого инвестиционного проекта ПАО «Россети Ленэнерго» на основании протокола заочного заседания закупочной комиссии от 23.04.2020 № ОК-20/23 РС 4 заключен договор от 13.05.2020 № 20-5582 с ООО «Энергетическое строительство» на выполнение работ по строительству объекта «ПС 110 кВ «Шушары» (Строительство ПС 110/10 кВ Шушары с установкой силовых трансформаторов мощностью 2х63 МВА, строительство КЛ 110кВ протяженностью 6,6 км)».

На дату проведения III этапа публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта строительно-монтажные работы выполнены в объеме, превышающем 50 % работ, предусмотренных решениями проектной документации.

Анализ реализации инвестиционного проекта на стадии «Выполнение строительно-монтажных работ по реализации инвестиционного проекта» приведен в главе 10.

4.3 Техничко-экономические показатели

Основные технико-экономические показатели инвестиционного проекта.

1-й этап строительства.

ПС 110 кВ Шушары:

1. Номинальные напряжения подстанции – 110/10 кВ.
2. Тип подстанции – закрытая.
3. Количество и мощность силовых трансформаторов: два силовых двухобмоточных трансформатора с расщепленной обмоткой низкого напряжения напряжением 110/10-10 кВ мощностью 63 МВА;
4. РУ 110 кВ – КРУЭ, схема «Два блока с выключателями в цепях трансформаторов и автоматической перемычкой со стороны линии» с тремя выключателями: два в цепях силовых трансформаторов и секционный выключатель», количество присоединяемых КЛ 110 кВ – 2.
5. Тип и количество устанавливаемых выключателей 110 кВ – элегазовые, номинальный ток – 2 000 А, номинальный ток отключения – 40 кА; количество – 3 шт.
6. РУ 10 кВ – КРУ по схеме № 10-2 «Две секционированные выключателями системы шин» (4 секции).
7. Тип и количество устанавливаемых выключателей 10 кВ:
 - вакуумные;
 - номинальный ток отключения – 31,5 кА;
 - номинальный ток – 3 150 А, количество – 4 шт.;

- номинальный ток - 2 500 А, количество – 4 шт.,
- номинальный ток – 1 250 А, количество – 36 шт.,

8. ДГК 10 кВ – устройство резистивного заземления нейтрали сопротивлением 29 Ом, активный ток – 200 А.

9. Количество и мощность трансформаторов собственных нужд – два напряжением 10/0,4 кВ, мощностью 250 кВА.

10. Площадь земельного участка – 0,52 га.

КЛ 110 кВ направлением ОПП ВЛ 110 кВ «Колпинская-8» (оп. № 76 (77К), № 77(78К)) – ПС «Шушары».

1. Номинальное напряжение – 110 кВ.

2. Количество КЛ – две.

3. Протяженность трассы – 3,3 км (общая протяженность КЛ в одноцепном исполнении – 6,6 км).

4. Тип и марка кабеля – ПвПу2гж-1х1000/185-64/110.

5. Тип изоляции – сшитый полиэтилен.

6. Тип переходного пункта ВЛ-КЛ – открытый (опоры № 76, № 77 ВЛ 110 кВ «Колпинская-8»).

7. Количество ОПП – 2 шт.

8. Тип и марка кабеля связи – ВОК, ДПО-П-24У(3х8)-2,7;

9. Длина специального перехода методом ГНБ – 1,59 км: для КЛ – диаметр скважины 700 мм, диаметр труб 200 мм, количество – 4; для ВОК – диаметр труб 100 мм, количество – 1.

КЛ 10 кВ направлением ММПС 110/10 кВ – ПС 110 кВ «Шушары».

1. Номинальное напряжение – 10 кВ.

2. Количество цепей – 8 (общая протяженность КЛ в одноцепном исполнении – 21,20 км).

3. Протяженность трассы – 2,65 км.

4. Тип и марка кабеля - АПвПу2г-1х630/95, АПвПу2г-1х400/95.

5. Тип изоляции – сшитый полиэтилен.

6. Длина специального перехода методом ГНБ – 1,36 км: для КЛ – диаметр скважины 700 мм, диаметр труб 200 мм, количество – 12.

ВОЛС по ВЛ 110 кВ Ленсоветовская-1 (на ПС № 20), Колпинская-8 (на ПС № 28).

– протяженность – 18,615 км;

– тип и марка кабеля ВОЛС – ОКСН, ДС-21-6z-6/24, МДРН – 14,6 кН.

– емкость ВОЛС – 24 оптических волокна.

2-й этап строительства.

ПС 35 кВ № 705 (реконструкция, перевод на класс напряжения 10 кВ):

1. Номинальное напряжение распределительного пункта (далее – РП) – 10/6 кВ;

2. Тип РП – закрытый;

3. РУ 10 кВ – КРУ, схема № 10-1, Одна, секционированная выключателями системы шин, количество присоединяемых КЛ 10 кВ - четыре;

4. Тип и количество устанавливаемых выключателей 10 кВ:

- вакуумные;
- номинальный ток отключения – 31,5 кА;
- номинальный ток – 2 000 А, количество – 6 шт.;

5. Количество и мощность силовых трансформаторов – два двухобмоточных трансформатора 10/6 кВ мощностью 16 МВА каждый;

6. общая площадь земельного участка – 0,34 га.

7. площадь застройки – 72 кв. м.

КЛ 10 кВ (ПС 35 кВ № 705 - ПС 110 кВ Шушары):

1. Номинальное напряжение – 10 кВ.
2. Количество цепей – четыре.
3. Протяженность трассы – 0,8 км (общая протяженность КЛ в одноцепном исполнении - 3,2 км).
4. Тип и марка кабеля - ПвПу2г-1х630/95.
5. Тип изоляции – сшитый полиэтилен.

4.4 Результаты предыдущих этапов технологического и ценового аудита

По инвестиционному проекту «ПС 110 кВ «Шушары» (Строительство ПС 110/10кВ Шушары с установкой силовых трансформаторов мощностью 2х63 МВА, строительство КЛ 110 кВ протяженностью 6,6 км)» получено положительное сводное заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита II этап от 26.10.2017 № 193-ТЦА/МГЭ/73-195/17-(0)-0, выданное Мосгосэкспертизой.

4.5 Анализ выполнения рекомендаций технологического и ценового аудита

При рассмотрении проектной документации II этапа выявлена возможность оптимизации проектных решений и сметной стоимости.

Основные рекомендации, отраженные в положительном заключении о проведении публичного технологического и ценового аудита, на II этапе.

1. Исключить замену грунта на всей территории ПС 110 кВ на глубину 1,2 м, оставив замену только под внутривозрадными проездами, на толщину дорожной одежды 0,8 м (ЛСР № 01-01-01; ЛСР № 02-01-01). Потенциальный резерв экономии составит – 4,8 млн. руб. с НДС в уровне цен 4 кв. 2016 г.

2. Для благоустройства незанятой территории и в качестве подстилающего слоя дорожной одежды применить марку гранитного щебня по прочности М400 вместо М1200. Толщину покрытия щебнем при благоустройстве принять 0,15 м. Потенциальный резерв экономии составит – 0,7 млн. руб. с НДС в уровне цен 4 кв. 2016 г.

3. Разработку корыта под дорожную одежду для ПС 35 кВ и ПС Шушары выполнить на глубину 0,8 м (ЛСР № 07-01-03; ЛСР № 07-02-02). Работу по устройству песчаного основания на ПС Шушары выполнить на глубину 0,50 м.

Потенциальный резерв экономии составит – 0,2 млн. руб. с НДС в уровне цен 4 кв. 2016 г.

4. На территории подстанций, на участках свободных от застройки, щебеночное покрытие М 1200 заменить газоном (основание п.1.9 Приложения 3 Правил землепользования и застройки Санкт-Петербурга (утверждены постановлением Правительства Санкт-Петербурга от 21.06.2016 № 524).

5. Согласно проекту инвестиционной программы ПАО «Ленэнерго» на период 2019-2025 гг. и проекту изменений, вносимых в инвестиционную программу Общества на 2016-2020 гг. срок реализации инвестиционного проекта 2008-2022 гг.

Согласно томам проектной документации шифр 01-П/12-ПС35-ПОС, 01-П/12-ПС110-ПОС и положительному заключению государственной экспертизы № 78-1-1-3-0063-17 от 16.05.2017 общая продолжительность строительства инвестиционного проекта, с учетом работ подготовительного периода, по первому этапу составляет 15 месяцев, по второму этапу 6 месяцев.

Рекомендуется привести в соответствие расчеты продолжительности строительства объектов согласно требованиям СНиП 1.04.03-85* «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений».

Продолжительность строительства инвестиционного проекта согласно графику выполнения СМР (Приложение № 2а к договору № 17-10269 от 30.06.2017) в целом оценивается как завышенная. Рекомендуется привести в соответствие с положительным заключением государственной экспертизы.

Исполнитель отмечает, что рекомендации, выданные по результатам ТЦА на II этапе, не учтены в полном объеме, сведения, обосновывающие необходимость принятия решений согласно проектной документации, на рассмотрение не представлены.

5 Анализ необходимости реализации инвестиционного проекта

5.1 Анализ соответствия инвестиционного проекта заявленным целям

Строительство новой ПС 110/10 кВ Шушары предусмотрено для перевода существующей нагрузки с предполагаемых к демонтажу ПС 35 кВ Шушары № 705 (16,24 МВА) и ММПС 110/10 № 68 «Вишерская» (6,21 МВА), подключения нагрузки по заключенным договорам на технологическое суммарной заявленной мощностью 32,9 МВт, а также для создания возможности присоединения перспективных объектов на прилегающих территориях.

Демонтаж существующей подстанции ПС 35 кВ Шушары № 705 необходим в связи с тем, что трансформаторной мощности 2x16 МВА не достаточно для электроснабжения быстро растущей жилищно-коммунальной застройки района.

По результатам осмотра оборудования ПС 35 кВ Шушары (ПС 705), выявлена необходимость комплексной реконструкции ОРУ 35 кВ, либо демонтаж ПС с установкой КТПМ 35 кВ. Результаты обследования отражены в акте обследования технического состояния ПС 35 кВ Шушары (ПС 705).

Расчетный индекс технического состояния объекта равен 53,67.

Вид технического состояния – критическое.

Вид технического воздействия - вывод из эксплуатации, техническое перевооружение и реконструкция.

Реконструкция ПС 35 кВ Шушары № 705 предусматривает:

- изменение класса высшего напряжения с 35 кВ на 10 кВ;
- изменение типа подстанции: демонтаж ОРУ 35 кВ и перевод подстанции в закрытое исполнение путем создания РТП 10/6 кВ с открытой установкой силовых трансформаторов в границах существующего земельного участка.

Необходимость реализации инвестиционного проекта обоснована следующими документами:

1. Договор об осуществлении технологического присоединения электрической нагрузки ООО «Строительная компания «Дальпитерстрой» к электрическим сетям ОАО «Ленэнерго» от 21.05.2009 № ОД-СПб-1736-09/6163-Э-09 (заявленной мощностью 23,8 МВт).

2. Действующие договоры на технологическое присоединение (27 шт.), ориентированные на существующую ПС 35/6 кВ № 705 «Шушары» (суммарная заявленная мощность – 4,9 МВт).

3. Действующие договоры на технологическое присоединение (5 шт.), ориентированные на ММПС 110 кВ № 68 Вишерская (суммарная заявленная мощность – 28 МВт).

4. Договор об осуществлении технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства распределительных сетевых компаний от 11.06.2009

№121/ТП-М7, заключенный ОАО «Ленэнерго» с ПАО «ФСК ЕЭС» (мощность 47,38 МВт).

5. Акт об осуществлении технологического присоединения от 16.09.2021 составленный между ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «Россети Ленэнерго» с отражением информации о фактическом значении потребляемой мощности в рамках договора от 11.06.2009 №121/ТП-М7 (максимальная мощность – 32,78 МВт – общая мощность по ВЛ Колпинская – 8, согласно изменениям в ТУ № 5 от 24.10.2016 мощность, подключаемая к ММПС, составляет 12 МВт).

6. Договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям от 22.11.2012 № 618/ТП-М7, заключенный ПАО «Ленэнерго» с ПАО «ФСК ЕЭС» (увеличение максимальной мощности на 18,009 МВт).

7. Нагрузка отложенного спроса - размещение линейного объекта регионального значения «Трамвайная сеть по маршруту «Станция метро «Купчино» – пос. Шушары – Славянка», депо и тяговые подстанции (перспективная нагрузка, на которую возможна подача заявки на ТП, составляет ориентировочно 8,9 МВт).

8. Комплексная программа развития электрических сетей Санкт-Петербурга и Ленинградской области напряжением 35 кВ и выше на следующие периоды: 2017-2021 годы, 2018-2022 годы.

9. Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Санкт-Петербурга и Ленинградской области на период 2019-2024 годов, утвержденная распоряжением ПАО «Россети Ленэнерго» № 47-Р от 28.02.2020.

10. Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Санкт-Петербурга и Ленинградской области на период 2021-2025 годов.

11. «Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Санкт-Петербурга на 2021 – 2025 гг., утвержденная Постановлением губернатора Санкт-Петербурга от 26.04.2021 № 33-пг (далее – СиПР)»;

12. Инвестиционная программа.

Исполнитель констатирует, что реализация инвестиционного проекта «ПС 110 кВ «Шушары» (Строительство ПС 110/10 кВ Шушары с установкой силовых трансформаторов мощностью 2х63 МВА, строительство КЛ 110 кВ протяженностью 6,6 км)» позволит обеспечить осуществление технологического присоединения и разгрузки существующих центров питания в Пушкинском районе города Санкт-Петербурга (пос. Шушары).

Исполнитель делает вывод, что реализация инвестиционного проекта соответствует заявленным целям.

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 % относительно уровня 2012 года;
 - снижение операционных расходов на 15 % относительно уровня 2012 года;
 - снижение величины потерь на 11 % 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 делает вывод, что инвестиционный проект соответствует целевым ориентирам «Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации».

5.3 Анализ наличия источников финансирования, графика реализации инвестиционного проекта

Согласно информации, указанной в Разделе 1. «План финансирования капитальных вложений по инвестиционным проектам» Инвестиционной программы, финансирование инвестиционного проекта предусматривается

полностью за счет средств, полученных от оказания услуг, реализации товаров по регулируемым государством ценам (тарифам).

В соответствии со сведениями, приведенными в Инвестиционной программе, утвержденной приказом Минэнерго России от 29.12.2020 № 31@ полная стоимость инвестиционного проекта в прогнозных ценах соответствующих лет оценена в объеме 2 112,54 млн. руб. с НДС.

Сроки реализации инвестиционного проекта – с 2007 по 2023 годы.

5.4 Анализ необходимости и достаточности принятых технико-экономических показателей

Исполнитель отмечает, что принятые технико-экономические показатели достаточны для достижения поставленных целей.

5.5 Анализ наличия возможных альтернативных вариантов реализации инвестиционного проекта

Анализ наличия возможных альтернативных вариантов реализации инвестиционного проекта выполнен в рамках разработки материалов основных технических решений, предусмотренных к разработке требованиями ТЗ.

Исполнитель отмечает, что на данной стадии реализации инвестиционного проекта оптимизация технических решений не целесообразна.

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

Исходно-разрешительная и правоустанавливающая документация представлена в следующем объеме:

1. Техническое задание на проектирование по титулу «ПС 110 кВ «Шушары» от 27.06.2013, утвержденное заместителем генерального директора по техническим вопросам - главным инженером ОАО «Ленэнерго» (далее – ТЗ).

2. Дополнение к ТЗ № ЛЭ/02-013/669 от 21.07.2016, подписанное Заместителем главного инженера по технологическому развитию и инновациям.

3. Свидетельство о государственной регистрации права на земельный участок с кадастровым номером 78:42:0015105:149 от 27.03.2014 № 78-АЗ 320124.

4. Договор аренды земельного участка с кадастровым номером 78:15106:2 от 01.09.2003 № 18/ЗД-01510 (для ПС 35 кВ № 705).

5. Договор купли-продажи земельного участка с кадастровым номером 78:42:0015105:149 от 18.12.2013 № 13-15226 (для ПС 110 кВ «Шушары»).

6. Договор аренды земельного участка с кадастровым номером 78:42:15106:45 от 03.09.2003 № 07-2913 между ООО «Новый свет» и ОАО «Ленэнерго».

7. Договор аренды частью земельного участка с кадастровым номером 78:42:15104:57 от 26.11.2012 № 12-11665 между ООО «Ландшафт» и ОАО «Ленэнерго».

8. Договор аренды земельных участков с кадастровыми номерами; 78:42:0015104:205; 78:42:0015104:3040; 78:42:0015104:4758; 78:42:0015105:95; 78:42:0015104:4773 от 15.11.2018 № 18-7170 между ПК «Шушары» и ПАО «Ленэнерго».

9. Градостроительный план № RU78100000-21535 земельного участка, утвержденный Распоряжением Комитета по градостроительству и архитектуре № 2873 от 21.10.2014.

10. Градостроительный план № RU78100000-22785 земельного участка, утвержденный Распоряжением Комитета по градостроительству и архитектуре № 957 от 20.05.2015.

11. Выписка из Единого государственного реестра от 27.10.2020 № 99/2019/273824087 на земельный участок с кадастровым номером 78:42:0015105:149 (правообладатель – ПАО «Россети Ленэнерго», вид разрешенного использования – для размещения электроподстанций закрытого типа).

12. Выписка из Единого государственного реестра от 22.04.2018 № 99/2018/94412186 на земельный участок с кадастровым номером 78:42:0015104:205.

13. Выписка из Единого государственного реестра от 21.04.2018 № 99/2018/94336059 на земельный участок с кадастровым номером 78:42:0015104:3040.

14. Выписка из Единого государственного реестра от 21.04.2018 № 99/2018/94336380 на земельный участок с кадастровым номером 78:42:0015104:4758.

15. Выписка из Единого государственного реестра от 21.04.2018 № 99/2018/94335963 на земельный участок с кадастровым номером 78:42:0015105:95.

16. Выписка из Единого государственного реестра от 29.06.2018 № 99/2018/126778650 на земельный участок с кадастровым номером 78:42:0015104:4773.

17. Постановление Правительства Санкт-Петербурга от 16.12.2008 № 1604 «Об утверждении проекта планировки с проектом межевания территории, ограниченной Московским шоссе, проездом вдоль железной дороги, границей функциональной зоны «Р2», Пушкинской ул., границей функциональной зоны «Ж5», дорогой Шушары-Пулковское шоссе, в пос. Шушары Пушкинского района».

18. Система электроснабжения. Схема присоединения, шифр 01-П/12-ПС110-ИОС1.1, разработанная в 2016 году.

19. Технические отчеты по инженерным изысканиям:

– инженерно-геофизическим, инженерно-геологическим, инженерно-экологическим изысканиям (шифр 01-П/12-ПЗ2, 01-П/12-ПЗ4), выполненные ООО «Геокорп» в 2014 году;

– инженерно-геодезическим изысканиям (шифр 01-П/12-ПЗ3), выполненный ООО «Геокорп» в 2016 году.

20. Технические условия (далее – ТУ):

– ТУ на технологическое присоединение ПС 110 кВ Шушары врезкой в ЛЭП 110 кВ ПС 220 кВ Колпинская – ПС 110 кВ Шоссейная (К-8) с увеличением потребляемой мощности от ПС 220 кВ Колпинаская на 53 МВА к Договору ТП от 11.08.2009 №121/ТП-М7, выданные филиалом ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Северо-Запада;

– изменения в ТУ на технологическое присоединение в соответствии с дополнительными соглашениями №3 от 13.08.2012, №4 от 29.12.2012, №5 от 25.04.2013, №6 от 31.12.2015 к Договору ТП от 11.08.2009 №121/ТП-М7 выданные филиалом ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Северо-Запада;

– ТУ на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 02.10.2017 № 423/ТУ-М7 к Договору ТП от 22.11.2017 № 618/ТП-М7, выданные филиалом ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Северо-Запада;

– изменения № 1 в ТУ на технологическое присоединение в соответствии с дополнительным соглашением № 2 от 21.01.2021, к Договору ТП от 22.11.2017 №618/ТП-М7, выданные филиалом ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Северо-Запада;

– изменения № 2 в ТУ на технологическое присоединение в соответствии с дополнительным соглашением № 3 от 22.11.2021, к Договору ТП от 22.11.2017 №618/ТП-М7, выданные филиалом ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Северо-Запада;

– ТУ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Северо-Запада на прокладку ВОК и организации каналов связи на ПС 220 кВ Колпинская от 14.11.2014;

– ТУ ОАО «Ленэнерго» на организацию каналов связи от 03.09.2014 № ЛЭ/12-01/2399;

– ТУ ОАО «Ленэнерго» к АСДУ от 12.09.2014 № ЛЭ/12-01/2517;

– ТУ ОАО «Ленэнерго» на организацию АИИС КУЭ от 04.08.2014 № ЛЭ/05-10/659;

– ТУ ГУП «Водоканал Санкт-Петербурга» от 23.09.2015 № 48-27-1715/15-2-2 для ПС 110 кВ «Шушары»;

– письмо ГУП «Водоканал Санкт-Петербурга» от 15.11.2016 № 48-27-14607/16-0-1 для ПС 35 кВ №705;

– ТУ СПбГКУ «Мелиоративная система Санкт-Петербурга» на сброс сточных вод от 22.06.2015 № 196-15 для ПС 110 кВ «Шушары»;

– ТУ СПбГКУ «Мелиоративная система Санкт-Петербурга» на сброс сточных вод от 21.11.2016 № 344-16 для ПС 35 кВ №705;

– ТУ СПбГКУ «Мелиоративная система Санкт-Петербурга» на сброс сточных вод от 16.03.2015 № 63-15 для КЛ 110 кВ.

21. Акт обследования территории на наличие ВОП от 08.12.2016 № 134/2016-О.

22. Иная исходно-разрешительная документация, приведенная в томе 1.1 «Исходно-разрешительная документация» шифр 01-П/12-ПЗ1.

6.2 Анализ достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

Исполнитель отмечает, что исходно-разрешительная и правоустанавливающая документация представлена в объеме необходимом и достаточном для разработки проектной документации и реализации инвестиционного проекта.

6.3 Анализ обоснованности выбора места размещения объекта

Исполнитель отмечает, что в рамках реализации инвестиционного проекта предусматривается:

– новое строительство объекта капитального строительства - ПС 110 кВ Шушары;

– новое строительство линейного объекта - КЛ 110 кВ от сооружаемых открытых переходных пунктов ВЛ в КЛ, расположенных на существующих опорах ВЛ 110 кВ Колпинская № 28 – Шоссейная № 401 (Колпинская-8) до ПС 110 кВ Шушары;

– перезавод КЛ 10 кВ с ММПС 110/10 кВ на проектируемую ПС 110/10 кВ Шушары;

– реконструкция существующей ПС 35 кВ № 705 с изменением типа подстанции и класса высшего напряжения.

Места и зоны размещения объектов определены на ранних стадиях реализации инвестиционного проекта.

Выбор места размещения объектов строительства оценивается как обоснованный.

Места и зоны размещения объектов определены проектом планировки территории, утвержденным постановлением Правительства Санкт-Петербурга от 16.12.2008 № 1604, градостроительными планами земельных участков № RU78100000-21535 и № RU78100000-22785, утвержденными Распоряжением Комитета по градостроительству и архитектуре № 2873 от 21.10.2014, № 957 от 20.05.2015.

6.4 Анализ качества и полноты Технического задания

Исполнитель отмечает, что в целом Техническое задание составлено качественно, в необходимом объеме. Требования к архитектурным, конструктивным, инженерно-техническим и технологическим решениям и основному технологическому оборудованию достаточны. В Техническом задании указана необходимость определения ряда технических характеристик при выполнении проектной документации.

Выводы о достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

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

7 Анализ качества и полноты представленной документации

7.1 Перечень представленной документации

1. Исходно-разрешительная и правоустанавливающая документация, перечисленная в п.6.1.
2. Проектная документация шифр 01-П/12, разработанная в 2016 году.
3. Положительное заключение государственной экспертизы по проектной документации и результатам инженерных изысканий от 16.05.2017 № 78-1-1-3-0063-17, выданное СПб ГАУ «Центр государственной экспертизы».
4. Разделы проектной документаций после внесения изменений (шифр 01-П/12-ПС110-АР, 01-П/12-ПС110-КР, 01-П/12-ПС110-КР.Р), разработанные в 2021 году.
5. Положительное заключение по результатам оценки соответствия в рамках экспертного сопровождения № ЭС-1-02-203-16 (0018-2021), дата не указана.
6. Распоряжение ПАО «Ленэнерго» от 16.06.2017 № 131-Р об утверждении проектной документации по титулу «ПС 110 кВ «Шушары».
7. Распоряжение ПАО «Россети Ленэнерго» от 19.04.2021 № 185-Р о внесении изменений в Распоряжение ПАО «Ленэнерго» от 16.06.2017 № 131-Р.

7.2 Анализ качества и полноты представленной документации

Проектная документация разработана в объеме, необходимом и достаточном для реализации инвестиционного проекта.

Исполнитель отмечает, что проектная документация и результаты инженерных изысканий получили положительное заключение государственной экспертизы от 16.05.2017 № 78-1-1-3-0063-17, а также положительное заключение по результатам оценки соответствия в рамках экспертного сопровождения № ЭС-1-02-203-16 (0018-2021), выданные СПб ГАУ «Центр государственной экспертизы».

7.3 Анализ соответствия представленной документации требованиям Технического задания

Исполнитель отмечает, что представленная документация для реализации инвестиционного проекта соответствует требованиям Технического задания.

7.4 Анализ соответствия представленной документации правоустанавливающей документации и техническим условиям

Представленная проектная документация для реализации инвестиционного проекта соответствует правоустанавливающей документации и техническим условиям.

Исполнитель отмечает, что проектная документация и результаты инженерных изысканий получили положительное заключение государственной

экспертизы от 16.05.2017 № 78-1-1-3-0063-17, а также положительное заключение по результатам оценки соответствия в рамках экспертного сопровождения № ЭС-1-02-203-16 (0018-2021), выданные СПб ГАУ «Центр государственной экспертизы».

Выводы о достаточности представленной документации

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

8 Технологический аудит

8.1 Анализ основных технических и технологических решений

8.1.1 Схема присоединения к сети

Проектируемая ПС 110 кВ Шушары будет являться одним из основных центров питания жилой и производственной застройки поселка Шушары Пушкинского района г. Санкт-Петербурга.

Связь подстанции с энергосистемой на напряжении 110 кВ предусмотрена по следующим кабельно-воздушным линиям электропередачи (КВЛ):

- Колпинская - Шушары;
- Шоссейная - Шушары.

Схема сети 110 кВ и выше рассматриваемого района размещения ПС 110 кВ Шушары представлена на рис. 1.

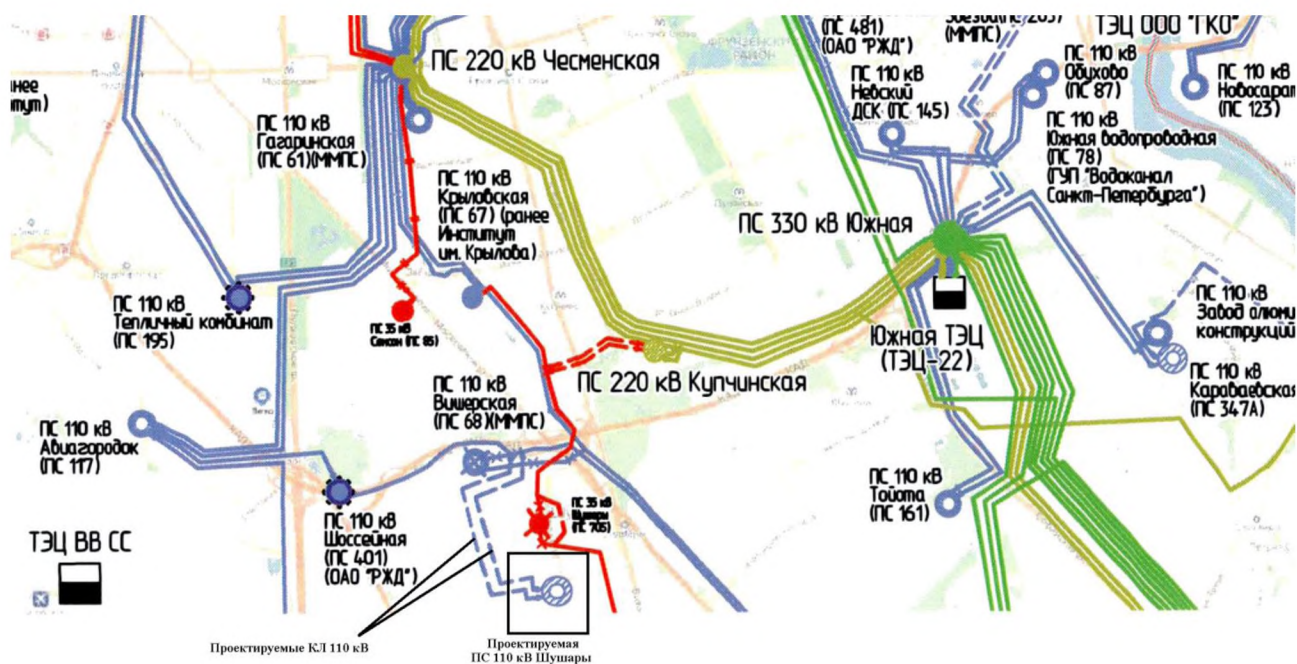


Рисунок 1 – Схема сети 110 кВ и выше района

Схема присоединения ПС 110 кВ Шушары к сетям, принадлежащим ПАО «ФСК ЕЭС» приведена на рис. 2.

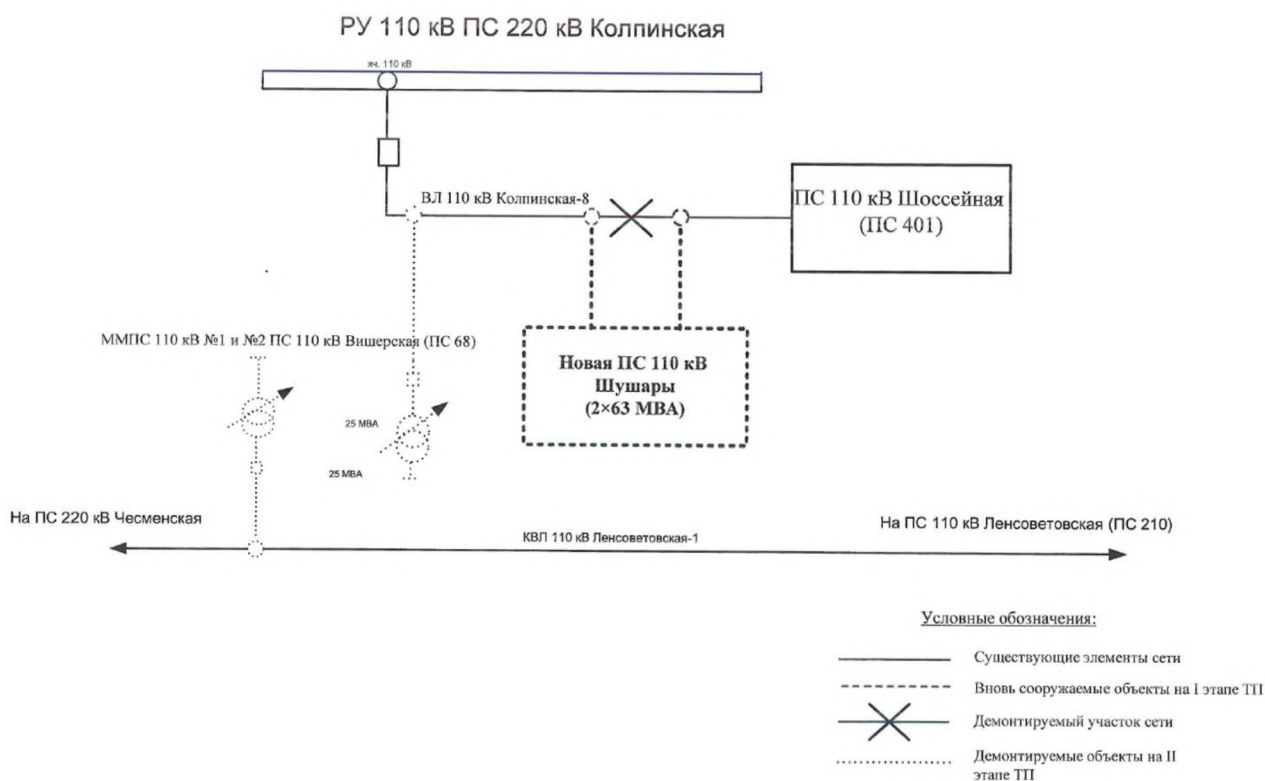


Рисунок 2 – Схема присоединения ПС 110 кВ Шушары к сетям, принадлежащим ПАО «ФСК ЕЭС»

Исполнитель отмечает, что схема присоединения ПС 110 кВ Шушары к сети 110 кВ соответствует заявленным целям и задачам инвестиционного проекта.

8.1.2 Принципиальная электрическая схема

В рамках реализации инвестиционного проекта в приняты следующие схемы РУ 110, 10 кВ:

ПС 110 кВ Шушары (новое строительство):

– РУ 110 кВ – КРУЭ, схема: «Два блока с выключателями в цепи трансформаторов и автоматической переемычкой со стороны линии» с тремя элегазовыми выключателями: два в цепях трансформаторов и один секционный выключатель», количество присоединяемых КЛ 110 кВ – две.

– РУ 10 кВ – КРУ по схеме № 10-2 «Две секционированные выключателями системы шин» (4 секции).

ПС 35 кВ Шушары (реконструкция):

– РУ 10 кВ – КРУ, схема № 10-1, Одна, секционированная выключателями системы шин, количество присоединяемых КЛ 10 кВ – четыре.

Исполнитель отмечает, что представленная принципиальная электрическая схема подстанции соответствуют требованиям Технического задания, требованиям нормативных документов и СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения».

8.1.3 Компонентные решения

Компонентные решения подстанции определены с учетом конфигурации земельного участка, организацией заходов КЛ, подъездными автомобильными дорогами.

Реализация инвестиционного проекта по строительству ПС 110 кВ Шушары предусмотрена в два этапа:

1-й этап строительства – строительство ПС 110 кВ Шушары. Проектом предусматривается строительство следующих зданий и сооружений:

- здания ПС;
- монолитных кабельных каналов;
- опор освещения;
- фундаментов под очистные сооружения;
- внешнего ограждения территории.

Здание запроектировано компактно. Габариты здания в осях 48,0x31,5 м. Цветовое решение фасадов здания принято синих и серых оттенков, в соответствии с цветовой гаммой корпоративных цветов ПАО «Ленэнерго».

Здание двухэтажное с цокольным этажом.

Цокольный этаж выполнен из монолитного железобетона и предназначен для прокладки кабелей и размещения ряда вспомогательных помещений. Высота цокольного этажа равна 3,57 м.

Два этажа над цокольным этажом решены в стальном каркасе. Высота первого этажа составила 5,10 м, а второго этажа – 4,05 м. высота основной части здания от верха тротуара до парапета составляет 11,54 м.

Наружные стены приняты из стальных трехслойных сэндвич-панелей толщиной 150 мм с утеплителем из минераловатных плит.

В здании подстанции предусмотрены следующие помещения:

Технический этаж:

- кабельные помещения;
- подсобное помещение;
- водомерный узел;

Первый этаж (на отм. 0,000):

- ЗРУ 110 кВ;
- камеры силовых трансформаторов Т1, Т2;
- ЗРУ 10 кВ;
- резервные помещения (перспектива ТОР 10 кВ);
- ЗРУ 10 кВ;
- помещение устройства резисторного заземления нейтралей N1, N2;
- помещения ТСН1, ТСН2;

Второй этаж (отм. 5,100):

- помещение венткамеры Т1, Т2;
- помещения для размещения вторичного оборудования (РЗА, ПА, СОПТ, ЩСН, АСУТП, АИИС КУЭ, связи);

– вспомогательные помещения (помещения ОВБ, для отдыха, приема пищи, хранения инвентаря, уборочного инвентаря, хранения ЗИП и др.)

2-й этап строительства – реконструкция ПС 35 кВ № 705. Проектными решениями предусмотрено строительство здания РП;

Здание РП – КТПМ заводской готовности представляет собой прямоугольное сооружение с габаритами в плане 12,84x5,6м, выполненное из 12 монолитных железобетонных модулей, расположенных в два яруса: 6 верхних и 6 нижних. Высота здания до конька – 4,93м. Толщина стен и полотка верхних модулей 80 мм, основания 120 мм. Толщина стен нижних модулей 100 мм, основания 120 мм.

Компоновочные решения здания ПС 110 кВ Шушары приняты с учетом перспективной установки двух силовых трансформаторов мощностью 80 МВА каждый, предусмотрены резервные помещения для размещения токоограничивающих реакторов 10 кВ.

Исполнитель отмечает, что принятые компоновочные решения соответствуют требованиям Технического задания, требованиям нормативных документов, современному уровню развития технологий.

8.1.4 Оборудование

1-й этап строительства.

При разработке проектных решений по строительству ПС 110 кВ Шушары к установке принято следующее основное технологическое оборудование:

Трансформаторы, реакторы:

1. Трансформаторы типа ТРДН 110/10-10 мощностью 63 МВА, 2 шт.
2. ДГК 10 кВ – устройство резистивного заземления нейтрали сопротивлением 29 Ом, активный ток – 200 А, 4 шт.
3. ТСН – два сухих двухобмоточных трансформатора напряжением 10/0,4 кВ, мощностью по 250 кВА каждый, внутренней установки.

Оборудование 110 кВ:

1. Выключатель элегазовый, номинальный ток – 2 000 А, номинальный ток отключения – 40 кА, со встроенными трансформаторами тока с шестью вторичными обмотками, предусмотрена отдельная обмотка для подключения средств АИИС КУЭ с классом точности 0,2 - 3 шт.
2. Заземлитель однополюсный наружной установки, номинальный ток 2000 А, с ручным приводом, 2 шт.
3. Трансформаторы напряжения 110 кВ. ТН четырехобмоточный, предусмотрена отдельная обмотка для подключения средств АИИС КУЭ с классом точности 0,2. На шинах подключение предусматривается с использованием разъединителя.
4. ОПН 110 кВ. Установка ОПН предусмотрена на выводах силовых трансформаторов, в линии - на заходах КЛ 110 кВ.
5. Ошиновка 110 кВ. Токопровод элегазовый закрытый, номинальный ток – 2000 А, гибкая - провод АС-240/39, длительно допустимый ток - 610 А.

Оборудование РУ 10 кВ:

1. Ячейка КРУ внутренней установки с вакуумным выключателем 10 кВ, номинальный ток 3 150 А, ток термической стойкости – 31,5 кА, 4 шт.
2. Ячейка КРУ внутренней установки с вакуумным выключателем 10 кВ, номинальный ток 2 500 А, ток термической стойкости – 31,5 кА, 4 шт.
3. Ячейка КРУ внутренней установки с вакуумным выключателем 10 кВ, номинальный ток 1 250 А, ток термической стойкости – 31,5 кА, 36 шт.
4. Ячейка ТН 10 кВ внутренней установки, 4 шт.
5. Ошиновка 10 кВ. Сборные шины, номинальный ток – 3 150 А, ток термической стойкости – 31,5 кА.

2-й этап строительства.

При разработке проектных решений по реконструкции ПС 35 кВ № 705 Шушары к установке принято следующее основное технологическое оборудование:

Трансформаторы, реакторы:

Количество и мощность силовых трансформаторов – два двухобмоточных трансформатора 10/6 кВ мощностью 16 МВА каждый.

Оборудование РУ 10 кВ:

Ячейка КРУ внутренней установки с вакуумным выключателем 10 кВ, номинальный ток 2000 А, ток термической стойкости – 31,5 кА, 6 шт.

Проектируемое оборудование выбрано и проверено по номинальным параметрам, термической и динамической стойкости к токам короткого замыкания, с учетом климатического исполнения и требований нормативных документов ПАО «Россети».

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

8.1.5 Технологические и конструктивные решения линейного объекта

Трасса проектируемой двухцепной КЛ 110 кВ с ВОЛС проходит по территории поселка Шушары Пушкинского района г. Санкт-Петербурга.

Начальными точками проектируемых двух КЛ 110 кВ с ВОЛС являются открытые переходные пункты 110 кВ, устанавливаемые в точках врезки в ВЛ 110 кВ «Колпинская-8» направлением ПС 110 кВ № 401 – ПС 220 кВ «Колпинская» на реконструируемых опорах № 76(77К) и № 77(78К).

Конечной точкой проектируемых КЛ 110кВ являются ячейки КРУЭ 110 кВ ПС «Шушары». ВОЛС – комната связи ПС 110кВ «Шушары».

Протяженность трассы двух КЛ 110 кВ с магистральным ВОЛС составляет около 3,3 км.

Для строительства КЛ 110 кВ применен однофазный кабель ПвПу2гж-1х1000/185-64/110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена, с медной изолированной жилой сечением 1000 мм² и медным экраном 185 мм², с двойной герметизацией, усиленной оболочкой, герметизацией по жиле.

Сечение жилы кабельных линий 110 кВ выбрано с учетом максимальной перспективной токовой загрузки КЛ, перетока (транзита) мощности, условий прокладки, расположения фаз, способа заземления, а также значений токов короткого замыкания.

Кабель прокладывается в ж/б лотках с покрытием плитами, в местах пересечения с дорогой, инженерными сооружениями и естественными препятствиями – в трубах из полимерной композиции повышенной термостойкости, проложенных как открытым способом, так и способом горизонтально-направленного бурения (ГНБ).

Прокладка кабельных линий осуществляется в земле на глубине не менее 1,5 м от поверхности земли. Кабель располагается треугольником.

Предусмотрено применение электронных интеллектуальных полноразмерных маркеров для маркировки трассы КЛ 110 кВ.

Исполнитель отмечает, что в ходе реализации инвестиционного проекта выполнена замена силового кабеля 110 кВ марки ПвПу2гж-1х1000/185-64/110 без встроенного оптического волокна на кабель марки ПвПу2гж 1х1000/185(ов)-64/110 со встроенным оптическим волокном. Предусмотрено создание системы температурного мониторинга КЛ, которая предназначена для получения данных о температурном профиле КЛ в реальном времени для непрерывного мониторинга, раннего выявления и предотвращения возникновения и развития аварийных ситуаций.

8.1.6 Сроки и этапы реализации

В соответствии с требованиями технического задания в проектной документации предусмотрено выделение двух этапов строительства:

– 1 этап строительства – строительство ПС 110 кВ Шушары, заходов КЛ 10, 110 кВ на ПС Шушары;

– 2 этап строительства – реконструкция ПС 35 кВ № 705, строительство КЛ 10 кВ «ПС 110 кВ Шушары-ПС 35 кВ № 705».

Проектная документация разработана в 2016 - 2017 гг. Получено положительное заключение государственной экспертизы от 16.05.2017 № 78-1-1-3-0063-17.

Расчетная продолжительность строительства определена Разделом «Проект организации строительства» и составляет:

– 1 этап – 15 мес., в т. ч. подготовительный период – 2,5 мес.;

– 2 этап – 6 мес., в т. ч. подготовительный период – 2,0 мес.

Общая продолжительность строительства инвестиционного проекта «ПС 110 кВ Шушары» (21 месяц) в целом оценивается как обоснованная и реализуемая.

Согласно СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ» общая продолжительность строительства КЛ 110 В не должна превышать 15 мес., ПС 110 кВ – 16 мес.

Согласно инвестиционной программе ПАО «Ленэнерго», утвержденной Приказом Минэнерго России от 29.12.2020 №31@ срок реализации инвестиционного проекта 2007- 2023 гг.

В паспорте инвестиционного проекта указан срок реализации инвестиционного проекта 2007-2022 гг.

Исполнитель делает вывод, что с учетом представленных на рассмотрение документов, характеризующих стадию реализации проекта, срок завершения строительства 2022-2023 гг. оценивается как реализуемый.

Выделение двух этапов строительства оценивается как допустимое.

8.2 Анализ обоснованности выбора конструктивных, технических и технологических решений

Выбор основных конструктивных, технических и технологических решений, в целом, оценивается как обоснованный, соответствует целям инвестиционного проекта.

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

Проектными решениями, предусмотрена установка современных элегазовых выключателей 110 кВ, ячеек КРУ 10 кВ, оборудованных вакуумными выключателями.

Для строительства здания ЗРУ подстанции применены современные ограждающие конструкции - трехслойные сэндвич-панели. Цветовая гамма фасадов в проекте применена в соответствии с корпоративными цветами ПАО «Россети Ленэнерго».

В соответствии с положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе», требованиями концепции «Цифровая трансформация 2030», СТО 34.01-21-004-2019 «Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ» в качестве терминалов РЗА и ПА применены современное оборудование на базе микропроцессорных устройств.

Предусмотрена организация системы контроля и учета доступа с передачей информации на диспетчерский пункт, система АИИС КУЭ, АСУТП на базе микропроцессорных устройств.

Обмен сигналами и командами с проектируемой системой АСУТП выполняется по цифровой шине станции по протоколу MMS в соответствии с МЭК 61850-8-1.

Обмен информацией предусматривается по проектируемым ВОЛС.

Для маркировки кабельной трассы КЛ 110 кВ проектом предусмотрено применение электронных интеллектуальных полноразмерных маркеров.

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

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

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

Показатели энергетической эффективности электросетевого комплекса определяются электрическими характеристиками устанавливаемого оборудования (в частности, потери холостого хода, потери короткого замыкания трансформаторов).

Техническими решениями для предотвращения воздействия на окружающую среду в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)» предусматривается:

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

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

8.6 Анализ возможности оптимизации принятых технических и технологических решений

Исполнитель отмечает, что технические и технологические решения с учетом изменения технических решений на основании рекомендаций, выданных в ходе рассмотрения документации на II этапе технологического и

ценового аудита, оцениваются как оптимальные, дополнительных возможностей оптимизации на рассматриваемой стадии реализации инвестиционного не выявлено.

Выборочный анализ рабочей документации (шифр ИКЭ/009-14880-033ГП; ИКЭ/009-14880-033-ГП2), показал, что на стадии «Р» изменены технические решения и объемы работ, в части решений по вертикальной планировке площадок ПС 110 кВ, ПС 35 кВ, конструкции дорожной одежды и благоустройства территории ПС.

Документы, обосновывающие необходимость изменения проектных решений, в объеме представленных материалов отсутствуют.

Возможности оптимизации принятых технических и технологических решений остаются прежними в соответствии с рекомендациями, выданными в рамках проведения II этапа технологического и ценового аудита.

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 и технологических решений с учетом текущей стадии публичного технологического и ценового аудита не требуется.

9 Ценовой аудит

9.1 Оценка стоимостных показателей

Настоящее заключение содержит результаты анализа в соответствии с требованиями к технологическому и ценовому аудиту III этапа (выполнение строительно-монтажных работ по реализации инвестиционного проекта), содержащимися в «Стандарте проведения публичного технологического и ценового аудита ОАО «Ленэнерго»», утвержденном решением Совета директоров ОАО «Ленэнерго» от 12.03.2014 (протокол от 14.03.2014 № 26).

В рамках проведения технологического и ценового аудита III этапа выполнено следующее:

- анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости;
- финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта;
- анализ затрат на реализацию инвестиционного проекта;
- анализ возможностей оптимизации стоимостных показателей;
- оценка рисков инвестиционного проекта;
- анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости.

9.1.1 Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости

Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости выполнен в рамках проведения технологического и ценового аудита II этапа. Сметная стоимость объекта капитального строительства согласно представленным на технологический и ценовой аудит II этапа (далее – ТЦА II этапа) материалам составляет 380 662,3 тыс. руб. в базисных ценах и 2 386 065,42 тыс. руб. с НДС в текущих ценах 4 кв. 2016.

По результатам проведения ТЦА II этапа возможности оптимизации сметной стоимости не выявлены, рекомендации не выданы.

Сметная документация по рассматриваемому проекту получила положительное заключение по проверке достоверности определения сметной стоимости объекта от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17, выданное Санкт-Петербургским государственным автономным учреждением «Центр государственной экспертизы».

В соответствии с заключением от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17 сметная стоимость объекта капитального строительства составила 380 662,3 тыс. руб. в базисных ценах и 2 386 065,42 тыс. руб. с НДС в текущих ценах 4 кв. 2016.

Сметная документация представлена на рассмотрение в составе сводного сметного расчета, объектных и локальных сметных расчетов, прайс-листов.

Сметная стоимость объектов капитального строительства рассматриваемого проекта определена с применением сборников ФЕР-2001, ФССЦ-01-2001, ФЕРм-2001 (в редакции 2014 года для г. Санкт-Петербург), включенных 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 31.12.2014 № 937/пр), стоимость отдельных материалов и оборудования принята на основании данных организаций-производителей.

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

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

Сводный сметный расчет стоимости строительства составлен в базисном уровне цен на 01.01.2000 с пересчетом индексами изменения сметной стоимости строительства в текущий уровень цен по состоянию на 4 кв. 2016 года на основании письма Минстроя России от 09.12.2016 №41695-ХН/09:

- СМР (ПС) – 7,14;
- СМР (КЛ) – 5,23;
- оборудование – 4,28;
- прочие работы и затраты – 8,42;
- проектные и изыскательские работы – 3,95.

Затраты на строительство временных зданий и сооружений приняты в процентах от сметной стоимости строительных и монтажных работ по итогам глав 1 – 7 (графы 4 и 5) сводного сметного расчета по нормам «Сборника сметных норм затрат на строительство временных зданий и сооружений» (ГСН 81-05-01-2001).

Дополнительные затраты при производстве работ в зимнее время учтены в процентах от сметной стоимости строительно-монтажных работ, исчисленных по нормам «Сборника сметных норм дополнительных затрат при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время» (ГСН 81-05-02-2007).

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

С учетом получения положительного заключения по проверке достоверности определения сметной стоимости объекта от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17, выданным Санкт-Петербургским государственным автономным учреждением «Центр государственной экспертизы», сметная документация оценивается в целом как соответствующая действующей методологии ценообразования и сметного нормирования.

9.1.2 Анализ стоимости с использованием Укрупненных нормативов цены

При проведении ТЦА II этапа 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 России №75 от 08.02.2016 (далее – УНЦ).

Данные о стоимости реализации проекта с расчетом на основе укрупненных нормативов цены по результатам ТЦА II этапа представлены в табл. 1.

Таблица 1 – Сопоставление заявленной стоимости реализации проекта и расчетного объема финансовых потребностей по результатам ТЦА II этапа

Расчет стоимости реализации проекта	Стоимость строительства, млн. руб. с НДС		Источник информации
	в текущем уровне цен 4кв. 2016	в прогнозном уровне цен	
Объем финансовых потребностей	1 543,1	2 040,0	расчет Исполнителя (на основе укрупненных нормативов цены)
Оценка полной стоимости инвестиционного проекта	-	2 386,0	инвестиционная программа ПАО «Ленэнерго» на 2016-2020 годы (в редакции Приказа Минэнерго России от 28.12.2015 № 1042)
Сметная стоимость	2 386,0	-	сводный сметный расчет

После проведения ТЦА II этапа произошли следующие изменения:

– в ходе реализации инвестиционного проекта выявлены изменения технических и технологических решений (см. 10.11);

– приказом Минэнерго России от 01.01.2019 №10 утверждена новая редакция сборника «Укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства»;

– полная стоимость рассматриваемого инвестиционного проекта в соответствии с инвестиционной программой ПАО «Россети Ленэнерго» на 2021 – 2025 годы (в редакции Приказа Минэнерго России от 29.12.2020 № 31@) составила 2 113,0 млн. руб. с НДС.

Необходимость пересчета объема финансовых потребностей, рассчитанного с использованием сборника УНЦ, вызвана следующими факторами:

– актуализация укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства (утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.01.2019 № 10 (далее – УНЦ));

– изменения технических и технологических решений в ходе реализации инвестиционного проекта;

– изменение оценки полной стоимости инвестиционного проекта в связи с утверждением инвестиционной программы ПАО «Россети Ленэнерго» на 2021-2025 годы.

Данные о стоимости реализации проекта с расчетом на основе сборника УНЦ по результатам ТЦА III этапа представлены в табл. 2.

Таблица 2 – Сопоставление заявленной стоимости реализации проекта и расчетного объема финансовых потребностей по результатам ТЦА III этапа

Расчет стоимости реализации проекта	Стоимость строительства, млн. руб. с НДС		Источник информации
	в текущем уровне цен	в прогнозном уровне цен	
Объем финансовых потребностей	2 401,4	2 721,7	расчет Исполнителя (на основе УНЦ в ценах 2018)
Оценка полной стоимости инвестиционного проекта	-	2 113,0	инвестиционная программа ПАО «Россети Ленэнерго» на 2020-2025 годы (в редакции Приказа Минэнерго России 29.12.2020 № 31@)
Сметная стоимость в текущем уровне цен 4 кв. 2016/в уровне цен 2018	2386,0/2595,6	-	сводный сметный расчет

В связи с тем, что расчет объема финансовых потребностей на основе УНЦ выполнен в ценах 2018, а сметная стоимость инвестиционного проекта рассчитана в текущих ценах 4 кв. 2016 напрямую сопоставить стоимостные показатели проекта не представляется возможным. При приведении сметной стоимости к уровню цен 2018 отмечается превышение сметной стоимости над объемом финансовых потребностей, рассчитанных на основе УНЦ, в текущем уровне цен.

С учетом вышеизложенного полная стоимость инвестиционного проекта, согласно инвестиционной программы ПАО «Россети Ленэнерго», превышает объем финансовых потребностей, определенный на основе УНЦ в прогнозном уровне цен. В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 12.11.2016 № 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, объем финансовых потребностей, определенный на основе УНЦ в прогнозном уровне цен, превышает полную стоимость

инвестиционного проекта, отраженную в утвержденной инвестиционной программе.

Исполнитель отмечает, что сметная стоимость превышает полную стоимость инвестиционного проекта, установленную в инвестиционной программе ПАО «Россети Ленэнерго» на 2020-2025 годы.

9.1.3 Анализ стоимости с использованием Укрупненных стоимостных показателей

При проведении ТЦА II этапа Исполнитель провел анализ стоимости на основе показателей укрупненной (удельной) стоимости с использованием «Сборника укрупненных показателей стоимости линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ ОАО «ФСК ЕЭС» (приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 № 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) (далее – УСП).

Данные о стоимости реализации проекта с расчетом на основе укрупненных стоимостных показателей по результатам ТЦА II этапа представлены в табл. 3.

Таблица 3 – Сопоставление заявленной стоимости реализации проекта и стоимости, рассчитанной с использованием УСП по результатам ТЦА II этапа

Расчет стоимости реализации проекта	Стоимость строительства, млн. руб. с НДС		Источник информации
	в текущем уровне цен 4 кв. 2016	в прогнозном уровне цен	
Расчетная стоимость	2 132,0	2 593,0	расчет Исполнителя (на основе укрупненных стоимостных показателей)
Оценка полной стоимости инвестиционного проекта	-	2 386,0	инвестиционная программа ПАО «Ленэнерго» на 2016-2020 годы (в редакции Приказа Минэнерго России от 28.12.2015 № 1042)
Сметная стоимость	2 386,0	-	сводный сметный расчет

После проведения ТЦА II этапа произошли следующие изменения:

– в ходе реализации инвестиционного проекта выявлены изменения технических и технологических решений (см. 10.11);

– полная стоимость рассматриваемого инвестиционного проекта в соответствии с инвестиционной программой ПАО «Россети Ленэнерго» на

2021 – 2025 годы (в редакции Приказа Минэнерго России от 29.12.2020 № 31@) составила 2 113,0 млн. руб. с НДС.

Необходимость пересчета стоимости с использованием сборника УСП вызвана следующими факторами:

– выявлены изменения технических и технологических решений в ходе реализации инвестиционного проекта;

– изменилась оценка полной стоимости инвестиционного проекта в связи с утверждением инвестиционной программы ПАО «Россети Ленэнерго» на 2021 - 2025 годы.

Данные о стоимости реализации проекта с расчетом на основе укрупненных стоимостных показателей по результатам ТЦА III этапа представлены в табл. 4.

Таблица 4 – Сопоставление заявленной стоимости реализации проекта и стоимости, рассчитанной с использованием УСП по результатам ТЦА III этапа

Расчет стоимости реализации проекта	Стоимость строительства, млн. руб. с НДС		Источник информации
	в текущем уровне цен 4 кв. 2016	в прогнозном уровне цен	
Расчетная стоимость	2 132,0	2 629,0	расчет Исполнителя (на основе укрупненных стоимостных показателей)
Оценка полной стоимости инвестиционного проекта	-	2 113,0	инвестиционная программа ПАО «Россети Ленэнерго» на 2020-2025 годы (в редакции Приказа Минэнерго России 29.12.2020 № 31@)
Сметная стоимость	2 386,0	-	сводный сметный расчет

Сметная стоимость строительства в текущем уровне цен превышает стоимость, оцененную на основе расчета по укрупненным стоимостным показателям, в текущем уровне цен.

Стоимость строительства в прогнозном уровне цен, оцененная на основе расчета по укрупненным стоимостным показателям, на 24,4 % выше полной стоимости строительства, определенной согласно инвестиционной программе ПАО «Россети Ленэнерго».

9.1.4 Анализ стоимости с использованием объектов-аналогов

Анализ стоимости инвестиционного проекта с использованием объектов-аналогов выполнен методом парного сравнения.

Критерии подбора аналогов:

- территориальное расположение;
- класс напряжения (на стороне высшего напряжения) – 110 кВ;

- установка трансформаторов мощность 63 МВА напряжением 110/10 кВ;
- установка выключателей РУ (элегазовые) – 110 кВ;
- установка выключателей РУ – 10 кВ;
- проектная документация – разработана;
- положительное заключение экспертизы по проектной документации, включая сметную документацию – имеется.

Перечень объектов-аналогов, удовлетворяющих критериям отбора, представлен в табл. 5.

Таблица 5 – Перечень объектов-аналогов

№ п/п	Наименование проекта
1	ПС №124А с КЛ 110 кВ (Строительство ПС 110/10 кВ № 124А с установкой силовых трансформаторов мощностью 2х63 МВА, строительство КЛ 110 кВ протяженностью 5,3 км)
2	Строительство ПС 110 кВ «Юнтолово» с КЛ 110 кВ

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

- из сметной стоимости объектов исключены затраты на КВЛ;
- в объектах-аналогах проведена стоимостная корректировка количества выключателей 110 кВ;
- в объектах-аналогах проведена стоимостная корректировка количества выключателей 10 кВ.

Результаты анализа методом парного сравнения представлены в табл. 6.

Таблица 6 – Анализ методом парного сравнения

№ п/п	Параметр	Рассматриваемый проект	Аналоги	
			аналог 1	аналог 2
1	Сметная стоимость в текущем уровне цен, тыс. руб. с НДС	2 386 065,42	1 720 992,62	2 158 933,18
2	Год составления сметной документации	4 кв. 2016	3 кв. 2014	4 кв. 2019
3	Сметная стоимость в базисном уровне цен, тыс. руб. без НДС	380 662,3	298 423,35	287 640,59
4	Стоимость строительства в части ПС 110 кВ согласно глав 1-7 ССРСС в базисных ценах без НДС, тыс. руб.	215 659,70	198 084,73	121 536,75
5	Количество выключателей элегазовых 110 кВ, шт.	3	5	2
6	Количество трансформаторов 110/10 кВ, 63 МВА, шт.	2	2	2
7	Количество выключателей 10 кВ, шт.	50	56	29

8	Корректировка по количеству выключателей 110 кВ в базисном уровне цен, тыс. руб.	-	-31 330,80	15 665,40
9	Корректировка по количеству выключателей 10 кВ, тыс. руб.	-	-1 312,27	4 592,95
10	Расчетная стоимость с учетом корректировки в базисных ценах без НДС, тыс. руб.	215 659,70	165 441,66	141 795,10

Расчетная стоимость аналогов с учетом корректировок лежит в пределах от 141,8 до 165,4 млн. руб. без НДС в базисных ценах.

Стоимость строительства рассматриваемого объекта без учета затрат на строительство КВЛ составляет 215,7 млн. руб. без НДС в базисных ценах.

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

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

9.1.5 Сравнительный анализ стоимостных показателей на разных стадиях реализации инвестиционного проекта

Анализ изменений стоимости строительства на разных стадиях реализации инвестиционного проекта выполнен на основании следующих документов:

- инвестиционная программа ПАО «Ленэнерго» на 2016-2020 годы (в редакции Приказа Минэнерго России от 28.12.2015 № 1042);
- инвестиционная программа ПАО «Россети Ленэнерго» на 2020-2025 годы (в редакции Приказа Минэнерго России 29.12.2020 № 31@);
- сводный сметный расчет стоимости строительства проектной документации, разработанной в ценах 4 кв. 2016 года;
- заключение по проверке достоверности определения сметной стоимости объекта от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17, выданным Санкт-Петербургским государственным автономным учреждением «Центр государственной экспертизы»;
- сметные расчеты к рабочей документации (представлены без подписей);
- договоры подряда.

Результаты анализа стоимостных показателей приведены в табл. 7.

Таблица 7 – Сравнительный анализ стоимостных показателей на разных стадиях реализации инвестиционного проекта, млн. руб.

Инвестиционная программа, II этап ТЦА	Сметная документация, II этап ТЦА	Заключение экспертизы от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17	Инвестиционная программа, III этап ТЦА	Сметные расчеты к рабочей документации	Общая сумма заключенных договоров подряда,
2 386,0	2 386,0	2 386,0	2 113,0	2 645,5	2 256,7

Отмечается превышение затрат при реализации проекта на стадии строительства и в связи с этим возможная недостаточность финансовых средств, заложенных в инвестиционной программе для его реализации проекта.

Заключенные договоры подряда не превышают сметную стоимость проекта, определенную по итогам экспертизы от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17, объем финансирования, определенный в инвестиционной программе.

9.2 Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта

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

– паспорт инвестиционного проекта.

Указанные материалы содержат оценку эффективности инвестиционного проекта в целом и не включают сравнение альтернативных вариантов реализации проекта. Выбор технических решений на основании технико-экономического обоснования выполняется на ранних стадиях реализации инвестиционного проекта: основные технические решения, технико-экономическое обоснование.

9.2.1 Анализ финансово-экономической модели

Показатели экономической эффективности проекта представлены в табл. 8.

Таблица 8 – Основные показатели экономической эффективности инвестиционного проекта

Показатель экономической эффективности	Единица измерения	Значение
Простой период окупаемости	лет	21
Дисконтированный период окупаемости	лет	23
NPV	тыс. руб.	207 574
Внутренняя норма доходности	%	11,9

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, налога на имущество).

Притоки по проекту оцениваются как все доходы сетевой организации за передачу электрической энергии потребителям, подключенным к рассматриваемому объекту капитального строительства. Расчет учитывает заявленную мощность энергопринимающих устройств потребителей и действующий на рассматриваемой территории на момент разработки финансовой модели тариф за передачу электрической энергии сетевыми организациями.

При этом в соответствии с действующими в электроэнергетике нормативно-правовыми актами стоимость услуг 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 № 35-ФЗ, Постановление Правительства Российской Федерации «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» от 29.12.2011 № 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 № 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.

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, если 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 № 228-э в редакции приказа ФАС России от 24.08.2017 № 1108/17):

$$НВВ_i^Д = P_i + ВК_i + ДК_i + \Delta ЭОР_i + \Delta ЭП_i + \text{Дельта}НВВ_i^{сз} + V_i^{распред},$$

где:

i – номер расчетного года периода регулирования;

НВВ – необходимая валовая выручка;

P_i – расходы, связанные с производством и реализацией продукции;

$ВК_i$ – возврат инвестированного капитала;

$ДК_i$ – доход на инвестированный капитал;

$\Delta ЭОР_i$ – экономия операционных расходов;

$\Delta ЭП_i$ – экономия от снижения технологических потерь;

$\text{Дельта}НВВ_i^{сз}$ – величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания тарифов;

$V_i^{распред}$ – учитываемая в году i величина распределяемых в целях сглаживания изменения тарифов исключаемых необоснованных доходов и расходов, выявленных, в том числе по результатам проверки хозяйственной деятельности регулируемой организации.

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 4,7 % по КЛ (см. п. 9.3.1).

Суммы включаемого в необходимую валовую выручку возврата инвестированного капитала определяются с учетом срока его возврата в течение 35 лет (приказ ФСТ России от 30.03.2012 № 228-э в редакции приказа ФАС России от 24.08.2017 № 1108/17) – 2,9 % от капитальных вложений.

Норма доходности на инвестированный капитал с 2015 года 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 № 2049-э).

Плата за технологическое присоединение новых потребителей по рассматриваемому проекту составляет 514,0 млн. руб. (договора по технологическому присоединению за период с 2009 по 2020 годы).

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 17,6 % от суммы капитальных вложений по данному проекту в части КЛ и 20,0 % – в части ПС, скорректированных на величину платы за технологическое присоединение. С учетом расчета стоимости капитальных вложений, выполненного Исполнителем по укрупненным стоимостным показателям, необходимая валовая выручка сетевой организации увеличится ориентировочно на 190,0 млн. руб.

В соответствии с приказом ФАС России от 10.12.2019 №1618/19, с 01.07.2020 ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, составляет 192 746,05руб. за 1 МВт*мес.

Объем подключаемой нагрузки в результате реализации рассматриваемого проекта увеличится на 32 МВт, что с учетом величины тарифа незначительно повысит доходы электросетевой компании.

С учетом действующей ставки тарифа и прироста нагрузки действительный годовой доход составит 74,0 млн. руб.

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

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

Исполнитель отмечает, что проект характеризуется низкой экономической эффективностью для потребителей.

9.3 Анализ затрат на реализацию инвестиционного проекта

9.3.1 Анализ эксплуатационных затрат

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

1. 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.

2. Расходы, связанные с услугами передачи электроэнергии, на линейных объектах (кабельных линиях электропередач):

– расходы на обслуживание объекта капитального строительства – 2,0 % от капитальных вложений;

– расходы на ремонт – 0,5 % 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 4,7 % – по линиям электропередач.

9.4 Анализ возможностей оптимизации стоимостных показателей

Возможностей оптимизации стоимостных показателей на рассматриваемой стадии реализации инвестиционного проекта не выявлено.

10 Мониторинг на стадии строительства

Мониторинг стадии «Выполнение строительно-монтажных работ по реализации инвестиционного проекта» осуществляется с целью выполнения положений стандарта ТЦА ПАО «Россети», анализа реализуемости инвестиционного проекта по состоянию на заданную дату и включает в себя следующие основные задачи:

- анализ наличия необходимых и достаточных условий для завершения реализации инвестиционного проекта;
- оценка целесообразности и своевременности проводимых мероприятий на данной стадии реализации инвестиционного проекта;
- проверка достижения технико-экономических параметров, установленных на ранних стадиях разработки проекта;
- финансово-техническая проверка реализации инвестиционного проекта;
- проверка целевого расходования средств в ходе строительства, проверка соответствия стоимости выполненных работ договорной документации, анализ рисков отклонения от запланированных показателей;
- проверка соответствия выполняемых работ на объекте требованиям проектной и разработанной на ее основе рабочей документации, результатам инженерных изысканий, требованиям градостроительного плана земельного участка;
- проверка сметной документации, составленной при приемке выполненных работ на предмет правильности ее составления и соответствия проектной (рабочей) документации;
- проверка соблюдения регламентов энергоэффективности объекта на этапе завершения строительства в соответствии с требованиями проектной документации;
- выдача рекомендаций, при необходимости, о доработке инвестиционного проекта.

10.1 Анализ соблюдения графика закупок

В рамках анализа соблюдения графика закупок выполнен мониторинг информации, опубликованной на официальном сайте единой информационной системы в сфере закупок в информационно-телекоммуникационной сети Интернет URL://www.zakupki.gov.ru.

Основной задачей анализа является оценка плановых и фактических сроков проведения тендерных процедур за период реализации проекта.

Выборочный анализ закупок, указанных в п.10.2, позволил сделать вывод о соответствии фактических сроков проведения тендерных процедур плановым, предусмотренным графиками закупок, отклонений не выявлено.

Исполнитель делает вывод, что графики проведения закупок оформлены в соответствии с требованиями Федерального закона «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц» от 18.07.2011

№ 223-ФЗ, раздела 6 «Планирование закупок» Единого стандарта закупок ПАО «Россети» (положение о закупке), утвержденного решением совета директоров ПАО «Россети» (протокол от 17.12.2018 № 334).

10.2 Анализ проведения тендерных процедур

В рамках анализа тендерных процедур по выбору подрядных организаций выполнен мониторинг информации, опубликованной на официальном сайте единой информационной системы в сфере закупок в информационно-телекоммуникационной сети Интернет URL://www.zakupki.gov.ru, на сайте ПАО «Россети Ленэнерго» (www.lenenergo.ru), на сайте электронной торговой площадки <https://rosseti.roseltorg.ru>, тендерной и отчетной документации, представленной ПАО «Россети Ленэнерго».

Основными задачами анализа являются оценка объема работ, поставок и услуг на соответствие требованиям проектной документации и оценка оптимизации стоимости (экономии) по результатам тендерных процедур.

Анализ информации, размещенной на электронных торговых площадках, позволил выявить следующие основные закупки (тендеры), организованные ПАО «Ленэнерго» в период с 2017 по 2020 годы:

1. Проектно-изыскательские, строительно-монтажные, пуско-наладочные работы, поставка оборудования.

– «ПС 110 кВ «Шушары» (Строительство ПС 110/10 кВ Шушары с установкой силовых трансформаторов мощностью 2х63 МВА, строительство КЛ 110кВ протяженностью 6,6 км)» (корректировка рабочей документации) (<https://zakupki.gov.ru/223/purchase/public/purchase/info/common-info.html?regNumber=320095668491>) (далее – тендер 1).

– ПС 110 кВ «Шушары» (Строительство ПС 110/10 кВ Шушары с установкой силовых трансформаторов мощностью 2х63 МВА, строительство КЛ 110кВ протяженностью 6,6 км) (СМР, ПНР, ПО) (<https://zakupki.gov.ru/223/purchase/public/purchase/info/common-info.html?regNumber=32008929021>) (далее – тендер 2).

2. Оказание услуг, аренда.

– «ПС 110 кВ «Шушары» (Строительство ПС 110/10 кВ Шушары с установкой силовых трансформаторов мощностью 2х63 МВА, строительство КЛ 110кВ протяженностью 6,6 км)» (услуги по авторскому надзору) (<https://zakupki.gov.ru/223/purchase/public/purchase/info/common-info.html?regNumber=32009462286>);

– Заключение договора аренды 5 земельных участков для строительства КЛ 110/10 кВ в рамках реализации титула: ПС 110 кВ "Шушары" (Строительство ПС 110/10кВ Шушары с установкой силовых трансформаторов мощностью 2х63 МВА, строительство КЛ 110 кВ протяженностью 3,3 км) (<https://zakupki.gov.ru/223/purchase/public/purchase/info/common-info.html?regNumber=31807022512>).

Общая стоимость закупок – 2 085,75 млн. руб. с НДС.

Проведение закупок позволило ПАО «Россети Ленэнерго» сэкономить около 4 % от общей стоимости конкурсов или 83,35 млн. руб. с НДС (рис.3).

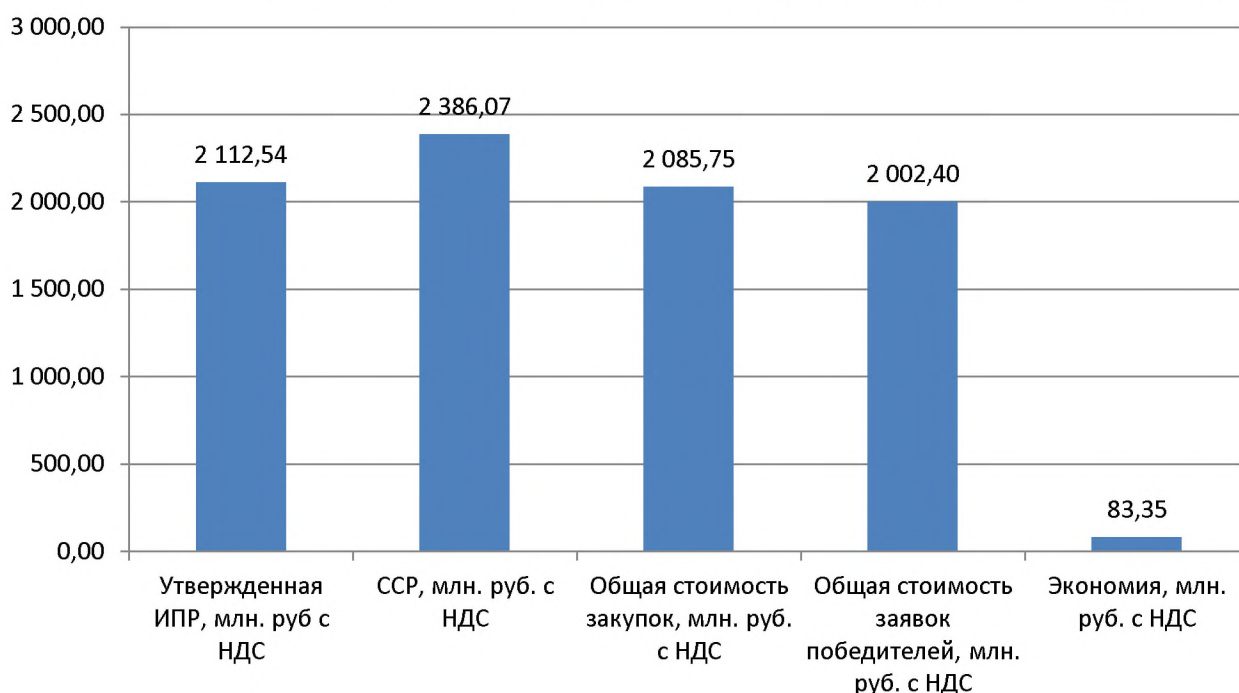


Рисунок 3 – Анализ проведения тендерных процедур

Выборочный анализ конкурсной документации показал, что объем работ, поставок и услуг соответствует требованиям, предусмотренным в проектной документации, для реализации инвестиционного проекта.

10.3 Анализ сроков оказания услуг, изготовления оборудования и графика его поставок в соответствии с закупочной документацией

В рамках выполнения анализа сроков оказания услуг, изготовления оборудования и графика его поставок в соответствии с закупочной документацией проведено рассмотрение тендерной документации, представленной заказчиком по проведенным закупкам.

Результат выполненного анализа представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Анализ сроков в соответствии с закупочной документацией

№ п/п	Наименование	План		Факт		Отклонение, мес.	Примечание
		Начало работ	Окончание работ	Начало работ	Окончание работ		
1.	Тендер 1	12.11.2020	30.06.2021	12.11.2020	-	4*	РД корр.
2.	Тендер 2	13.05.2020	20.11.2022	13.05.2020	-	-	СМР

Примечание:* - в связи с тем, что строительно-монтажные работы в полном объеме, предусмотренном проектной документацией, не завершены, отклонения фактических сроков от плановых рассчитаны на дату проведения технологического и ценового аудита.

Исполнитель отмечает, что имеет место отклонение фактических сроков завершения работ по корректировке рабочей документации, над плановыми сроками, определенными в тендерной документации.

10.4 Анализ договоров подряда с проектными, строительными и монтажными организациями, поставки оборудования, оказания услуг

Анализ договоров подряда с проектными, строительными и монтажными организациями, поставки оборудования, оказания услуг выполнен на основании представленных заказчиком данных.

В целях реализации инвестиционного проекта ПАО «Россети Ленэнерго» заключены:

1. Договор подряда от 18.12.2007 № 07-4007 на строительство «под ключ» ПС 110 кВ «Шушары» (ПИР, СМР, поставка оборудования) с ЗАО «Инженерно-Строительная Компания «Союз-Сети». Стоимость выполнения работ по договору составляет 824,29 млн. руб. с НДС. Срок завершения работ – 31.12.2008.

Дополнительным соглашением от 29.09.2008 № 1(08-1987) внесены изменения в договор в части уточнения срока окончания работ – не позднее 31.12.2010.

Дополнительным соглашением от 19.12.2013 № 5 (13-16643) внесены изменения в договор в части изменения предмета договора: исключение СМР, ПНР, поставки оборудования, изменение срока выполнения работ. Стоимость работ составила – 69,91 млн. руб. с НДС, срок завершения работ – 30.06.2014.

На основании уведомления ПАО «Ленэнерго» от 07.08.2017 № ДСО/04-14/136 договор расторгнут в одностороннем порядке с 22.08.2017.

Актуальная часть договора составляет 30,88 млн. руб. с НДС.

2. Договор подряда от 25.06.2018 № 17-16522 на выполнение проектных работ (разработка рабочей документации) с ЗАО «ГорКапСтрой». Стоимость работ – 31,1 млн. руб. с НДС, срок начала выполнения работ – 02.11.2017, срок завершения работ – 31.01.2018.

На основании уведомления ПАО «Ленэнерго» от 2020 года договор расторгнут.

Актуальная часть договора составляет 2,11 млн. руб. с НДС.

3. Договор подряда от 10.11.2020 № 20-14880 на корректировку рабочей документации, заключенный с лидером коллективного участника ООО «КЭТ». Стоимость выполнения работ по договору составляет 39,35 млн. руб. с НДС. Срок завершения работ – 30.06.2021.

Дополнительным соглашением от 06.10.2021 № 21-15226 внесены изменения в части срока завершения работ. Установлен срок – 31.12.2021.

4. Договор от 30.06.2017 № 17-10269 на выполнение СМР, ПНР, поставки оборудования по объекту: «ПС 110 кВ Шушары» (по схеме «ПС Дальпитерстрой»), Реконструкция ПС №46. Стоимость выполнения работ по договору составляет 3 269,32 млн. руб. с НДС в т.ч.: строительство

ПС Шушары – 2 026,30 млн. руб. с НДС, реконструкция ПС № 46 – 1 243,01 млн. руб. с НДС. Срок завершения работ – 31.10.2019.

Дополнительным соглашением от 17.08.2018 ДС № 18-2063 внесены изменения в предмет договора – исключены объемы работ по реконструкции ПС № 46, уточнена стоимость по договору без изменения срока завершения работ. Стоимость работ составила – 2 026,30 млн. руб. с НДС.

На основании уведомления ПАО «Ленэнерго» от 28.12.2018ЛЭ/01-02/747 договор расторгнут.

Актуальная часть договора составляет 57,05 млн. руб. с НДС.

В целях обеспечения соответствия выполнения строительно-монтажных работ требованиям проектной и разработанной на ее основе рабочей документации, заключены следующие договоры:

Договор на оказание услуг по строительному контролю, от 18.09.2018 № 18-9079, заключенный с АО «ЦТЗ» в редакции дополнительного соглашения от 26.02.2021 № 20-18469. Стоимость по договору – 25,98 млн. руб. с НДС, срок завершения работ – 20.11.2022.

Договор об осуществлении авторского надзора от 05.10.2020 № 20-12704, заключенный с лидером коллективного участника ООО «КЭТ». Стоимость по договору – 2,13 млн. руб. с НДС, срок завершения работ – 20.11.2022.

Иные договоры по оказанию услуг, аренде земельных участков, по осуществлению технологического присоединения к сетям водоснабжения, водоотведения общей стоимостью 99,65 млн. руб. с НДС.

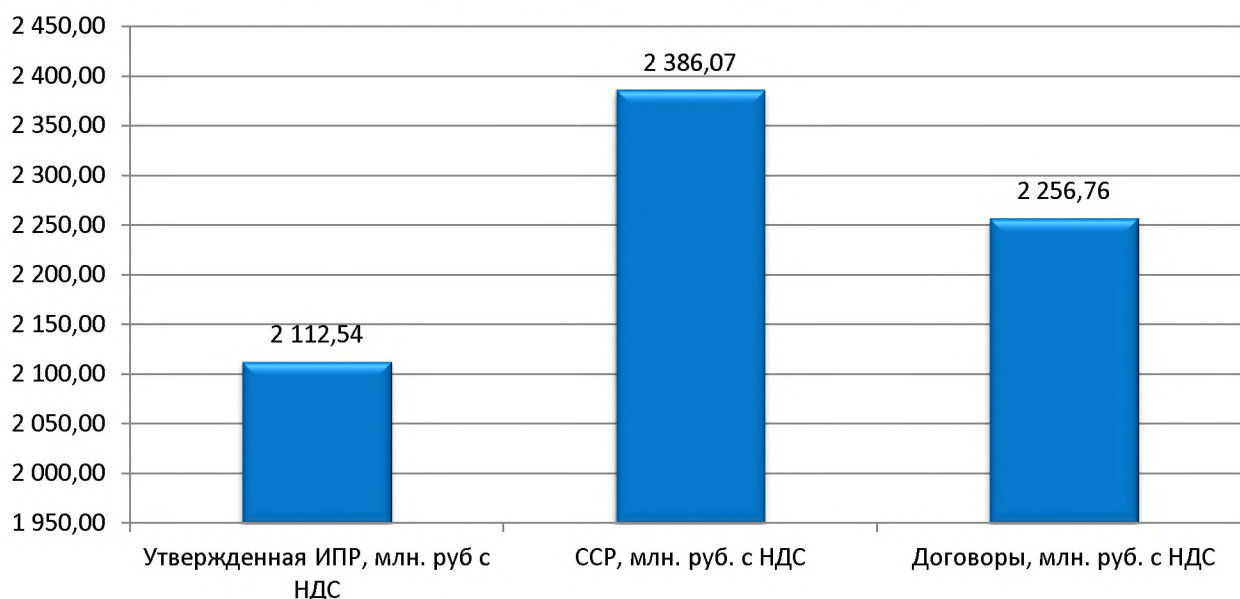


Рисунок 4 – Анализ договоров подряда с проектными, строительными и монтажными организациями, поставки оборудования, оказания услуг

Общая стоимость по заключенным договорам составляет 2 256,76 млн. руб. с НДС, что не превышает лимит финансирования, определенный сводным сметным расчетом, и превышает предельную стоимость проекта, заложенную в утвержденной инвестиционной программе (рис. 4).

Исполнитель делает вывод, что договоры на выполнение строительномонтажных, пуско-наладочных работ, поставку оборудования в полном объеме учитывают технические решения проектной, разработанной на ее основе, рабочей документации, представлены в объеме, необходимом и достаточном для реализации инвестиционного проекта.

10.5 Анализ достаточности правоустанавливающей и исходно-разрешительной документации на строительство

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

1. Свидетельство о государственной регистрации права на земельный участок с кадастровым номером 78:42:0015105:149 от 27.03.2014 № 78-АЗ 320124.

2. Договор аренды земельного участка с кадастровым номером 78:15106:2 от 01.09.2003 № 18/ЗД-01510 (для ПС 35 кВ № 705).

3. Договор купли-продажи земельного участка с кадастровым номером 78:42:0015105:149 от 18.12.2013 № 13-15226 (для ПС 110 кВ «Шушары»).

4. Договор аренды земельного участка с кадастровым номером 78:42:15106:45 от 03.09.2003 № 07-2913 между ООО «Новый свет» и ОАО «Ленэнерго».

5. Договор аренды частью земельного участка с кадастровым номером 78:42:15104:57 от 26.11.2012 № 12-11665 между ООО «Ландшафт» и ОАО «Ленэнерго».

6. Договор аренды земельных участков с кадастровыми номерами; 78:42:0015104:205; 78:42:0015104:3040; 78:42:0015104:4758; 78:42:0015105:95; 78:42:0015104:4773 от 15.11.2018 № 18-7170 между ПК «Шушары» и ПАО «Ленэнерго».

7. Градостроительный план № RU78100000-21535 земельного участка, утвержденный Распоряжением Комитета по градостроительству и архитектуре № 2873 от 21.10.2014.

8. Градостроительный план № RU78100000-22785 земельного участка, утвержденный Распоряжением Комитета по градостроительству и архитектуре № 957 от 20.05.2015.

9. Проектная документация шифр 01-П/12-ПС110, разработанная ЗАО «Инженерно-Строительная Компания «Союз-Сети» в 2016 году.

10. Изменения в проектной документации, шифр 01-П/12-ПС110 – АР; КР; КР.Р выполненные ООО QET в 2021 году.

11. Положительное заключение экспертизы от 16.05.2017 № 78-1-1-3-0063-17, выданное СПб ГАУ «Центр государственной экспертизы».

12. Положительное заключение по результатам оценки соответствия в рамках экспертного сопровождения от 08.04.2021 № ЭС-1-02-203-16, выданное СПб ГАУ «Центр государственной экспертизы».

13. Распоряжение ПАО «Россети Ленэнерго» от 16.06.2017 № 131-р об утверждении проектной документации, шифр 01-П/12.

14. Распоряжение ПАО «Россети Ленэнерго» от 19.04.2021 № 185-р об утверждении изменений к проектной документации, шифр 01-П/12-ПС110 – АР; КР; КР.Р; ИОС1.2.1.

15. Разрешение на строительство от 05.10.2017 № 78-016-0446-2017, выданное службой государственного строительного надзора и экспертизы Санкт-Петербурга (срок действия продлен до 01.09.2022).

16. Приказ Службы государственного строительного надзора и экспертизы Санкт-Петербурга от 22.04.2021 № 149-21 «О приобщении материалов измененной проектной документации к делу № 78-016-0446-2017».

Исполнитель делает вывод, что на дату проведения технологического и ценового аудита правоустанавливающая и исходно-разрешительная документация на строительство, получена в объеме, необходимом и достаточном для реализации инвестиционного проекта.

10.6 Анализ разработки рабочей документации

10.6.1 Выполнение графика разработки рабочей документации

На рассмотрение представлены следующие материалы:

1. Календарный план выполнения работ по разработке рабочей документации по объекту «ПС 110 кВ «Шушары», являющийся приложением № 2 к Договору от 25.06.2018 № 17-16522 с ООО «ГорКапСтрой».

2. График выполнения работ, являющийся приложением № 2 к Договору от 10.11.2020 № 20-14880 с ООО «КЭТ».

3. График реализации инвестиционного проекта в составе паспорта инвестиционного проекта (Раздел 6.1).

Анализ представленных документов показал:

– разработка рабочей документации по «ПС 110 кВ «Шушары» предусмотрена в период с 02.11.2017 по 31.01.2018.

– корректировка рабочей документации по ПС и КЛ предусмотрена в период с 30.03.2021 по 30.06.2021.

В редакции дополнительного соглашения от 06.10.2021 № 21-15226 к договору от 10.11.2020 № 20-14880 срок завершения работ - 31.12.2021.

Согласно информации, приведенной в паспорте инвестиционного проекта, плановый срок начала и окончания разработки рабочей документации определен в период с 11.11.2020 по 01.10.2022.

Исполнитель отмечает, что в соответствии с представленными материалами разработка рабочей документации не завершена. В настоящее время ведутся работы по разработке (корректировке) рабочей документации по следующим разделам - работы на смежных подстанциях (дооснащение оборудованием РЗА, связи), перезавод КЛ 10 кВ на ПС Шушары, разработка решений по ВОЛС ВЛ).

Таким образом, отмечается отклонение фактических сроков завершения работ по разработке и корректировке рабочей документации относительно плановых сроков, указанных в соответствующих первоначальных графиках

выполнения работ и отсутствие отклонения с учетом подписанного дополнительного соглашения.

Исполнитель отмечает, что необходимость изменения срока завершения работ по корректировке рабочей документации не подтверждено представленными документами.

10.6.2 Выборочная проверка рабочей документации

В рамках проведения выборочной проверки рабочей документации выполнен анализ следующей документации:

№ п/п	Шифр	Наименование	Примечание
1.	902.17.1.02-265-ЭП1	I этап. ПС 110 кВ Шушары. Здание ПС. Электротехнические решения Задание заводу на КРУЭ 110 кВ	Изм.5
2.	ИКЭ/009-14880-033-ГП	I этап. ПС 110 кВ «Шушары». Генеральный план.	Изм.3
3.	ИКЭ/009-14880-033-ГП2	II этап. ПС 35 кВ №705. Генеральный план	Изм.1
4.	ИКЭ/009-14880-061-ЭП1	I Этап. «ПС 110кВ «Шушары». Здание ПС. Электротехнические решения	
5.	ИКЭ/009-14880-090-ЭП1	II этап. ПС 35 кВ №705. Здание РП 10/6 кВ. Электротехнические решения	Изм.1
6.	ИКЭ/009-14880-061-КЖ3.1	I Этап. «ПС 110кВ «Шушары». Здание ПС. Перекрытие на отм. +5,050	
7.	ИКЭ/009-14880-061-КМ2	I Этап. «ПС 110кВ «Шушары». Здание ПС. Наружные, внутренние площадки и крыльца. Металлические конструкции	Изм.1
8.	ИКЭ/009-14880-090-КЖ.1	II Этап. ПС 35кВ №705 Основание под ПС №705	Изм.1
9.	ИКЭ/009-14880-090-КМ	II Этап. ПС 35кВ №705. Здание ПС. Козырьки входов, наружные площадки	
10.	ИКЭ/009-14880-061-НВ	I Этап. «ПС 110 кВ «Шушары». Наружные сети водоснабжения	Изм.2
11.	ИКЭ/009-14880-357-ЭК1	КЛ 110 кВ	Изм.8
12.	ИКЭ/009-14880-357-ЭК2	Заходы КЛ 110 кВ на ОПП	Изм.7
13.	ИКЭ/009-14880-357-ЭК3	Заходы КЛ 110 кВ на ПС	Изм.5
14.	ИКЭ/009-14880-602-ВОЛС1.1	I этап. ПС 110кВ Шушары. «Сети связи» Подвеска ВОЛС на опорах ВЛ	Изм.2
15.	ИКЭ/009-14880-271-УА.3	I этап. ПС №28. Задание заводу на оборудование релейной защиты	Изм.2

В ходе проведенного анализа выявлено, что в рассмотренные комплекты рабочей документации вносились изменения от 1 до 8 на основании замечаний, выявленных в ходе согласования рабочей документации.

Исполнитель отмечает, что оформление изменений, внесенных в тома рабочей документации, соответствует требованиям ГОСТ Р 21.101-2020 «Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации».

В ходе выборочной проверки рабочей документации выявлены изменения решений, предусмотренных в проектной документации, получившей положительное заключение экспертизы:

- увеличение протяженности закрытого перехода методом ГНБ (стадия «П» - 0,36 км, стадия «Р» - 1,59 км для трассы КЛ в одноцепном исполнении);

- изменение типа кабеля 110 кВ (стадия «П» применен кабель без встроенных оптических волокон, стадия «Р» применен кабель со встроенным оптическим волокном);

- изменение проектных решений и объемов работ, в части вертикальной планировки площадок ПС 110 кВ, ПС 35 кВ, конструкции дорожной одежды и благоустройства территории ПС.

Исполнитель делает вывод, что выборочная проверка рабочей документации показала в целом ее соответствие решениям, принятым в проектной документации, получившей положительное заключение государственной экспертизы.

Однако в объеме представленных материалов отсутствуют комплекты рабочей документации по следующим разделам:

- главная электрическая схема;
- строительство заходов КЛ 10 кВ на ПС Шушары и ПС 35 кВ № 705;
- дооснащение оборудованием РЗА и сетей связи объектов, технологически связанных с объектом проектирования (ПС Колпинская, ПС Авиагородок);

- спрямление ВЛ 35 кВ (технические решения в проектной документации не разработаны, не учтены в положительном заключении государственной экспертизы);

- 1-й этап. ПС 110 кВ Шушары. Внутренние системы водоснабжения и канализации. Наружные сети водоотведения;

- 1-й этап. ПС 110 кВ Шушары. АИИС КУЭ.

Для целей ценового аудита на рассмотрение представлен сводный сметный расчет стоимости строительства, локальные сметные расчеты рабочей документации.

Сводный сметный расчет стоимости строительства рабочей документации составляет 2 645 459,97 тыс. руб. с НДС в текущем уровне цен 4 кв. 2016. Документы представлены заявителем без соответствующих подписей (руководителя проектной организации, главного инженера проекта и прочих ответственных).

Сметная стоимость объекта капитального строительства в соответствии со сметной документацией, получившей положительное заключение по проверке достоверности определения сметной стоимости объекта от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17, составляет 2 386 065,42 тыс. руб. с НДС в текущих ценах 4 кв. 2016.

Отмечается превышение стоимостных показателей согласно рабочей документации над стоимостными показателями проектной документации на 259 394,55 тыс. руб. с НДС.

Анализ представленной на рассмотрение документации выполнен по видам и стоимости работ локальных сметных расчетов (далее – ЛСР) проектной документации и рабочей документации.

Анализ выполнен выборочным обследованием представленных локальных сметных расчетов. Отклонения по результатам анализа представлены в табл. 10.

Таблица 10 – Отклонения по видам и стоимости работ, тыс. руб. без НДС в текущем уровне цен 4 кв. 2016

№ п/п	Локальный сметный расчет	Проектная документация		Рабочая документация		Отклонение («+» - увеличение, «-» - снижение)	
		СМР	Обор-е	СМР	Обор-е	СМР	Обор-е
1	ОС* 02-01 Строительные работы	123 432,4	-	156 730,5	-	33 298,0	-
2	ЛСР** 02-03-01 Строительно-монтажные работы КЛ-10кВ от ММПС	256 569,8	-	352 057,3	-	95 487,6	-
3	ОС 02-04 Строительно-монтажные работы КЛ 110кВ	254 658,1	-	366 348,7	-	111 690,6	-
4	ЛСР 02-15-01 РЗА на ПС №705	798,1	2 923,6	257,8	5 518,9	-540,4	2 595,3
5	ЛСР 05-03-01 ВОЛС по ВЛ 110кВ	3 149,8	-	5 805,5	-	2 655,7	-
6	ЛСР 06-01-01 Наружные сети водопровода и канализации по ПС 110 кВ Шушары	7 887,8	1 922,0	3 204,9	10 311,2	-4 682,9	8 389,2
7	ЛСР 02-14-01 ЭТР, основное оборудование ПС 35кВ №705	5 117,6	159 655,7	4 552,7	98 994,7	-564,9	-60 660,9
	Итого	-	-	-	-	237 343,7	-49 676,4

Примечание: * - объектный сметный расчет (далее – ОС);

** - локальный сметный расчет (далее – ЛСР).

По результатам анализа выявлены основные несоответствия:

– по п.1 табл. 10 увеличилось затраты по разделу 7 ЛСР «Каркас. Металлоконструкции», по разделу 10 ЛСР «Лестничная клетка», по разделу 13 ЛСР «Устройство кровли», по разделу 15 ЛСР «Устройство полов», по разделу 16 ЛСР «Отделка помещений», по разделу 17 ЛСР «Крыльца, отмостка»;

– по п.2-3 табл. 10 изменился способ прокладки кабеля по отношению к проектному;

– по п.4, п.6, п.7 табл. 10 изменилась стоимость и комплектация закупаемого оборудования.

Общее выявленное превышение сметной стоимости, определенной в рабочей документации, по отношению к сметной стоимости проектной документации составляет 187,7 млн. руб. без НДС в текущем уровне цен 4 кв. 2016 года.

Исполнитель рекомендует:

– представить документы, обосновывающие необходимость отступления от решений, предусмотренных в проектной документации;

– до завершения строительства инвестиционного проекта предусмотреть получение заключения уполномоченного органа по оценке изменений, внесенных в рабочую документацию, в ходе реализации инвестиционного проекта, в рамках экспертного сопровождения, при необходимости выполнить корректировку проектной документации.

10.6.3 Исполнение графика выпуска рабочей документации

Выпуск рабочей документации предусматривает следующую последовательность действий:

1. Разработка рабочей документации проектной организацией.

2. Направление заказчику на рассмотрение и согласование (письмо ООО «КЭТ» от 18.03.2021 № 785-П-КЭТ-2021).

3. Выдача заказчиком замечаний (письма ПАО «Россети Ленэнерго» от 24.02.2021 № ЛЭ/02-013/126, 09.07.2021 № ЛЭ/02-013/543).

4. Корректировка по замечаниям, повторное направление на рассмотрение (письма ООО «КЭТ» от 16.02.2021 № 492-П-КЭТ-2021, 17.02.2021 № 510-П-КЭТ-2021, 18.02.2021 № 520-П-КЭТ-2021, 25.03.2021 № 894-П-КЭТ-2021, 21.04.2021 № 1302/1-П-КЭТ-2021, 20.05.2021 № 1616-П-КЭТ-2021, 27.05.2021 № 1705-П-КЭТ-2021).

5. Согласование документации заказчиком (письма ПАО «Россети Ленэнерго» от 30.04.2021 № ЛЭ/02-013/326, 25.06.2021 № ЛЭ/02-013/486, 09.07.2021 № ЛЭ/02-013/543, 27.09.2021 № ЛЭ/02-013/827).

6. Согласование документации собственниками смежных объектов (письмо филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Северо-Запада от 28.09.2021 № М7/73/2877, письмо филиала АО «СО ЕЭС» - Ленинградское РДУ от 04.10.2021 № Р32-б3-І-19-4065).

7. Подготовка документации на бумажном носителе и направление заказчику на утверждение.

8. Выдача рабочей документации, утвержденной штампом «В производство работ» осуществляется путем направления документации сопроводительными письмами с приложением накладных или по актам приема-передачи (накладные филиала ПАО «Россети Ленэнерго» «ДСО» от 21.12.2020 № ПСШ.20.12.21 ЭС, 12.01.2021 № ПСШ.21.02.12, 28.06.2021 № ПСШ.21.06.28, 02.07.2021 № ПСШ.21.07.02, 30.09.2021 № ПСШ.21.09.30, 06.10.2021 № ПСШ.21.10.06).

Указанная последовательность работ по разработке рабочей документации может быть уточнена для отдельно взятого проекта.

Исполнитель делает вывод, что рассмотренная последовательность действий по исполнению графика выпуска рабочей документации оценивается как необходимая и достаточная для организации разработки, согласования и утверждения рабочей документации.

10.7 Анализ фактических сроков реализации инвестиционного проекта и соответствия выполняемых работ «Проекту организации строительства»

На рассмотрение представлены следующие материалы:

1. Правоустанавливающая и исходно-разрешительная документация на строительство объекта (см. п. 6.1).
2. Паспорт инвестиционного проекта.
3. Проектная документация, разработанная ЗАО «Инженерно-Строительная Компания «Союз-Сети» в 2016-2017 годах.
4. Положительное заключение государственной экспертизы от 16.05.2017 № 78-1-1-3-0063-17, выданное СПб ГАУ «Центр государственной экспертизы».
5. Укрупненный сетевой график выполнения инвестиционного проекта в составе паспорта инвестиционного проекта (далее – УСГ).
6. Графики выполнения строительно-монтажных, пусконаладочных работ в соответствии с заключенными договорами на СМР.
7. Договор подряда от 18.12.2007 № 07-4007 на строительство «под ключ» ПС 110 кВ «Шушары» (ПИР, СМР, поставка оборудования) с ЗАО «Инженерно-Строительная Компания «Союз-Сети». Первоначальный срок завершения всего комплекса работ – 31.12.2008, с учетом дополнительных соглашений об изменении сроков завершения работ – не позднее 30.06.2014.
- Уведомлением ПАО «Ленэнерго» от 07.08.2017 № ДСО/04-14/136 договор расторгнут в одностороннем порядке с 22.08.2017.
8. Договор подряда от 25.06.2018 № 17-16522 на выполнение проектных работ (разработка рабочей документации) с ЗАО «ГорКапСтрой». Срок начала выполнения работ – 02.11.2017, срок завершения работ – 31.01.2018.
- Уведомлением ПАО «Ленэнерго» от 2020 года договор расторгнут.
9. Договор от 30.06.2017 № 17-10269 на выполнение СМР, ПНР, поставки оборудования по объекту: «ПС 110 кВ Шушары» (по схеме «ПС Дальпитерстрой»), Реконструкция ПС №46. Срок завершения всего комплекса работ – 31.10.2019.

Уведомлением ПАО «Ленэнерго» от 28.12.2018ЛЭ/01-02/747 договор расторгнут.

10. Договор подряда от 10.11.2020 № 20-14880 на корректировку рабочей документации, заключенный с ООО «КЭТ». Срок завершения работ – 30.06.2021.

11. Договор подряда от 13.05.2020 № 20-5582 (ПИР, СМР, поставка оборудования) со сроком завершения всего комплекса работ – не позднее 20.11.2022 (График №1).

12. Разрешение на строительство от 05.10.2017 №78-016-0446-2017 со сроком действия разрешения до 01.09.2022.

13. Общий журнал работ.

14. Журнал авторского надзора.

Согласно разделу проектной документации «ПОС», разработанному ЗАО «ИСК «Союз-Сети», организационно-технологическая схема строительства предусматривает выполнение всех работ, предусмотренных титулом в два этапа, что соответствует Графику № 1. При этом, общая продолжительность строительства объекта в представленном Графике № 1 не соответствует расчетной продолжительности строительства 21 мес., определенной в проектной документации и составляет 31 мес.

Начало строительства согласно представленному общему журналу работ – 2018 год. На момент проведения аудита (сентябрь-ноябрь 2021 года) строительство объекта не завершено, ведется корректировка рабочей документации. Откорректированные конструктивные решения в части уточнения параметров устанавливаемого оборудования не прошли экспертизу проектной документации. По состоянию на начало августа 2021 года строительно-монтажные работы по строительству здания КРУЭ 110 кВ, монтажу технологического оборудования 110 кВ, строительству КЛ 110 кВ и КЛ 10 кВ, реконструкции ПС 35 кВ не завершены.

Работы, согласно представленной отчетной документации, в целом соответствуют составу основных работ, отраженных в «Проекте организации строительства».

Исполнитель отмечает, что проведенный анализ позволил выявить отклонения фактических сроков промежуточных этапов реализации инвестиционного проекта от плановых в пределах от 4 до 7 месяцев.

Одной из основных причин отклонения фактических сроков, как отдельных этапов, так и общего срока от плановых сроков реализации инвестиционного проекта является отсутствие утвержденных полных комплектов проектной и рабочей документации.

10.7.1 Анализ исполнения сводного календарного плана проекта и графика строительства, утвержденного Заказчиком

Сводный календарный план инвестиционного проекта (далее - УСГ) представлен в составе паспорта инвестиционного проекта.

Проведенный анализ исполнения сводного календарного плана проекта и графика строительства, утвержденного Заказчиком, показал:

Предоставленный УСГ не соответствует срокам строительства, предусмотренным проектной документацией.

Смещение сроков реализации инвестиционного проекта связано с длительным сроком разработки и утверждения проектной и рабочей документации, многочисленными расторжениями договоров подряда.

Исполнитель обращает внимание на необоснованный разрыв (приблизительно 10 лет) в ходе реализации инвестиционного проекта между датой заключения договора на разработку проектной документации в 2007 году и датой утверждения проектной документации в 2017 году и, далее с планируемой датой завершения разработки рабочей документации - 2022 год (еще 5 лет).

Дополнительно, **Исполнитель обращает внимание** на отсутствие обоснования продолжительности сроков оказания услуг по Договору подряда от 18.12.2007 № 07-4007 на строительство «под ключ» ПС 110 кВ «Шушары» (ПИР, СМР, поставка оборудования) с ЗАО «ИСК «Союз-Сети». Первоначальный срок завершения всего комплекса работ – 31.12.2008, с учетом дополнительных соглашений об изменении сроков завершения работ – не позднее 30.06.2014 (расторжение Договора осуществлено с 22.08.2017).

10.7.2 Анализ сроков строительства и фактическое их соблюдение

Анализ фактических сроков строительства приведен в табл. 11.

Таблица 11 – Анализ сроков строительства и фактическое их соблюдение

№ п/п	Наименование работ	План		Факт		Отклонение, мес.	Примечание
		Начало работ	Окончание работ	Начало работ	Окончание работ		
1.	Получение разрешения на строительство	н/д	05.01.2019 05.11.2021	05.10.2017	20.11.2022	47/12	Паспорт ИП
2.	Заключение договора на ПИР, СМР, ПНР и поставку оборудования	2007	13.05.2020	18.12.2007	12.05.2020	156	Паспорт ИП
3.	Выполнение подготовительных работ на площадке строительства	н/д	30.06.2017 21.07.2020	30.06.2017	03.07.2017 21.07.2020		Паспорт ИП

4.	Поставка основного оборудования	01.02.2021	01.11.2022	н/д	н/д	-	Паспорт ИП
5.	Строительство 1 Этапа	н/д	31.12.2008 30.06.2014 20.11.2022	05.10.2020	-	144/84/0	Паспорт ИП, ЖАН
6.	Строительство 2 Этапа	н/д	31.12.2008 30.06.2014 20.11.2022	05.10.2020	-	144/84/0	Паспорт ИП, ЖАН
7.	Ввод объекта в эксплуатацию	-	31.12.2008 30.06.2014 20.11.2022	н/д	н/д	144/84/0	УСГ

Исполнитель отмечает несоответствие фактических сроков первоначальным плановым срокам строительства. Смещение сроков реализации инвестиционного проекта связано с длительным сроком разработки и утверждения проектной документации.

В составе сетевого графика реализации инвестиционного проекта (в составе паспорта инвестиционного проекта) в графах планируемые утвержденные сроки начала и окончания промежуточных этапов реализации инвестиционного проекта указаны некорректно. В результате чего, исключена полная последовательность контрольных этапов реализации инвестиционного проекта с 2007 по 2017 гг.

Дополнительно отмечается следующее:

1. На рассмотрение не представлен общий укрупненный сетевой график реализации инвестиционного проекта, утвержденный ПАО «Россети Ленэнерго» на весь срок реализации инвестиционного проекта (с 2007 по 2022 гг.) с обоснованием смещения срока завершения реализации инвестиционного проекта, более чем на 13 лет;

2. На рассмотрение не представлены все части общего журнала работ. Журнал авторского надзора представлен с даты – 05.10.2020 и только на работы 1-й этапа строительства (на 2-й этап строительства – не представлен), отчетная документация представлена не в полном объеме, в связи с чем, отсутствует возможность сделать вывод о фактически завершенных объемах работ.

Срок действия Разрешения на строительство объекта продлен до 01.09.2022 при этом, на текущий момент (октябрь-ноябрь 2021 г.) не разработан полный комплект рабочей документации, необходимый для завершения строительно-монтажных и пусконаладочных работ.

10.7.3 Анализ предлагаемых изменений объектных и рабочих календарных графиков

Предлагаемые изменения представлены в графике в составе паспорта инвестиционного проекта. При этом отмечается несоответствие сроков промежуточных этапов реализации инвестиционного проекта представленным на рассмотрение частям общего журнала работ, журналу авторского надзора. В графах «Предложения по корректировке плана» отражены даты отдельных

промежуточных контрольных этапов реализации инвестиционного проекта со 100 % исполнением работ за весь период на 01.01.2021. Однако документы, подтверждающие выполнение данных работ (этапов) в полном объеме на рассмотрение не представлены. Кроме того, в разделе монтаж основного технологического оборудования в графе «Предложения по корректировке плана» установлен срок 27.01.2021.

Согласно Договору подряда от 13.05.2020 № 20-5582 срок завершения строительства - 20.11.2022. При этом на дату проведения аудита (сентябрь-октябрь 2021 года) не разработан полный комплект рабочей документации и не произведена закупка основного оборудования, часть строительно-монтажных работ выполнена.

Исполнитель рекомендует привести в соответствие сроки реализации промежуточных этапов инвестиционного проекта с учетом их фактических сроков реализации и планируемых сроков завершения работ. Любое изменение планируемых договорных сроков реализации промежуточных этапов инвестиционного проекта обосновывать соответствующими документами.

10.7.4 Оценка рисков инвестиционного проекта

В рамках рассмотрения документации представленной для проведения третьего этапа технологического и ценового аудита Исполнителем выполнен анализ рисков, заключающийся в их идентификации и оценке. Оценка рисков инвестиционного проекта заключается в определении вероятности их наступления и оценке степени их воздействия на проект.

Выделены основные риски, наиболее влияющие на проект.

В рамках реализации проекта предусмотрена установка трансформаторов мощностью 126 МВА (2*63 МВА) с перспективой установки трансформаторов мощностью 160 МВА (2*80 МВА). При этом, суммарная заявленная мощность по действующим договорам об осуществлении технологического присоединения (по состоянию на конец 2020 года), составляет 32,9 МВт. Кроме того, согласно СиПР Санкт-Петербурга на 2021-2025 гг. перспективная загрузка подстанции при мощности трансформаторов 2x63 МВА составит 47,4 %. Необходимость увеличения мощности трансформаторов до 2x80 МВА не обоснована инвестиционным проектом. Работы по увеличению мощности предусматривают установку четырех ТОР 10 кВ, установка 4 ячеек КРУ 10 кВ, а также увеличения помещения для размещения ТОР на 36,9 кв.м. для каждого. Риск неоптимальных (избыточных) принятых проектных решений оценивается как вероятный и оказывающий умеренное воздействие на проект.

Согласно выданным ПАО «ФСК ЕЭС» техническим условиям и договору на технологическое присоединение № 618/ТП-М7 от 22.11.2017 максимальная передаваемая ПАО «Россети Ленэнерго» мощность составит 18,009 МВт. Кроме того, ПАО «Россети Ленэнерго» выполнен I этап по техническим условиям (изменение № 5, утвержденное 24.10.2016) к договору об осуществлении технологического присоединения от 11.08.2009 № 121/ТП-М7. На основании договора максимальная передаваемая мощность увеличена на

12 МВт. При этом между ООО «Строительная компания «Дальпитерстрой» и ОАО «Ленэнерго» заключен договор технологического присоединения нагрузки мощностью 23,8 МВт. Проектом также предусмотрен перевод нагрузки на строящуюся подстанцию мощностей с ПС 35/6 кВ № 705 «Шушары», ММПС 110 кВ № 68 Вишерская, подключение линейного объекта регионального значения «Трамвайная сеть по маршруту «Станция метро «Купчино» – пос. Шушары – Славянка». Общая подключаемая мощность составит порядка 40 МВт. Риск ресурсного обеспечения, влекущий невыполнение ПАО «Россети Ленэнерго» своих обязательств, оценивается как ожидаемый и оказывающий значительное воздействие на проект.

На этапе РД стоимость реализации инвестиционного проекта выросла на 259 млн. рублей или на 11 % до 2,65 млрд. рублей с НДС в ценах 4 кв. 2016 года. Увеличение стоимости произошло за счет изменения кабеля 10 кВ, а также применения метода ГНБ как для КЛ 10 кВ, так и для 110 кВ. Сметная стоимости при пересчете в цены соответствующих лет реализации проекта (2017-2023) составит 3,45 млрд. рублей с НДС. Объем финансовых потребностей проекта, определенный инвестиционной программой «Россети Ленэнерго» на 2021 – 2025 годы в редакции Приказа Минэнерго России от 29.12.2020 № 31@, составляет 2,11 млрд. рублей. Кроме того, выборочный анализ показал, что стоимость фактически выполненных работ превышает запланированную проектной документацией. Риск недофинансирования инвестиционного проекта оценивается как вероятный и оказывающий значительное воздействие на проект.

10.7.5 Анализ причин выявленных отклонений сроков

Основными причинами отклонения сроков выполнения отдельных видов (этапов) работ являются:

- принятие альтернативных технологических решений;
- длительная разработка проектной документации и получение положительного заключения государственной экспертизы;
- уточнения технических и технологических решений при реализации проекта;
- длительная разработка, корректировка рабочей документации;
- возможные простои техники и строителей.

Проведенный анализ позволил выявить причины отклонения сроков, зависящие как от заказчика (уточнение технических и технологических решений), так и подрядчика (разработка проектной и рабочей документации, корректировка рабочей документации).

10.7.6 Оценка предлагаемой этапности строительства

В соответствии с Техническим заданием реализация инвестиционного проекта предусмотрена в два этапа.

Принятое решение по строительству ПС 110 кВ Шушары, КЛ 110 кВ Шссейная-Шушары, Колпинская-Шушары, реконструкции ПС 35 кВ № 705 Шушары с учетом реализации проектных решений параллельно, оценивается как оптимальное.

10.8 Мониторинг проведения пуско-наладочных работ

10.8.1 Анализ соблюдения графика пуско-наладочных работ

Согласно графику выполнения строительно-монтажных работ, являющегося приложением № 2а к Договору от 30.06.2017 № 17-10269, не содержит сведения о сроках выполнения пуско-наладочных работ (далее – ПНР)

Согласно графику выполнения строительно-монтажных работ являющегося приложением № 2 к договору от 13.05.2020 № 20-5582, заключенному между ПАО «Ленэнерго» и ООО «Энергетическое строительство» проведение ПНР предусмотрено в следующие периоды:

1-й этап строительства:

- в период с мая по август 2021 года – ПНР КЛ 110 кВ;
- в период с мая по декабрь 2021 года – ПНР ПС 110 кВ Шушары.

2-й этап строительства:

- в период с июня по ноябрь 2022 года – ПНР ПС 35 кВ № 705 Шушары.

Анализ соблюдения графика пуско-наладочных работ приведен в табл. 12.

Таблица 12 – Анализ соблюдения графика пуско-наладочных работ

Наименование работ	Стоимость работ с НДС, тыс. руб.	По графику			Фактически			Отставание от срока выполнения работ по графику, мес.
		Начало работ (число, месяц, год)	Окончание работ (число, месяц, год)	Выполнение, %	Начало работ (число, месяц, год)	Окончание работ (число, месяц, год)	Выполнение, %	
ООО «Энергетическое строительство», договор от 13.05.2020 № 20-5582								
ПНР КЛ 110 кВ	-	Май 2021	Август 2021	100%	н/д	н/д	н/д	2
ПНР ПС 110 кВ	-	Май 2021	Декабрь 2021	100%	н/д	н/д	н/д	-
ПНР ПС 35 кВ	-	Июнь 2022	Ноябрь 2022	0%	н/д	н/д	н/д	-

Исполнитель отмечает, что анализ соблюдения графика ПНР позволил выявить наличие отклонений фактических сроков от плановых сроков выполнения ПНР КЛ 110 кВ, предусмотренных графиком по договору с ООО «Энергетическое строительство» от 13.05.2020 № 20-5582».

10.8.2 Анализ наличия документации по выполнению пуско-наладочных работ

На дату проведения технологического и ценового аудита программы ПНР оборудования смонтированного на ПС 110 кВ Шушурь, ПС 35 кВ № 705 Шушарь, КЛ 110 кВ, на рассмотрение не представлены.

Работы по монтажу основного электротехнического, вторичного оборудования находятся на завершающей стадии, ведется разработка программы ПНР.

Исполнитель отмечает, что акты рабочей комиссии о приемке оборудования после индивидуального испытания, приемки оборудования после комплексного опробования, разрешение на допуск в эксплуатацию электроустановки, рабочей комиссии о готовности объекта для предъявления комплексного опробования, приемочной комиссии о готовности объекта после комплексного опробования на рассмотрение не представлены в связи с тем, что на дату проведения технологического и ценового аудита ведутся подготовительные работы к ПНР оборудования ПС 110 кВ Шушурь, ПС 35 кВ № 705 Шушарь, КЛ 110 кВ.

На дату проведения технологического и ценового аудита Выборочный анализ документации по приемке оборудования и систем из монтажа в производство пуско-наладочных работ

В рамках проведения выборочного анализа документации по приемке оборудования из систем монтажа в производство ПНР рассмотрены следующие документы представленные заказчиком:

1-й этап строительства.

1. Акт технической готовности электромонтажных работ от 27.08.2021 № 20-5582-КРУЭ110-2 (монтаж оборудования КРУЭ 110 кВ типа ЯТЭ-110/40/2500 У2 в пом. 101-103 на отм. 0.000).

2. Акт технической готовности электромонтажных работ от 10.03.2021 № 20-5582-Т2 (монтаж трансформатора силового трехфазного двухобмоточного типа ТРДН-63000/10 заводской № 2020210 – комплект).

3. Акт технической готовности электромонтажных работ от 26.03.2021 № 20-5582-КРУ-10 (монтаж шкафов КРУ 10 кВ типа К-128 заводской №3222-3273 – 52 комплекта).

4. Акт технической готовности электромонтажных работ от 22.03.2021 № 20-5582-УРЗН (монтаж устройств резистивного заземления нейтрали УРЗН-29-10 УХЛ 1 заводской №2890, №2891, №2892, №2893 – 4 комплекта).

5. Акт технической готовности электромонтажных работ от 22.03.2021 №20-5582-ТСН (монтаж трансформаторов собственных нужд типа ТСЗГЛ-400/10-У3 ТСН1 заводской № 1992429, ТСН 2 № 1992430).

6. Акт технической готовности электромонтажных работ от 15.06.2021 № 20-5582-ЩСН-2 (монтаж шкафов собственных нужд переменного тока ЩСН (В1N-В9N) и шинного моста между панелями В5N и В6N в помещениях № 213 и 214).

7. Акт технической готовности электромонтажных работ от 15.06.2021 № 20-5582-СПТ-2 (монтаж щитов постоянного тока ЩПТ (В1Е-В6Е), зарядно выпрямительных устройств ЗВУ (UZ1-UZ4) в помещениях № 213 и 214, шкафов распределения оперативного постоянного тока ШРОТ 1 (№7) в пом. 203 и ШРОТ2 в пом. 109; шкафа питания оперативной блокировки ШПОБР (№ 27) и шкафа резервного питания ШРП (№ 29) – 1 шт. в пом. 204.

8. Акт технической готовности электромонтажных работ от 28.06.2021 № 20-5582-СПТ-4 (монтаж аккумуляторных батарей 7 OPzS 490 в пом. 214 и 215, шкафов ШВАБ1-2 в пом.217, шкафов ШВАБ3-4 в пом. 213.

9. Акт технической готовности электромонтажных работ от 24.06.2021 № 20-5582-РЗА-2 (монтаж шкафов РЗА в помещениях 203 – 10 шт., 204 – 2 шт., производства НПО «ЭКРА»).

10. Акт технической готовности электромонтажных работ от 30.06.2021 № 20-5582-РЗА-3 (монтаж шкафов РЗА в помещениях 203: ДЗЛ и КСЗ КВЛ 110 кВ Чесменская-Шоссейная 1-Шушары с отп. На ПС 67 (1 и 2 комплект) (W2G) (шк. № 6) – 1 шт. производства Siemens).

11. Акт технической готовности электромонтажных работ от 27.08.2021 № 20-5582-РЗА-4 (монтаж шкафа ТН шин 110 кВ в пом. 203 (шк. №3) и шкафа ПР-РЗА + 1 шт. в пом. 204 (шк. №35).

12. Акт технической готовности электромонтажных работ от 24.06.2021 № 20-5582-АСУТП-2 (монтаж шкафов АСУТП АС1 и АС7 – в пом. 202, АС2 и АС4 – в пом. 109, АС5 и АС6 – в пом. 110).

2-й этап строительства.

Документации по приемке оборудования и систем из монтажа в производство пуско-наладочных работ в стадии подготовки.

Указанные документы содержат все необходимые реквизиты, подписи представителей электромонтажной организации, представителя генерального подрядчика, представителя лица, осуществляющего подготовку проектной документации, представителя эксплуатации, представителя застройщика или заказчика.

Исполнитель делает вывод, что оформление представленных актов технической готовности электромонтажных работ выполнено в соответствии с положениями инструкции по оформлению приемо-сдаточной документации по электромонтажным работам И 1.13-07.

10.9 Выборочная проверка исполнительной документации

В рамках выборочной проверки исполнительной документации проведен анализ следующей исполнительной документации за период с начала строительства по март 2020 года:

1. ПС 110 кВ Шушары.

– акт освидетельствования скрытых работ от 20.11.2020 № 061-КМ1-1 на монтаж металлических колонн на отметке -0,150 в/о А-Л/1-10;

– акт освидетельствования скрытых работ от 25.12.2020 № 061-КМ2-01 на монтаж металлических конструкций для установки трансформаторов Т1 и Т2;

– акт освидетельствования скрытых работ от 20.04.2021 № 061-КЖ3-10 на бетонирование фундаментов Фом1 и Фом2 в/о 1-3.1Ж-Л (кам. Т1) и 7.1-10/Ж-Л (кам.2) на отм. 0,000;

– акт освидетельствования скрытых работ от 12.01.2021 № АР-1.2 на монтаж фасонных элементов стеновых сэндвич-панелей здания ПС в/о А-Л/1. Л/1-10, А-Л/10, А/1-10;

– акт освидетельствования скрытых работ от 16.03.2021 № 061-АС-17 на устройство утепления вентиляционных шахт в осях 1-10/А-Л;

– акт освидетельствования скрытых работ от 04.03.2021 № 061-АС-ОК-1 на монтаж оконных блоков ОК-1 на отм. 0.000, 5.100, 9.350 в/о Б-В/1.10; на отм. 5.100 в/о Г-Д и 10, А/1/1-2 и 9-9/1; ОК-2 на отм. 5.100 в/о Б/3-4, 7-8;

– сертификаты соответствия, протоколы лабораторных испытаний, экспертные заключения на продукцию, декларации соответствия.

2. КЛ 110 кВ.

– акт освидетельствования скрытых работ от 21.06.2021 № 2/-КЛ М1-ПС на разработку траншеи на участке от М1 до ПС и крепление деревянными щитами стенок траншеи;

– акт освидетельствования скрытых работ от 04.04.2021 № 8-КЛ МТ2-М3 на устройство постели в лотках Н=100 мм из ПГС для укладки кабеля в лотках на участке от МТ2 до М3;

– акт освидетельствования скрытых работ от 05.03.2021 № 19-КЛ М3-М4 на укладку сигнальной ленты на участке от М3 до М4;

– акт освидетельствования скрытых работ от 20.02.2021 № 16-КЛ М4-М5 на обратную засыпку траншеи местным грунтом и песком в местах установки лотков Л4-8/2 на участке от М4 до М5;

– акт освидетельствования скрытых работ от 09.03.2021 № 17-КЛ М5-оп.№ 76, № 77 на монтаж плит на участке от М5 до оп.№ 76, № 77;

– акт освидетельствования скрытых работ от 09.01.2021 № 1-ГНБ6 на разработку грунта стартового котлована № 6.1 размерами 2,5х2,5 м и приемного № 6.2 размерами 2,5х2,5 м котлованов на участке от М5 до переходной опоры № 77, под устройство закрытого перехода ГНБ № 6;

– акт освидетельствования скрытых работ от 17.08.2021 № 6-ГНБ9 на проверку проходимости труб D200х15,6; D110х8,6 мм, под монтаж КЛ 110 кВ на участке от стартового котлована № 9.1 до приемного котлована № 9.2, скважины № 1 и № 2 закрытого перехода № 9.

– сертификаты соответствия, протоколы лабораторных испытаний, экспертные заключения на продукцию, декларации о соответствии, паспорта качества.

3. ПС 35 кВ № 705 (реконструкция).

– акт освидетельствования скрытых работ от 26.07.2021 № 090-КЖ1-1 на разработку котлована для ФП1 под БКТП;

– акт освидетельствования скрытых работ от 19.08.2021 № 090-КЖ1-5 на бетонирование (B25 W6 F150) ФП1.

Исполнитель отмечает, что представленная на рассмотрение исполнительная документация соответствует РД-11-02-2006 «Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требования, предъявляемые к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения», в редакции приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) от 09.11.2017 № 470 (зарегистрирован министерством юстиции Российской Федерации 15.02.2018, регистрационный номер № 50053).

Исполнитель обращает внимание, что на рассмотрение не представлена исполнительная документация по следующим видам работ:

1-й этап строительства:

- строительство ВОЛС по ВЛ;
- работы на смежных объектах (установка оборудования связи, РЗА);
- прокладка КЛ 10 кВ (ММПС – ПС 110 кВ Шушары).

2-й этап строительства:

- прокладка КЛ 10 кВ (ПС 35 кВ № 705 Шушары – ПС 110 кВ Шушары);
- спрямление ВЛ 35 кВ.

Исполнитель делает вывод, что строительно-монтажные работы ведутся в соответствии с решениями проектной и разработанной на ее основе рабочей документации за исключением работ, предусматривающих изменения проектных решений, по прокладке КЛ 110 кВ.

Анализ исполнительной документации на ее соответствие выполненным строительно-монтажным работам, по перечисленным выше объектам строительства, выполнить не представляется возможным в связи с ее отсутствием.

10.10 Анализ соблюдения регламентов энергоэффективности объекта в соответствии с требованиями проектной документации

Для выполнения оценки соблюдения регламентов энергоэффективности объекта рассмотрены следующие документы:

1. Проектная документация, разработанная ЗАО «ИСК «Союз-Сети» в 2016 году, откорректированная ООО «КЭТ» в 2021 году:

– Раздел 10(1). «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов» шифр 01-П/12-ПС110-ЭЭ, 01-П/12-ПС35-ЭЭ;

– Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений (далее - раздел 5). Подраздел 1. Система

электроснабжения. Часть 5. Техническое задание на разработку АИИС КУЭ/ГУЭ» шифр 01-П/12-ПС110-ИОС1.5 книга 1, 01-П/12-ПС35-ИОС1.5 книга 2;

– раздел 3 «Архитектурные решения» шифр 01-П/12-ПС110-АР (от 2016, 2021 года), 01-П/12-ПС35-АР;

– раздел 5, Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Электротехнические решения, книга 1 шифр 01-П/12-ПС110-ИОС1.2.1 (от 2016, 2021 года), книга 3, шифр 01-П/12-ПС35-ИОС1.2.1;

– Раздел 5, Подраздел 2 «Система водоснабжения», шифр 01-П/12-ПС110-ИОС2;

– раздел 5, подраздел 4, часть 1 «Отопление, вентиляция и кондиционирование» шифр 01-П/12-ПС110-ИОС4, часть 2 шифр 01-П/12-ПС35-ИОС4.

2. Рабочая документация, разработанная ООО «КЭТ» (ООО «Инжиниринговая компания энергия») в 2020 – 2021 годах:

1-й этап строительства:

– «ПС 110кВ «Шушары». Здание ПС. Архитектурно-строительные решения, шифр ИКЭ/009-14880-061-АС;

– «ПС 110кВ «Шушары». Отопление, вентиляция и кондиционирование, шифр ИКЭ/009-14880-061-ОВ;

– ПС 110 кВ Шушары. Наружное и охранное освещение, шифр ИКЭ/009-14880-061-ЭП9.

2-й этап строительства:

– «ПС 35 кВ №705. Здание РП 10/6 кВ. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии, шифр ИКЭ/009-14880-025-УЭ.3;

– Исполнительная документация.

Анализ соблюдения регламентов энергоэффективности объекта в соответствии с требованиями проектной документации приведен в табл. 13.

Таблица 13 – Сравнительные характеристики материалов на разных стадиях реализации проекта

№ п/п	Стадия	Энергоресурс/здание (сооружение)	Марка/вид материалов
1	Проектная документация	Счетчик электрической энергии	Тип не указан.
2		ХВС	Два водомерных узла типа 1-80.сч.20/80
3		Отопление	Электрические конвекторы, в помещениях аккумуляторных во взрывозащищённом исполнении, в помещении ЗРУ 110 кВ инфракрасные.
		Здание ПС	Наружные стены – стальных трехслойные «сэндвич-панели» с минераловатным утеплителем на основе базальтовых пород, толщиной 150 мм.

№ п/п	Стадия	Энергоресурс/здание (сооружение)	Марка/вид материалов
			Кровля - рулонные битумные СБС-модифицированные водоизоляционные ковры Икопал Ультра В/Икопал УльтраН, утеплитель теплоизоляционная плита «ROCKWOOL РУФ БАТТС Д ОПТИМА» толщиной 150 мм. Окна – двухкамерные двухстворчатые из ПФХ профилей с открывающимися створками. Наружные двери – металлические утепленные.
4		Освещение	Наружное освещение – светодиодные светильники
1	Рабочая документация	Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03МК.01.
2		ХВС	Нет сведений, РД не представлена.
		Отопление	Электрические конвекторы со встроенным термостатом мощностью 0,5-2,0 кВт; Инфракрасные обогреватели мощностью 1,0 кВт.
3		Здание ПС	Наружные стены – металлические сэндвич-панели с минераловатным заполнением толщиной 150 мм. Кровля - рулонные битумные СБС-модифицированные водоизоляционные ковры Икопал Ультра В/Икопал Ультра Н, утеплитель – теплоизоляционные плиты «ROCKWOOL РУФ БАТТС Д ОПТИМА» толщиной 150 мм. Окна – двухкамерные стеклопакеты. Наружные двери – металлические утепленные.
4		Освещение	Наружное освещение – светильник светодиодный консольный магистральный 60Вт, степень защиты IP65.

Исполнитель отмечает, что представленные разработанные разделы рабочей документации в целом учитывают решения проектной документации в части соблюдения требований энергоэффективности, существенных отклонений не выявлено.

Выполнение анализа соблюдения регламентов энергоэффективности объекта в соответствии с требованиями проектной документации решений по водоснабжению проектируемого объекта, не представляется возможным в связи с отсутствием рабочей документации соответствующих марок согласно ведомости полного комплекта рабочих чертежей.

Исполнитель делает вывод о соблюдении регламентов энергоэффективности объекта при разработке рабочей документации в

соответствии с требованиями проектной документации и требований СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» в объеме представленных решений.

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

Исполнитель отмечает, что в ходе анализа технических и технологических решений, предусмотренных в проектной документации, разработанной на ее основе рабочей документации, и в процессе выполнения строительно-монтажных работ, выявлены следующие изменения:

1. Архитектурные решения.

1-й этап строительства:

– внесены дополнения и уточнения в подвальной этаже здания ПС на отметке -3,550 в части разуклонок в полах;

– уточнена высота подвального этажа – 3,550 м;

– уточнено на плане кровли расположение водоотводящих воронок (с уточнением уклонов к воронкам), дополнительно запроектированы шахты в осях 4-5/Ж-И и 9-9/1/Г-Д;

– откорректированы проектные решения по составу конструкции кровли с устройством молниеприёмной сетки с молниеприёмниками поверх кровли здания;

– изменён материал кладки внутренних перегородок на полнотельный керамический кирпич толщиной 120 мм;

– внесены дополнения и уточнения на 1-м и 2-м этажах здания ПС: отражены отметки подвесных потолков и фальшполов, внесены изменения в разрезы;

– внесены дополнения и уточнения внешнего вида фасадов в части выходов на кровлю из объёмов лестничных клеток; цветовые решения фасадов предусмотрены по каталогу RAL, а также отражены в ведомости отделки фасадов;

– уточнена отделка помещений коридоров и лестничных клеток здания ПС 110 кВ в соответствии с противопожарными требованиями;

– уточнено наименование помещения КРУЭ 110 в соответствии с типом запроектированного оборудования.

2. Конструктивные и объёмно-планировочные решения.

Проектными решениями предусмотрено внесение изменений в части:

– увеличения толщины плиты лестничных площадок с уточнением отметки верха площадок;

– увеличения высоты стоек каркаса в зоне расположения фальшстен, опирающихся на конструкции покрытия;

– внесения изменений в армирование плиты перекрытия на отметке 0,050 с учётом изменения технологических нагрузок; армирование балок перекрытия сварными каркасами заменено на армирование вязанной арматурой;

– частичного изменения сечений стальных балок перекрытий и узлов сопряжения стальных стоек и ригеле с учётом актуализации расчётного обоснования и оптимизации решений;

– уточнения отметки плиты покрытия над лестничными клетками (устранение ошибки).

3. Система электроснабжения.

На кровле запроектирована установка стержневых молниеприемников, высотой 6 метров каждый. Откорректирован план расположения молниеприемной сетки на кровле.

Изменены весовые характеристики электротехнического оборудования в соответствии с выбранным оборудованием.

Вышеперечисленные изменения, внесённые в проектную документацию, получили положительное заключение по результатам оценки соответствия в рамках экспертного сопровождения № ЭС-1-02-203-16 (0018-2021).

4. Система собственных нужд.

Уточнена (увеличена) мощность трансформаторов собственных нужд (вместо 2х250 кВА, приняты к установке 2х400 кВА).

5. Кабельная линия 110 кВ:

– уточнен тип кабеля 110 кВ, применен кабель из сшитого полиэтилена со встроенными оптическими волокнами для организации температурного мониторинга кабельной линии.

– увеличилась протяженность трассы прокладки КЛ закрытым способом методом ГНБ.

Исполнитель отмечает, что решения по увеличению мощности трансформаторов собственных нужд, замене типа применяемого силового кабеля 110 кВ, не включены в объем изменений проектных решений, которые получили заключение по результатам оценки соответствия в рамках экспертного сопровождения

Исполнитель делает вывод, что в целом основные технические и технологические решения согласно проектной документации, в том числе в части количества, технических характеристик основного оборудования и протяженности кабельных линий, получившей положительное заключение государственной экспертизы от 16.05.2017 № 78-1-1-3-0063-17, выданное СПб ГАУ «Центр государственной экспертизы», не изменились.

Изменения технических решений по организации собственных нужд, строительству КЛ 110 кВ, выявленные в ходе реализации инвестиционного проекта, не учтены в проектной документации, получившей положительное заключение по результатам оценки соответствия в рамках экспертного сопровождения № ЭС-1-02-203-16 (0018-2021).

Исполнитель рекомендует дополнить материалы, представленные на технологический и ценовой аудит, информацией, обосновывающей необходимость уточнения технических решений по КЛ 110 кВ, и получить заключение по результатам оценки соответствия в рамках экспертного сопровождения или выполнить корректировку проектной документации,

получить заключение экспертизы, без изменения директивных сроков сдачи объектов в эксплуатацию, указанных в Инвестиционной программе.

10.12 Мониторинг формирования первичной и учетной документации по объекту

На рассмотрение представлена следующая документация:

- общий журнал работ № 2 за период с 12.10.2018 по 20.01.2021;
- общий журнал работ № 3 за период с 21.01.2021 по 09.08.2021;
- журнал авторского надзора за строительством за период с 05.10.2020 по 22.07.2021;
- журнал работ по монтажу строительных конструкций за период с 22.10.2020 по 12.12.2020;
- журнал сварочных работ №1 за период с 07.11.2020 по 15.12.2020;
- журнал бетонных работ за период с 12.08.2019 по 31.03.2020;
- журнал ухода за бетоном № 2 за период с 17.09.2020 по 24.12.2020;
- акты о приемке выполненных работ (КС-2), справки о стоимости выполненных работ и затрат (КС-3), товарные накладные (ТОРГ-12) за период строительства с начала строительства по 30.07.2021;
- журнал учета выполненных работ (КС-6а) по договору № 20-5582 от 13.05.2020.

Исполнитель отмечает, что журналы учета выполненных работ (КС-6а) по договору № 20-5582 от 13.05.2021 представлены некомплектно, по договору № 17-10269 от 30.06.2017 журналы учета выполненных работ (КС-6а) не представлены.

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

Оформление общего и специальных журналов работ выполнено в соответствии с требованиями приказа Ростехнадзора от 12.01.2007 № 7 «Об утверждении и введении в действие Порядка ведения общего и (или) специального журнала учета выполнения работ при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства» (зарегистрировано в Минюсте РФ 06.03.2007 № 9051).

На рассмотрение не представлены все части общего журнала работ. Журнал авторского надзора представлен с даты – 05.10.2020 и только на работы 1 Этапа строительства (на 2 Этап – не представлен).

Исполнитель делает вывод, что в целом оформление первичной учетной документации соответствует действующим нормативно-правовым актам в области учета работ в капитальном строительстве.

10.13 Выборочная проверка журналов учета выполненных работ (КС-6а), актов о приемки выполненных работ (КС-2), справок о стоимости выполненных работ и затрат (КС-3), товарных накладных ТОРГ-12 на соответствие проектной и рабочей документации, заключенным договорам

Проверка журналов учета выполненных работ (КС-6а), актов о приемки выполненных работ (КС-2), справок о стоимости выполненных работ и затрат (КС-3), товарных накладных ТОРГ-12 на соответствие проектной и рабочей документации, заключенным договорам на III этапе ТЦА за период с начала строительства по 30.07.2021 выполнена по следующим направлениям:

– проверка соответствия справок о стоимости выполненных работ и затрат (КС-3) актам о приемке выполненных работ (КС-2);

– выборочная проверка соответствия стоимости оборудования и дорогостоящих материалов, отраженных в товарных накладных ТОРГ-12, проектной документации;

– проверка соответствия стоимости фактически выполненных работ, включенных в акты о приемке выполненных работ (КС-2), проектной и рабочей документации;

– выборочная проверка соответствия стоимости фактически выполненных работ, включенных в журналы учета выполненных работ (КС-6а), проектной и рабочей документации, договорам подряда за рассматриваемый период.

Согласно представленным документам строительно-монтажные работы и покупка оборудования выполнялись по договору № 20-5582 от 13.05.2020 и по договору № 17-10269 от 30.06.2017.

В соответствии с представленными актами о приемке выполненных работ (КС-2) по договору № 20-5582 от 13.05.2020 и по договору № 17-10269 от 30.06.2017 суммарный объем строительно-монтажных работ выполнен на сумму 406,6 млн. руб. без НДС в уровне цен 4 кв. 2016, что составляет 41,86 % от суммы глав 1-9 сводного сметного расчета сметной документации, получившей положительное заключение от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17.

В соответствии с представленными товарными накладными ТОРГ-12 в рамках выполнения обязательств по договору № 20-5582 от 13.05.2020 закуплено оборудования на сумму 345,1 млн. руб. без НДС, что составляет 45,06% от суммы по главам 1-9 сводного сметного расчета сметной документации, получившей положительное заключение от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17.

Проверка соответствия справок о стоимости выполненных работ и затрат (КС-3) актам о приемке выполненных работ (КС-2) не выявила отклонений и несоответствий в содержании документов.

Выборочная проверка соответствия стоимости оборудования, закупленного по договору № 20-5582 от 13.05.2020, проектной документации выполнена обследованием представленных товарных накладных ТОРГ-12.

Выборочная проверка охватила 30 % от стоимости всего закупленного оборудования. Результаты проверки представлены в табл. 14.

Таблица 14 – Сравнительный анализ стоимости оборудования, тыс. руб. без НДС

№ п/п	Наименование оборудования	Данные из локального сметного расчета в ценах 2016	Данные товарных накладных ТОРГ-12	Кол-во, шт.	Отклонение от сметной стоимости («минус» - превышение, «плюс» – экономия)
1	Трансформатор масляный силовой ТРДН-63000/110 У1	38 091,71	45 796,00	2	-15 408,59
2	Устройство резисторного заземления нейтрали УРЗН-29-10-УХЛ1	3 247,49	3 066,00	4	725,97
3	КРУ 10 кВ (комплект)	78 141,42	78 496,73	1	-355,31
4	Ограничитель перенапряжения нелинейный полимерный 110 кВ ОПН-ВЛ-П1-110/77/10/-1000-IV-УХЛ	40,55	48,70	6	-48,90
5	Кран однопролетный грузоподъемность 1т	498,35	527,77	2	-58,84
6	Кран мостовой подвесной 5 т. (комплект)	634,10	769,30	1	-135,20
7	Итого	-	-	-	-15 280,86

По результатам проверки стоимости закупленного оборудования выявлено отклонение (превышение) в размере 15,3 млн. руб. без НДС по отношению к сметным показателям, заложенным в сметной документации, получившей положительное заключение от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17. Перерасход вызван предположительно за счет смены поставщиков оборудования. Например, в сметной документации стоимость позиции «Трансформатор масляный силовой ТРДН-63000/110 У1» включена в соответствии с коммерческим предложением ООО «Тольяттинский трансформатор» в объеме 38 091,71 тыс. руб. без НДС, в товарной накладной ТОРГ-12 №1102 от 29.12.2020 стоимость этой позиции составляет 45 796,00 тыс. руб. без НДС (поставщик ООО «Энергетическое строительство»).

Выборочная проверка соответствия стоимости дорогостоящих материалов, закупленных по договору № 20-5582 от 13.05.2020, проектной документации выполнена обследованием представленных товарных накладных ТОРГ-12 по материалу «Кабель 110 кВ».

Согласно локальному сметному расчету № 02-04-01 «Строительно-монтажные работы КЛ 110 кВ Шушары сметной документации, получившей положительное заключение от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17, для расчета

принят кабель марки «ПВВнг(А)-1х1000/185» со стоимостью 1 м – 7 869,57 руб. без НДС (КП ООО «ГК Севкабель», п.343).

Согласно представленной товарной накладной ТОРГ-12 № 1105 от 29.10.2020 был закуплен кабель марки «ПВПу2гж-1х1000/185» со стоимостью 1 м – 10 050,00 руб. без НДС (поставщик ООО «Энергетическое строительство»).

Отмечается следующее:

– марка закупленного кабеля отличается от марки кабеля принятой для расчета в локальных сметных расчетах;

– отклонение (превышение) стоимостных показателей, принятых для расчета в локальном сметном расчете сметной документации, получившей положительное заключение от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17. Согласно представленной товарной накладной ТОРГ-12 закуплено 15 792,0 м, таким образом, превышение в целом по закупке составляет 34,4 млн. руб. без НДС.

Исполнитель рекомендует представить документы, обосновывающие отступление от решений, предусмотренных проектной документацией (см. п.10.11).

В целях проведения ценового аудита рассматриваемого проекта представлен журнал учета выполненных работ (КС-6а) по договору № 20-5582 от 13.05.2020 на работы в рамках локального сметного расчета № 02-05-01 «ЭТР, основное оборудование ПС 110 кВ Шушары».

Отмечается, что журналы учета выполненных работ (КС-6а) по договору № 20-5582 от 13.05.2020 представлены некомплектно, по договору № 17-10269 от 30.06.2017 журналы учета выполненных работ (КС-6а) не представлены.

Выборочная проверка соответствия стоимости фактически выполненных работ, включенных в представленный журнал учета выполненных работ (КС-6а), проектной и рабочей документации, договору подряда отклонений от проектной и рабочей документации, от договора подряда за рассматриваемый период не выявила.

Проверка соответствия стоимости фактически выполненных строительно-монтажных работ (далее – СМР), включенных в акты о приемке выполненных работ (КС-2), проектной документации выполнена сплошным обследованием представленных актов.

Всего было обследовано 33 акта о приемке выполненных работ (КС-2).

При этом отмечается следующее:

– согласно локальному сметному расчету № 02-04-01 «Строительно-монтажные работы на КЛ 110 кВ Шушары» принято к расчету бурение скважин методом ГНБ в объеме 372,3 м. По данным представленных актов выполненных работ (КС-2) № 2-1 от 29.12.202, № 6-1 от 27.01.2021, № 11-1 от 28.03.2021 бурение скважин методом ГНБ выполнено в объеме 1 580,09 м. Увеличение объема выполненных работ сверх заложенного в проектной документации приводит к увеличению сметной стоимости строительства объекта по отношению к стоимостным показателям сметной документацией, получившей положительное заключение по проверке достоверности

определения сметной стоимости объекта от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17, что повышает риск финансирования сверх запланированного объема.

По результатам проверки журналов учета выполненных работ (КС-6а), актов о приемки выполненных работ (КС-2), справок о стоимости выполненных работ и затрат (КС-3), товарных накладных ТОРГ-12 на соответствие проектной и рабочей документации, заключенным договорам отмечается следующее:

– отклонений и несоответствий справок о стоимости выполненных работ и затрат (КС-3) актам о приемке выполненных работ (КС-2) не выявлено;

– выявлено отклонение (превышение) в размере 15,3 млн. руб. без НДС в ценах 2016 при поставке оборудования по отношению к стоимости оборудования, заложенной в сметной документации, получившей положительное заключение от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17;

– отклонение (превышение) стоимостных показателей, принятых для расчета в сметной документации, получившей положительное заключение от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17, при закупке кабеля 110 кВ на 34,4 млн. руб. без НДС, при этом марка закупленного кабеля на 110 кВ отличается от марки, принятой в проектной документации;

– отклонения и несоответствия стоимости фактически выполненных работ, включенных в представленный журнал учета выполненных работ (КС-6а), проектной и рабочей документации, договору подряда № 20-5582 от 13.05.2021 не выявлено, по договору № 17-10269 от 30.06.2017 журналы учета выполненных работ (КС-6а) не представлены;

– отклонение (превышение) физического объема выполненных работ по отношению к физическому объему работ, принятому для расчета в локальных сметных расчетах сметной документации, получившей положительное заключение от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17.

На основании вышеизложенного выявлен риск превышения финансирования сверх запланированного, связанный с выполнением работ сверх запланированных проектной документацией, что может негативно повлиять на финансово-хозяйственную деятельность заказчика (привлечение дополнительных кредитов, недофинансирования строительства других проектов или увеличения сроков строительства и т.п.).

С целью снижения выявленного риска рекомендуется оформить документы, обосновывающие необходимость отступления от решений, предусмотренных проектной документацией.

10.14 Анализ предоставленных подрядчиками (поставщиками) банковских гарантий обеспечения заключенных с ними договоров и авансовых платежей

Анализ представленных подрядчиками банковских гарантий обеспечения заключенных с ними договоров и авансовых платежей проводится в следующем порядке:

– определение действующих договоров, требующих банковских гарантий обеспечения обязательств подрядчика;

– оценка выданных подрядчиками банковских гарантий на соответствие условиям, определенным договорными отношениями;

– оценка соблюдения условий авансирования на соответствие условиям, определенным договорными отношениями.

Перечень договоров, заключенных в рамках реализации проекта, за исключением договоров на аренду и покупку земельных участков, представлен в табл. 15.

Таблица 15 – Перечень договоров, заключенных в рамках реализации проекта

№ п/п	Номер и дата заключения договора	Цена договора, млн. руб.	Авансирование по условиям договора	Статус договора на момент проведения ТЦА	Наличие банковской гарантии по условиям договора
1	17-16522 от 20.11.2017	31,10	нет	действующий	не требуется
2	17-10269 от 30.06.2017	2 026,30	есть	расторгнут	требуется
3	20-5582 от 13.05.2020	1 999,60	есть	действующий	требуется
4	07-4007 от 18.12.2007	61,70	есть	расторгнут	не требуется
5	20-14880 от 11.11.2020	39,40	есть	действующий	требуется
6	17-1083 от 14.02.2017	4,00	нет	выполнен	не требуется
7	17-12162 от 27.09.2017	0,20	нет	выполнен	не требуется
8	20-12704 от 05.10.2020	2,10	нет	действующий	не требуется
9	18-9079 от 01.09.2018	25,90	нет	действующий	требуется
10	20-12769 от 15.12.2020	34,00	нет	выполнен	не требуется
11	20-12770 от 15.12.2020	39,40	нет	выполнен	не требуется
12	13-15226 от 16.12.2013	16,00	нет	выполнен	не требуется
13	07-2913 от 03.09.2007	0,80	нет	выполнен	не требуется
14	12-11665 от 26.11.2012	0,40	нет	выполнен	не требуется
15	18-7170 от 15.11.2008	0,60	нет	выполнен	не требуется
16	06-2351 от 03.09.2006	-	нет	выполнен	не требуется
17	20-5783 от 12.05.2020	рамочный	есть	действующий	не требуется

Анализ представленных подрядчиками банковских гарантий обеспечения заключенных с ними договоров и авансовых платежей проводится в рамках

представленных договоров. Отсутствие требования предоставления банковской гарантии в остальных представленных договорах представляется допустимым для рассматриваемого проекта с учетом особенностей предусмотренных данными договорами работ, условий оплаты и суммы по договору.

Банковская гарантия предусмотрена в 4 из 17 представленных договоров.

Требования по денежному обеспечению обязательств подрядчиков (необходимость предоставления подрядчиками банковской гарантии) включены в следующие договоры:

– договор № 18-9079 от 18.09.2018, заключенный между ПАО «Ленэнерго» и АО «ЦТЗ» (далее – Договор 1);

– договор № 20-5582 от 13.05.2020, заключенный между ПАО «Ленэнерго» и ООО «Энергетическое Строительство» (далее – Договор 2);

– договор № 20-14880 от 10.11.2020, заключенный между ПАО «Россети Ленэнерго» и ООО «КЭТ» (далее – Договор 3);

– договор № 17-10269 от 30.06.2017, заключенный между ПАО «Ленэнерго» и ООО «ГорКапСтрой» (далее – Договор 4).

Своевременная и полная реализация вышеперечисленных договоров оказывает критическое воздействие на успешную реализацию проекта в целом. Данный подход к формированию договорных отношений с подрядчиком оказывает положительное влияние на снижение рисков, связанных с неисполнением подрядчиком своих обязательств, рисков невозврата ранее выданных подрядчику авансов.

С учетом данных табл. 16 оценка выданных поставщикам банковских гарантий на соответствие условиям, определенным договорными отношениями, проводится в разрезе следующих договоров:

– Договор 1;

– Договор 2;

– Договор 3;

– Договор 4.

Оценка выданных поставщикам банковских гарантий на соответствие условиям, определенным договорными отношениями, проводится по следующим критериям:

– срок действия банковской гарантии;

– сумма денежного обеспечения исполнения;

– соотношение денежного обеспечения исполнения условиям договора;

– соответствие реквизитов договора реквизитам, указанным в банковской гарантии.

Таблица 16 – Оценка банковских гарантий на соответствие условиям, определенным договорными отношениями

№ п/п	Параметры	Оценка соответствия банковской гарантии условиям договора											
		по договору 1			по договору 2			по договору 3			по договору 4		
		условия договора	параметры гарантии	оценка	условия договора	параметры гарантии	оценка	условия договора	параметры гарантии	оценка	условия договора	параметры гарантии	оценка
1	Наличие банковской гарантии, представленной подрядчиком	предусмотрена	№1914107	представлена	предусмотрена	№ 00.19-2/09/061/20	представлена	предусмотрена	№ M92469	представлена	предусмотрена	-	не представлена
2	Соответствие срока действия гарантии условиям договора	до даты полного окончания работ плюс не менее 60 календарных дней	срок окончания 19.01.2023	соответствует	до даты полного окончания работ плюс не менее 60 календарных дней	20.01.2023	соответствует	до полного окончания работ	29.08.2021	соответствует	до полного окончания работ	-	-
3	Сумма обеспечения по условиям договора	сумма выдаваемого аванса	2,55 млн. руб.	соответствует	сумма выдаваемого аванса	399,9 млн. руб.	соответствует	сумма выдаваемого аванса	3,9 млн. руб.	соответствует	сумма выдаваемого аванса	-	-
4	Реквизиты договора, указанные в банковской гарантии	Договор № 18-9079 от 18.09.2018	Договор № 18-9079 от 18.09.2018	соответствуют	Договор № 20-5582 от 13.05.2020	Договор № 20-5582 от 13.05.2020	соответствуют	Договор № 20-14880 от 10.11.2020	Договор № 20-14880 от 10.11.2020	соответствует	Договор № 17-10269 от 30.06.2017	-	-

По результатам оценки выявлено следующее:

– банковская гарантия, предоставленная АО «ЦТЗ», условиям договора № 18-9079 от 18.09.2018, заключенного между ПАО «Ленэнерго» и АО «ЦТЗ», соответствует;

– банковская гарантия, предоставленная ООО «Энергетическое Строительство», условиям договора № 20-5582 от 13.05.2020, заключенного между ПАО «Ленэнерго» и ООО «Энергетическое Строительство», соответствует;

– банковская гарантия, предоставленная ООО «КЭТ», условиям договора № 20-14880 от 10.11.2020, заключенного между ПАО «Россети Ленэнерго» и ООО «КЭТ», соответствует;

– банковская гарантия в рамках договора № 17-10269 от 30.06.2017, заключенного между ПАО «Ленэнерго» и ООО «ГорКапСтрой», не представлена.

В рамках исполнения договора 1 заказчиком авансирование работ не производилось.

В рамках исполнения договора 2 заказчиком был выплачен подрядчику авансовый платеж на сумму 399,9 млн. руб. с НДС (платежное поручение №10518 от 09.07.2020). Банковская гарантия покрывает сумму аванса. Таким образом, авансирование работ производилось в соответствии с договорными обязательствами.

В рамках исполнения договора 3 заказчиком авансирование работ не производилось.

В рамках исполнения договора 4 заказчиком был выплачен подрядчику авансовый платеж на сумму 327,2 млн. руб. с НДС (по данным, отраженным в мировом соглашении). Банковская гарантия подрядчиком не представлялась. При анализе представленных документов выявлено, что Договор 4 был расторгнут заявителем в одностороннем порядке (уведомление о расторжении договора от 28.12.2018 № ЛЭ/01-02/747). Возврат поставленного подрядчиком оборудования был оформлен дополнительным соглашением от 29.12.2019 №5/17-20275 к договору № 17-10269 от 30.06.2017. Для возврата сумм авансирования ПАО «Россети Ленэнерго» был вынужден обратиться в Арбитражный суд г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области где в июле 2020 было достигнуто мировое соглашение с представителем подрядчика о возврате неотработанных авансов, процентов за пользование чужими средствами и расходов на уплату госпошлины. Процедура возврата ранее выплаченного подрядчику аванса с момента уведомления о расторжении договора заняла около двух лет. Наличие банковской гарантии, которая должна быть предоставлена в соответствии с п.13.3 договора № 17-10269 от 30.06.2017 позволила бы минимизировать сроки возвращения ранее выплаченных сумм.

Анализ представленных подрядчиками банковских гарантий обеспечения заключенных с ними договоров и авансовых платежей выявил следующее:

– представленные подрядчиками банковские гарантии соответствуют условиям договоров;

– авансирование работ производилось в соответствии с договорными обязательствами представленных договоров.

Представленные подрядчиками банковские гарантии соответствуют условиям договоров, авансирование работ производилось в соответствии с договорными обязательствами.

При анализе выявлен факт не предоставления банковской гарантии в рамках исполнения договорных обязательств по договору № 17-10269 от 30.06.2017, заключенному между ПАО «Ленэнерго» и ООО «ГорКапСтрой».

Рекомендуется при реализации последующих проектов в договора, которые оказывают существенное влияние на качественную и своевременную реализацию проекта, включать требования по денежному обеспечению обязательств подрядчиков, в том числе в части авансирования.

10.15 Анализ реализации проекта

Рассматриваемый проект включен в инвестиционную программу ПАО «Россети Ленэнерго» на 2021 – 2025 годы в редакции Приказа Минэнерго России от 29.12.2020 № 31@.

Анализ реализации проекта проводится по следующим направлениям:

- в части объемов финансирования проекта;
- в части объемов освоения капитальных вложений;
- в части объема принятия основных средств к бухгалтерскому учету;
- в части сравнения затрат в разрезе сводного сметного расчета и подтвержденных затрат по инвестиционному проекту.

Источниками информации являются:

- инвестиционная программа, утвержденная в установленном порядке;
- сводный сметный расчет проектной документации;
- первичная учетная документация по проекту.

Представлены следующие материалы:

– инвестиционная программа «Россети Ленэнерго» на 2021 – 2025 годы в редакции Приказа Минэнерго России от 29.12.2020 № 31@ (далее – инвестиционная программа);

- сводный сметный расчет проектной документации, получившей положительное заключение от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17;
- платежные поручения за период с 24.10.2007 по 15.07.2021;
- справки КС-2, КС-3, акты выполненных работ за период с 11.12.2007 по 29.07.2021;

– оборотно-сальдовые ведомости ПАО «Россети Ленэнерго» по счету 08.03 (объект строительства: Строительство ПС 110 кВ «Шушары») за период с августа 2006 по август 2021, по счету 60 (по договорам №18-9079 от 18.09.2018, № 20-5783 от 12.05.2020, № 350754/20-ВО/20-12769 от 15.12.2020, № 350754/20-ВС/20-12770 от 15.12.2020, № 07-4007 от 18.12.2007, № АУ00006251 от 25.12.2007, №1 7-10269 от 30.06.2017, № 20-14880 от 10.11.2020, № 12-11665 от 26.11.2012, № 13-15226 от 18.12.2013, № 07-2913 от

03.09.07, № 20-5582 от 13.05.2020, № 18-7170 от 15.11.2018, № 379/17-1083 от 14.02.2017) за период с 2006 по 2020;

– справки по затратам по счету 08 («Затраты отдела капитального строительства»; «Затраты отдела капитального строительства-строительный контроль»; «Проценты по заемным средствам») за период с декабря 2006 по 31.07.2021;

справка подтвержденных затрат по проекту о величине осуществленных и подтвержденных затрат в разрезе глав сводного сметного расчета инвестиционного проекта на 31.07.2021.

10.15.1 Анализ выполнения плановых показателей в части финансирования проекта

Плановый объем финансирования рассматриваемого инвестиционного проекта согласно инвестиционной программы составляет 2 112,5 млн. руб. с НДС. Динамика финансирования по проекту с разбивкой по годам представлена в таблице 17 и на рис. 5.

Таблица 17 – Динамика финансирования по проекту с разбивкой по годам, млн. руб. с НДС

Год	Утвержденная инвестиционная программа (плановые значения)	Фактически профинансировано по данным заказчика
Профинансировано на 01.01.2020	508,8	142,1
2020	509,9	476,3
2021	251,0	407,7*
2022	476,87	
2023	365,90	
Итого	2 112,54	1 026,1

Примечание * - данные по состоянию на 31.07.2021.

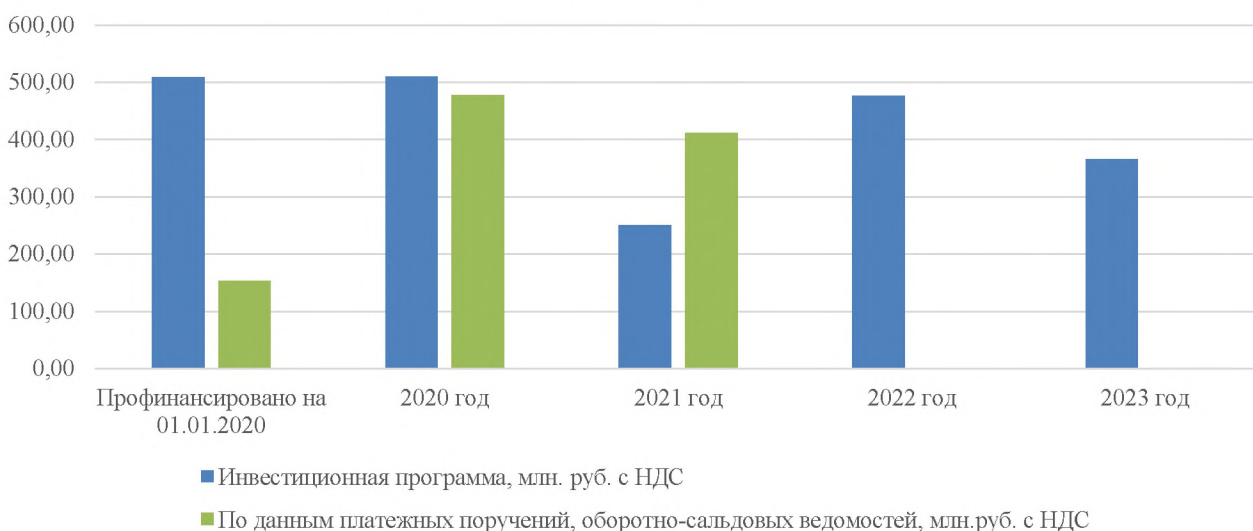


Рисунок 5 – Динамика финансирования с разбивкой по годам, млн. руб. с НДС

При анализе представленной документации отмечаются отклонения от плановых показателей финансирования за рассмотренный период реализации проекта.

Отмечается, что за период реализации инвестиционного проекта из сумм финансирования по проекту часть средств направлена на обслуживание кредита в объеме 58,0 млн. руб. (по состоянию на 31.07.2021). При этом указанные затраты не включены в сметную стоимость строительства, что повышает риск недостаточности запланированных объемов финансирования для завершения строительства объекта капитального строительства.

По представленным данным первичных учетных документов (КС-3, акты выполненных работ, платежные поручения) выявлены отклонения по договорам с подрядными организациями в объеме 193,2 млн. руб. с НДС, связанные с гарантийным удержанием в рамках договорных обязательств. Данные представлены в табл. 18.

Таблица 18 – Данные по финансовым обязательствам в рамках договорных отношений между ПАО «Россети Ленэнерго» и подрядчиками, млн. руб. с НДС

№ п/п	Договор	По данным КС-3, ТОРГ-12 и актам выполненных работ, млн. руб. с НДС	По данным платежных поручений, млн. руб. с НДС	Гарантийное удержание, («+» – задолженность подрядчиков, "-" – задолженность заказчика)
1	Договор № 20-5582 от 13.05.2020	947,2	763,0	- 184,2
2	Договор № 20-14880 от 11.11.2020	21,3	14,9	- 6,4
3	Договор № 18-9079 от 01.09.2018	9,8	7,2	- 2,6
	Итого	-	-	- 193,2

10.15.2 Анализ выполнения плановых показателей в части освоения капитальных вложений проекта

Плановый объем освоения капитальных вложений рассматриваемого инвестиционного проекта согласно инвестиционной программе составляет 1 762,3 млн. руб. без НДС. Динамика освоения капитальных вложений по проекту с разбивкой по годам представлена в таблице 19 и на рис. 6.

Таблица 19 – Динамика освоения капитальных вложений по проекту с разбивкой по годам, млн. руб. без НДС

Год	Утвержденная инвестиционная программа (плановые значения)	Фактически освоено по данным заказчика
Освоено на 01.01.2020	104,2	104,2
2020	242,3	97,8
2021	457,1	643,7*
2022	958,6	
Итого	1 762,3	845,7

Примечание * - данные по состоянию на 31.07.2021.

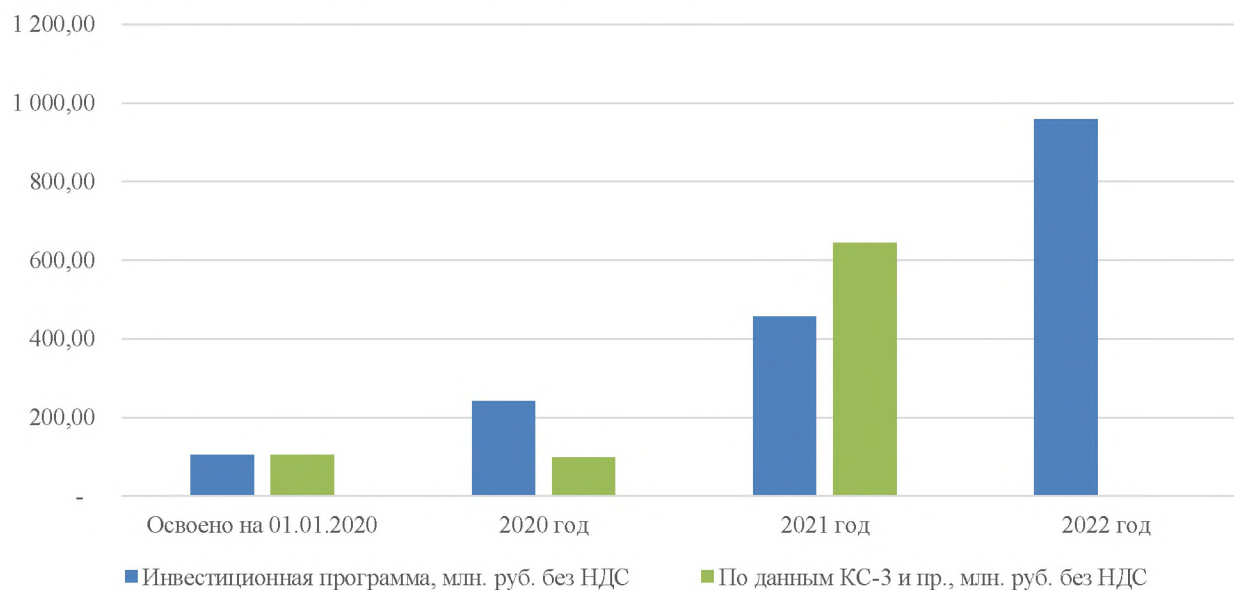


Рисунок 6 – Динамика освоения капитальных вложений с разбивкой по годам, млн. руб. без НДС

При анализе представленной документации отмечаются отклонения от плановых показателей освоения капитальных вложений за рассмотренный период реализации проекта.

Отмечается, что за период реализации инвестиционного проекта из сумм финансирования по проекту часть средств направлена на обслуживание кредита в объеме 58,0 млн. руб. (по состоянию на 31.07.2021).

10.15.3 Анализ выполнения плановых показателей в части принятия основных средств к бухгалтерскому учету

Плановый объем принятия основных средств к бухгалтерскому учету по рассматриваемому инвестиционному проекту согласно инвестиционной программы составляет 1 762,3 млн. руб. без НДС. Динамика принятия основных средств к бухгалтерскому учету по проекту с разбивкой по годам представлена в табл. 20 и на рис. 7.

Таблица 20 – Динамика принятия основных средств к бухгалтерскому учету по проекту с разбивкой по годам, млн. руб. без НДС

Год	Утвержденная инвестиционная программа (плановые значения)	Фактически принято по данным заказчика (КС-14, ОС-1)
Принято на 01.01.2020	0,0	16,0
2020	0,0	0,0
2021	0,0	0,0
2022	1 762,3	0,0
Итого	1 762,3	16,0*

Примечание * - данные по состоянию на 31.07.2021.

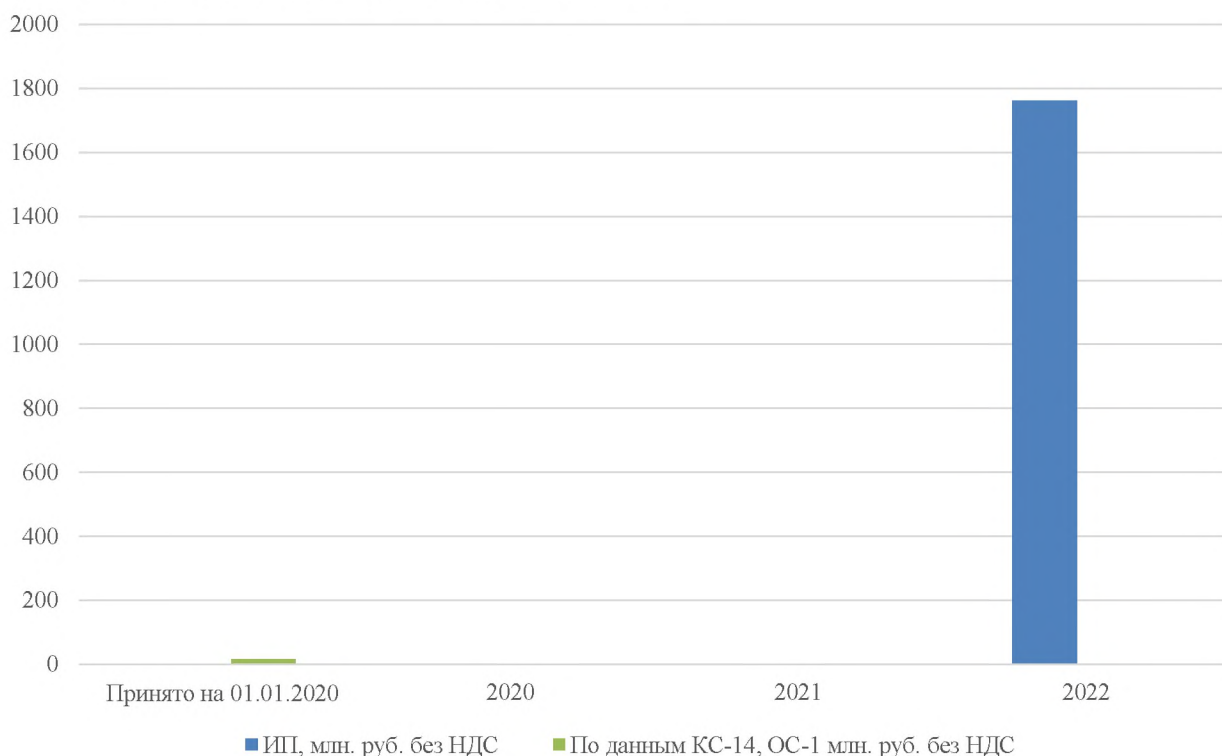


Рисунок 7 – Динамика принятия основных средств к бухгалтерскому учету с разбивкой по годам, млн. руб. без НДС

В соответствии с представленным актом о приеме-передаче объекта основных средств (ОС-1) от 30.09.2014 № ВВ000000119 в связи с производственной необходимостью к бухгалтерскому учету приняты основные средства в объеме 16,0 млн. руб. без НДС.

Отклонений от плановых показателей принятия основных средств к бухгалтерскому учету за период реализации проекта с 2020 по 31.07.2021 не выявлено.

10.16 Анализ подтвержденных затрат по инвестиционному проекту

Источниками информации для анализа подтвержденных затрат по инвестиционному проекту являются:

- сводный сметный расчет проектной документации, получившей положительное заключение от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17;
- справка подтвержденных затрат по проекту, содержащая на дату составления информацию о величине осуществленных и подтвержденных затрат в разрезе глав сводного сметного расчета инвестиционного проекта (далее – справка подтвержденных затрат) по состоянию на 31.07.2021;
- учетные документы (КС-2, акты выполненных работ, товарные накладные и т.п.), представленные заявителем (далее – учетные документы).

Сметная стоимость строительства рассматриваемого объекта составляет 2 024 759,04 тыс. руб. без НДС в уровне цен 4 кв. 2016.

Фактический объем затрат, согласно справке подтвержденных затрат, составляет 987 786,08 тыс. руб. без НДС по состоянию на 31.07.2021.

Фактический объем затрат, согласно учетным документам, составляет 987 786,08 тыс. руб. без НДС по состоянию на 31.07.2021.

Сравнительный анализ затрат по рассматриваемому объекту представлен в табл. 21.

Таблица 21 – Сравнительный анализ затрат, млн. руб. без НДС

№ п/п	Виды затрат	Сметная стоимость	Затраты согласно справке подтвержденных затрат	Затраты согласно учетным документам
1	СМР	971,3	427,8	427,8
2	Оборудование	765,9	408,9*	408,9*
3	Прочие	228,6	92,8	92,8
4	Непредвиденные затраты	59,0	58,0**	58,0**
5	Всего	2 024,8	987,8	987,8

Примечание: * – часть поставленного оборудования в объеме 142,1 млн. руб. без НДС будет принята к освоению после монтажа;
** – проценты по кредитам.

По результатам анализа отмечаются отклонения между сметной стоимостью и затратами согласно справке подтвержденных затрат в целом на 51,2%. Данное отклонение связано, с тем, что работы по объекту в полном объеме не завершены.

При анализе затрат по инвестиционному проекту отмечается наличие затрат, неучтенных в проектной документации, а именно: затрат на обслуживание кредита в объеме 58,0 млн. руб. (по состоянию на 31.07.2021).

По результатам анализа фактических показателей реализации инвестиционного проекта по отношению к плановым показателям отмечается следующее:

1. Отклонение фактического объема финансирования, освоения капитальных вложений от плановых показателей.
2. Финансирование затрат, не включенных в сметную документацию.
3. Наличие задолженности ПАО «Россети Ленэнерго» перед подрядчиками в объеме 193,2 млн. руб. с НДС связанной с гарантийным удержанием в рамках договорных обязательств.

Согласно представленным документам по результатам анализа п.10.15.1, а также п. 10.6.2 и п. 10.13 выявлено наличие возможного риска превышения объемов финансирования и освоения капитальных вложений над плановыми показателями.

Исполнитель рекомендует оформить необходимые документы, обосновывающие необходимость отступления от решений, предусмотренных проектной документацией.

В целом провести оценку полной стоимости проекта, в том числе в разрезе финансирования, освоения капитальных вложений, принятия основных средств к бухгалтерскому учету и на соответствие проектной документации на

дату проведения ТЦА не представляется возможным в связи с тем, что работы по объекту в полном объеме не завершены.

10.17 Анализ целевого расходования средств в ходе строительства, проверка соответствия стоимости выполненных работ договорной документации, выявление отклонений бюджета от запланированных показателей

Отмечается финансирование затрат, не включенных в сметную документацию.

Примером могут служить затраты на обслуживание кредита в сумме 58,0 млн. руб. (по состоянию на 31.07.2021).

При проверке представленных документов нецелевого расходования средств в ходе строительства не выявлено.

Результаты проверки соответствия стоимости выполненных работ проектной (договорной) документации представлены в п. 10.13.

Анализ отклонений бюджета от запланированных показателей проводился по следующим направлениям:

- в части объемов финансирования проекта;
- в части объемов освоения капитальных вложений.

Результаты анализа представлены в п.п. 10.15.1 – 10.15.2.

11 Заключение

Исходно-разрешительная, правоустанавливающая документация на земельные участки для проектирования и строительства представлена в объеме, необходимом и достаточном для реализации инвестиционного проекта.

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

Рабочая документация разработана в объеме, недостаточном для завершения строительно-монтажных работ, поставки оборудования. Представленная рабочая документация в целом соответствует решениям проектной документации.

Строительно-монтажные работы выполнены в соответствии с разработанной рабочей документацией. Соответствуют требованиям технических регламентов, результатам инженерных изысканий, требованиям градостроительного плана земельного участка, проекта планировки территории.

Оформление исполнительной документации выполнено в соответствии с требованиями нормативных документов.

Регламенты выполнения требований энергоэффективности объекта строительства соответствует требованиям проектной документации.

Фактический срок реализации рассматриваемого инвестиционного проекта – 2007 – 2022 годы (15 лет) – оценивается как необоснованно завышенный.

Отклонение срока завершения строительства объекта составляет более 13 лет относительно первоначального планового срока, что оказывает значительное воздействие на реализацию проекта, в части выполнения обязательств ПАО «Россети Ленэнерго».

Риски инвестиционного проекта оцениваются как умеренные, отмечается риск превышения объемов финансирования и освоения капитальных вложений над плановыми показателями, определенными в Инвестиционной программе.

С учетом получения положительного заключения по проверке достоверности определения сметной стоимости объекта от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17, выданным Санкт-Петербургским государственным автономным учреждением «Центр государственной экспертизы», сметная документация оценивается в целом как соответствующая действующей методологии ценообразования и сметного нормирования.

Оценка стоимости реализации проекта с использованием сборников УНЦ и УСП, выявила превышение над стоимостными показателями, принятыми в отечественной практике.

Проект характеризуется низкой экономической эффективностью для потребителей.

Возможностей оптимизации стоимостных показателей с учетом результатов технологического аудита не выявлено.

Отмечаются отклонения от плановых показателей, утвержденных инвестиционной программой, по финансированию, по освоению капитальных вложений.

При анализе представленных документов выявлен факт не предоставления банковской гарантии в рамках исполнения договорных обязательств по договору № 17-10269 от 30.06.2017, заключенному между ПАО «Ленэнерго» и ООО «ГорКапСтрой». Рекомендуются при реализации последующих проектов в договоры, которые оказывают существенное влияние на качественную и своевременную реализацию проекта, включать требования по денежному обеспечению обязательств подрядчиков, в том числе в части авансирования.

По результатам проверки журналов учета выполненных работ (КС-6а), актов о приемки выполненных работ (КС-2), справок о стоимости выполненных работ и затрат (КС-3), товарных накладных ТОРГ-12 на соответствие проектной документации выявлены следующие отклонения:

– отклонение (превышение) в размере 15,3 млн. руб. без НДС при поставке оборудования по отношению к стоимости оборудования, заложенной в сметной документации, получившей положительное заключение по проверке достоверности определения сметной стоимости объекта от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17;

– отклонение (превышение) стоимостных показателей, принятых для расчета в сметной документации, получившей положительное заключение по проверке достоверности определения сметной стоимости объекта от 16.05.2017 № С-43-78-1-1-3-0063-17 при закупке кабеля 110 кВ на 34,4 млн. руб. без НДС.

По результатам проведения ценового аудита:

– нецелевого расходования средств в ходе строительства не выявлено;
– выявлено наличие затрат, неучтенных в сметной документации, а именно, затрат на обслуживание кредита в объеме 58,0 млн. руб.

Отмечается риск превышения объемов финансирования и освоения капитальных вложений над плановыми показателями.

В целом провести оценку полной стоимости проекта, в том числе в разрезе финансирования, освоения капитальных вложений, принятия основных средств к бухгалтерскому учету и на соответствии проектной документации, на дату проведения ТЦА не представляется возможным в связи с тем, что работы по объекту в полном объеме не завершены.

Заместитель директора департамента
экспертизы

И.С. Тужба

Начальник Отдела градостроительной
экспертизы

А.А. Поляков

Государственный эксперт-инженер
Отдела градостроительной экспертизы

А.А. Купрюхин

Государственный эксперт-инженер
Отдела генеральных планов

О.В. Константинова

Главный специалист отдела
заключения договоров

М.М. Пугачёв

Государственный эксперт-экономист
Отдела смет и ПОС по объектам
транспортной инфраструктуры и
производственного назначения
Управления экономики строительства

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